



**CONIBEN**  
LISBOA 2019

**ANAIS**

**CONFERÊNCIA  
IBERO-BRASILEIRA  
DE ENERGIA**

COORDENADOR GERAL E CIENTÍFICO  
**CAIO CÉSAR TORRES CAVALCANTI**

ORGANIZADORES E REALIZADORES  
**PAULO SÉRGIO DE HOLANDA MENEZES**  
**PAULO CAVALCANTI MENEZES**

 **IBEROJUR**

PROMOÇÃO E  
REALIZAÇÃO:

  
**p.mais**  
EVENTOS



# CONFERÊNCIA IBERO-BRASILEIRA DE ENERGIA

LISBOA/PORTUGAL  
MAIO 2019

## SUSTENTABILIDADE E TRANSIÇÃO ENERGÉTICA: NOVOS RUMOS DO SETOR DA ENERGIA

PROMOÇÃO  
E REALIZAÇÃO



RECIFE / PERNAMBUCO / BRASIL  
WWW.PMAISEVENTOS.COM



ISBN: 978-989-54869-0-8

## **COMITÊ TÉCNICO E CIENTÍFICO**

**CAIO CÉSAR TORRES CAVALCANTI (COORDENAÇÃO)**

Faculdade de Direito da Universidade de Coimbra

**CARLA AMADO GOMES**

Faculdade de Direito da Universidade de Lisboa

**CARLOS HENGGELER ANTUNES**

Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra

**FERNANDA PAULA OLIVEIRA**

Faculdade de Direito da Universidade de Coimbra

**HIRDAN KATARINA DE MEDEIROS COSTA**

Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo (IEE/USP)

**ISABEL GONZÁLEZ RÍOS**

Universidade de Málaga

**JOÃO CATALÃO**

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

**JORGE VASCONCELOS**

NEWES – New Energy Solutions

**LIA DO VALLE CAVALCANTI DE ALBUQUERQUE**

Faculdade de Direito da Universidade de Coimbra

**MARTA NUNES VICENTE**

Faculdade de Direito da Universidade Católica Portuguesa

**NATÁLIA DE ALMEIDA MORENO**

Faculdade de Direito da Universidade de Coimbra

**PATRÍCIA PEREIRA DA SILVA**

Faculdade de Economia da Universidade de Coimbra

**PAULA FERREIRA**

Universidade do Minho

**PAULO CALAU**

ADENE – Agência para a Energia

**ROBERTO GALÁN VIOQUE**

Universidade de Sevilla

**RUI CASTRO**

Técnico Lisboa (IST), INESC-ID

**RUI PESTANA**

REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A.

**VLADIMIRO MIRANDA**

Universidade do Porto, INESC TEC

O Coordenador Científico, os Organizadores, a P Mais e o IBEROJUR (Editor) não são responsáveis pelas opiniões, comentários e manifestações contidas nos textos dos respectivos autores. A presente obra expõe exclusivamente a opinião de cada autor como manifestação do seu direito à liberdade de expressão e ao padrão acadêmico-científico definido pelo parâmetro de revisão do Comitê Técnico e Científico. O Coordenador Científico, os Organizadores, a P Mais e o IBEROJUR (Editor) se opõem expressamente a qualquer das páginas desta obra ou partes da mesma nas quais sejam utilizados resumos ou textos jornalísticos. Qualquer forma de reprodução, distribuição, comunicação pública ou transformação desta obra só pode ser realizada mediante autorização de seus titulares, salvo exceção prevista na lei. Portanto, esta obra não poderá ser reproduzida de forma integral sem a autorização prévia do Coordenador Científico, dos Organizadores, da P Mais e/ou do IBEROJUR (Editor). Os autores dos capítulos ficam autorizados à reprodução e indexação na forma eletrônica sem fins comerciais, fazendo-se menção de que os respectivos textos pertencem à integralidade da obra, desde que citados o Coordenador Científico e demais informações. Quaisquer outras formas de cessão do uso desta obra, sem a autorização prévia, por escrito, dos titulares do copyright, são consideradas proibidas. A revisão gramatical é de responsabilidade dos autores.

## **Ficha Técnica**

© 2020 [Instituto Iberoamericano de Estudos Jurídicos – IBEROJUR]

Título: Anais da Conferência Ibero-Brasileira de Energia – CONIBEN Lisboa 2019

Coordenador Científico: Caio César Torres Cavalcanti

Organizador: Paulo Sérgio de Holanda Menezes (P Mais Eventos)

[Autores vários]

[Suporte: Eletrónico];[Formato: PDF / PDF/A]

ISBN: 978-989-54869-0-8;

1ª edição: IBEROJUR

Rua de Ceuta, 118, 1 andar, sala 1.

Porto – Portugal - 4050-190

## **Formas de citação:**

CAVALCANTI, Caio César Torres. Anais da Conferência Ibero-Brasileira de Energia – CONIBEN Lisboa 2019, 1ª ed., Porto: IBEROJUR, 2019, 724 p. ISBN: 978-989-54869-0-8;

CAVALCANTI, Caio (Coord.); MENEZES, Paulo (Org.). Anais da Conferência Ibero-Brasileira de Energia – CONIBEN Lisboa 2019, 1ª ed., Porto: IBEROJUR, 2019, 724 p. ISBN: 978-989-54869-0-8;

**ANAIS DA CONFERÊNCIA IBERO-BRASILEIRA DE ENERGIA – CONIBEN  
LISBOA 2019**

**SUMÁRIO**

**Apresentação..... 12**

CAIO CÉSAR TORRES CAVALCANTI & PAULO SÉRGIO DE HOLANDA MENEZES

**CAPÍTULO I**

**SUBESTAÇÕES ELÉTRICAS COMPACTAS: A EXPERIÊNCIA DA EDP NA BUSCA POR MELHOR  
EFICIÊNCIA ENERGÉTICA, PLANEJAMENTO URBANO E SUSTENTABILIDADE.....17**

ALESSANDRO ROGERIO DOS SANTOS, LUCAS DE OLIVEIRA, ADRIANO CABRINO & ROBERTO  
IGNACIO DA SILVA

**CAPÍTULO II**

**OS DESAFIOS NA COMUNICAÇÃO SOBRE ATRIBUTOS AMBIENTAIS E ECONÔMICOS DE  
PROJETOS DE ENERGIA ELÉTRICA .....50**

ANA LÚCIA RODRIGUES DA SILVA & FERNANDO AMARAL DE ALMEIDA PRADO JUNIOR

**CAPÍTULO III**

**O CARRO ELÉTRICO E AS ESTRATÉGIAS DA UNIÃO EUROPEIA PARA DIMINUIR AS EMISSÕES  
NA MOBILIDADE INDIVIDUAL .....75**

AUGUSTA MATTOS CARVALHO DE ANDRADE

**CAPÍTULO IV**

**ENERGIA E INDÚSTRIA NO BRASIL: UMA ANÁLISE DO MOMENTO ATUAL E A IMPORTÂNCIA DA  
EFICIÊNCIA ENERGÉTICA NESTE CENÁRIO.....96**

BRUNA COELHO DA CONCEIÇÃO PÔJO & VITÓRIA AGUIAR BARBOSA

**CAPÍTULO V**

**NEW RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: A MULTILATERAL GOVERNANCE ENVIRONMENT  
TO BOOST INNOVATION AND COMPETITIVENESS ..... 112**

CÁCIA PIMENTEL & DANIEL MENEZES

**CAPÍTULO VI**

**ASPECTOS JURÍDICO-LEGAIS DA PRODUÇÃO DE ENERGIA A PARTIR DE FONTES HÍDRICAS POR  
MEIO DE GERADORAS DE PEQUENO PORTE: DESAFIOS E PERSPECTIVAS DA  
SUSTENTABILIDADE A PARTIR DAS EXPERIÊNCIAS NO ESTADO DE SANTA CATARINA (BRASIL)  
..... 127**

## CAPÍTULO VII

### **SHIFTING BAGASSE TOWARDS 2G ETHANOL PRODUCTION USING BIOGAS FROM SUGAR AND ETHANOL PROCESSING WASTES..... 145**

CAIO LUCA JOPPERT, MARILIN MARIANO DOS SANTOS & SUANI TEIXEIRA COELHO

## CAPÍTULO VIII

### **VALORAÇÃO DE BENS E SERVIÇOS ECOSSISTÊMICOS ASSOCIADOS A PROJETOS DE RECUPERAÇÃO E CONSERVAÇÃO AMBIENTAL NO RESERVATÓRIO DE TRÊS IRMÃOS: CARBONO, USO PÚBLICO E RECURSOS PESQUEIROS..... 164**

CARLOS E. F. YOUNG, FRANCISCO E. MENDES, MARCIO ALVARENGA JR., LUCAS A. N. COSTA, MARCOS P. MENDES, LUCIANO D. LOSEKANN, NIÁGARA R. SILVA, JACQUELINE G. B. SILVA & RENATO P. QUEIROZ

## CAPÍTULO IX

### **LIVRE ACESSO ÀS INFRAESTRUTURAS DE GÁS NATURAL NO BRASIL..... 187**

CAROLINA ARAUJO DE AZEVEDO PIZOIRO & JOSÉ EDUARDO SIQUEIRA

## CAPÍTULO X

### **O POTENCIAL ELÉTRICO RENOVÁVEL EM PROL DO DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL: O USO DE RESÍDUOS AGROINDUSTRIAIS NA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA ..... 200**

CLAUDIA RIBEIRO PEREIRA NUNES & PRISCILA ELISE ALVES VASCONCELOS

## CAPÍTULO XI

### **INSTRUMENTATION AND CONTROL DEVELOPMENT APPLIED TO HYDROGEN AND ION LITHIUM ENERGY STORAGE SYSTEMS ..... 217**

ELÓI FONSECA, DIEGO HENRIQUE DO AMARAL, BRUNA MALAGUTI, NAIARA DE SOUZA LIMA, GABRIEL DE SOUZA CORDEIRO, FELIPE EMANUEL SALES & VICTOR HUGO PAEZANE DOS ANJOS

## CAPÍTULO XII

### **PRIVACIDADE – UMA NOVA DIMENSÃO A SER CONSIDERADA NAS REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES?..... 237**

FERNANDO AMARAL DE ALMEIDA PRADO JUNIOR & ANA LÚCIA RODRIGUES DA SILVA

## CAPÍTULO XIII

### **REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: A PASSAGEM PARA UM MODELO DE COMPETIÇÃO NO VAREJO ..... 252**

GABRIEL JAMUR GOMES

#### CAPÍTULO XIV

**OS ASPECTOS TÉCNICOS, ECOLÓGICOS E ECONÔMICOS DAS MINICENTRAIS HIDRELÉTRICAS COMO VANTAGENS COMPETITIVAS NO ÂMBITO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA NO BRASIL: UM ESTUDO DE CASO NO ESTADO DO GOIÁS .....290**  
GUSTAVO ANDRÉ SANTANA DE SÁ, PEDRO MAGALHÃES SOBRINHO & ANDREAS NASCIMENTO

#### CAPÍTULO XV

**A UTILIZAÇÃO DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA PARA SUAVIZAÇÃO DE POTÊNCIA A PARTIR DA GERAÇÃO EÓLICA INTERLIGADA À REDE ELÉTRICA..... 321**  
GUSTAVO LUNA, PEDRO ROSAS, GUSTAVO MEDEIROS & WENDELL TEIXEIRA

#### CAPÍTULO XVI

**PRINCIPAIS ASPECTOS DO LICENCIAMENTO AMBIENTAL PARA CAPTURA E ESTOCAGEM DE DIÓXIDO DE CARBONO NO BRASIL..... 329**  
HIRDAN K. DE MEDEIROS COSTA & RAÍSSA M. L. M. MUSARRA

#### CAPÍTULO XVII

**CAPTAÇÃO, ARMAZENAMENTO E USOS DE CARBONO: PERSPECTIVAS REGULATÓRIAS DE IMPLANTAÇÃO NO BRASIL E EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS ..... 352**  
ISABELA MORBACH MACHADO E SILVA & HIRDAN KATARINA DA COSTA MEDEIROS

#### CAPÍTULO XVIII

**IMPROVING THE SOLAR POWER FORECAST USING CLOUD INDEX ALGORITHMS ..... 359**  
JOÃO ESTEVES, RUI PESTANA & NUNO PINHO DA SILVA

#### CAPÍTULO XIX

**ANÁLISE DE RISCO E SEGURANÇA EM TERMINAL PORTUÁRIO.....374**  
JULIO CESAR RAYMUNDO, ODUVALDO VENDRAMETTO, ABELINO REIS, RENATO MARCIO DOS SANTOS & AGUINALDO EDUARDO DE SOUZA

#### CAPÍTULO XX

**MEIO AMBIENTE, MOBILIDADE E ELETROMOBILIDADE, UM PLANO DE INCENTIVO PARA O BRASIL ..... 392**  
LILIAN REGINA GABRIEL MOREIRA PIRES, ANTONIO CECILIO MOREIRA PIRES & EDUARDO STEVANATO PEREIRA DE SOUZA



## CAPÍTULO XXI

|  |            |
|--|------------|
| <b>PORTUGAL COMO PLATAFORMA DE REEXPORTAÇÃO E BANCAS DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO .....</b> | <b>405</b> |
| LILIANA LOURO  |            |

## CAPÍTULO XXII

|  |            |
|--|------------|
| <b>SUSTENTABILIDADE ENERGÉTICA E APRENDIZADO ORGANIZACIONAL: O PROJETO “CAMPUS SUSTENTÁVEL” DA UNICAMP .....</b>       | <b>450</b> |
| LINDINALVA CÂNDIDO MACHADO, JOSÉ HENRIQUE B. S. SPERANCINI, JOÃO GUILHERME ITO CYPRIANO & LUIZ CARLOS PEREIRA DA SILVA |            |

## CAPÍTULO XXIII

|   |            |
|---|------------|
| <b>VIABILIDADE DE GERAÇÃO DE ENERGIA EM HABITAÇÃO DE INTERESSE SOCIAL: DIRETRIZES PARA BALANÇO ENERGÉTICO NULO.....</b> | <b>469</b> |
| MARCOS VINÍCIUS DE LIMA, LAURO ANDRÉ RIBEIRO & THAÍSA LEAL DA SILVA   |            |

## CAPÍTULO XXIV

|  |            |
|--|------------|
| <b>VALORAÇÃO DA ENERGIA GERADA POR PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....</b> | <b>491</b> |
| MIGUEL MORAES MARTINS SEGUNDO & MARCELO RODRIGUES BESSA  |            |

## CAPÍTULO XXV

|  |            |
|--|------------|
| <b>USINA TERMOSSOLAR LAGUNA – OS PRIMEIROS PASSOS DO BRASIL NA INSERÇÃO DA TECNOLOGIA DE CONCENTRADORES CILINDRO-PARABÓLICOS NA SUA MATRIZ ENERGÉTICA POR MEIO DA IMPLANTAÇÃO DE UMA USINA PILOTO.....</b> | <b>508</b> |
| NELSON PONCE JUNIOR, JONAS RAFAEL GAZOLI, ROBERTO VELÁSQUEZ, HOBED ROSA, LUÍS FELIPE POZZATTI & DIRCEU WILSON KÜLZER   |            |

## CAPÍTULO XXVI

|  |            |
|--|------------|
| <b>APLICAÇÃO DO SISTEMA PROCESS BUS NA SE BETHÂNIA DA CPFL .....</b> | <b>518</b> |
| OSVALDO FORONI JR., WAGNER HOKAMA & JOHN DA SILVA BRANDÃO            |            |

## CAPÍTULO XXVII

|   |            |
|---|------------|
| <b>GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL: PERFIL E PERSPECTIVAS FUTURAS .....</b>                             | <b>530</b> |
| PATRÍCIA ASFOR PARENTE, MAURICIO T. TOLMASQUIM, MARCO AURÉLIO DOS SANTOS & DAVID ALVES CASTELO BRANCO |            |

## CAPÍTULO XXVIII

**ESTUDO DE VIABILIDADE DE SISTEMAS DE AUTOCONSUMO PARA BOMBAGEM DE ÁGUA NAS REGIÕES OFF- GRID ..... 550**

PATRÍCIO ANDRADE, EGAS MASCARENHAS & ANILDO COSTA

## CAPÍTULO XXIX

**O IMPACTO DA BIOECONOMIA NA REGULAÇÃO DA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA: GOVERNANÇA, INOVAÇÃO E SUSTENTABILIDADE ..... 571**

PRISCILA ELISE ALVES VASCONCELOS & PAULO SÉRGIO VASCONCELOS

## CAPÍTULO XXX

**ESTUDO PARA READEQUAÇÃO DA ESTRUTURA DE LOGÍSTICA DE UM CSC COM USO DE LÓGICA FUZZY ..... 581**

RODRIGO COSTA DOS SANTOS & FRANCISCO EUGÊNIO DE AGUIAR CAVALCANTE

## CAPÍTULO XXXI

**IOT E MACHINE LEARNING PARA MONITORAMENTO DE ILUMINAÇÃO PÚBLICA DAS CIDADES INTELIGENTES..... 602**

RODRIGO COSTA DOS SANTOS, ANTONIO FERREIRA SILVA FILHO, MARCIO CAMPOS DE LIMA, PAULO SÉRGIO DE SOUZA LEITE DE ASSUMPCÃO & WAGNER LUIZ OLIVEIRA DOS SANTOS

## CAPÍTULO XXXII

**BIOELETRICIDADE DE CANA-DE-AÇÚCAR: CONTRIBUIÇÃO PARA A TRANSIÇÃO ENERGÉTICA NO BRASIL ..... 611**

SELENA HERRERA

## CAPÍTULO XXXIII

**A LEGISLAÇÃO SOBRE O LICENCIAMENTO AMBIENTAL BRASILEIRO E AS IMPLICAÇÕES DOS RECENTES ACIDENTES COM BARRAGENS NO BRASIL ..... 629**

SIMONE PASCHOAL NOGUEIRA MINIOLI & THOMAZ MIAZAKI TOLEDO

## CAPÍTULO XXXIV

**WIND AND SOLAR PHOTOVOLTAIC GENERATOR MODELS FOR SHORT-CIRCUIT PROGRAMS ..... 639**

SYLVIO CAYRES

CAPÍTULO XXXV

**SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA COMO MODELO DE NEGÓCIO NA ÓTICA DO OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO.....668**

TIAGO ABREU, PIEDY AGAMEZ-ARIAS & VLADIMIRO MIRANDA

CAPÍTULO XXXVI

**MARITIME SECTOR FUEL CONSUMPTION AND EMISSIONS: THE STATE OF THE ART OF REGULATORY ISSUES AND RESEARCH AVENUES.....687**

VINICIUS ANDRADE DOS SANTOS, PATRÍCIA PEREIRA DA SILVA & ANTÓNIO ALBERTO TORRES GARCIA PORTUGAL

CAPÍTULO XXXVII

**A PRIVATIZAÇÃO DAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA DA ELETROBRAS - UMA ANÁLISE COM BASE NA EXPERIÊNCIA JURÍDICO-ECONÔMICA INTERNACIONAL.....698**

YURI SCHMITKE ALMEIDA BELCHIOR TISI

# APRESENTAÇÃO

A Conferência Ibero-Brasileira de Energia – CONIBEN 2019, subordinada ao tema “Sustentabilidade e Transição Energética: novos rumos do setor da energia”, ocorreu nos dias 30 e 31 de maio de 2019, em Lisboa/Portugal, no Centro de Congressos e Eventos do Hotel Tivoli Avenida Liberdade, sendo promovida e realizada pela P Mais Eventos, com o apoio da Câmara Municipal de Lisboa e de várias renomadas entidades.

A CONIBEN surgiu de uma iniciativa de natureza multidisciplinar que congrega especialistas brasileiros, portugueses e espanhóis de diversos campos profissionais e científicos relacionados ao cenário energético. O objetivo principal dessa edição do evento foi apresentar as novas tendências do setor da energia, a partir de vetores fundamentais da área, como são a sustentabilidade, transição para as renováveis e eficiência energética, visando a instaurar um diálogo produtivo e, assim, uma aprendizagem mútua e comparada sobre os desenvolvimentos e as inovações da indústria energética no Brasil, em Portugal e na Espanha.

Em razão disso, a CONIBEN 2019 teve um formato interativo. Foram dois dias de intensos debates e networking, com foco na dinâmica atual e futura dos mercados ibérico e brasileiro de energia.



Na sala principal da conferência, ocorreram 10 painéis e 3 talk shows, com a participação de 53 oradores e moderadores, representando os principais players setoriais, incluindo secretários de Estado, servidores públicos, reguladores, acadêmicos, CEO's, executivos, empresários, empreendedores, consultores, investidores, representantes de instituições e associações, entre outros. Em uma sala paralela, houve apresentações de comunicações orais. Previamente, recebemos mais de 130 propostas, dentre as quais selecionamos cerca de 50 para apresentação durante a CONIBEN 2019. O evento também contou com um salão de estandes para exposição de projetos, produtos e serviços de empresas dos setores energéticos.

Os anais ora publicados, portanto, reúnem as versões escritas das supramencionadas comunicações elaboradas por estudantes, investigadores, docentes e profissionais da área energética (engenheiros, juristas, economistas, etc.). Dessa forma, a conferência agora apresentada conseguiu atingir uma das suas mais nobres missões: realizar maior convergência e interação entre a comunidade acadêmica/científica e o ramo empresarial do setor da energia, fomentando a troca de conhecimentos, informações e experiências entre diferentes agentes setoriais.







Na qualidade de organizadores da CONIBEN 2019, gostaríamos de tecer os devidos e sinceros agradecimentos àqueles cujas contribuições dadas foram essenciais, para que o projeto do evento efetivamente saísse do papel e se tornasse realidade.



Primeiramente, agradecemos aos mais de 250 participantes da CONIBEN 2019, em especial, os oradores e moderadores brasileiros, portugueses e espanhóis, os quais aceitaram o nosso convite para abrilhantar a programação principal da conferência.



Agradecemos, igualmente, aos membros do Comitê Técnico e Científico, formado, especialmente, para auxiliar nas mais variadas tarefas inerentes à organização do evento.

Direcionamos singelos agradecimentos aos nossos apoiadores institucionais, destacando desse grupo as instituições de ensino e pesquisa, por terem corroborado a pertinência científica e legitimado a realização da conferência em tela, principalmente: Iniciativa Energia para a Sustentabilidade da Universidade de Coimbra, Instituto Superior Técnico da Universidade de Lisboa, Grupo de Estudos do Setor Elétrico da Universidade Federal do Rio de Janeiro (GESEL-UFRJ), Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo (IEE-USP), Centro de Estudos de Energia da Fundação Getúlio Vargas (FGV Energia) e Instituto Iberoamericano de Estudos Jurídicos (IBEROJUR).

Registramos também o nosso muito obrigado aos dez patrocinadores da CONIBEN 2019, nomeadamente, Galp, Edp, Enel, Cemig, Iberdrola, REN – Redes Energéticas Nacionais, Adene – Agência para a Energia, Helixia, RV&LC Advogados e Hyundai Caetano Energy, sobretudo por terem acreditado e confiado em nosso projeto, possibilitando ao evento alcançar o êxito e o reconhecimento merecidos.

Por fim, é imperioso agradecer aos autores dos trabalhos publicados nestes anais, por nos agradecerem com as suas pesquisas de alto nível, bem como por enfrentarem o desafio de contribuir para a discussão acerca de uma plena e efetiva transição energética e descarbonização das economias.



Não temos dúvida de que a CONIBEN conseguiu proporcionar relevantes colaborações e sinergias, plantando várias sementes que renderão bons frutos ao aperfeiçoamento e à evolução dos setores energéticos do Brasil, de Portugal e da Espanha. Que juntos possamos (re)unir forças e dar continuidade a esse evento profissional e científico, consolidando-o como um ponto de encontro de referência energética ibero-brasileiro e internacional.

Lisboa, dezembro de 2019.

## COORDENADOR GERAL E CIENTÍFICO



### CAIO CÉSAR TORRES CAVALCANTI

É Investigador Científico da Fundação para a Ciência e a Tecnologia (FCT) – Portugal. Doutorando em Direito Público e Mestre em Ciências Jurídico-Políticas com Menção em Direito do Ordenamento, do Urbanismo e do Ambiente pela Faculdade de Direito da Universidade de Coimbra. Autor do projeto científico desse evento, bem como de diversos artigos e capítulos de livros publicados no Brasil e em Portugal. Coordenador da obra e Iniciativa “O Direito da Energia no Contexto Ibero-Brasileiro”. Advogado e Consultor Jurídico. Foi bolsista da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), Ministério da Educação do Brasil.

## ORGANIZADOR E REALIZADOR



### PAULO SÉRGIO DE HOLANDA MENEZES

É CEO da P Mais Eventos, empresa organizadora e realizadora desse evento. Desde 1994, atua na área de planejamento, gerenciamento e logística de eventos. Foi Conselheiro do Recife Convention & Visitors Bureau, onde assumiu a presidência no biênio 2011/2012. Foi membro do Conselho de Turismo do Estado de Pernambuco e do Conselho de Turismo da Cidade do Recife – Brasil, por mais de 7 anos. Foi fundador e primeiro presidente da Associação Brasileira de Empresas de Eventos de Pernambuco (ABEOC/PE).



## CAPÍTULO I

### **Subestações elétricas compactas: a experiência da EDP na busca por melhor eficiência energética, planejamento urbano e sustentabilidade**

ALESSANDRO ROGERIO DOS SANTOS<sup>1</sup>

LUCAS BRANCO DE OLIVEIRA<sup>2</sup>

ADRIANO CABRINO<sup>3</sup>

ROBERTO IGNACIO DA SILVA<sup>4</sup>

**Resumo:** Este trabalho tem o objetivo de apresentar o desenvolvimento de subestações elétricas compactas nos diversos níveis de tensão existente na EDP São Paulo Distribuição, e o que nos possibilitou isso foi a utilização de transformadores de potência imersos em éster natural (transformador em óleo vegetal). Como esse transformador é citado na IT-37 (Instrução de Trabalho) do Bombeiro do Estado de São Paulo e sugere as distâncias mínimas entre equipamentos que contem óleo e as edificações, seguimos essas instruções e desenvolvemos o trabalho. Dessa forma e aplicando tecnologias de bays de AT e MT isolados com hexafluoreto de enxofre (SF<sub>6</sub>), denominados equipamentos GIS, a EDP SP conseguiu chegar em resultados que apresentaremos nesse trabalho. As aplicações dos principais requisitos da IT-37/2018 e da ABNT NBR 13231 relacionados à proteção contra incêndios, serão mostrados nesse trabalho para comprovar os benefícios esperados pela EDP nas subestações urbanas idealizadas nos projetos de compactação. A EDP trará ao setor elétrico importantes informações sobre os benefícios na construção de subestações compactas urbanas que utilizem transformadores com éster natural e outras tecnologias nos equipamentos, contribuindo assim para melhor eficiência energética, para um melhor planejamento urbano e para a sustentabilidade nas operações.

**Palavras-Chave:** Compactação de subestação; Ester Natural; Fluido classe K;

### **Introdução**

A EDP São Paulo Distribuição é uma concessionária de energia que a distribui em 28 municípios do estado de São Paulo, atendendo aproximadamente 4 milhões de pessoas, o que resulta em 1,8 milhões de clientes e distribuiu em 2018 15,2GWh.

---

<sup>1</sup> EDP São Paulo

<sup>2</sup> Cargill

<sup>3</sup> EDP São Paulo

<sup>4</sup> Cargill



Figura 1 – Mapa do Brasil



Figura 2 – Área de Concessão

Buscando novos conceitos de inovação e sustentabilidade no projeto e na construção de subestações elétricas compactas em zonas urbanas sem ter que utilizar a tecnologia GIS (exceto em terrenos muito pequenos), a EDP iniciou em 2014 os estudos para alterar o seu padrão construtivo de barramento aéreo (conhecido como "Paliteiro") para cubículos blindados nas barras de média tensão, porém sem a utilização de porões de cabos, propiciando assim reduções consideráveis no tamanho da subestação. Já em 2016 a especificação de transformadores de potência com éster natural como líquido isolante foi adotada e tomada como padrão para as subestações de 34,5/13,8kV e já em 2018 adotou-se para todos os transformadores.

O éster natural como líquido isolante, quando comparado com o óleo mineral, possui características benéficas ao meio ambiente com sua biodegradabilidade e não toxicidade. Seu ponto de combustão de 360 °C, mais que o dobro do óleo mineral, proporciona maior segurança contra incêndio, menor risco às instalações e o classifica como fluido classe K. O papel isolante, quando imerso em éster natural, apresenta taxa de degradação mais lenta quando comparado ao óleo mineral. Sua formulação química proporciona ainda a possibilidade de operar em maior temperatura de operação e consequentemente obter maior capacidade de sobrecarga do equipamento.

A compactação em subestações tem sido uma vertente, principalmente em grandes centros onde os terrenos ficam a cada dia mais caro, inviabilizando grandes áreas. Com isso e

através de tecnologias de ponta e aplicação de óleo vegetal, por exemplo, a EDP São Paulo Distribuição vem desenvolvendo essas metodologias pensando em segurança, economia, agilidade na construção, meio ambiente e interação com a arquitetura da região. Para se chegar aos resultados obtidos pela EDP Distribuição São Paulo, estudou-se a implantação da subestação como um todo, desde o bay de alta tensão (138 ou 88kV) até a média tensão (34,5 ou 13,8kV) passando inclusive pelos transformadores de serviços auxiliares, onde os resultados tem se mostrado satisfatórios, nos âmbitos de construção, operação e manutenção.

Todos esses itens nos motivaram a procurarmos uma arquitetura que fosse possível atender todas nossas expectativas e entregar ao cliente final uma subestação moderna e eficaz.

### **Desenvolvimento De Novas Subestações Elétricas Compactas**

Desenvolver subestações com maior compactação sem a utilização de equipamentos GIS tem sido um grande desafio, visto que as cidades tem crescido cada vez mais e os centros de carga, muitas vezes ficam inacessíveis a custos razoáveis para acessar com linhas de transmissão, sobrando muitas vezes apenas os terrenos da faixa de servidão das linhas existentes ou terrenos limítrofes a essa faixa, o que acaba diminuindo em muito as possibilidades de terrenos, e grandes áreas ficam quase impossíveis.

Quando a EDP, em 2014, começou esses estudos, teve-se a necessidade de elencar as primícias a serem adotadas para que o estudo tivesse êxito, e para isso tomou como base as últimas subestações construídas onde todos os equipamentos eram instalados no pátio e o barramento de média tensão com barras, ou seja, conforme já citado nesse trabalho, o modelo "paliteiro". Antes de falarmos um pouco mais sobre as primícias, mostramos abaixo nas figuras os modelos das subestações que eram feitas até então na EDP São Paulo Distribuição.



*Figura 3 – Subestação barramento aéreo e subestação com cubículos e porão de cabos*

Nas subestações indicadas nas figuras acima tínhamos alguns problemas, sendo eles:

- ✓ Segurança - Para a montagem e manutenção do bay de média tensão, todo o trabalho é feito em altura o que expõe os colaboradores ao risco de queda, por exemplo;
- ✓ Intempérie - Em dias de chuva, inviabiliza os trabalhos, pois os equipamentos estão todos ao tempo;
- ✓ Quantidade de equipamentos - Com os equipamentos do tipo "Dead Tank", temos uma quantidade grande de equipamentos instalados, o que gera maior número de planos de manutenção;
- ✓ Trabalhos de civil - Há uma geração de maior trabalhos de civil, pois existem mais equipamentos com instalações separadas;
- ✓ Área da subestação - Com o tipo de subestação da figura 3 a área da subestação era muito maior, ou no caso de utilização de cubículos com porão de cabos, eram mais dispendiosas;
- ✓ Projeto eletromecânico - Com esse tipo de subestação (figura 3 – imagem da esquerda), o projeto eletromecânico exige muito mais detalhamentos, visto o grande número de equipamentos e conexões;
- ✓ Montagens - O trabalho de montagem do bay de média tensão necessitava de muito mais tempo;
- ✓ Manutenção - O número de manutenção a realizar é muito maior, incluindo a necessidade de termovisão;
- ✓ Suprimentos - O controle para aquisição de material devia ser muito mais trabalhoso devido ao grande número de equipamentos e materiais menores;
- ✓ Clientes - Compromisso arquitetônico com o entorno.

Os itens levantados acima foram alguns dos principais motivadores para mudarmos nosso padrão e aí procurar soluções no mercado, junto aos parceiros da EDP São Paulo Distribuição e chegar num resultado que atendesse, principalmente, a operação, construção e

manutenção. Isso posto, podemos citar a seguir quais foram as nossas primícias para chegar nos resultados alcançados:

- ✓ Aumentar a segurança de implantação e manutenção;
- ✓ Redução de área para construção de subestação;
- ✓ Aumentar vida útil dos equipamentos;
- ✓ Reduzir tempo de montagem eletromecânica;
- ✓ Otimizar projetos;
- ✓ Redução do tempo de ENCE e ENTE da obra;
- ✓ Compromisso sócio ambiental com o cliente;
- ✓ Menor índice de manutenção no bay de MT;
- ✓ Reduzir equipamentos menores (Miscelâneas);
- ✓ Redução do processo logístico de transporte e armazenamento.

Além de equipamentos e soluções de engenharia, precisávamos de uma norma ou instrução que nos desse um norte para onde seguir e como seguir, e em nossas consultas para o desenvolvimento do trabalho, dois documentos nos balizaram, sendo fundamentais para o trabalho, que são a IT37 (Instrução Técnica) do bombeiro do estado de São Paulo e a NBR13231. As normas de equipamentos bem como outras instruções de trabalho também foram consultadas.

Podemos citar vários motivadores que nos levaram a desenvolver esse novo método, citamos abaixo os principais:

- ✓ Aumentar a segurança da implantação e da manutenção;
- ✓ Redução de área para construção de subestação;
- ✓ Aumentar vida útil dos equipamentos;
- ✓ Reduzir tempo de montagem eletromecânica;
- ✓ Otimizar projetos;
- ✓ Compromisso sócio ambiental;
- ✓ Menores índices de manutenção no bay de média tensão;
- ✓ Redução de componentes menores;
- ✓ Redução dos processos logísticos de transporte e armazenamento;

Após identificarmos os motivadores citados acima, foi preciso desenvolver um estudo para alcançar cada um dos pontos levantados e para isso, entre nossas consultas, dois documentos nos balizaram que foi a IT37 (Instrução Técnica) do bombeiro do Estado de São Paulo e a NBR13231.

### Instrução Técnica nº37 Subestação Elétrica do Corpo de Bombeiros do Estado de São Paulo

A instrução 37 do Corpo de Bombeiro do Estado de São Paulo, entre suas diversas diretrizes, estabelece as medidas de segurança contra incêndio em subestações elétricas e traz práticas de proteção contra incêndio nestas que melhoram os procedimentos e incorporam novas tecnologias seguras de prevenção e combate a incêndio. Esta instrução, entre suas diversas diretrizes, estabelece as medidas de segurança contra incêndio em subestações elétricas e traz práticas de proteção contra incêndio nestas que melhoram os procedimentos e incorporam novas tecnologias seguras de prevenção e combate a incêndio e complementada pela ABNT NBR13231 (Proteção Contra Incêndio em Subestações Elétricas, 2014), incorporando ainda a tecnologia de aplicação de fluido isolante de alto ponto de combustão (Classe k). Só com a incorporação dessa tecnologia na IT, já trouxe um ganho enorme para nossas aplicações, pois conforme poderemos ver nas figuras a seguir, quando comparamos as distâncias exigidas em relação ao fluido de óleo mineral versus vegetal, os espaços tem reduções consideráveis.

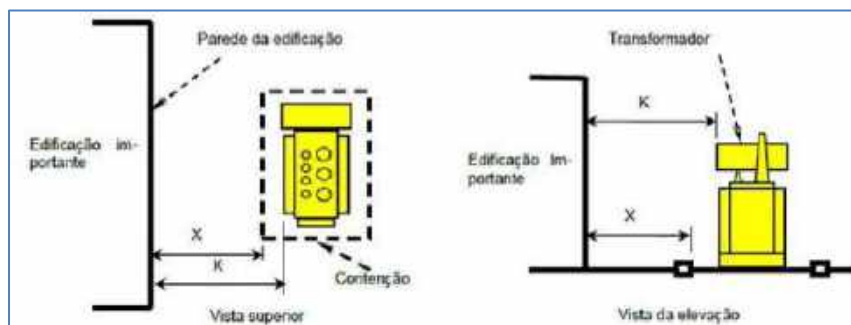


Figura 4 – Distâncias segundo IT37 do bombeiro

| Tipo do líquido isolante do transformador    | Volume de líquido isolante (litros) | Distância (m) |
|--|-------------------------------------|---------------|
| Óleo mineral                                 | < 2.000                             | 1,5           |
|  | ≥ 2.000 e < 20.000                  | 7,6           |
|  | ≥ 20.000                            | 15,2          |
| Fluido de alto ponto de combustão (classe K) | < 38.000                            | 1,5           |
|  | > 38.000                            | 7,6           |

*Tabela 1 – Classe K versus Óleo mineral – Distâncias*

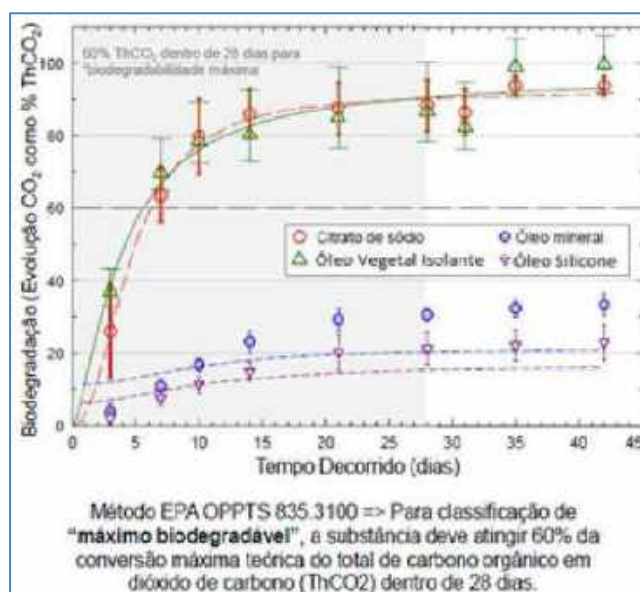
No tópico a seguir vamos abordar mais especificamente a utilização do transformador de óleo vegetal.

### **Transformadores de óleo vegetal**

A escolha do fluido isolante a ser utilizado na construção do transformador deve obedecer a alguns critérios que dependerão da aplicação ou filosofias ambientais adotadas.

O óleo mineral isolante (OMI) é um produto derivado do petróleo, que é uma fonte finita. O óleo vegetal isolante (OVI) por sua vez é obtido a partir de oleaginosas, como milho, girassol, soja etc., que são fontes renováveis. Nas ocorrências de vazamentos, o OMI contamina o solo e os sistemas hídricos em virtude de seu lento processo de biodegradação, com isso, o OVI, por ser formulado a partir de matérias-primas naturais, é facilmente biodegradável, sendo, portanto, uma opção para a preservação do meio ambiente. No caso da ocorrência de grandes vazamentos ou derramamentos, por exemplo, são esperados menores custos financeiros relativos à remediação dos sistemas impactados, tais como o solo e lençol freático.

O gráfico da figura 05 apresenta os resultados dos ensaios de biodegradabilidade efetuados nos fluidos isolantes comumente utilizados em transformadores. Dentre eles, o óleo vegetal isolante.



*Figura 5 – Resultados de ensaios de biodegradabilidade*

Os fluidos isolantes, sejam eles de base mineral ou vegetal, sofrem oxidação. Os subprodutos resultantes desse processo são motivo de atenção pois alguns deles afetam negativamente o isolamento sólido fino do transformador. No caso do OMI, os compostos resultantes da oxidação, a partir de certa concentração, são indesejáveis pois agredem o papel Kraft isolante do equipamento, diminuindo conseqüentemente a sua vida útil. Tais compostos podem polimerizar e formar borra, que ao se depositar na parte ativa ou nos trocadores de calor, dificultam a transferência de calor para o meio ambiente.

O índice de neutralização típico do OVI é mais alto do que o do OMI. OVI's oxidados tendem a formar longas cadeias de ácidos graxos enquanto que o OMI tende a formar ácidos orgânicos de cadeia curta, sendo estes muito mais agressivos em comparação aos primeiros. Adicionalmente, a literatura reporta que os produtos de oxidação do OVI não são nocivos ao papel Kraft isolante, ao contrário, evitam a sua degradação precoce. Se eventualmente os produtos de oxidação do OVI polimerizarem, esse fenômeno não gera borra ou depósitos sobre os materiais internos do transformador.

A umidade sempre está presente nos líquidos isolantes em quantidades que variam com a estrutura química dos mesmos, isto é, fluidos polares apresentam maior afinidade com a água (exemplo: óleo vegetal) que os apolares (exemplo: óleo mineral). A rigidez dielétrica do OMI e do OVI começa a diminuir quando a saturação relativa de água no óleo atinge aproximadamente 50%. Para o OMI 50% da saturação à temperatura ambiente corresponde ao intervalo entre 30 a 35 mg/kg de água, e para o OVI, de 500 a 600 mg/kg de água. Desta forma a quantidade de água exigida para saturar o OVI à temperatura ambiente é aproximadamente 20 vezes a do OMI.

A umidade no OMI atua como agente catalisador na decomposição da celulose diminuindo, em conseqüência, a vida útil do equipamento elétrico. Devido à sua natureza química o OVI apresenta grande afinidade com a água. Essa propriedade contribui para o aumento da vida útil da isolação sólida.

Estudos de envelhecimento mostraram que o papel isolante tem sua vida estendida na presença de óleos de base vegetal se comparados aos transformadores isolados com óleo mineral.



Conforme a NBR 13231/2015, o óleo vegetal isolante é classificado como fluido classe K. Essa propriedade do fluido isolante confere maior segurança de operação ao transformador, desta forma a norma citada define distanciamentos diferenciados entre o transformador e edificações, e entre transformadores. Para os transformadores de óleo mineral, tem seu ponto de combustão em 160° C, enquanto que os de fluido de classe K, vão a 300° C.

Conforme a NBR 13231/2015, as distâncias mínimas de separação entre os transformadores, imersos em óleo vegetal isolante (Classe K) e edificações comuns e entre outros transformadores é de apenas 1,5 metros, no caso de equipamentos com menos de 38.000 litros de volume (que são todos os casos da EDP). A única diferenciação são as distâncias às edificações de material combustível (7,5 metros), que não se aplicam aos padrões construtivos adotados pela EDP.

Tais distanciamentos e a não obrigatoriedade de construção de paredes corta-fogo, permitiram projetos de subestações mais compactas e que apresentam grande segurança para a população do entorno. Na figura 4 e na tabela 1 do tópico anterior podemos ver as medidas referenciadas pela norma.

Com a utilização dos transformadores imersos em óleo vegetal, passamos a ter alguns cuidados especiais para a manutenção conforme veremos a seguir.

O manuseio do óleo vegetal isolante requer alguns cuidados especiais dada a sua estabilidade à oxidação, que é menor que o óleo mineral isolante. Devido a essa aparente desvantagem do óleo vegetal isolante as equipes de manutenção foram treinadas quanto a redobrar os cuidados relacionados à exposição do mesmo ao ar atmosférico.

Desta forma os trabalhos de drenagem e reenchimento devem ser efetuados sempre em circuito fechado, com a utilização de tambores com tampa. A pressurização sempre deve ser efetuada com nitrogênio, nunca ar super seco, pois este último contém oxigênio, que poderia causar o fenômeno de polimerização na superfície dos enrolamentos impregnados, que ficam expostos e protegidos contra umidade ambiente por meio desse gás.

Outro cuidado importante é que os equipamentos utilizados na manipulação do óleo vegetal isolante devem ser dedicados a esse tipo de óleo. Desta forma, foram adquiridos conjuntos de bombas, conexões, mangueiras e tambores para uso específico em óleo vegetal. Tal procedimento garante que não ocorrerá a mistura de óleo mineral no óleo vegetal. A diluição

de óleo mineral em óleo vegetal não afeta em nada as propriedades dielétricas ou de transmissão de calor da mistura final, e não afetam o funcionamento do transformador. Ambos os óleos são completamente miscíveis, e não ocorrem problemas em virtude de decantação, porém uma das principais propriedades do óleo vegetal isolante, e que foi o maior motivador para que a EDP passasse a utilizar esse fluido, que é o seu elevado ponto de combustão, é prejudicada com as diluições do óleo mineral no óleo vegetal.

O gráfico da figura 6 mostra que, com aproximadamente 8% de óleo mineral diluído no óleo vegetal, o ponto de combustão da mistura final cai a 300°C, que é o limite mínimo para que o fluido possa ser considerado Classe K. Assim posto deve-se tomar acurado cuidado para que os equipamentos utilizados na manipulação do óleo vegetal estejam isentos de óleo mineral.

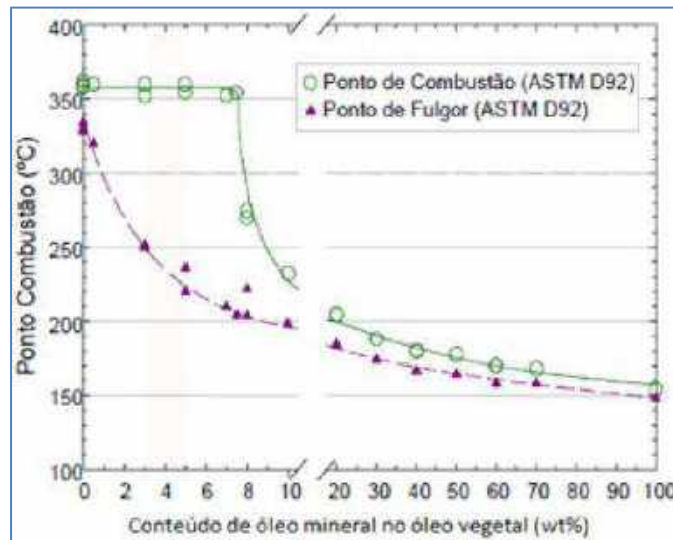
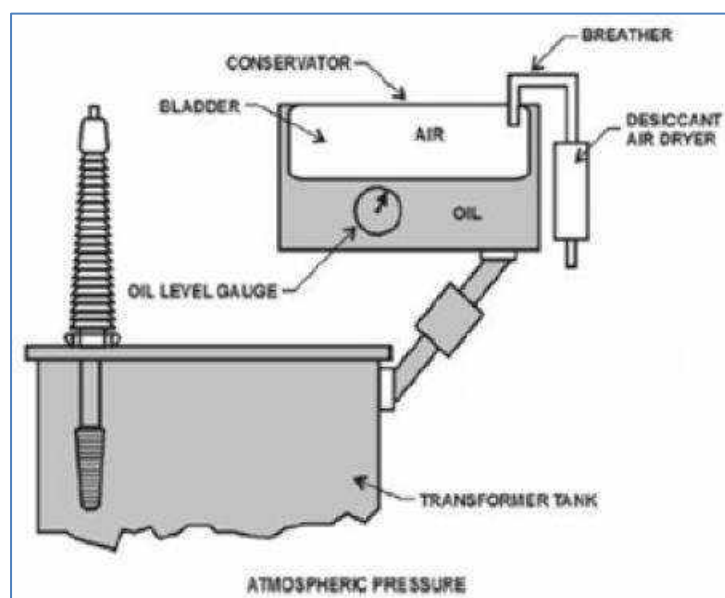


Figura 6 – Ponto de fulgor e de combustão para misturas de óleo vegetal com óleo mineral

Outro ponto de atenção para as equipes de manutenção é a questão dos possíveis vazamentos de óleo. Nos transformadores convencionais, imersos em óleo mineral isolante, os vazamentos representam pontos de entrada de umidade, o que para esse tipo de óleo é prejudicial para a suas propriedades dielétricas. Cabe ressaltar que o óleo vegetal isolante permite que transformadores em serviço tenham teor de água dissolvida cerca de 10 vezes maior que transformadores de mesma classe de tensão imersos em óleo mineral isolante. Portanto, para os transformadores imersos em óleo vegetal isolante o maior ponto de atenção é a oxidação do fluido.

O óleo vegetal isolante, quando submetido à oxidação, forma ácidos graxos de cadeia longa que, embora não afetem o papel isolante do transformador, aumentam a viscosidade do óleo, resultando na menor velocidade de movimentação, tanto pela convecção como pelo bombeamento. Isso resulta em aumento da temperatura de operação do transformador, pela redução da eficiência do seu sistema de refrigeração. Assim, a resolução dos vazamentos em prazo curto é importante para a confiabilidade operativa do transformador. Resultante da necessidade de que a oxidação do óleo vegetal isolante seja evitada, o transformador deve possuir um eficiente sistema de preservação de óleo, dotado de bolsa de borracha. Um sistema de supervisão da integridade da bolsa de borracha também é importante para esse tipo de transformador.



*Figura 6 – Sistema de preservação de óleo recomendado para óleo vegetal isolante.*

Outro cuidado importante para os transformadores imersos em óleo vegetal isolante é relativo ao comutador sob carga. Uma forma de evitar os problemas de oxidação do óleo no interior do comutador é reduzir as necessidades de abertura para manutenção. Para satisfazer a esse quesito os comutadores com câmaras de extinção a vácuo são os mais indicados, pois reduzem a necessidade de manipulação de óleo e exposição dos componentes internos ao ar atmosférico. Desta forma, os transformadores especificados pela EDP utilizam comutadores com extinção a vácuo e imersos em óleo vegetal isolante.

Outro cuidado importante é relativo ao sistema de preservação de óleo do comutador, que deve ser dotado de bolsa de borracha e sensor de integridade da mesma. Um cuidado adicional relativo ao comutador sob carga é que o mesmo deve ser dotado de um registro que permita a coleta de amostras de óleo em nível do solo. Desta forma, torna-se possível efetuar-se o controle dos parâmetros físico-químicos do óleo do comutador, principalmente a rigidez dielétrica e o teor de água dissolvida. Todas essas informações e detalhes construtivos foram repassadas às equipes de manutenção para que as mesmas estejam cientes da importância dos sistemas de preservação de óleo e o pronto atendimento em caso de vazamentos e alarmes dos sistemas de monitoramento das bolsas.



*Figura 7 – Sistema de preservação do óleo do comutador sob carga*

Exemplo do que falamos até agora e da adoção desses equipamentos como padrão na EDP São Paulo Distribuição, são as imagens a seguir, cujas tratam dos equipamentos já fabricados pela Empresa WEG na unidade da cidade de Gravataí, no estado do Rio Grande do Sul. Estes transformadores serão utilizados na futura subestação de Olaria.



*Figura 8 – Transformadores de força durante a recepção em fábrica. Em destaque na figura da direita, está o Eng<sup>o</sup> Adriano Cabrino, especialista de transformadores da EDP SP.*

### **Desenvolvimento da compactação das subestações**

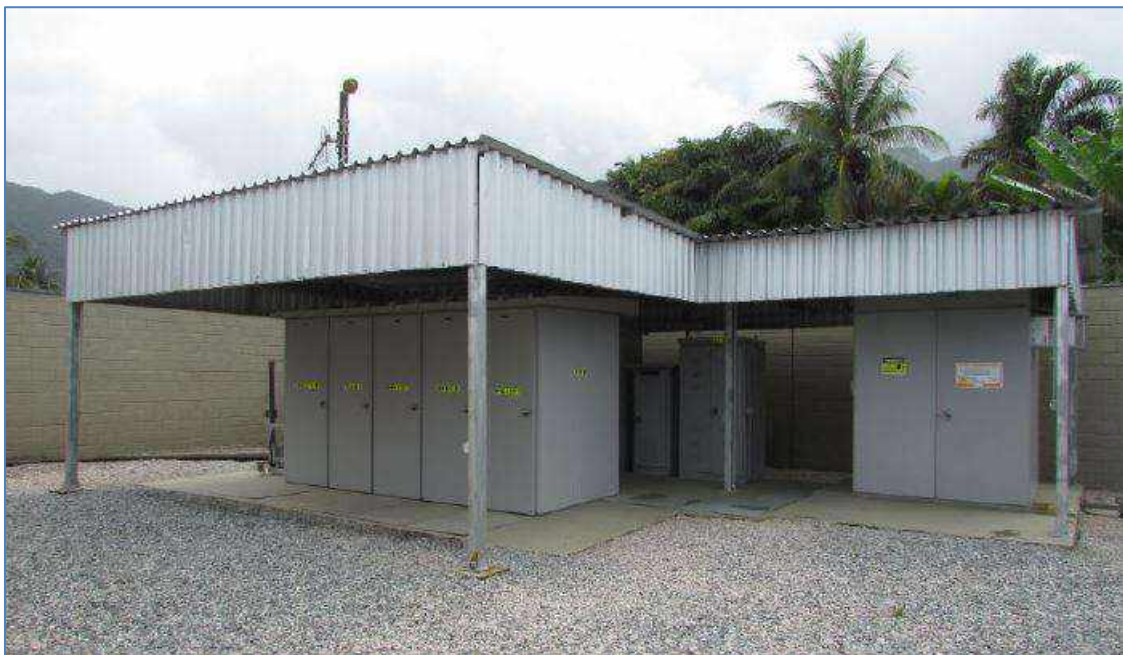
Nossa primeira definição é que passaríamos a utilizar o transformador com o fluido classe K, para obtermos os ganhos citados nas normas aqui referidas, possibilitando inclusive a não implantação da caixa separadora de água e óleo, que se faz necessário no fluido mineral. Passamos então a desenhar a viabilidade do projeto com os seguintes pontos:

- ✓ **Levantamento dos custos entre os padrões** – Nesse momento planilhamos todos os custos do antigo padrão e com referências de mercado levantamos os custos do novo padrão, permitindo assim as comparações;
- ✓ **Definições da metragem em m<sup>2</sup> da área da subestação** – Para cada nível de tensão (138 ou 88kV/13,8kV e 34,5kV/13,8kV) e quantidade de equipamentos definimos as metragens médias dos terrenos à serem utilizados;
- ✓ **Projeto Civil** – A premissa do projeto civil foi a elaboração da saída de cabos do 13,8kV sem a necessidade de porão de cabos, e com isso sanamos também o problema com espaços confinados dentro das subestações. Após o projeto civil definido, foi possível desenvolver um projeto básico de implantação para levantamento de custos;
- ✓ **Definição dos cubículos** – Outro ponto crucial, e que afetava os custos é se o cubículo de média tensão seria aplicado ao tempo ou abrigado, pois abrigá-lo traria um custo maior em civil, porem para resolver um dos problemas citados

anteriormente nesse capítulo, a intempérie, resolveu-se que a melhor solução era abrigar o cubículo;

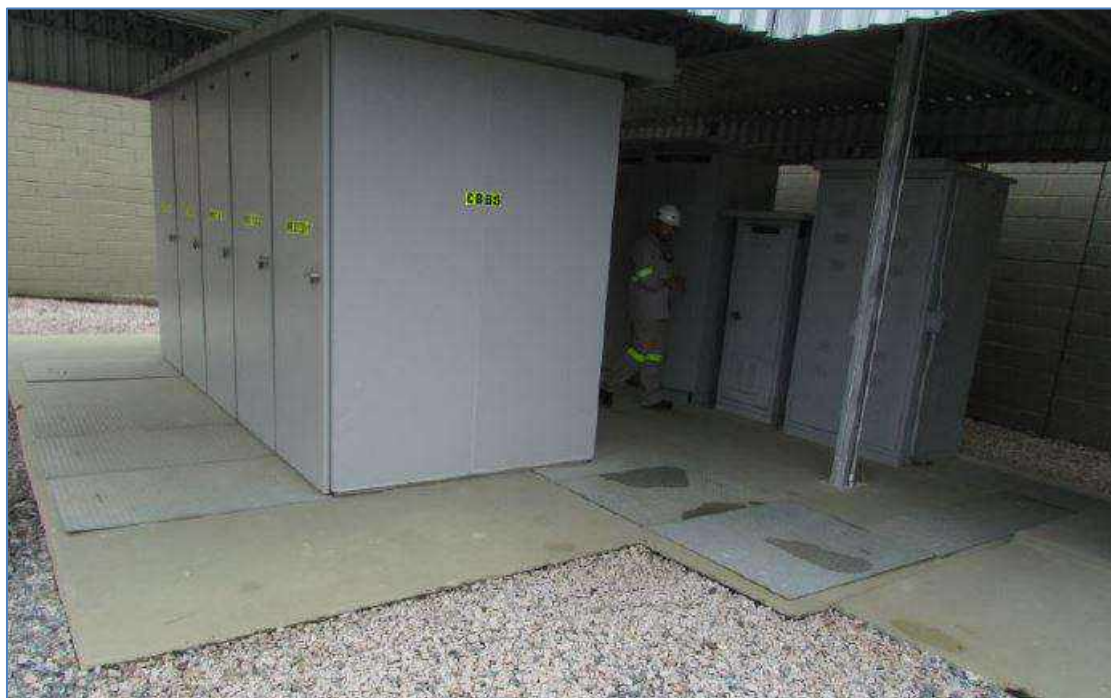
✓ **Ganhos** – O último ponto foi reunir todas as áreas envolvidas e após a apresentação e aprovação da ideia, levantamos quais eram os ganhos esperados para o novo padrão.

Com os estudos já avançados, fizemos ainda em 2016 a primeira aplicação de parte do novo padrão na subestação de Maresias, litoral de São Paulo, pois fizemos um retrofit do modelo "Paliteiro" para o novo padrão utilizando cubículos, porem nesse projeto, a ideia era testar a saída sem o porão de cabos e então desviamos um pouco da primícias que era sistema abrigado e nesse teste fizemos de uso ao tempo. Para essa primeira aplicação, o resultado foi um sucesso além de nos servir de referência para pontos de melhoria construtivas, mas no quesito custos, lançamento de cabos e redução de espaços o objetivo foi alcançado.



*Figura 9 – Subestação Maresias com aplicação de cubículos sem porão de cabos*





*Figura 10 – Detalhe das tampas onde estão as caixas de saída dos cabos de força*

Nessa ocasião pudemos então demonstrar as evoluções de custos, comprovando assim a viabilidade do projeto. Como podemos ver na figura 11 a seguir, onde é mostrado as comparações entre os padrões onde os custos do novo padrão se mostraram 11,8% menor do que no custo do padrão anterior. É possível notar que estrutura geral de instalação, construção de obras civis, automação e a diminuição do terreno, contribuíram positivamente para essa redução.



Figura 11 – Comparação de custos entre padrões

Com a comprovação dos ganhos na aplicação do conceito na subestação de Maresias, junto com a viabilidade apresentada através dos custos mostrados no gráfico anterior, dessa forma, faltava apenas "virar a chave" e partir de vez para o novo padrão, e assim, a partir de 2017, todas as subestações da EDP São Paulo Distribuição foram construídas no novo padrão, sendo elas:

- ✓ ETD Colorado -Subestação de 88kV/34,5kV;
- ✓ ESD Amazonas - Subestação de 34,5KV/13,8kV;
- ✓ ESD Mirim - Subestação de 34,5kV/13,8kV;
- ✓ ETD Ussu - Subestação de 138kV/13,8kV;
- ✓ ESD Bela Vista - Subestação de 34,5kV/13,8kV;
- ✓ ETD Mantiqueira - Subestação de 138kV/13,8kV;
- ✓ ETD Altos de Vila Paiva - Subestação de 88kV/13,8kV;
- ✓ ETD Parateí - Subestação de 88kV/13,8kV;
- ✓ ETD Dona Benta - Subestação de 88kV/13,8kV;





*Figura 12 - Imagens do projeto em 3D e da implantação final*

Como é possível ver na figura 12, a área útil de construção onde foi alocado todos os equipamentos de alta e média tensão ocupou 1200m<sup>2</sup> de um terreno de 2400m<sup>2</sup>, isso porque a subestação foi feita ao lado da faixa de servidão da linha de transmissão, sendo necessário respeitar recuos maiores de forma a não afetar futuras manutenções na linha. Com isso é possível ver o quão exíguo ficou a subestação, e o que é mais interessante, não foi utilizado nesse momento nenhum equipamento GIS, todas as tecnologias aplicadas foram AIS, o que mostra o grande trabalho de engenharia empregado de forma a otimizar os recursos.

Acreditamos que vale salientar aqui que utilizávamos terrenos em torno de 5.000m<sup>2</sup> e passamos a utilizar, na média, 3.000m<sup>2</sup>, isso gera 2.000m<sup>2</sup> de ganhos, se utilizarmos um custo médio de R\$350,00 o metro quadrado, estamos valando de R\$700.000,00 de economia. Lógico que sabemos que essa variação é grande no Brasil devido seu tamanho demográfico e esse valor serve para a área de concessão da EDP SP, sendo que algumas cidades possuem preços ainda maiores do que este.

Quando falamos na alteração do padrão, esta foi muito mais profunda do que imaginávamos que faríamos, apesar de usar toda nossa base de conhecimento anterior para fazer

a mudança e estruturalmente continuar usando os mesmos conceitos, fizemos mudanças grandes, tal como:

- ✓ Alteração do pórtico de cimento para metálico;
- ✓ Com alteração acima, todas as bases de sustentação dos pórticos foram recalculadas;
- ✓ Alteração do transformador de potência Óleo Mineral para fluído tipo K (Óleo Vegetal);
- ✓ Alteração do transformador de serviços auxiliares de Óleo Mineral para Fluído tipo K (Óleo Vegetal);
- ✓ Alteração das canaletas de cabos de controle para dutos com caixas de passagem;
- ✓ Alteração do fechamento da parede removível do enclausurado do transformador de placas cimentícias para placas poliméricas;
- ✓ Alteração de todo o bay de média de barramento aéreo para blindado de uso abrigado;
- ✓ Proteção do transformador de serviço auxiliar sai da zona de diferencial e vai para a barra com a inclusão de fusíveis e chaves seccionadoras no próprio blindado;
- ✓ Alteração do transformador de serviços auxiliares convencionais para "pedmounted", instalados com base no solo;
- ✓ Todos os bornes de automação passaram a ser do tipo *push-in*, eliminando manutenção de reapertos, inclusive nos circuitos de corrente;
- ✓ Eliminação de serviço em altura nos bays de média tensão;
- ✓ Alteração nas buchas dos transformadores de potência para buchas laterais, facilitando o projeto e a instalação.

Conforme já mostrado na figura 12, o projeto da subestação Colorado, na cidade de Suzano nos beneficiou neste novo padrão, eliminando, conforme já mencionado anteriormente, os trabalhos de espaço confinado nas subestações. Quem conhece esse tipo trabalho que é regulamentado pela NR33 (Espaços confinados) sabe o quão criterioso é a norma, além de dispendioso e necessário para a segurança daqueles que o realizam. Todas as nossas antigas subestações, que utilizam blindados de uso externo possuem esse tipo de instalação e seguimos

todos os requisitos de acesso ao espaço confinado, visto que o primeiro princípio da EDP é "A vida em primeiro lugar". A seguir mostramos as diferenças entre o projeto antigo e a nova forma que estamos fazendo para atendimento ao nosso novo padrão.



*Figura 13 – Preparação e acesso a espaços confinados em subestações de padrões antigos*



*Figura 14 - Acesso aos cabos no novo padrão*

## **Ganhos do projeto**

Com todas as alterações citadas acima, vale agora, citar quais foram os ganhos obtidos em cada área dos setores envolvidos e da qual notamos. Algum leitor poderá enxergar ganho em outro ponto aqui não mencionado visto a abrangência do desenvolvimento do trabalho, porém é satisfatório obter os resultados da qual obtemos. A seguir listamos as áreas e os ganhos obtidos:

1. Projeto e construção - Engenharia Alta Tensão (AT)

- a. Menor custo de aquisição de terreno;
- b. Inovação com aplicação de tecnologias atuais;
- c. Redução do custo global da subestação;
- d. Menor área adquirida;
- e. Menor quantidade de equipamentos;
- f. Menor quantidade de material menores (COM);
- g. Eliminação do trabalho em altura no bay de média tensão;
- h. Eliminação de trabalho em espaços confinados com a construção sem porão de cabos;
- i. Redução do processo logístico de transporte;
- j. Menor tempo da construção da subestação;
- k. Redução do tempo de montagem eletromecânica;
- l. Maior eficiência na gestão de materiais junto ao suprimentos;
- m. Redução dos custos de cabos de força;
- n. Redução do tempo de ENCE e ENTE da obra (Cadastro, COM/CA e acertos dos materiais);
- o. Compromisso sócio ambiental, pois a arquitetura ficou mais limpa e utilizamos materiais biodegradáveis no transformador (óleo vegetal).

2. Manutenção de subestações

- a. Redução do tempo da inspeção de termovisão;
- b. Redução drástica dos pontos de conexão do setor de média tensão;
- c. Para os bays de 34,5kV e 13,8kV as manutenções estão livres das intempéries;

- d. Com a redução de equipamentos, reduz-se a quantidade de planos de manutenção;
- e. Retarda a necessidade de novos "head counts";
- f. Redução das intervenções de manutenção;
- g. Redução dos itens de cadastro e;
- h. Por último, porém mais importante - Melhora do índice de segurança na realização do trabalhos, pois expõe muito menos os colaboradores a atividades de risco.

### 3. Meio ambiente

- a. Com as aquisições de menores áreas, os levantamentos iniciais são menos impactantes;
- b. Prospecção de menores áreas, impacta positivamente nos processos ambientais;
- c. Processos ambientais menos complexos e mais rápidos;
- d. Menor impacto ambiental, deste podas de árvores, movimentações de terras ao uso de produtos biodegradáveis;
- e. Processo menos onerosos, pois no caso de compensações ambientais, essas são menores.

### 4. Automação

- a. Menor custo com o sistema de automação;
- b. Reles de automação (IED's) do bay de média tensão estão nos cubículos;
- c. Menor quantidade de painéis;
- d. Redução considerável das quantidades de cabos de controle e proteção;
- e. Para o bay de média, o equipamento já chega na subestação com um alto índice de validação, visto os testes realizados em fábrica que permite o pré comissionamento.

### 5. Suprimentos

- a. Menor tempo de aquisição de materiais menores visto sua redução;
- b. Redução do processo logístico de transporte;
- c. Redução do custo de armazenagem de materiais e equipamentos;
- d. Ganho nos processos existentes entre a engenharia AT e o suprimentos;
- e. Garantia dos prazos de entrega dos materiais e equipamentos.

## 6. Operação

- a. Ganho na segurança, pois não expõe o trabalhador ao risco elétrico;
- b. Além da exposição ao risco elétrico, o ganho na segurança se dá a menor quantidade de deslocamento necessário para as manobras;
- c. Ganho de operabilidade em todos os equipamentos da subestação, chegando no detalhe de manobrar os contadores de baixa tensão (220V) para socorro dos serviços auxiliares;
- d. Todas as manobras de socorro envolvendo o alimentador tronco, sendo feito diretamente pelo COI;
- e. Manobras realizadas sem a necessidade de deslocamento de equipes;
- f. Possibilidade de criação de automatismos para socorros de cargas automáticos;
- g. Quando necessário da intervenção em disjuntores dentro da subestação:
  - i. Sem necessidade de manobra na rua, todas elas ocorrem na barra de transferência;
  - ii. Redução do custo de manutenção, pois a liberação do equipamento na subestação é mais rápida;
  - iii. Redução do tempo de manobra, tanto no início quanto no fim dos trabalhos;
  - iv. Eliminação do cancelamento de serviços por falta de equipe de prontidão, que as vezes estão dando atendimento de grande vulto.
- h. Ganhos nos índices de qualidade da operação.

## **Aplicações do novo padrão**

A EDP São Paulo tem enfrentado nos últimos anos problemas relativos ao espaço físico para a construção de subestações de média e alta tensões. As localizações selecionadas para a implantação desses empreendimentos levam em consideração a maior proximidade possível das linhas de transmissão de alta tensão existentes, pois com isso reduzem-se os impactos ambientais e fundiários, porém os terrenos elegíveis geralmente possuem reduzidas dimensões para a construção de subestações convencionais, e com o agravante de geralmente serem localizados em áreas urbanas. Para esses casos a preocupação não reside apenas no espaço físico, mas principalmente na prevenção de incêndios, uma vez que invariavelmente temos residências e comércios vizinhos às subestações.

Outra preocupação remonta aos impactos ambientais resultantes de grandes vazamentos de óleo, pois os reduzidos espaços físicos em vários casos implicam na impossibilidade de construção de caixas separadoras óleo-água. Finalmente algumas questões importantes estão relacionadas à manutenção dos transformadores, pois a aplicação de tecnologias não convencionais poderia implicar em custos não orçados conforme já tratamos nesse trabalho.

### **A – Subestação Bela Vista (Guarulhos – SP) 34,5/13,8 kV – 2 Transformadores 12/15 MVA**

A subestação Bela Vista foi construída em um terreno de 1.015m<sup>2</sup>, em um bairro populoso no município de Guarulhos – SP, para atender a 20.500 clientes. As propriedades do óleo vegetal isolante, como fluido Classe K, permitiram que a subestação fosse compactada e inserida nessa área urbana. A figura 15 mostra a subestação e seu entorno e a figura 16 mostra os dois transformadores de força instalados dentro da barreira acústica com um distanciamento de 1,8 metros e a figura 17, a subestação já concluída.





*Figura 15 - Localização da Subestação Bela Vista (área em vermelho)*



*Figura 16 – Disposição dos transformadores dentro da barreira acústica*





*Figura 17 – Vista geral da subestação finalizada*

**B – Subestação Mirim (Biritiba Mirim – SP) – 34,5/13,8 kV – 1 Transformador 9,375 MVA**

A subestação Mirim foi construída em um terreno de 1239,80 m<sup>2</sup>, em um bairro residencial do município de Biritiba Mirim – SP, para atender a mais de 8.000 clientes. De forma análoga à subestação Bela Vista, o transformador da Subestação Mirim, por ser imerso em óleo vegetal, foi a solução adotada para atender a requisitos de segurança contra incêndios.

A figura 18 mostra a subestação e seu entorno e a figura 19 mostra o transformador de força instalado dentro da barreira acústica. Finalmente, a figura 20 apresenta uma visão geral da subestação já concluída.



*Figura 18 – Localização da subestação Mirim*



*Figura 19 – Transformador 7,5/9,375MVA*



*Figura 20 – Subestação finalizada*

### **C – Subestação Amazonas (Suzano – SP) – 34,5/13,8 kV – 1 Transformador 20 MVA**

A subestação Amazonas foi construída em um terreno de 2000m<sup>2</sup>, em um bairro residencial do município de Suzano – SP, para atender a mais 10000 clientes. De forma análoga às subestações anteriores, o transformador da Subestação Amazonas, por ser imerso em óleo vegetal, foi a solução adotada para atender a requisitos de segurança contra incêndios.

A figura 21 mostra a subestação e seu entorno. A figura 22 mostra o transformador de força instalado dentro da barreira acústica. Finalmente, a figura 23 apresenta uma visão geral da subestação já concluída.

*Subestações elétricas compactas: a experiência da EDP na busca por melhor eficiência energética, planejamento urbano e sustentabilidade*

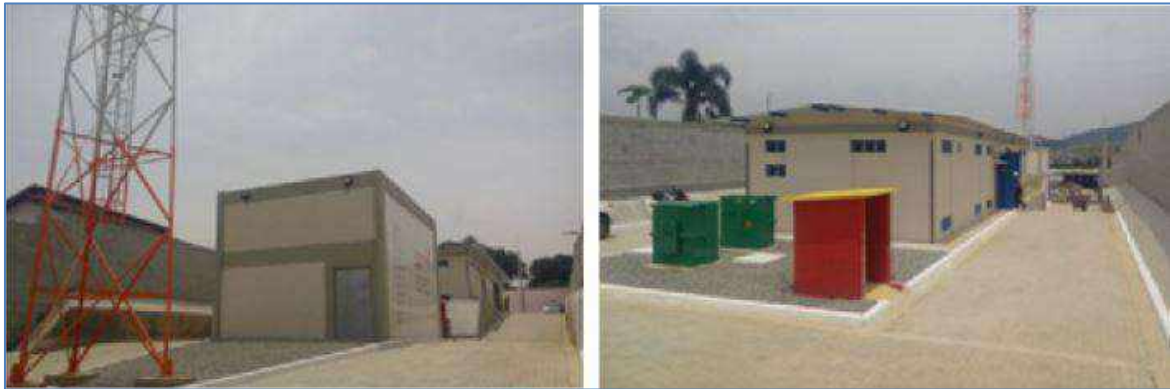


*Figura 21 – Localização da subestação de Amazonas (Suzano – SP)*



*Figura 22 – Transformador 15/20 MVA*





*Figura 23 – Subestação finalizada*

#### **D – Projeto Subestação Olaria (São Sebastião – SP) – 138/13,8 kV – 2 Transformadores 12/15 MVA**

A implantação da Subestação Olaria representa um dos maiores desafios já sobrepujados pela EDP São Paulo. Um dos poucos terrenos elegíveis disponíveis na localidade possui reduzidas dimensões (973,87m<sup>2</sup>) e está localizado em uma área residencial em um balneário litorâneo. As leis de zoneamento não permitem construções com pé direito acima de 8 metros na localidade, o que limitam as soluções de engenharia disponíveis.

Os transformadores de força, por serem especificados imersos em óleo vegetal isolante, permitiram que o seu distanciamento seja reduzido (2 metros), sem o uso de parede corta-fogo. Outro benefício foi a isenção de construção de uma caixa separadora óleo-água, fazendo apenas a bacia de contenção que é composta por uma laje simples com uma mureta. Visto que ambos os transformadores estão inseridos na mesma bacia, esta foi dimensionada para conter 120 % do volume de uma unidade. A drenagem de água da chuva é efetuada através de dispositivos automáticos que permitem a passagem da água, mas bloqueiam a passagem de óleo. Tal dispositivo está mostrado na figura 24.



*Figura 24 – Sistema automático de bloqueio para água e óleo*

A localização da subestação Olaria está mostrada na figura 25, onde percebe-se que a mesma se encontra em uma localização urbana, em um terreno de reduzidas dimensões.



*Figura 25 – Localização da subestação Olaria*

Finalmente, a figura 26 apresenta o projeto da Subestação Olaria. Além dos transformadores imersos em óleo vegetal isolante, a subestação, que está em fase de construção, será equipada com um módulo GIS de alta tensão e outro módulo GIS de média tensão, com o objetivo de reduzir a área necessária. Na figura 26 observa-se também que os transformadores serão instalados dentro de um semi enclausurado que tem por objetivo servir de barreira acústica para minimizar a propagação do ruído dos transformadores.



*Figura 26 – Projeto da subestação Olaria*

### **Considerações Finais**

O padrão desenvolvido pela EDP São Paulo distribuição nos trouxe ganhos e reduções de prazos e de custos na ordem de 12% do valor total da obra, o que reflete em uma otimização dos recursos disponibilizados. Neste ponto podemos dar um exemplo: - Em 2013 realizamos uma subestação no padrão antigo, que trazendo para valores atuais, ficaria 10,7% maior do que uma subestação construída em 2019, com todos os benefícios já descritos no tópico de desenvolvimento.

As aplicações que EDP São Paulo fez de transformadores de força de subestações imersos em óleo vegetal isolante se mostraram interessantes sob os aspectos de segurança operacional das instalações e entorno, questões relacionadas à manutenção, e mesmo nos custos finais das obras. Sobre esse último aspecto, a aplicação de óleo vegetal isolante resultou em um aumento de 8 10 % sobre o custo final dos transformadores, se comparado a unidades semelhantes imersas em óleo mineral isolante. Esse aumento, porém, foi compensado pela redução da quantidade de obras civis, tais como a não necessidade de construção de parede corta-fogo entre os transformadores e caixa separadora óleo-água. Também foram reduzidos os custos com a construção das bacias coletoras de óleo em função de estarem ambos os transformadores locados na mesma bacia e devido a bacia construída não necessitar de pedras britadas como sistema de abafamento de fogo. Finalmente houve a redução do valor relativo ao terreno e redução do prazo de entrega da obra. Isto posto, remetemos ao primeiro parágrafo das considerações, onde constatamos um ganho real em torno de 12%, já com os valores dos transformadores.

Sob os aspectos de manutenção não houve alterações profundas nos procedimentos em comparação aos transformadores imersos em óleo mineral isolante, resultando em um OPEX semelhante. A expectativa que a EDP São Paulo tem é a maior vida útil dos equipamentos uma vez que o óleo vegetal isolante proporciona condições diferenciadas para o isolamento sólido do transformador em termos de sua preservação, permitindo inclusive que o equipamento trabalhe em regime de carregamento acima do nominal de placa em condições mais favoráveis que os equipamentos convencionais. Esses itens, aliados às questões que envolvem o meio ambiente (remediações em casos de vazamentos e a cadeia de produção do óleo vegetal isolante), motivaram a EDP São Paulo a adotar essa tecnologia como seu padrão construtivo para as novas subestações. Relativo às subestações existentes, ainda está em fase de estudos a possibilidade de retrofit nos transformadores.

Verificamos também que, o projeto que no início, tinha um foco de redução dos valores na execução das obras civis ao que se referia a construção de um porão de cabos, trouxe na verdade ganhos em diversas áreas como já descrevemos anteriormente. Para a EDP São Paulo Distribuição, o projeto já se mostrava um sucesso no primeiro ano de aplicação, e vemos



que esse ganho tem sido um sucesso com ganhos concretos e sedimentação das aplicações tecnológicas após esses anos.

Isso não mostra que estamos satisfeitos e que já tenhamos feito tudo o que era para fazer, pelo contrário, temos um grande caminho pela frente e um potencial para desenvolver novas metodologias.

Concluimos então que as soluções seguras, ambientalmente amigáveis, inovação e tecnologia economicamente viável foi o foco e a conquista da EDP São Paulo Distribuição. Estas soluções contribuem para eficiência energética, para melhor planejamento urbano e para a sustentabilidade nas operações do setor elétrico.

### **Referências Bibliográficas**

**ABNT NBR 13231/2015**, “Proteção contra incêndio em subestações elétricas”, Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2015

**Wilhelm, H. M. , Cabrino,A.**, “Avaliação da depleção do aditivo antioxidante no OVI e da migração da umidade no sistema papel Kraft/OVI”, Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento ANEEL-Elektro, 2013

**“Fluidos Dielétricos – Fluido Envirotemp FR3”**, Documento referência 900-20P, Cooper Power Systems, 2005

**Wilhelm, H. M. , Granato, R. C, Tulio, L., Stocco, G. B.**, “Aspectos relacionados com a utilização de óleo vegetal isolante no Brasil”, IV Workspot, Recife – PE, 2006.

**Wilhelm, H. M., Tulio, L., Uhren, W.** “Produção e Uso de Óleos Vegetais Isolantes no Setor Elétrico”, Revista Brasil Engenharia, Edição 592, 2009

**Wilhelm, H. M. , Granato, R. C, Tulio, L., Stocco, G. B.**, “Desempenho de óleo vegetal isolante frente ao envelhecimento acelerado”, XIX SNPTEE, Rio de Janeiro – RJ, 2007

### **Biografia Dos Autores**

**Alessandro Rogerio Dos Santos** é engenheiro eletricitista graduado pela Universidade de Mogi das Cruzes, SP e pós-graduado pela University of Tampa, Florida, USA. Trabalha na EDP São Paulo Distribuição desde 1996, onde entrou como eletricitista de manutenção. Hoje atua na área de Projetos e Construção de Alta Tensão como engenheiro Sr. responsável por projetos e equipamentos, sendo ponto focal para novas tecnologias e inovação da área.

E-mail: [alessandro.santos@edpbr.com.br](mailto:alessandro.santos@edpbr.com.br)

**Adriano Cabrino** é engenheiro eletricitista graduado pelo Centro Universitário Nossa Senhora do Patrocínio (2010). Atualmente é Engenheiro Sênior na Empresa EDP, onde é responsável pela equipe de projeto e construção de subestações de alta tensão. Acumula a função de coordenador da Engenharia de manutenção de subestações de alta tensão. Trabalhou em funções relacionadas à (a) operação do sistema de transmissão, em Centro de Operação centralizado, (b) desenvolvimento de sistemas computacionais de gestão da manutenção, (c) implantação de sistemas ERP, (d) coordenação de equipes de manutenção em campo, (e) especificação de equipamentos de alta tensão, em especial, transformadores de força. Possui experiência na manutenção de equipamentos de alta tensão, com expertise em transformadores de força.

E-mail: [adriano.cabrino@edpbr.com.br](mailto:adriano.cabrino@edpbr.com.br)

**Lucas De Oliveira** é engenheiro mecânico graduado no Brasil pela Faculdade de Engenharia de Sorocaba em 2005, também possui MBA em gerenciamento de projetos pela Fundação Getúlio Vargas. Sua experiência profissional vem desde atuação em grandes multinacionais automotivas e de componentes elétricos no mercado brasileiro. Tendo iniciado sua atuação na Cargill em 2013, foi um dos responsáveis pelo crescimento da aplicação de ésteres naturais no mercado Sulamericano, sendo responsável pela disseminação de informação e suporte a fabricantes, DSOs e TSOs para que pudessem se beneficiar desta tecnologia. Atualmente atua no mercado europeu realizando o mesmo tipo de divulgação.

E-mail: [lucas\\_de\\_oliveira@cargill.com](mailto:lucas_de_oliveira@cargill.com)

**Roberto Ignacio Da Silva** é um profissional com 24 anos de experiência em engenharia e desenvolvimento de produtos de equipamentos de bens de capital no setor de energia em indústrias multinacionais como ABB, Bosch e GE. Na ABB, foi Gerente de Engenharia Mecânica da divisão de Transformadores de Potência. Atualmente cursa Doutorado em Energia no Instituto de Energia e Meio Ambiente da Universidade de São Paulo (IEE/USP). Possui Mestrado em Energia também pela USP, MBA em Engenharia e Gestão de Produtos e Serviços pela USP, Gerenciamento de Projetos pela FIA e Engenharia Mecânica pela UBC. Membro do Cigré atuante no comitê A2 Transformadores, Secretário da CE-03-14.01 Transformadores de Potência do COBEI ABNT, membro da CE-03-10.01 Óleos minerais e da CE-03-10.02 Outros Óleos isolantes (sintéticos e naturais).

E-mail: [roberto\\_ignacio@cargill.com](mailto:roberto_ignacio@cargill.com)

## CAPÍTULO II

### Os desafios na comunicação sobre atributos ambientais e econômicos de projetos de energia elétrica

ANA LÚCIA RODRIGUES DA SILVA<sup>1</sup>

FERNANDO AMARAL DE ALMEIDA PRADO JUNIOR<sup>2</sup>

**Resumo:** Como se sabe, projetos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica não são neutros no que tange aos seus impactos socioambientais. Extensa bibliografia tem sido publicada usualmente nessas vertentes do conhecimento. Benefícios, resultados negativos, licenciamentos, estratégias de compensação e mitigação têm sido alguns dos aspectos analisados na literatura. Este artigo apresenta em sua seção inicial uma rápida revisão bibliográfica dos temas principais envolvendo este contexto. Como se sabe, projetos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica não são neutros no que tange aos seus impactos socioambientais. Extensa bibliografia tem sido publicada usualmente nessas vertentes do conhecimento. Benefícios, resultados negativos, licenciamentos, estratégias de compensação e mitigação têm sido alguns dos aspectos analisados na literatura. Este artigo apresenta em sua seção inicial uma rápida revisão bibliográfica dos temas principais envolvendo este contexto.

Porém, um ponto fundamental é a falta de ampla divulgação do contraponto entre os benefícios e os resultados negativos que estes projetos possam trazer para a sociedade, incluindo nesta os diferentes agentes setoriais e formadores de opinião. Não basta os resultados serem públicos e estarem disponíveis para consulta, se em muitas vezes, a complexidade de seus resultados é associada a tecnicidade de sua linguagem que não permite sua disseminação a todos os agentes que poderiam se beneficiar de seus resultados, democratizando o acesso geral da sociedade sobre estes projetos.

Diante desse desafio, o presente trabalho apresenta a experiência desenvolvida no âmbito do projeto de P&D denominado “*Matriz Energética e Aprimoramento da Sistemática de Inserção Ambiental no Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico (Projeto SINAPSE)*”, onde desde sua concepção e formação da equipe de pesquisa foram contemplados atividades e produtos para comunicar de forma ampla e irrestrita os resultados do projeto para os diferentes agentes da sociedade.

A fundamentação teórica deste trabalho inclui os conceitos de Comunicação Integrada de Marketing, Plano de Comunicação e *Advocacy*. Enquanto a Comunicação Integrada de Marketing demonstra a importância de as organizações passarem a mesma mensagem nos mais diferentes meios de comunicação utilizados, o Plano de Comunicação congrega o conjunto de ações e produtos que irão divulgar essas informações aos diferentes receptores. Finalizando a base teórica, o conceito de *Advocacy* contempla a utilização de especialistas para divulgar conceitos técnicos, fatos e ações para a sociedade em geral.

A partir do entendimento desses conceitos, o estudo de caso escolhido (o próprio projeto de P&D) evidencia a importância de se ter uma Comunicação Integrada de Marketing e seu Plano de Comunicação estruturados dentro de um projeto de energia e como esse plano auxilia na democratização e disseminação dos resultados para a sociedade como

---

<sup>1</sup> SINERCONSULT

<sup>2</sup> SINERCONSULT

um todo e para agentes setoriais que também se beneficiam do acesso aos resultados de pesquisa. O conceito de *Advocacy* também é exemplificado na medida em que especialistas serão envolvidos na explicação de conceitos técnicos para públicos não especializados.

O trabalho apresenta ainda exemplos práticos de produtos desenvolvidos no Plano de Comunicação do Projeto SINAPSE, onde se incluem: cadernos temáticos desenvolvidos ao longo das diferentes etapas do projeto, vídeos veiculados nas mídias sociais, sua homepage que consolida e ajuda na divulgação dos conceitos e resultados de produtos parciais do projeto, a realização de workshops de transferência de conhecimento durante a vigência do projeto e finalizando o livro técnico para especialistas desenvolvido durante a execução do projeto. Esses cinco produtos ilustram os produtos desenvolvidos para o atendimento diferenciado dos diferentes segmentos da sociedade que são considerados públicos-alvo deste P&D.

**Palavras-Chave:** comunicação; projetos de P&D; marketing; divulgação; sustentabilidade.

## **Introdução**

Este trabalho consolida a comunicação integrada de marketing desenvolvida no projeto de P&D denominado “*Matriz Energética e Aprimoramento da Sistemática de Inserção Ambiental no Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico (Projeto SINAPSE)*”, executado no âmbito do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, registrado como APLPED06961\_PROJETOPED\_0006\_S01, que tem como principal objetivo aprimorar a sistemática de inserção da variável ambiental no planejamento da expansão da geração elétrica no Brasil. Este projeto congrega 8 empresas patrocinadoras e cinco entidades executoras<sup>3</sup>.

O trabalho apresenta os desafios na comunicação sobre atributos ambientais e econômicos de projetos de energia elétrica. Como se evidencia na prática, informação e comunicação são palavras e conceitos diferentes. O excesso e a abundância de informações acessíveis nos dias de hoje, com distintos meios e formas, não indicam que estas são de fato comunicadas e absorvidas pela sociedade de forma geral. Sem uma comunicação efetiva, toda e qualquer informação acaba não sendo efetivamente disseminada.

---

<sup>3</sup> As Entidades Patrocinadoras deste projeto são: CANDEIAS, CEMIG GT, ITIQUIRA, POTIGUAR, CERAN, FOZ DO CHAPECÓ, MANAUARA e ENERCAN. Enquanto que as Entidades Executoras deste projeto são: *MRTS Consultoria e Engenharia Ltda*, *NTJ TEC Consultoria em Engenharia Ltda*, *Diversa Consultoria em Sustentabilidade*, *Fundação COPPETEC* e a *SINERCONSULT - Consultoria, Treinamento e Participações Ltda*.

Por meio do detalhamento de diversos conceitos ligados à comunicação e sua efetividade, o trabalho aborda os conceitos clássicos de marketing ligados à comunicação empresarial, como Composto de Comunicação; Comunicação Integrada de Marketing; Plano de Comunicação Integrada de Marketing e o Conceito *Advocacy*.

Após essa fundamentação teórica são apresentados a estratégia de comunicação e os produtos gerados para o caso específico do Projeto SINAPSE, bem como os resultados esperados com essa iniciativa.

## **1. Comunicação Integrada De Marketing – CIM**

A Comunicação Integrada de Marketing foi um dos pilares teóricos utilizado para orientar o Plano de Comunicação do Projeto SINAPSE, que teve como principal desafio apresentar a importância da variável ambiental nos novos rumos do setor elétrico brasileiro. Acredita-se que a CIM auxilia na necessidade de transmitir a mesma informação para mercados-alvo distintos, integrando para tanto os meios tradicionais e os novos canais de comunicação digitais.

Segundo (Dias, 2003), “a comunicação integrada de marketing, ou composto de comunicação, é uma das quatro áreas integrantes do composto de marketing<sup>4</sup>, o P de promoção, e abrange o conjunto de ações integradas de comunicação e promoção”.

Segundo (Ogden, 2002), o mix de comunicação pode ser composto por relações públicas e publicidade; marketing direto; propaganda; venda pessoal; marketing na Internet e promoção de vendas. Normalmente as empresas optam pela utilização conjunta de vários elementos do composto de comunicação. A utilização coordenada e sistemática dessas ferramentas é conhecida como Comunicação Integrada de Marketing – CIM.

Os objetivos de CIM podem variar conforme a necessidade da empresa, do ciclo de vida de seus produtos e serviços, além de outros inúmeros aspectos. (Dias, 2003) exemplifica alguns dos possíveis objetivos de CIM:

“fixar o produto na mente do consumidor; criar uma mensagem única, consistente, compreensível e crível sobre o produto; construir uma imagem de marca diferenciada e sustentável na mente do consumidor; oferecer informações e incentivos para o consumidor adquirir o produto ou serviço da empresa; e gerar atitude favorável dos diversos segmentos públicos para as iniciativas da empresa”.

---

<sup>4</sup> O Composto de Marketing tradicional inclui os 4 P's: Produto, Preço, Praça e Promoção.

É fundamental que a mensagem ou informação a ser passada esteja adequadamente codificada para os diferentes elementos utilizados, mantendo sempre coerência e consistência de valores e ideias. Essa sinergia contribuirá para a efetividade do processo de comunicação, garantindo que o receptor receberá e absorverá as informações desejadas e corretamente codificadas.

Independentemente da quantidade de elementos utilizados no processo de comunicação é fundamental administrar de forma coesa a estratégia de comunicação. A necessidade de uma estratégia integrada de comunicação resulta do reconhecimento de que o atendimento dos objetivos da comunicação de marketing terá mais êxito se todos os elementos do programa de comunicação forem coordenados e integrados, de modo a criarem uma posição, mensagem ou imagens únicas, diferenciadas e consistentes na mente do receptor-alvo da campanha (Dias, 2003).

As fases envolvidas na administração da comunicação são (Churchill Jr. & Peter, 2003):

- **Definição dos objetivos da comunicação:** nesta etapa devem ser definidas as informações e mensagens que devem ser comunicadas e quem são os receptores da mesma.
- **Escolha do composto de comunicação:** cabe à empresa identificar quais os elementos de comunicação mais pertinentes para divulgar as informações e mensagens desejadas. Essa escolha deve ainda considerar a natureza do mercado receptor da mensagem e suas preferências, a natureza do produto/serviço ou ideia/conceito que precisa ser comunicado, além das estratégias corporativas de expansão ou retração de mercado.
- **Definição do orçamento de comunicação:** o orçamento alocado para a comunicação é um fator determinante para a escolha dos elementos e estratégias que serão adotadas. Em situações tradicionais de venda de produtos, as decisões orçamentárias podem estar associadas inclusive a percentuais de venda do mesmo, valor fixo por unidade ou até a prática da concorrência. Outra forma empregada para definir o orçamento necessário baseia-se no Objetivo-e-tarefa. Neste caso são inicialmente definidos os objetivos da comunicação, as tarefas para cada elemento do composto de comunicação, o custo de cada tarefa e a somatória desses custos determinam o orçamento.

- Implementação e controle da estratégia de comunicação: a implementação consiste na adoção das ações previstas no Plano de Comunicação, enquanto que o seu controle é realizado normalmente pelo acompanhamento de indicadores que refletem o atendimento dos objetivos desejados na comunicação implementada. Esses objetivos podem incluir, entre outras alternativas, o aumento de vendas, de conhecimento sobre informações específicas, mudanças de preferências, entre outros. Segundo (Ogden, 2002), diversas atividades podem ser desenvolvidas no processo de avaliação e controle da eficácia da comunicação, onde se incluem: reuniões de grupo de foco, planilhas de feedback e estatísticas. As respostas do mercado-alvo permitem avaliar a continuidade das ações ou a necessidade de revisão na CIM.

O Plano de Comunicação Integrada de Marketing, quando aplicado à divulgação de ideias e conceitos técnicos, é mais efetivo quando está respaldado em informações técnicas e científicas associadas ainda à posicionamento de especialistas. Para tanto, o conceito de *Advocacy* é a segunda ferramenta teórica utilizada como base para o Plano de Comunicação do Projeto SINAPSE.

## **2. Conceito Advocacy: Esboço Conceitual**

Esta seção apresenta os principais conceitos e evolução do pensamento acadêmico em relação à estratégia de defesa ou de oposição a um determinado tema, política ou projeto. Genericamente o posicionamento estruturado é denominado de *Advocacy*.

A estratégia de *Advocacy* é aquela que procura, usualmente através de ações estruturadas (textos, artigos, web sites, eventos, palestras, entrevistas entre outros mecanismos de interação com o público-alvo), ganhar simpatia e suporte da sociedade para com uma crença, meta política pública ou projeto. Eventualmente as estratégias de *advocacy* podem ser construídas para ações de oposição a um determinado tema.

Segundo (Lackey, 2007), *Advocacy* é o conjunto de ações de suporte ativo, encoberto ou inadvertido de uma política ou de uma classe de políticas. A estruturação dessas ações é iniciada com base em fatos relevantes que justificam o posicionamento para o qual se busca apoio.

Para construção dessas estratégias, muitas das quais estruturadas na forma de textos, existem algumas etapas básicas:

- Disponibilidade de conhecimento a respeito do tema.
- Introdução que aborde com clareza o tema a respeito do qual se procura desenvolver a defesa de posição.



- Na sequência, utiliza-se o aprofundamento do conhecimento disponível e a apresentação dos detalhes que justificam a causa a ser defendida.
- Quando referenciais escritos são desenvolvidos, textos, blogs, apresentações na forma de slides, os mesmos devem conter citações, fatos e números (indicadores).
- O material produzido deve conter um apelo ‘emocional’ com razões gerais pelas quais a sociedade deveria concordar e apoiar as causas defendidas.
- As informações utilizadas na construção da causa a ser defendida devem estar suportadas por referências bibliográficas ou fáticas.
- O autor e/ou apresentador deve propiciar informações de contato para propiciar a sua audiência a possibilidade de interação posterior.

## **2.1. Posicionamento Institucional – Abusos e Outras Opções de Força**

As atividades de *advocacy* nem sempre são “bem vindas” pelas instituições oficiais de Estado, em especial quando contrariam posicionamentos de Governo ou interesses de grupos de Poder. Obviamente quanto mais consolidadas as instituições de liberdade e democracia, menos atuantes podem ser as ações de boicote e/ou oposição estruturada e institucional a Grupos de Pressão que defendam determinada causa. No entanto, mesmo em países reconhecidamente democratas como os EUA e Canadá há registros e abusos contra grupos que promovem *Advocacy* ambiental (Potter, 2012) (Lewis & Federman, 2015) (Ross, 2015).

Artigo publicado pelo International Center for Not-for-Profit Law (ICNFPL, 2016) identifica que entidades oficiais e/ou países, na tentativa de obstruir posicionamentos de grupos pelo ativismo ambiental (*advocacy*), podem:

- Criminalizar ativismo legítimo.
- Rotular grupos e pressão ambientalistas como agentes estrangeiros, restringindo a cooperação internacional em defesa de uma determinada causa.
- Impor requisitos burocráticos e de cunho dificultador na legislação para inibir o posicionamento em defesa de uma causa.
- Restringir as atividades de defesa ambiental.
- Impor vigilância ilegal sobre atividades de grupos que defendam agendas contrárias aos interesses de organizações e/ou Estados.

A literatura está repleta de exemplos dessas atitudes, onde se destacam:

- No Chile, em 2013, os índios Mapuches foram enquadrados em leis contra o terrorismo pela defesa de terras onde viviam desde tempos ancestrais (Eyzaguirre, 2015). O mesmo aconteceu no Canadá com ativistas contrários a aproveitamentos de gás e petróleo, sendo também enquadrados em leis contra o terrorismo (Potter, 2012).
- Na Austrália foram criadas leis contra protestos com elevadas multas para ONGs e para as pessoas físicas, variando desde A\$ 7 mil até A\$ 72 mil (Hepburn, 2015).
- Na Bolívia, Organizações-Não-Governamentais foram acusadas de representarem o “imperialismo internacional” por usarem doações financeiras oriundas de contribuições de ONGs (ICNFPL, 2016) (Munoz, 2015).
- Em vários casos a revogação de vistos promove a expulsão de ativistas estrangeiros, como ocorreu no Cambódia em 2015 (ICNFPL, 2016).
- Nos EUA e no Canadá foram registradas investigações ilegais sobre pessoas e entidades sob a alegação de ecoterrorismo (Lewis & Federman, 2015) (Ross, 2015). Abusos de poder policial também foram registrados na Rússia (Amnesty International, 2013).
- No Brasil têm sido registrados casos de violência não coibida pelo aparato policial contra ambientalistas, registrando-se mais de 400 mortes em 2014 (Miller, 2015).
- Exemplos e violações institucionais têm sido observados também na Índia e Colômbia, além dos exemplos já referenciados (Caycedo, 2015).

## 2.2. Envolvimento da Sociedade Civil nas Estratégias de Advocacy

Por pressuposto, a defesa de uma posição, tese, projeto ou política tem uma audiência determinada que a amplifica e que acaba por influenciar os tomadores de decisão, facilitando ou dificultando a obtenção dos objetivos que a defesa de determinado tema tinha por princípio.

Assim, é possível constatar que a adesão da sociedade civil pode fazer a diferença em questões emblemáticas, assim por essa razão, muitos dos projetos emblemáticos envolvem formadores de opinião, mesmo que estes não sejam especialistas. Um exemplo desse processo pode ser encontrado no embate dos opositores da usina de Belo Montes, onde contou com a participação de grandes nomes do meio artístico brasileiro criticando o projeto (Movimento Gota D'Água, 2012). Prontamente a campanha foi rebatida por

---

<sup>5</sup> Usina de Belo Monte é a terceira maior hidroelétrica do mundo. Entre sua concepção e início de operação foram mais de 35 anos, onde houve processos de reformulação do projeto visando diminuir a área inundada.

alunos de engenharia da Unicamp, que ressaltaram que o posicionamento de apoio era desenvolvido por gente mais preparada e que tinha estudado, na tentativa de desqualificar artistas formadores de opinião (Unicamp, 2012).

Embora alguns grupos de defesa de determinada posição possam fazer uso de pessoas de influência para angariar apoio, em um ambiente menos politizado e menos suscetível à influência de “famosos”, as estratégias de *Advocacy* para obter o apoio da sociedade civil devem contemplar (Gemmil & Bamidele, 2002):

- A utilização de especialistas para o aconselhamento e análise.
- Propiciar aos Governos uma capacidade intelectual mais ágil e com melhores condições de estudo e análise que aquelas propiciadas pela burocracia de governo.
- Melhores práticas de mobilização de apoio da opinião pública advogando pela justiça ambiental.
- Ocupar a representação da parcela da sociedade “sem voz”, ou seja, dos hipossuficientes.
- Promover o desenvolvimento de estudos e levantamento de informações que possam instrumentalizar os procedimentos de discussão pública (as audiências públicas, por exemplo).
- Apoiar e legitimar os mecanismos que permitam um processo de tomada de decisão justo e imparcial.
- Estruturar mecanismos para monitorar e fiscalizar as políticas compromissadas.

### **2.3. Posicionamento dos Agentes Promotores de Advocacy**

A literatura é bastante abrangente de posicionamentos a respeito da razoabilidade ética de que estratégias de *Advocacy* sejam desenvolvidas. Outro ponto de grande importância diz respeito à participação ou não e também como essa participação ocorre por parte dos agentes que desenvolvem a fundamentação técnica dessa estratégia, em especial a participação de cientistas e/ou profissionais especializados. Cabe ressaltar que mesmo se questionando os aspectos éticos da *Advocacy*, é dado como certo que ela ocorra nas mais diversas dimensões de defesas de uma determinada causa.

O ponto de interesse na discussão conceitual da participação desses especialistas diz respeito a aspectos de objetividade da ciência, enquanto a defesa de um posicionamento envolve questões subjetivas, de posicionamento político e eventualmente envolvimento emocional.

Diversos autores consideram inadequada a participação dos cientistas no desenvolvimento dessas estratégias. Segundo (McCoy, 1996), os cientistas não deveriam se preocupar com a formulação de hipóteses e nem com as consequências de suas investigações, o que não acontece quando uma pesquisa tem por objetivo demonstrar ou defender posições que possam ser consideradas subjetivas. (Kaiser, 2000) defende que declarações que possam ser consideradas “entusiásticas”, dado um posicionamento ambiental, não condizem com a prática da boa ciência. Considerando-se que muitas vezes a tecnicidade do tema necessita ser mais bem explicado para uma audiência mais abrangente do grupo de interesse, é possível que simplificações produzam má divulgação dos resultados que deveriam ser de cunho científico. Na mesma linha de argumentação (McCoy, 1996) defende que a ciência deveria ser neutra e que a *Advocacy* produziria uma contaminação ideológica. Argumenta ainda que a defesa de posições por parte de grupos de pressão relacionados com trabalhos que tenham linhas de financiamento pode influenciar o pesquisador para adotar teses do patrocinador.

Outros autores consideram que a maneira ética de transferência de conhecimento que possa ser usado pela sociedade deve decorrer apenas de publicação em livros e/ou revistas científicas, reconhecendo, no entanto, que este processo é muito lento (Brussard & Trull, 2007). Estes mesmos autores defendem que a *Advocacy* não é um processo que possa ser neutro e, portanto, inadequado para cientistas que nunca podem ser parciais buscando o conhecimento com provas científicas.

O livro *Merchants of Doubt* (Oreskes & Conway, 2010) apresenta evidências que famosos cientistas colocam seu currículo a serviço de corporações para defender teses enviesadas de interesse do financiador das respectivas pesquisas.

De outra parte existem referências que defendem que os cientistas e profissionais especializados possam agir como ativistas, pois estes são, antes de mais nada, cidadãos e como tais podem e devem exercer sua cidadania (Maccarone, 2003) (Parsons, 2016). Caso estes especialistas se furtem ao debate, as políticas serão desenvolvidas inevitavelmente pelos menos preparados. O preparo técnico e o poder de análise representam a contribuição desses especialistas à cidadania, logo cientistas devem participar e influenciar (Maccarone, 2003) (Noss, 2007). Os limites dos critérios objetivos e subjetivos são dúbios, a ciência pode emprestar o conhecimento para melhor entender esta separação (Kaiser, 2000).

A dimensão ética também aparece nas atividades de defesa de causa (*Advocacy*) que utilizam conceitos econômicos. A utilização de análises de custo-benefício é criticada

por (Booth, 1994) quando a causa a ser defendida pode produzir danos à saúde, segurança ou considerar riscos cujos danos potenciais sejam tão elevados que qualquer reparo seja injustificável ou inviável. (Constanza, 1991) defende que análises econômicas sobre causas a defender devem analisar os efeitos dessa causa ou política em dimensões locais, regionais e ou globais. No primeiro caso pode-se usar como exemplo disputas envolvendo poluição local; no segundo impactos regionais podem ser exemplificados como a chuva ácida na região Norte dos EUA e regiões fronteiriças com o Canadá e a terceira dimensão global pode ser referenciada com as Mudanças Climáticas. As análises, assim desenvolvidas, precisam ainda levar em conta as incertezas e impactos de longo prazo. (Erickson, 2005) identificou um crescimento da importância de análises sobre a moral e a ética nas argumentações de *Advocacy* que fazem uso de estudos econômicos para defender uma posição. Este autor evidencia que aspectos éticos fazem com que o comportamento das pessoas não seja exclusivamente de racionalidade econômica.

Os especialistas evidentemente precisam usar seu conhecimento para nivelar as informações relevantes para uma audiência mais abrangente. (Parsons, DellaSala, & Wright, 2015) recomendam que a relação entre os especialistas e os ativistas em geral seja marcada por:

- Relacionamento respeitoso.
- Avaliação das argumentações contrárias mesmo que estas estejam baseadas apenas em conceitos emocionais e não técnicos.
- Atuar como fonte de informações facilitando o conhecimento que a outra parte necessita.
- Sugerir material bibliográfico para auxiliar a construção de conhecimento e ou de habilidades específicas.
- Utilizar linguagem acessível e didática para audiências de outras especialidades.
- Aceitar como premissa que consenso de 100% pode não ser possível.
- Investir na relação com as mídias sociais e com jornalistas científicos.

O recente laureado com o Nobel de Ciências Econômicas, Richard Thaler, em seu livro *Misbehaving- The Making of Behavioral Economics* (Thaler, 2016), analisando as estratégias desenvolvidas por (Cialdini, 2018), identifica que para ser bem sucedido no convencimento de que um procedimento ou causa são adequados, é necessário informar ao público-alvo que muitas outras pessoas (ou países) concordam e que já emprestaram apoio ao tema. Esta estratégia é baseada no Princípio da Conexão, ou seja, existe maior

probabilidade de se apoiar uma causa com teses a respeito da qual concordam pessoas ou grupos semelhantes aqueles ao qual se pertence.

Finalmente, cabe referenciar os trabalhos de Mary Douglas (Douglas, 1985) sobre riscos culturais, onde fica claro que as sociedades selecionam alguns temas para debater, sendo estes temas dotados de riscos e que necessitam de alocação de responsabilidades. Douglas identifica que os riscos percebidos dependem de princípios morais e éticos e também da posição relativa do ser humano na sociedade. Em suma, a crença sobre os riscos e conseqüentemente potencial oposição a uma causa dependem de fatores culturais e do envolvimento (ou proximidade econômica ou física) de determinado público para com a causa.

#### **2.4. O Futuro da prática de Advocacy Perante o Ativismo Ambiental em Transformação**

Os novos ativistas ambientais acreditam que as estratégias e ações políticas estejam ultrapassadas e que se faz necessário um repensar sobre o encaminhamento das causas de defesa do meio ambiente (Shellenberger & Nordhaus, 2014) (Hunter, 2013).

Argumentam que a estratégia não mudou nos últimos 40 anos, sendo essencialmente o cumprimento de etapas:

- Definição de um problema (Mudanças climáticas, por exemplo).
- *Advocacy* para uma estratégia (mercado de “cap and trade” para emissões).
- Vender a solução para políticos por meio de lobby, relatórios técnicos, publicidade, relações públicas, entre outras.

Defendem que está se iniciando uma terceira<sup>6</sup> onda do movimento ambiental, baseado na priorização de investimentos seletivos, como para o uso exclusivo de energia renovável e de baixo impacto ambiental e eliminação do uso de combustíveis fósseis.

Estes autores defendem que, para fazer sucesso em um mundo conectado pelas mídias sociais, a estratégia terá que ir além dos interesses específicos da causa a defender e centrar esforços em programas de interesse geral, com mais objetividade.

Exemplificando, o discurso respaldado apenas em salvar o mundo não é mais eficaz, mas quando inclui benefícios como a criação de novos empregos com tecnologias de energias renováveis, isso potencializa sua eficácia.

---

<sup>6</sup> A primeira onda foi o movimento preservacionista e a segunda aquela baseada na Regulação.

Essas duas seções teóricas tiveram como objetivo realizar uma revisão bibliográfica dos conceitos atrelados à defesa de causas técnicas e como o projeto SINAPSE tem por objetivo desenvolver publicações a respeito das mais diversas fontes de geração de eletricidade, é conveniente que as lições apreendidas sobre Comunicação Integrada de Marketing e *Advocacy* possam servir de referências competentes para explicar as escolhas dos produtos desenvolvidos para melhor comunicar os resultados deste projeto de P&D.

### **3. Regulamentação De Projetos De Pesquisa E Desenvolvimento (P&D) No Setor Elétrico Brasileiro**

O setor elétrico brasileiro investe de forma continuada em projetos de pesquisa e desenvolvimento. Tal prática foi iniciada como atendimento à lei no. 9.991, de 24 de julho de 2000, sendo sua implementação regulada pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Desde seu início vários aprimoramentos foram registrados. As principais regras vigentes se encontram no ProP&D (REN 754 de 12/2016).

“O objetivo do Programa de P&D é alocar adequadamente recursos humanos e financeiros em projetos que demonstrem a originalidade, aplicabilidade, relevância e a viabilidade econômica de produtos e serviços, nos processos e usos finais de energia. Busca-se promover a cultura da inovação, estimulando a pesquisa e desenvolvimento no setor elétrico brasileiro, criando novos equipamentos e aprimorando a prestação de serviços que contribuam para a segurança do fornecimento de energia elétrica, a modicidade tarifária, a diminuição do impacto ambiental do setor e da dependência tecnológica do país” (BRASIL, 2016).

O programa de P&D no setor elétrico brasileiro foi iniciado no ciclo 1.999/2000, através da Resolução N° 284, de 29 de setembro de 1999. Ao longo dos 19 anos de existência houveram algumas alterações em sua regulação, sendo regido atualmente pela Resolução normativa no 495, de 26 de junho de 2012 e Resolução normativa n° 504, de 14 de agosto de 2012 que aprovou o Manual do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica (ANEEL, 2016).

A regulamentação determina que um percentual da receita operacional líquida (ROL) seja investido em programas de P&D. Para as empresas de Distribuição essa obrigatoriedade é de 0,75% do ROL, enquanto a Geração e Transmissão precisam investir



1% do ROL. Cabe o destaque que a lei que criou este incentivo também contempla projetos de eficiência energética que não fazem parte do objeto deste artigo. Os temas para investimentos neste programa são: FA - Fontes alternativas de geração de energia elétrica, GT - Geração Termelétrica, GB - Gestão de Bacias e Reservatórios, MA - Meio Ambiente, SE – Segurança, EE - Eficiência Energética, PL - Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica, OP - Operação de Sistemas de Energia Elétrica, SC - Supervisão, Controle e Proteção de Sistemas de Energia Elétrica, QC - Qualidade e Confiabilidade dos Serviços de Energia Elétrica MF - Medição, faturamento e combate a perdas comerciais.

#### **4. A Experiência De Comunicação De Projetos De P&D No Setor Elétrico – Caso Sinapse**

O Projeto de P&D SINAPSE tem como objetivo aprimorar a sistemática para inserir, no planejamento do sistema elétrico brasileiro, diversos aspectos técnico-econômicos e socioambientais, ainda não contemplados na metodologia e nos modelos de expansão da geração, com ênfase nas fontes geradoras existentes ou planejadas no âmbito do Sistema Interligado Nacional.

A natureza deste projeto envolve também a necessidade de esclarecimentos junto a diferentes públicos, onde se destacam: novos players do setor elétrico, associações de classe, formadores de opinião, juízes responsáveis por decisões associadas ao setor, além da sociedade em geral.

Para tanto, o projeto SINAPSE já teve desde sua concepção o foco em um Plano de Comunicação dos seus resultados. A comunicação do projeto SINAPSE é composta por 6 pilares, sendo: Identidade Visual do Projeto, Homepage, Cadernos Temáticos, Vídeos de divulgação dos Cadernos Temáticos, Workshops de Transferência de Conhecimento e Livro Técnico para o público especializado.

##### **4.1. Identidade Visual**

Foi desenvolvida a identidade visual do Projeto, conforme ilustra a Figura 1. Esta identidade visual utiliza de forma integrada diferentes tons da cor verde, o que permitiu a criação de um logotipo que demonstre os principais atributos do projeto: sustentabilidade e planejamento integrado.

Figura 1 – Identidade Visual do Projeto SINAPSE



Fonte: SINAPSE, 2019.

#### **4.2. Homepage**

Foi desenvolvida uma homepage que consolida em um único ambiente virtual todas as informações disponíveis do projeto, onde se destacam: os objetivos do projeto, as empresas executoras e suas respectivas equipes de pesquisadores, as empresas patrocinadoras, as apresentações dos relatórios técnicos desenvolvidos, cadernos temáticos e seus vídeos de divulgação. A Homepage também apresenta as notícias e trabalhos publicados sobre o Projeto SINAPSE, além de estabelecer um canal constante de comunicação entre o público em geral e a equipe do Projeto. A figura 2 apresenta um exemplo das páginas disponíveis na WEB.

Figura 2 – Visão geral da página inicial do site do Projeto SINAPSE



- Sugestão de diagramação para garantir a atratividade e dinamismo do Caderno temático.
- Validação da proposta junto a equipe executora do Projeto.
- Implantação das alterações solicitadas e elaboração de nova proposta de Caderno.
- Validação da nova proposta junto a equipe patrocinadora do Projeto.
- Implantação das alterações solicitadas e elaboração da versão definitiva do Caderno Temático.
- Processo Editorial: onde se incluem a revisão ortográfica e gramatical do texto e a diagramação final do mesmo. A capa e a ficha bibliográfica também são realizadas nesta etapa.

As figuras 3 e 4 apresentam detalhes dos Cadernos Temáticos 1 e 2.

Figura 3 – Capas dos Cadernos Temáticos 1 e 2



Fonte: SINAPSE, 2019.

Figura 4 – Exemplos de páginas internas do Caderno Temático



Fonte: SINAPSE, 2019.

#### 4.4. Vídeos de Apresentação dos Cadernos Temáticos

Utilizando-se de uma linguagem fácil e objetiva, os vídeos apresentam, de forma sucinta, os conteúdos de cada um dos Cadernos, convidando o leitor a conhecê-los. Sua elaboração profissional requer a construção de um script duplamente validado pelos executores e patrocinadores do projeto. A elaboração dos vídeos também requer a contratação de empresa especializada para sua filmagem e editoração, além de profissional experiente para locução do script desenvolvido.

A exemplo do que acontece com os Cadernos Temáticos, o script do vídeo, bem como sua versão editada e ilustrada passam pelo processo de dupla validação da equipe do Projeto e após sua aprovação, os mesmos são disponibilizados no canal YouTube e também na homepage do Projeto.

Os vídeos foram idealizados com o objetivo de divulgar a existência do Projeto e de seus Cadernos Temáticos, conforme figura 5.

Figura 5 – Exemplo da chamada para o Vídeo Temático 1



Fonte: SINAPSE, 2019.

#### **4.5. Livro Técnico**

A comunicação integrada do Projeto SINAPSE também possui um produto destinado ao público especializado nos assuntos tratados no projeto. Este produto é um livro técnico que consolida as principais pesquisas realizadas, suas metodologias e resultados.

O livro possui distribuição gratuita com foco prioritário para os agentes setoriais, instituições de ensino de cursos superiores em Engenharia e Energia, além de programas de pós-graduação nas áreas correlatas. Sua divulgação também será realizada através da Homepage do projeto e dos Workshop para transferência de conhecimento.

#### **4.6. Workshops de Transferência de Conhecimento**

Finalizando a estratégia de divulgação dos conhecimentos gerados durante o Projeto SINAPSE foi também idealizado a realização de Seminários de Transferência de Conhecimento. Esses Seminários são realizados ao longo do projeto e também ao término do mesmo. Seu objetivo é apresentar presencialmente, pelos pesquisadores e especialistas responsáveis pela execução do projeto, os principais resultados e evoluções obtidas durante as diferentes fases do projeto.

Para tanto, esses Workshops possuem ampla divulgação, infraestrutura adequada e participações de diferentes agentes setoriais associados à pesquisa. A metodologia empregada inclui a apresentação de palestras, mesa redonda e amplo debate, inclusive com acesso do público aos pesquisadores e debatedores, com livre apresentação de perguntas.

A figura 8 apresenta o convite de divulgação do Workshop de Transferência de Conhecimento realizado em abril de 2019.

Figura 8 – Convite I Workshop Projeto SINAPSE

| HORÁRIO       | TEMA   | PALESTRANTE                     |
|---------------|--|---------------------------------|
| 09:30 – 10:00 | Café da Manhã de Boas Vindas   |                                 |
| 10:00 – 10:15 | Abertura   | Rodrigo Amara (EPF)             |
| 10:15 – 10:30 | Caracterização do Projeto  | Dorel Ramco (EPF/SUPE)          |
| 10:30 – 11:15 | Competitividade das Fontes   | Marciano Macromanski (UTE/EEC)  |
| 11:15 – 12:00 | Inclusão de Aspectos Socio-Econômicos e Ambientais no Planejamento de Longo Prazo                        | Ricardo Furlanfe (Olivetti)     |
| 12:00 – 13:00 | Intervalo para Almoço  |                                 |
| 13:30 – 14:15 | O Modelo de Planejamento da Expansão no horizonte de Longo Prazo (Metodologia e Especificação Funcional) | Amuro Olimpio (Coppo/UFPA)      |
| 14:15 – 15:00 | Comunicação do Projeto   | Ana Lúcia Rodrigues (Enecon/UE) |
| 15:00 – 15:15 | Coffee Break   |                                 |
| 15:15 – 16:00 | Vida da RSE  | Erik Eduardo Pego (EPF)         |
| 16:00 – 16:45 | Mesa Redonda   |                                 |
| 16:45 – 17:00 | Encerramento   |                                 |

**Auditorio do Edifício Brookfield**  
 Auditorio 2 - Cond. Worldwide Office | Av. Almirante Julio de Sá Bierenbach, nº 200  
 Jacarepaguá - Rio de Janeiro/RJ

Para saber mais visite: [www.projetosinapse.com.br](http://www.projetosinapse.com.br)

Fonte: SINAPSE, 2019.

Os produtos e estratégias aqui apresentadas decorrem do Plano de Comunicação idealizado para o Projeto SINAPSE, onde foram contemplados produtos e ações tanto para o ambiente físico e presencial, como para o ambiente virtual. Essa comunicação integrada se associa às ações de *Advocacy* representadas tanto pelos vídeos temáticos como pelos Workshops. O intuito principal, como já mencionado, é garantir o acesso as informações geradas pelo Projeto SINAPSE aos diferentes públicos que precisam e se beneficiam das mesmas, contribuindo para a inclusão da variável ambiental nos critérios utilizados para expansão do sistema elétrico brasileiro.

### Considerações Finais

A comunicação ampla e assertiva de projetos de P&D contribuem sobremaneira para democratizar o acesso às informações técnicas e ao estado da arte setorial, o que pode contribuir sobremaneira à assertividade das decisões tomadas. Isso se torna ainda



mais essencial no setor elétrico como um todo. A complexidade dos temas, a velocidade e frequência das mudanças regulatórias e a chegada de novos agentes setoriais tornam ainda mais importante e complexo os esforços de divulgação dos resultados setoriais de P&D.

Os conceitos de Comunicação Integrada de Marketing e de *Advocacy* aqui apresentados trazem orientações claras sobre a importância da comunicação coerente e eficaz, acompanhada sempre de informações precisas e claras, associadas à fontes rastreáveis e fidedignas. A prática do *Advocacy* recomenda ainda a inclusão de especialistas na defesa e divulgação de projetos, causas ou posicionamentos.

Baseada nessas orientações científicas, o Projeto SINAPSE que trata da inserção da variável ambiental no planejamento do sistema elétrico brasileiro criou uma sistemática de divulgação dos seus resultados parciais e finais. Essa estratégia possui produtos direcionados ao público técnico e especializado, onde se incluem os tradicionais relatórios, apresentações técnicas e livro científico. Para atender os demais agentes não altamente especializados na área de energia, como jornalistas, juízes, formadores de opinião, fabricantes de equipamentos, associações de classe e sociedade em geral, o plano de comunicação adotado incluiu novos produtos, sendo: Cadernos Temáticos, Vídeos de divulgação e Homepage. Esses produtos foram baseados em uma identidade visual única e foram amplamente distribuídos tanto em meio físico, como eletrônico, acrescido ainda da estratégia de realização de eventos técnicos presenciais como os Workshops de Transferência de Conhecimento realizados durante a vigência do Projeto.

A maturidade do projeto, ora ainda em desenvolvimento, permitirá identificar os benefícios e limitações de sua estratégia de comunicação, o que contribuirá para a melhoria contínua e aperfeiçoamento dessas práticas.

## **Referências Bibliográficas**

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). *Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica*, 2017. Disponível em: [http://www.aneel.gov.br/programa-de-p-d/-/asset\\_publisher/ahiml6B12kVf/content/regulamentacao-vigente/656831?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br/programa-de-p-d/-/asset_publisher/ahiml6B12kVf/content/regulamentacao-vigente/656831?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br). Acesso em 21/03/19.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). *Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica*, 2018. Disponível em: [http://www.aneel.gov.br/programa-de-p-d/-/asset\\_publisher/ahiml6B12kVf/content/transparencia-na-spe/656831?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2F](http://www.aneel.gov.br/programa-de-p-d/-/asset_publisher/ahiml6B12kVf/content/transparencia-na-spe/656831?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2F).

Acesso em 28/03/2019.

AMNESTY INTERNATIONAL. *Russia: 'Hooliganism' charges do not apply to peaceful Greenpeace protest*, 2013. Disponível em Amnesty International: <https://www.amnesty.org/en/latest/news/2013/10/russia-hooliganism-charges-do-not-apply-peaceful-greenpeace-protest/>. Acesso em 28/02/2018.

BOOTH, D. "Ethics and the limits of environmental economics". In: *Ecological Economics*, pp. 241-252, 1994.

BRASIL. RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 754, DE 13 DE DEZEMBRO DE 2016. **Aprova os Procedimentos do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento – PROP&D e altera os Submódulos 2.7: Outras Receitas e 9.1: Revisão Periódica das Receitas das Concessionárias Existentes dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET**. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2016/039/resultado/ren2016754.pdf>. Acesso em 06/04/2019.

BRUSSARD, P.; TRULL, J. "Conservation Biology and 4 types of advocacy". In: *Conservation Biology*, pp. 21-24, 2007.

CAYCEDO, C. *Activists Fight Privatization of Colombia's Longest River*, 2015. Disponível em Popular Resistance: <https://www.popularresistance.org/activists-fight-privatization-of-colombias-longest-river/>. Acesso em 28/02/2018.

CHURCHILL JR., G.; PETER, J. *Marketing: criando valor para os clientes*. São Paulo: Saraiva, 2003.

CIALDINI, R. *The 6 Principles of Persuasion*, 2018. Disponível em Influence at Work: <https://www.influenceatwork.com>. Acesso em 05/03/2018.

CONSTANZA, C. “Ecological Economics: a research agenda”. In: *Structural Change and Economics Dynamics*, pp. 335-357, 1991.

DIAS, S. *Gestão de Marketing*. São Paulo: Saraiva, 2003.

DOUGLAS, M. “Risk acceptability according to the social sciences”. In: *Russel Sage Foundtion*, 1985.

ERICKSON, R. “On the ethics of environmental economics as seen from textbooks”. In: *Ecological economics*, pp. 421-435, 2005.

EYZAGUIRRE, N. *Environmental 2015: Chile*, 2015. Disponível em: <http://latinlawyer.com/reference/topics/51/jurisdiction/3/chile>. Acesso em 28/02/2018.

GEMMIL, B.; BAMIDELE, I. *The role of NGOs and civil society in global environmental governance*, 2002. Disponível em Yale School of Forestry & Environmental Studies: <https://environment.yale.edu/publication-series/documents/downloads/a-g/gemmill.pdf>. Acesso em 28/02/2018.

HEPBURN, S. *Changes to environmental laws would defang the watchdogs*, 2015. Disponível em The Conversation: <http://theconversation.com/brandis-changes-to-environmental-laws-will-defang-the-watchdogs>. Acesso em 28/02/2018.

HUNTER, E. *Activism 2.0 - Rebirth of the environmental movement*, 2013. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=KsB2qtDaiRw>. Acesso em 29/03/2019.

INTERNATIONAL CENTER FOR NOT-FOR-PROFIT LAW (ICNFPL). *Environmental Advocacy: Challenges to Environmental Groups’ Rights to Assemble*, 2016. Disponível em Global Trends in NGO Law: <http://www.icnl.org/Global%20Trends%20Vol%207%20iss%201.pdf>. Acesso em 29/03/2019.

KAISER, J. “Ecologists in a mission to save the world”. In: *Science*, pp. 1188-1192, 2000.

LACKEY, R. “Science, scientists and policy advocacy”. In: *Conservation Biology*, pp. 12-17, 2007.

LEWIS, P.; FEDERMAN, A. *Revealed: FBI violated its own rules while spying on Keystone XL opponents*, 2015. Disponível em The Guardian: <https://www.theguardian.com/us-news/2015/may/12/revealed-fbi-spied-keystone-xl-opponents>. Acesso em: 03/03/2018.

MACCARONE, E. *The moral case for scientists as advocates for environmental policy*, 2003. Disponível em: [www.ohio.edu/ethics/2003-conferences/](http://www.ohio.edu/ethics/2003-conferences/). Acesso em 28/02/2018.

MCCOY, E. D. “Advocacy as part of conservation biology”. In: *Conservation Biology*, pp. 1318-1320, 1996.

MILLER, M. *Why are Brazil’s Environmentalists being murdered?*, 2015. Disponível em The Washington Post: [https://www.washingtonpost.com/news/morning-mix/wp/2015/08/27/why-are-brazils-environmentalists-being-murdered/?utm\\_term=.9682d1b9e90a](https://www.washingtonpost.com/news/morning-mix/wp/2015/08/27/why-are-brazils-environmentalists-being-murdered/?utm_term=.9682d1b9e90a). Acesso em 03/03/2018.

MOVIMENTO GOTA D’ÁGUA, 2012. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=hzVIWvm99As>. Acesso em 03/03/2018.

MUNOZ, K. *Corrupted Idealism: Bolivia’s Compromise Between Development and the Environment*, 2015. Disponível em Council on Hemispheric Affairs (COHA): <http://www.coha.org/corrupted-idealism-bolivias-compromise-between-development-and-the-environment/>. Acesso em 03/03/2018.

NOSS, R. “Values are a good thing in conservation Biology”. In: *Conservation Biology*, pp. 18-20, 2007.

OGDEN, J. *Comunicação Integrada de Marketing: modelo prático para um plano criativo e inovador*. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2002.

ORESQUES, N.; CONWAY, E. *Merchants of Doubt*. Londres: Bloomsbury Press, 2010.

PARSONS. *Advocacy and Activism are not dirty words - How activists can better help conservation scientists*, 2016. Disponível em *Frontiers in Marine Science*: [www.frontiersin.org/articles/10.3389/fmars.2016.00229/full](http://www.frontiersin.org/articles/10.3389/fmars.2016.00229/full). Acesso em 28/02/2018.

PARSONS, E.; DELLASALA, D.; WRIGHT, A. “Is marine conservation science becoming irrelevant to policy makers?”. In: *Frontiers in Marine Science*, pp. 1-4, 2015.

POTTER, W. *Seven Ways Canadian Environmental Groups are Being Attacked as ‘Terrorists’*, 2012. Disponível em *Green is the New Red*: <http://www.greenisthenewred.com/blog/7-ways-canada-environmental-groups-labeled-terrorists/6374/>. Acesso em 28/02/2018.

ROSS, A. *Why is the FBI Harassing Tar Sands Protesters in Washington and Oregon*, 2015. Disponível em *Green is the New Red*: <http://www.greenisthenewred.com/blog/fbi-visiting-megaloads-protest-activists/8124/>. Acesso em 03/03/2018.

SHELLENBERGER, M.; NORDHAUS, T. *The death of environmentalism*, 2014. Disponível em *Nathan Cummings Foundation & Global Warming Politics in a Post Environmental World*: [www.evansmcdonough.com](http://www.evansmcdonough.com). Acesso em 28/02/2018.

SINAPSE, Projeto Matriz Energética e Aprimoramento da Sistemática de Inserção Ambiental no Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico, 2019. Disponível em: [www.projetosinapse.com.br](http://www.projetosinapse.com.br). Acesso em 06/04/2019.

THALER, R. *Misbehaving - the making of behavioral economics*. New York: W.W. Norton & Company, 2016.

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS (UNICAMP). *A verdade sobre a Usina de Belo Monte (De quem estudou e não de atores sem conhecimento)*, 2012. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=E4k7RWN7Vjs>. Acesso em 03/03/2018.

### **Biografia Dos Autores**

**Ana Lucia Rodrigues Da Silva** possui graduação em Física pela UNESP (1986), Mestrado (1992) e Doutorado (1998) em Planejamento de Sistemas Energéticos pela Faculdade de Engenharia Mecânica da Unicamp, onde realizou seu pós-doutorado (2009). É pós-doutora também pela Faculdade de Engenharia Civil, Arquitetura e Urbanismo da Unicamp (2011). Atualmente é professora do SENAC e sócia gerente da empresa Sinerconsult – Consultoria e Treinamento. Autora dos livros Monografia Fácil (2005), Marketing Energético (2009), Energetic Marketing (Alemanha, 2010), Comportamento do Grande Consumidor de Energia Elétrica (2011) e Cruzeiros Marítimos (2017).

E-mail: [ana@sinerconsult.com.br](mailto:ana@sinerconsult.com.br)

**Fernando Amaral De Almeida Prado Jr**, Engenheiro Civil pela Unicamp (1977), Curso de Especialização em Administração Contábil e Financeira- CEAG- FGV-SP (1989), mestrado em Planejamento de Sistemas Energéticos pela Unicamp (1994), doutorado em Planejamento de Sistemas Energéticos pela Unicamp (1999) e pós-doutorado pela Universidade de São Paulo (2006) e pela Unicamp. É professor colaborador de pós-graduação da USP. Desde 2001, é sócio gerente da empresa Sinerconsult – Consultoria e Treinamento, onde atua como consultor de empresas além de atuar Projetos de Pesquisa e Desenvolvimento.

E-mail: [fernando@sinerconsult.com.br](mailto:fernando@sinerconsult.com.br)

## CAPÍTULO III

### **O carro elétrico e as estratégias da União Europeia para diminuir as emissões na mobilidade individual**

AUGUSTA MATTOS CARVALHO DE ANDRADE<sup>1</sup>

**Resumo:** Ao contrário do que muitos imaginavam o veículo elétrico não é uma novidade do século XXI, tendo aparecido no século XIX quase junto com o carro movido à combustão interna. Entretanto, com o problema do alcance das baterias dos veículos elétricos e com o petróleo se tornando uma matriz energética mais barata, o carro elétrico perdeu mercado de consumo e voltou com força apenas no final do século XX com as políticas internacionais voltadas para as alterações climáticas, principalmente nos países desenvolvidos que ratificaram o Protocolo de Quioto para a redução das emissões de gases do efeito estufa (GEE). Na Europa passam a ser editadas diretivas para reduzir a emissão de GEE, no começo do século XXI, como a Diretiva 2001/77/CE do Parlamento Europeu que impulsionou a produção de energias renováveis na antiga Comunidade Europeia ao fixar metas nacionais para produção desta eletricidade. Já a Diretiva 2003/30/CE introduziu a necessidade de desenvolvimento tecnológico quanto aos biocombustíveis e aumentar a sua utilização para a redução de emissão de CO<sub>2</sub>. No final de 2009, o conceito de desenvolvimento sustentável fez com que a Europa integrasse o setor de energia com o setor de transporte, já que somente com essa integração podemos afirmar que a mobilidade não emite GEE desde a fonte de sua energia até a utilização do transporte, e, assim, foi editada a Diretiva 2009/ 28/CE. Posteriormente a União Europeia edita a Diretiva 2014/94/UE, para a criação de infraestrutura para combustíveis alternativos, dentre eles a energia, com a finalidade diminuir a dependência do petróleo no setor de transportes e com isto atenuar o impacto ambiental deste setor. Neste milênio os carros elétricos ganham força no mercado europeu através dos incentivos fiscais e não-fiscais para a aquisição do veículo, entretanto, ao longo desta experiência europeia foram identificados problemas sociais e ambientais na utilização desses veículos, além do problema de geração de resíduos e descarte das suas baterias, entretanto, não há dúvidas que este tipo de veículo é uma das melhores soluções para a redução de GEE no setor dos transportes.

**Palavras-Chave:** carro elétrico; alterações climáticas; gases do efeito estufa; mobilidade.

#### **Introdução**

Uma das maiores descobertas da humanidade, senão a maior, foi a eletricidade. Com ela conseguimos chegar ao mundo conectado que vivemos hoje e cada vez mais estamos dependentes da energia para recarregar atividades simples do nosso dia a dia. Desde a sua descoberta a matriz energética estava ligada aos combustíveis fósseis, como o carvão e o petróleo, que trouxeram grandes danos ao ambiente além de contribuir

---

<sup>1</sup> Faculdade de Direito da Universidade de Lisboa



significativamente para as alterações climáticas. Segundo a Comissão Europeia o setor de transporte representa  $\frac{1}{4}$  das emissões de gases do efeito estufa (GEE) na Europa<sup>2</sup>, estando predestinado a reduzir ou, até mesmo, zerar suas emissões neste século.

Cada vez mais precisamos ser rápidos no nosso dia a dia, o que faz as pessoas optarem por meios de transportes individuais ao invés de transporte público, tornando o setor de transporte uma fonte significativa de emissão de GEE.

Por isso o veículo elétrico aparece como uma solução para um transporte individual menos carbônico, além de contribuir com as metas da União Europeia (UE) nos acordos internacionais climáticos, o que fez desenvolver regulamentações europeias sobre este tema, o que este trabalho visa analisar.

O primeiro capítulo faz um breve histórico da evolução dos carros elétricos e das normas ambientais internacionais até chegar aos acordos internacionais editados para combater as alterações climáticas.

O segundo capítulo é destinado a uma análise da evolução da proteção do ambiente pela UE, além de mencionar as Diretivas Europeias que surgiram para o cumprimento das metas de redução de GEE e que contribuíram para a evolução e estruturação da mobilidade elétrica individual. Foram destacadas as diretivas mais relevantes quanto ao assunto de redução de emissões de GEE no transporte.

No terceiro capítulo será abordada a viabilidade dos carros elétricos em diversos seguimentos para que ao fim possa ter uma análise mais segura sobre o seu aparecimento no século XXI como uma solução para as alterações climáticas.

## **1. O Surgimento Dos Carros Elétricos E As Políticas Contra A Poluição Atmosférica E Contra O Aquecimento Global**

Atualmente o número de carros elétricos que circulam pelos grandes centros urbanos tem aumentado, dando a sensação e a percepção de que chegamos ao futuro tecnológico que imaginávamos para o século XXI. Mas, a verdade é que esta tecnologia não é tão recente quanto parece.

Inicialmente é imperioso destacar que história dos carros elétricos está diretamente relacionada com a história das baterias, tendo o surgimento da bateria ocorrido ainda no século XIX quando o italiano Alessandro Volta demonstrou que a

---

<sup>2</sup>Comissão Europeia, Ação Climática, 2017. Disponível em [https://ec.europa.eu/clima/policies/transport\\_en](https://ec.europa.eu/clima/policies/transport_en) com acesso em 25/11/2018.

energia elétrica poderia ser armazenada quimicamente<sup>3</sup>. Após isso, o americano Thomas Davenport criou o primeiro carros elétrico em 1834<sup>4</sup>, e, ainda em meados dos anos 1830 os veículos elétricos leves apareceram também no Reino Unido e nos Países Baixos<sup>5</sup>. Em 1859, o belga Gaston Plante inventou uma bateria de chumbo-ácido que passou a ser usada como bateria de partida para todos os carros de motor de combustão interna e na maioria dos carros elétricos<sup>6</sup>.

Em 1901, Thomas Edison desenvolveu baterias mais eficientes para elétricos à base de níquel-ferro, que armazenava 40% mais energia por unidade de peso do que a bateria de chumbo, mas seus custos de produção eram altos, o que fez não ser usada de forma mais ampla em carros elétricos comerciais<sup>7</sup>. Além do custo, os veículos elétricos diminuíram à medida que os carros de combustão interna melhoraram, a gasolina se tornou mais barata e as viagens de longa distância aumentaram<sup>8</sup>, ou seja, as necessidades humanas quanto ao deslocamento aumentaram e a indústria dos carros movidos à combustão mostrou trazer mais custo-benefício para população, fazendo este modelo de veículo disparar em relação ao veículo elétrico, o qual desde o início teve como ponto fraco o carregamento rápido das baterias e o alcance e independência do veículo.

Mesmo diante destes fatores que reduziram a circulação dos veículos elétricos, o início do século XX foi considerado a idade de ouro dos carros elétricos, pois a maioria dos avanços tecnológicos deste veículo ocorreu neste período, e, mesmo após cem anos, esses avanços ainda são base para os carros elétricos desenvolvidos nos dias de hoje<sup>9</sup>.

Ocorre que a concorrência desses veículos com os movido à combustível fóssil fez com que o carro elétrico perdesse mercado, afinal, o século XX foi o século do petróleo<sup>10</sup> que fez com que a sociedade se modernizasse a partir desta nova matriz energética, alterando o parâmetro de modernidade para tudo que fosse dinâmico principalmente quanto à mobilidade humana, e, rapidamente passamos a ver este “ouro negro” sendo utilizado em carros, navios e aviões, encurtando as distancias globais.

---

<sup>3</sup> KARL GEORG HØYER. *The history of alternative fuels in transportation: The case of electric and hybrid cars*. In *Utilities Policy*, [Volume 16, Issue 2](#), June 2008, p. 63.

<sup>4</sup> ECKARD HELMERS AND PATRICK MARX, *Electric cars: technical characteristics and environmental impacts*. In *Environmental Sciences Europe* Bridging Science and Regulation at the Regional and European Level. Volume 24, Issue 14, licensee Springer, 2012, p. 2.

<sup>5</sup> KARL GEORG HØYER. *The history*, p. 63.

<sup>6</sup> KARL GEORG HØYER. *The history*, p. 62.

<sup>7</sup> Idem., pp. 63-64.

<sup>8</sup> BARRY BARTON AND PETER SCHÜTTE. *Electric vehicle law and policy: a comparative analysis*. In *Journal of Energy & Natural Resources Law*, Volume 35, Issue 2, 2017, p. 147

<sup>9</sup> KARL GEORG HØYER. *The history*, p. 64.

<sup>10</sup> JOHN URRY. *The Problem of Energy*. In *Theory, Culture & Society*. v. 31, issue 5, 2014, p. 11.

A preocupação com o ambiente de forma global em 1960 introduziu o debate da poluição atmosférica nas grandes cidades e a preocupação com a saúde das pessoas que viviam nesses centros urbanos, fazendo os carros elétricos reaparecerem no mercado como uma solução, já que o objetivo global era de proteger o ambiente como um todo das grandes ameaças, como os petroleiros, usinas nucleares e despejos internacionais de resíduos<sup>11</sup>, o que foi intensificado com o acidente do petroleiro Torrey Canyon em 1967<sup>12</sup>, mas, apesar deste apelo, não foi desta vez que os elétricos ganharam o mercado.

Apenas no final do século XX o carro elétrico reaparece e se estabelece como a solução de problemas ambientais mais complexos, como é o caso das alterações climáticas, em razão dos veículos de combustão interna provocar preocupações com as emissões de GEE e de outros poluentes<sup>13</sup>. Surge Convenção-Quadro das Nações Unidas para as Alterações Climáticas (CQNUAC), que entrou em vigor em 1994, estipulando a redução de GEE dos Estados, que ratificaram-na, aos níveis que se encontravam em 1990<sup>14</sup>.

A CQNUAC foi a base para futuros acordos relativos às alterações climáticas a serem estabelecidos de forma mais detalhada e exigente, como aconteceu com o Protocolo de Quioto e o recente Acordo de Paris. Em Quioto, os compromissos assumidos pelos Estados consistiram em verdadeiras obrigações jurídicas, no qual o seu incumprimento era passível de sanções, embora estas tivessem sido previstas de forma vaga e genérica<sup>15</sup>. Já o Acordo de Paris não prevê sanções expressas que penalize a parte que não cumprir com o estabelecido no acordo, além de deixar que cada Estado fixe a sua meta de redução de GEE de forma unilateral, divergindo do ocorrido em Quioto.

Desta forma, como o setor de transporte é o principal setor da sociedade que consome de energia fóssil<sup>16</sup> e, por isso, as políticas voltadas para uma mobilidade sustentável devem ser previstas pelos governos dos países que ratificaram estes acordos climáticos para poder ter um combate às alterações climáticas de forma eficaz, como é o caso da UE que será visto.

---

<sup>11</sup> TIMO KOIVUROVA, *Introduction to International Environmental Law*. New York: Routledge, 2014, p. 35.

<sup>12</sup> Neste acidente foram despejados cerca de 170 milhões de litros de petróleo foram derramados no mar causando grandes perdas ambientais. Este caso serviu para ser discutido, pela primeira vez, a questão da responsabilidade dos danos ambientais causados, cfr. TIMO KOIVUROVA, *Introduction*, p. 34.

<sup>13</sup> BARRY BARTON & PETER SCHÜTTE. *Electric vehicle*, pp. 147-148.

<sup>14</sup> *Idem*.

<sup>15</sup> TIAGO ANTUNES. *O Comércio de Emissões Poluentes à Luz da Constituição da República Portuguesa*. Lisboa: AAFDL, 2006, p.41.

<sup>16</sup> KARL GEORG HØYER. *The history*, p. 68

## **2. Diretivas Europeias Sobre Redução Dos GEE Voltadas Para A Mobilidade De Passageiros.**

O combate ao aquecimento global é uma luta direta contra a utilização dos combustíveis fósseis, em razão destes serem a fonte das emissões antropogênicas de CO<sub>2</sub>, embora este não seja a causa principal do aquecimento do planeta<sup>17</sup>. Em que pese os carros elétricos terem aparecido no mercado junto com os carros de combustão interna movidos à gasolina e à diesel, a indústria e capital humano se desenvolveu em cima dos combustíveis fósseis nestes últimos 100 anos, fazendo com que o carro movido à diesel e à gasolina fosse mais barato e “prático”, tendo em vista a facilidade e agilidade de seu abastecimento.

Como os veículos elétricos ainda não foram introduzidos de forma significativa no mercado de massa<sup>18</sup>, a solução paliativa para a continuação da circulação dos carros de combustão interna, mas com uma redução nas emissões de CO<sub>2</sub>, foi a alternativa do biocombustível, o que fez a UE regulamentar de forma precoce dispositivos que abordam a introdução e a acessibilidade de biocombustíveis no mercado europeu antes de regulamentar a necessidade de criação e melhora de infraestrutura para a circulação de um veículo elétrico como será demonstrado.

O Protocolo de Quioto impulsionou a produção de energia a partir de fontes renováveis na Comunidade Europeia em razão dele determinar a redução da utilização de emissões de GEE<sup>19</sup>. A Diretiva 2001/77/CE do Parlamento Europeu e do Conselho seguiu o previsto no Protocolo de Quioto para a redução das emissões, embora a UE só tenha ratificado o protocolo apenas em 2002. Esta diretiva fixou metas nacionais de produção de eletricidade a partir de recursos renováveis de modo a convergir para a meta indicativa global de 22% do consumo interno bruto de energia em 2010 a partir daqueles recursos<sup>20</sup>.

É importante ressaltar que esta Diretiva estabeleceu em seu artigo 3º/4 que a Comissão deveria elaborar um relatório sobre o cumprimento do determinado na Diretiva, o que se concretizou através da Comunicação de 26 de Maio de 2004, na qual a Comissão

---

<sup>17</sup> CARLA AMADO GOMES. *Os biocombustíveis na União Europeia: uma outra natureza da natureza*. In *Interesse Público*. Editora Fórum: Belo Horizonte, ano 12, n.64, nov/dez. 2010, p. 1.

<sup>18</sup> BARRY BARTON & PETER SCHÜTTE. *Electric vehicle*, p. 147

<sup>19</sup> CARLA AMADO GOMES. *O Regime jurídico da Produção de eletricidade a partir de Fontes de Energia Renováveis: Aspectos Gerais*. In *Textos Dispersos do Direito do Ambiente (e matérias relacionadas)*, Volume II, Lisboa: AAFDUL, 2008, p. 168.

<sup>20</sup> Idem, p. 186.

estimulou os Estados-Membros a implementar, com efetividade, medidas que permitam incentivar a produção de energias renováveis, concedendo, inclusive, mais apoio e suporte aos custos das empresas já implementadas no setor elétrico de fontes tradicionais<sup>21</sup>. Portugal fez a transposição da Diretiva de forma múltipla e não em um único diploma<sup>22</sup>.

Quanto aos biocombustíveis, a UE editou a Diretiva 2003/30/CE no que se refere à adoção de medidas de promoção do desenvolvimento sustentável, trazendo a necessidade da utilização dos biocombustíveis para a redução do nível de emissão de CO<sub>2</sub>, substituindo o gásóleo e a gasolina nos transportes e, assim, alcançar o objetivo do compromisso referente às alterações climáticas. Chama atenção o fato desta diretiva ser restrita ao objetivo do acordo climático sem utilizar de forma subsidiária o argumento da proteção à saúde como na Diretiva 70/220/CEE, na Diretiva 88/77/CEE e na Diretiva 98/70/CE.

Destaca-se que em seu Considerando 4 houve o reconhecimento que o setor de transportes é responsável por 30% do consumo final da energia da Comunidade e que ele se encontrava em expansão, logo, as emissões de dióxido de carbono iriam aumentar, e por isso a utilização dos biocombustíveis nos transportes faz parte do pacote de medidas para o cumprimento do Protocolo de Quioto<sup>23</sup>.

Esta Diretiva inova ao promover a investigação e o desenvolvimento tecnológico neste domínio<sup>24</sup>, o que é muito importante para poder competir no que se refere a custos e benefícios a serem repassados para o consumidor diante dos 100 anos de avanço da indústria dos combustíveis fósseis.

O Considerando 8 reconhece que, em razão do desenvolvimento e progresso tecnológico, os veículos que circulavam à época na UE eram perfeitamente capazes de utilizar combustível com uma mistura de baixo teor de biocombustível, sendo que alguns países já utilizavam misturas com percentagem de 10% ou mais de biocombustíveis<sup>25</sup>, fazendo com que fosse imposto uma rotulagem específica nos postos de venda, sempre que a percentagens de biocombustíveis misturados com derivados do petróleo<sup>26</sup>

---

<sup>21</sup> Idem, pp. 187-188

<sup>22</sup> Idem, p. 188.

<sup>23</sup> CARLA AMADO GOMES. *O Regime jurídico*, p. 188.

<sup>24</sup> Idem, pp. 188-189.

<sup>25</sup> Diretiva 2003/30/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 8 de Maio de 2003.

<sup>26</sup> CARLA AMADO GOMES. *Os biocombustíveis na União Europeia*, p. 3.

excedessem o valor-limite de 5 % de ésteres metílicos de ácidos gordos (FAME) ou de 5 % de bioetanol<sup>27</sup>.

Desta forma, os biocombustíveis passaram a ser utilizados de forma pura ou misturada com o combustível fóssil, reduzindo a emissão de CO<sub>2</sub>, e os Estados-Membros passaram a assegurar a proporção mínima de biocombustíveis e outros combustíveis renováveis, estabelecendo metas nacionais para este efeito<sup>28</sup>. Portugal fez a transposição tardiamente através do Decreto-Lei 62/2006<sup>29</sup>.

No final da primeira década do século XXI o conceito de desenvolvimento sustentável integrou o setor de energia e de transporte e foi editada a Diretiva 2009/28/CE, a qual substituiu as duas diretivas anteriormente citadas, pois revogou os efeitos de maior parte do articulado em ambas a partir de abril de 2010 e trouxe inovações gerais aplicáveis tanto ao setor de produção de eletricidade quanto ao de biocombustíveis, entretanto, entrou plenamente em vigor apenas em janeiro de 2012<sup>30</sup>.

É importante frisar que a Diretiva 2009/28/CE foi articulada com a Diretiva 2009/30/CE<sup>31</sup>, a qual alterou a Diretiva 98/70/CE no que se refere às especificações da gasolina e do gasóleo no setor de transportes e introduziu um mecanismo de monitoração e redução das emissões de GEE, estabelecendo em seu Considerando 2 a necessidade de atingir níveis de qualidade do ar que não provoque efeitos negativos para a saúde humana e para o ambiente<sup>32</sup>, o que retoma o argumento de proteção à saúde humana para o cumprimento de acordos climáticos.

Quanto às inovações para biocombustíveis, ela fixou uma quota mínima de 10% de biocombustíveis a ser utilizado pelo setor rodoviário de cada Estado membro<sup>33</sup>, conforme artigo 3º, item 4, bem como foi mantida a exigência do dever dos Estados-Membros exigirem dos pontos de vendas a indicação da percentagem de biocombustível misturado com derivados do petróleo quando exceder 10% em volume<sup>34</sup>, além de ser estabelecido um método de cálculo do impacto ambiental do uso de biocombustíveis, para

---

<sup>27</sup> Artigo 3, item 5 da Diretiva 2003/30/CE.

<sup>28</sup> Artigo 3, item 1, alínea a e b da Diretiva 2003/30/CE

<sup>29</sup> CARLA AMADO GOMES. *O Regime jurídico*, p. 189.

<sup>30</sup> CARLA AMADO GOMES. *Os biocombustíveis na União Europeia*, p. 4.

<sup>31</sup> CARLA AMADO GOMES E JORGE SILVA SAMPAIO. *Biocombustíveis: a caminho de uma 'sociedade de reciclagem'*. In *Revista Eletrônica de Direito Público*, Vol. 4, Nº 2, Novembro de 2017, p. 402.

<sup>32</sup> Conforme Diretiva 2009/30/CE disponível em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/ALL/?uri=CELEX:32009L0030> com acesso em 07/04/2018

<sup>33</sup> CARLA AMADO GOMES. *Os biocombustíveis na União Europeia*, p. 4

<sup>34</sup> Artigo 21, item 1, da Diretiva 2009/28/CE, disponível em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:32009L0028>

ponderar a redução de emissões derivada da substituição de combustíveis fósseis e o eventual acréscimo de emissões decorrente da alteração de uso dos solos agrícolas<sup>35</sup>.

O Considerando 9 desta Diretiva ressaltou que o Conselho Europeu de Março de 2008 reiterou a essencialidade de definir e cumprir critérios da efetivação da sustentabilidade dos biocombustíveis de segunda geração, além de destacar que as consequências ambientais e sociais do biocombustível serão analisadas, tanto na produção quanto no consumo<sup>36</sup>. Na verdade, esta diretiva alargou o conceito de desenvolvimento sustentável, estipulando que este fosse aplicado nas questões humanitárias e sociais, além da questão ambiental, como é ressaltado no Considerando 74<sup>37</sup> e no Considerando 78<sup>38</sup>, já que o desrespeito aos direitos sociais comprometeria a sustentabilidade deste combustível alternativo.

Já o Considerando 69 desta Diretiva ressalta a garantia do respeito aos requisitos ecológicos ao não incentivar a destruição em terrenos ricos em biodiversidade, haja vista que muitos dos biocombustíveis produzidos, por exemplo, através do óleo de palma, são cultivados em florestas tropicais através de uma monocultura que ameaça a biodiversidade da floresta e a própria existência desta em razão da sua desfloração para o cultivo.

Em que pese todos esses fatos apontados questionam a sustentabilidade dos biocombustíveis, este foi considerado o principal tipo de combustível alternativo no Considerando 21 da Diretiva 2014/94/UE<sup>39</sup>, representando 4,7% do total do combustível consumido pelos transportes da União Europeia em 2011, reduzindo as emissões totais de CO<sub>2</sub> ao fornecer energia limpa para o transporte, desde que seja produzido de modo sustentável.

---

<sup>35</sup> CARLA AMADO GOMES. *Os biocombustíveis na União Europeia*, p. 4.

<sup>36</sup> Considerando 9 da Diretiva 2009/28

<sup>37</sup> Estipula que deve ser favorecido o aumento da produção de biocombustíveis e biolíquidos em todo o mundo, e quanto os biocombustíveis e os biolíquidos produzidos por matéria-prima da Comunidade, deverão obedecer aos requisitos ambientais comunitários e os requisitos de ordem social. Além disso, deve ser estipulado a promoção de acordos bilaterais e multilaterais e a implementação regimes voluntários nacionais ou internacionais que incluam considerações ambientais e sociais essenciais, tendo em vista o receio de países terceiros não respeitar os requisitos ambientais e sociais mínimos, com a finalidade de incentivar uma produção mundial de biocombustíveis de forma sustentável.

<sup>38</sup> Os biocombustíveis não podem ser desenvolvidos sem considerar a segurança alimentícia dos países em que são desenvolvidos. Assim, o Considerando 78 estabelece que eles devem promover a produtividade agrícola e a utilização em terrenos degradados, além da UE ter de monitorar os efeitos sobre a biodiversidade e sobre a produção de géneros alimentícios, devendo a Comissão atender o “mapa da fome” da FAO.

<sup>39</sup> Considerando 21 da Diretiva 2014/94/UE



Em razão destas desconfianças na produção dos biocombustíveis, a Diretiva 2009/28/CE avançou ao apoiar o aumento da produção de veículos elétricos<sup>40</sup>, embora em fase embrionária (cfr. o artigo 3/4, últimos §§)<sup>41</sup>, ao estabelecer dentro dos objetivos nacionais obrigatórios as medidas para a utilização de energia proveniente de fontes renováveis, a qual cada Estado-Membro deve assegurar que a sua quota de energia proveniente de fontes renováveis, em 2020, deve ser de pelo menos 20% do consumo final bruto da Comunidade, e 10% da quota desta energia renovável seja consumida especificamente no setor de transportes do Estado-Membro.

Ainda foi colocado, caso houvesse necessidade, até final de dezembro de 2011, que a Comissão apresentaria uma proposta que permitiria ter em conta a eletricidade total proveniente de fontes renováveis utilizada em todos os tipos de veículos elétricos<sup>42</sup>. Há uma proposta de diretiva do Parlamento europeu relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis em 2016, recebendo o número 2016/0382/COD, o qual ainda está tramitando e sendo discutido no Conselho, mas já demonstra que a UE está em consonância com o ambicioso objetivo do Acordo de Paris e promover uma mudança no modelo energético.

Outra diretiva relevante a ser destacada é a Diretiva 2014/94/UE<sup>43</sup>. Esta diretiva é relativa à criação de uma infraestrutura para combustíveis alternativos com a finalidade diminuir a dependência do petróleo no setor de transportes e com isto atenuar o impacto ambiental deste setor, conforme é estipulado em seu artigo 1º.

Dentro da definição do que seria combustíveis alternativos é posta a eletricidade (art.2º, item 1), como sendo a fonte de energia indispensável para a implantação dos veículos elétricos. Desde o surgimento até o desenvolvimento dos carros elétricos, os problemas apresentados no mercado para o aumento da circulação de veículos elétricos sempre estiveram relacionados à infraestrutura das cidades, como foi demonstrado no primeiro capítulo. É quanto a este problema que esta Diretiva visa avançar para garantir a circulação destes veículos ao estipular em seu artigo 4º, item 1, que os Estados-Membros devem assegurar um número adequado de pontos de carregamentos acessíveis ao público até 31 de dezembro de 2020 para que garantam a circulação de veículos elétricos ao menos nos grandes centros urbanos e em zonas densamente povoadas. A quantidade de

---

<sup>40</sup> Considerando 28 da Diretiva 2009/28/CE

<sup>41</sup> CARLA AMADO GOMES. *Os biocombustíveis na União Europeia*, p. 8.

<sup>42</sup> Artigo 3º, item 4 da Diretiva 2009/28/CE

<sup>43</sup> Portugal fez a transposição através do Decreto-Lei 60/2017 de 09 de junho de 2017.

pontos de carregamento para chegar ao “número adequado de pontos” será obtida através de uma estimativa dos carros elétricos a serem registrados até final de 2020.

Esta Diretiva coloca que os Estados-Membros devem assegurar pontos de carregamento de potência normal e de alta potência, implementados ou renovados a partir de 18/11/2017, para que cumpram com as especificações técnicas estabelecidas no Anexo II da Diretiva<sup>44</sup>. Além disso, ela estabelece que o carregamento dos veículos elétricos deva ser feitos através do sistema de contadores inteligentes nos moldes estipulado pela Diretiva 2012/27UE, desde que seja tecnicamente viável e economicamente razoável<sup>45</sup>.

Outro dado que deve ser destacado desta Diretiva é que ela determina que os Estados-Membros assegurem que os preços cobrados pelos operadores dos pontos de carregamento sejam razoáveis, fácil e claramente comparáveis, transparentes e não discriminatórios<sup>46</sup>, até como forma de facilitar a aceitação dos consumidores.

Insta frisar que a legislação portuguesa, no que se refere ao acesso da mobilidade elétrica, editou o Decreto-Lei n.º 39/2010, o qual facilitou a criação de pontos de carregamento de veículos elétricos<sup>47</sup> ao obrigar a instalação desses pontos de carregamento de acesso privativo em edifícios novos, de acordo com o seu artigo 1º, nº. 2, alínea “d”, além de estabelecer que devem ser adotadas regras que viabilizem a instalação desses pontos em prédios já existentes, conforme artigo 1º, nº. 2, alínea “e”, nos moldes determinado pelo artigo 29º do referido diploma legal.

Por fim, é observado no desenvolvimento legislativo da UE que a proteção do ambiente, diante das questões de poluição atmosférica provocada pelo setor de transporte, iniciou de forma colateral e, de certa forma, dependente da proteção da saúde humana, entretanto, com o avanço legislativo e o reconhecimento da questão da proteção do ambiente nas últimas décadas do século XX fez com que houvesse uma convergência das diretivas referentes a estes temas e o atrelamento de diretivas nesses assuntos para obter um melhor resultado, fazendo com que a questão da saúde pública seja sempre vista nas diretivas para alcançar o cumprimento da defesa do ambiente.

### **3. Carros Elétricos**

---

<sup>44</sup> Artigo 4º, item 4 da Diretiva 2014/94/EU.

<sup>45</sup> Artigo 4º, item 7, da Diretiva 2014/94/EU.

<sup>46</sup> Artigo 4º, item 10, da Diretiva 2014/94/EU.

<sup>47</sup> SANDRA PASSINHAS. *Desafios Jurídicos Específicos à Eficiência Energética em propriedade comum e/ou de terceiros: Da geração térmica ou elétrica ao carregamento de veículos elétricos*. In *Direito da Eficiência Energética*. Suzana Tavares da Silva (Coord.). Coimbra: Instituto Jurídico, 2017, p. 280.

Como foi demonstrado, a UE assumiu a liderança no setor do clima na primeira década do século XXI<sup>48</sup>, tendo seu ápice ocorrido na Diretiva 2009/28/CE ao atrelar as energias renováveis e os combustíveis alternativos, provando ser possível cumprir um acordo com objetivos vinculativos, como foi Quioto. Entretanto, ao longo da atual década, pode ser dito que a UE desacelerou quanto às questões climáticas em razão da crise, mas ao final desta década retoma a política ambiental para o clima com a finalidade de descarbonizar o setor dos transportes e apoiar alternativas tecnológicas para motores de combustão e para combustíveis convencionais<sup>49</sup>.

De acordo com o Livro Branco dos Transportes, a Comissão Europeia aponta como objetivo de ação política deste setor reduzir a dependência quanto ao petróleo importado e “descarbonizar” os grandes centros urbanos. Esta estratégia prevê a retirada de circulação, até 2050, dos veículos movidos à gasolina e gasóleo, sendo imprescindível a implantação dos veículos elétricos, devidamente acompanhada com a instalação de infraestrutura adequada para carregamento destes veículos<sup>50</sup> para eles serem a solução e não torná-los obsoletos.

### **3.1. A relação dos veículos elétricos com o consumidor.**

Não há dúvidas que o carro elétrico é o símbolo da modernidade, em que pese seu aparecimento no mercado consumidor ser datado no início do século passado. Entretanto, toda esta “novidade” que o carro elétrico carrega não vai fazer as pessoas/consumidores passem a adquiri-los imediatamente, substituindo a velha indústria dos combustíveis fósseis pela moderna indústria de carros elétricos movidos à energia de fontes renováveis.

A UE tem objetivo de reduzir as emissões dos GEE nos transportes em 60% até 2050, mas para que isso aconteça, em 2030, deverá ser reduzido para metade o número

---

<sup>48</sup> A União Europeia, além de cumprir as metas de Quioto, apresentou uma estratégia ambiciosa para a redução de emissões para 2020 e também para 2050 no final da primeira década do século XXI, cfr. VIRIATO SOROMENHO-MARQUES. *Entre a crise e o colapso. O Desafio Ontológico das alterações climáticas*. In Revista Brotéria. - Lisboa, 2009. - V. 169, Nº 6, pp. 754.

<sup>49</sup> Veículos elétricos: rumo a um sistema de mobilidade sustentável. Agência Europeia do Ambiente, disponível em <https://www.eea.europa.eu/downloads/9176c63cd1d04106b6ed62e737a7b8d5/1521119182/veiculos-eletricos-rumo-a-um.pdf> com acesso em 03/04/2018.

<sup>50</sup> MARTA VICENTE E RITA ROCHA NORTE. *O Regulamento da Mobilidade Elétrica e o Programa Mobi.E*. In *Direito da Eficiência Energética*. Suzana Tavares da Silva (Coord.), Instituto Jurídico: Coimbra, 2017, p. 445.

de veículos de motorização convencional e deverão ser retirados de circulação das cidades de forma progressiva até 2050<sup>51</sup>.

Mas, esta absorção do mercado consumidor dos carros elétricos dependerá muito das políticas públicas a serem implementadas. Deve ser aplicada políticas fiscais que moldam o consumidor e direciona-o para opções tidas como mais sustentáveis, como a isenção de incidência de ISV nos carros elétricos em Portugal<sup>52</sup>.

Outros incentivos fiscais aos veículos elétricos estão relacionados no ato da sua aquisição, momento em que alguns países concedem incentivos financeiros aos consumidores no ato da compra de um veículo elétrico<sup>53</sup>. Em Portugal foi concedido o incentivo à introdução no consumo de veículos de baixas emissões, financiado pelo Fundo Ambiental criado pelo Decreto-Lei n.º 42-A/2016, que inicialmente começou no valor de 2.500 euros, e agora foi renovado pelo Despacho n.º 1607/2018 para o ano de 2018, entretanto, corresponde ao montante de 2.250 euros na compra de um veículo 100% elétrico novo, sem matrícula<sup>54</sup>.

Para além de incentivos fiscais, o governo deve ainda estimular incentivos não-fiscais, como por exemplo estradas preferenciais, estacionamento e acesso à faixa de ônibus para fornecer benefícios aos usuários de veículos e assim estimular a compra destes. A exemplo de países que promovem este tipo de incentivo não-fiscal se destaca a Noruega e a Alemanha. A Noruega concede aos usuários de veículos elétricos o acesso a corredores de ônibus, isenção de pagamento de pedágio em rodovias, bilhetes gratuitos de balsa rodoviária e estacionamento gratuito<sup>55</sup>. Já a Alemanha, a Lei da Eletromobilidade promulgada em junho de 2015 autoriza aos municípios concederem privilégios para os veículos elétricos como faixas de estacionamento e uso de faixa de ônibus<sup>56</sup>. Ora, diante dos grandes problemas urbanos ligados ao congestionamento e a dificuldade de encontrar

---

<sup>51</sup> PEDRO LEITÃO E SOFIA PESSOA E COSTA. *O Regime jurídico da eficiência energética nos transportes*. In *Direito da Eficiência Energética*. Suzana Tavares da Silva (Coord.). Instituto Jurídico: Coimbra, 2017, p. 421.

<sup>52</sup> Conforme o estipulado pelo item 2 do artigo 2º do Código do Imposto sobre Veículos. Ressalta-se ainda que a Lei n.º 64-A/2008 alterou o artigo 85 do Código do Imposto sobre o rendimento das pessoas singulares para incentivar a aquisição de veículos elétricos ou movidos a energia renováveis não combustíveis, com uma dedução à colecta de 30% dos montantes gastos, com o limite de 796 euros, conforme apontou ANTONIO BRIGAS AFONSO. *Os veículos eléctricos e a fiscalidade automóvel*. In *Revista de finanças públicas e direito fiscal*. Coimbra, n.º 02 (jul-2010), p. 202. Entretanto, se faz necessário ressaltar que atualmente este dispositivo se encontra revogado.

<sup>53</sup>A título de exemplo, isto ocorre na Alemanha que concede um incentivo fiscal moderado de 2.000 euros na compra de um veículo elétrico puro, cfr. BARRY BARTON & PETER SCHÜTTE. *Electric vehicle*, p. 154 e p.157.

<sup>54</sup> Item 1.1.1 do Anexo do Despacho 1607/2018.

<sup>55</sup> BARRY BARTON & PETER SCHÜTTE. *Electric vehicle law*, p. 153.

<sup>56</sup> Idem, p.157.

vagas de estacionamento nas grandes cidades esta medida atrai mais compradores de veículos elétricos, embora se o crescimento das vendas ocorrer de forma geométrica, em um futuro próximo essas medidas não oferecerão tantas vantagens como no início das suas implementações.

Outro ponto importante são os investimentos em subsídios para o desenvolvimento de capital físico e, principalmente, de capital humano voltado para uma compreensão mais fundamental dos sistemas de energia e dos sistemas climáticos, e assim poder fazer um contrapeso político ao capital humano orientado para combustíveis fósseis<sup>57</sup> há mais de um século. Caso este capital humano consiga reduzir os custos dos sistemas de energia alternativa, e assim baixar os valores repassados ao consumidor, isto ocasionará uma mudança através de pressões de mercado, que geralmente são mais eficazes que pressões políticas e jurídicas<sup>58</sup>, já que os custos elevados de carros elétricos ainda são uma barreira de aceitação destes carros pelos consumidores<sup>59</sup>.

Além disso, para que a sua aceitação seja melhor no mercado, a infraestrutura de carregamento dos veículos elétricos deve ser melhorada<sup>60</sup>, assegurando ao consumidor um fácil acesso para o recarregamento do seu carro. É necessária uma infraestrutura de recarga mais desenvolvida, apesar da maioria das viagens de carro realizadas já estejam dentro do alcance de direção do carro elétrico<sup>61</sup>. A maior parte do carregamento de um veículo elétrico ocorre dentro da residência do proprietário do veículo através de uma tomada elétrica comum para uma carga completa durante a noite, mas, é necessária uma rede de carregamento pública para que forneça uma recarga rápida e satisfazer a necessidade de pessoas que não possuem a opção de carregar dentro de suas casas, bem como para garantir uma viagem de longa distância, além de servir como um fator a ser levado em consideração pelo consumidor no momento da compra de um veículo elétrico e, assim, satisfazer a “ansiedade do alcance” do veículo para o futuro comprador<sup>62</sup>.

É necessário, ainda, fazer ações de informação e conscientização do consumidor. Afinal, pesquisas mostram que os consumidores e os gerentes de frota não são bem informados sobre os veículos elétricos, o que faz gerar incertezas e dúvidas no consumidor sobre estes carros, as quais estão mais relacionadas aos custos totais de

---

<sup>57</sup> SHI-LING HSU. *Capital Transitioning: An International Human Capital Strategy for Climate Innovation*. In *Transnational Environmental Law*. Volume 6. Issue 1. March, p. 155.

<sup>58</sup> Idem, p. 155.

<sup>59</sup> BARRY BARTON & PETER SCHÜTTE. *Electric vehicle law*, p. 151.

<sup>60</sup> O que inclusive já é tratado na Diretiva 2014/94/EU citada no capítulo anterior.

<sup>61</sup> BARRY BARTON & PETER SCHÜTTE. *Electric vehicle law*, p. 167.

<sup>62</sup> Idem.

propriedade ao longo do tempo, à durabilidade da bateria e a preocupação com a autonomia do veículo, o que demonstra que medidas educacionais e de informação são essenciais<sup>63</sup> para o desenvolvimento deste mercado. Em Portugal, a questão da informação e da conscientização do consumidor é feita através do programa Eco Carro, o qual possui como uma de suas medidas o Mobi.E para promover a aquisição de veículos elétricos. Dentro deste programa é previsto a demonstração das vantagens de da utilização dos veículos elétricos, ressaltando os benefícios desta tecnologia para os impactos ambientais, além de fazer uma comparação com os custos crescentes associados aos combustíveis convencionais<sup>64</sup>, evitando, assim, a limitação tecnológica.

### **3.2. Problemas relacionados com os veículos elétricos.**

A comercialização dos veículos elétricos é desejável para que acabe com o vínculo entre os veículos e o petróleo<sup>65</sup>, entretanto, dois problemas surgem e estão ligados diretamente com esta possibilidade: problemas de questões sociais e, por mais dúbio que pareça, questões ambientais.

Esta mudança de modelo nos transportes levanta questões de ordem social uma vez que está estritamente relacionado à questão do capital humano. O capital humano consiste na educação formal e no treinamento que permite pessoas realizarem tarefas produtivas qualificadas<sup>66</sup> ao contrário do capital físico (máquinas e equipamentos). Muitos destes trabalhadores são qualificados apenas para atuar em determinada área do setor petrolífero, o que torna este capital humano inflexível e cria problemas de economia política para os futuros reformadores do setor energético<sup>67</sup>, uma vez que terá que direcionar ou procurar uma solução para esse alto número de mão-de-obra extremamente qualificada e inflexível.

Além do capital humano, existe o capital físico investido ao longo de todo o século passado e nos dias atuais. Os proprietários deste capital resistem às reformas políticas que podem reduzir o valor do seu capital caro, e, naturalmente, tendem a preservar o valor do seu capital e dos benefícios que adquiriram ao longo do desenvolvimento dos combustíveis fósseis<sup>68</sup>.

---

<sup>63</sup> Idem, p.168.

<sup>64</sup> PEDRO LEITÃO & SOFIA PESSOA E COSTA. *O Regime jurídico da eficiência*, p. 434.

<sup>65</sup> ANTONIO BRIGAS AFONSO. *Os veículos eléctricos*, p. 199.

<sup>66</sup> Ou seja, é o aprendizado de um indivíduo que não pode ser comprado ou vendido, cfr. SHI-LING HSU. *Capital Transitioning*, p. 156.

<sup>67</sup> Idem, p.160.

<sup>68</sup> Idem, p. 158.

Ainda quanto a problemas sociais, há uma crítica quanto às políticas relacionadas aos incentivos fiscais para a aquisição de um veículo elétrico, em razão destas comprometerem a equidade social que uma política ambiental deve ter. Conceder benefícios relacionados à compra de um veículo elétrico, que ainda não possui matrícula, é permitir que os fundos públicos sejam desproporcionalmente transferidos para os mais ricos, pois são estes que podem comprar carros novos e podem optar em comprar carros elétricos, os quais já comprariam mesmo sem estes incentivos fiscais<sup>69</sup>. Os mais pobres tendem a conduzir veículos mais poluentes e poucos países fazem medidas para reduzir as emissões neste seguimento da sociedade<sup>70</sup>.

Quanto às questões ambientais, deve ser observada a origem da eletricidade que abastecerá o veículo elétrico, já que este não emite GEE na sua utilização. Desta forma as emissões de GEE na utilização de um carro elétrico deve ser medida de acordo com a base de consumo de eletricidade do carro aliada às emissões de GEE associadas a esta produção de energia que será o combustível do veículo<sup>71</sup>.

Assim, o veículo elétrico demonstra ser um problema ambiental se levarmos em consideração que, segundo os dados da Agência Europeia do Ambiente, a necessidade energética do europeu médio ainda é satisfeita, em grande parte, através do recurso do petróleo, gás e carvão<sup>72</sup>, e a energia de fonte renovável correspondia a um montante de 9% em 2010. Entretanto, como a energia passou a ser uma prioridade política da UE um dos objetivos assumidos na Estratégia 2020 é obter 20% da energia consumida na Europa a partir de fontes renováveis<sup>73</sup>, tendo a UE avançado em 2015 e 2016 na produção de

---

<sup>69</sup> BARRY BARTON & PETER SCHÜTTE. *Electric vehicle*, p. 164.

<sup>70</sup> Portugal concede isenção de pagamento de qualquer taxa na conversão de um veículo com motor de combustão interna em veículo elétrico sem determinar um período de vigência deste benefício conforme o aditamento do artigo 53º-A ao Decreto-Lei n.º 39/2010, através da Lei n.º 82-D/2014, o que de certa forma é uma medida alternativa destinada aos mais pobres ao invés destes adquirirem um veículo novo. Além disso, a Lei n.º 82-D/2014 criou o incentivo fiscal ao abate de veículos em fim de vida, o qual é atribuído ao particular que entregar o seu veículo, com matrícula de 10 anos ou superior, para a destruição nos centros e nas condições previstas nesta lei. Este incentivo fiscal correspondia a redução do valor do ISV, quando aplicável, ou na concessão de um subsídio, de montantes variados de acordo com a modalidade do veículo novo menos poluente a ser introduzido na cidade, ou seja, se ele é elétrico ou híbrido *pulg-in*, nos moldes determinados pelo artigo 25º, n.º 1 e suas alíneas da Lei n.º 82-D/2014.

<sup>71</sup> ECKARD HELMERS AND PATRICK MARX. *Electric cars*, p. 7.

<sup>72</sup> Energia. Agência Europeia do Ambiente. Texto disponível em <https://www.eea.europa.eu/downloads/2e8339061bf4f853aac27de87800e284/1464921148/intro.pdf>.

Acesso em 28/07/2018.

<sup>73</sup> *Idem*.



energia a partir de fontes renováveis elevando o percentual desta energia para 17% em toda UE em 2017<sup>74</sup>.

Sendo assim, o carro elétrico é uma opção viável para desenvolver a mobilidade sustentável para os países que possuam uma matriz energética acima de 50% provenientes de energia limpas e renováveis<sup>75</sup>, pois só a combinação de veículos elétricos e energias limpas permite uma redução drástica nos impactos ambientais dos transportes, especialmente quanto à mudança climática<sup>76</sup>, caso contrário teria uma redução de GEE apenas na utilização do veículo, o que diminuiria o grande potencial dos carros elétricos no combate às alterações do clima e sua principal função estaria restrita a promover uma melhora do ar nos grandes centros urbanos.

No caso português há viabilidade, pois, em 2016, 57% da energia consumida em Portugal veio de fontes renováveis, correspondendo 28% de produção hidráulica, 22% de produção eólica, 5% de biomassa e 1,4% fotovoltaicas<sup>77</sup>. Uma opção aos países que não possuem a maior parte de sua matriz energética renovável são os carros com painéis solares que possuem independência no carregamento de suas baterias enquanto andam<sup>78</sup>, embora eles possam ser carregados por tomadas comuns o que poderia implicar uma produção de GEE, entretanto, não seria na mesma proporção dos veículos elétricos sem painel solar.

Outro problema ambiental gerado com o aumento da circulação dos carros elétricos é quanto a geração de resíduos tanto voltado para o aumento da produção de lixo em razão da substituição dos veículos para modelos de emissão zero de GEE como quanto como a questão de gerir resíduos perigosos proveniente das baterias dos carros.

Alternativas aparecem ao primeiro problema sem agredir tanto o ambiente, como é o exemplo da troca de peças de veículo movido a combustão interna que irá torna-lo um veículo com permissão de locomoção elétrica, como já é feito em Portugal através da

---

<sup>74</sup> Identificar os progressos realizados pela Europa na prossecução das metas climáticas e energéticas para 2020. Agência Europeia do Ambiente. Texto disponível em <https://www.eea.europa.eu/pt/articles/identificar-os-progressos-realizados-pela>,

<sup>75</sup> Isto porque quanto menor o impacto do carbono na produção de energia de um país, menor será a emissão de gases do efeito estufa na operação de um veículo elétrico, cfr. ECKARD HELMERS AND PATRICK MARX. *Electric cars*, p. 8

<sup>76</sup> TROY R. HAWKINS et al. *Comparative Environmental Life Cycle Assessment of Conventional and Electric Vehicles*. In *Journal of Industrial Ecology*. Volume 17, Issue 1, February 2013, pp. 61.

<sup>77</sup> MARTA VICENTE & RITA ROCHA NORTE. *O Regulamento da Mobilidade Elétrica*, p. 448.

<sup>78</sup> A exemplo o Sion, carro elétrico desenvolvido por uma empresa alemã alimentado por painéis solares e possui uma autonomia de 250 km e poderá atingir a velocidade máxima de 140km/h. Será colocado à venda por 16 mil euros no segundo semestre de 2019 conforme informação disponível em <https://www.aquelamaquina.pt/novos-modelos/detalhe/sono-motors-sion-e-um-carro-electrico-solar-de-16-mil-euros.html> com acesso em 25/11/2018.

oficina EVolution<sup>79</sup>. Esta solução parece mais viável principalmente por fazer a população migrar para o transporte elétrico de modo econômico mais acessível e menos impactante para o ambiente na geração de resíduos do que adquirir um novo veículo elétrico.

Quanto ao segundo problema ambiental ligado à geração de resíduos, deve ter atenção ao problema do ciclo de vida do carro elétrico quanto à sua bateria, para a qual deve ser analisada a sua reciclagem. Isto porque a maioria dos carros elétricos ainda utilizam e/ou utilizavam a bateria à base de chumbo desenvolvida no século XIX, metal pesado que causa danos tanto à saúde humana como ao ambiente. Por isso a melhor solução é a reciclagem desses objetos, tendo sido editada a Diretiva 2000/53/CE<sup>80</sup> com objetivo de prevenir a formação de resíduos proveniente de veículos, além de reutilizar e reciclar certos componentes para diminuir o impacto dos resíduos dos veículos no ambiente. Posteriormente foi editada a Diretiva 2006/66/CE que traz a regulamentação da reciclagem de pilhas e acumuladores.

Os novos carros elétricos são produzidos com baterias de íons de lítio, em razão do material se leve e oferecer maior potencial eletroquímico, resultando em alta potência e densidade de energia<sup>81</sup>, porém elas são mais nocivas para a saúde humana da população que vive em áreas industriais<sup>82</sup>.

Por esta razão deve ser realizada a reciclagem dos metais utilizados nas baterias, tendo a UE avançado na reciclagem do material catódico das baterias, resultando na economia de recursos naturais em 51%, o que faz a mobilidade elétrica ter uma vantagem ecológica superior aos veículos de combustão interna<sup>83</sup>, e, portanto, pode ser afirmado que são melhores para se adequar ao modelo proposto do desenvolvimento sustentável.

Frisa-se que o Estado da União de 2018 coloca como prioridade a União da Energia resiliente para as alterações climáticas, propondo um plano de ação para as baterias com a finalidade de criar um “ecossistema” de baterias competitivo e sustentável para a Europa<sup>84</sup>. A cadeia de sustentabilidade da bateria traz a reciclagem como elemento

---

<sup>79</sup> Informação disponível no site <https://observador.pt/2018/05/23/a-forma-mais-barata-de-ter-um-carro-electrico-esta-aqui/> com acesso em 31/07/2018.

<sup>80</sup> Além da Diretiva 2005/64/CE, referente à homologação dos veículos, assegurando que a reutilização dos componentes não acarrete riscos para a segurança e o ambiente conforme seu artigo 1º.

<sup>81</sup> DOMINIC A. NOTTER, *et al.* *Contribution of Li-Ion Batteries to the Environmental Impact of Electric Vehicles*. In *Environmental Science & Technology*. Volume 44, nº 17, 2010, p. 6550.

<sup>82</sup> *Idem*, pp. 6553-6554.

<sup>83</sup> *Idem*, pp. 6554-6555.

<sup>84</sup> Estado da União 2018, p. 37, disponível em [https://ec.europa.eu/commission/sites/beta-political/files/soteu2018-brochure\\_pt\\_0.pdf?fbclid=IwAR3DhugUnY6OuX6o2ZPb3tDDGO-eIuMEqix89x2dwT2js27b8DEUmUVt2Y](https://ec.europa.eu/commission/sites/beta-political/files/soteu2018-brochure_pt_0.pdf?fbclid=IwAR3DhugUnY6OuX6o2ZPb3tDDGO-eIuMEqix89x2dwT2js27b8DEUmUVt2Y) com acesso em 25/11/2018.

principal de uma cadeia econômica circular que inicia com a extração de matéria-prima, seguida da fabricação das baterias, sua utilização, sua segunda utilização e a reciclagem como elo para voltar ao início da cadeia de valor das baterias, reduzindo a produção de resíduos na UE<sup>85</sup>.

### **Considerações Finais**

Verifica-se que o carro elétrico não é esta “novidade” no cenário europeu, o qual já conhece desde o século XIX, entretanto, foi apenas no século XXI que Diretivas Europeias passaram a regular a introdução de combustíveis alternativos e o aperfeiçoamento da infraestrutura para os veículos elétricos para reduzir a pegada carbônica do setor de transportes e, assim, proteger o ambiente e a saúde humana, além de cumprir as metas dos acordos climáticos, fazendo com que o carro elétrico seja uma alternativa viável e sustentável para a mobilidade individual, embora esteja longe de ser a solução para o transporte urbano.

Mas para que os carros elétricos contribuam para as alterações climáticas é indicado que esta modalidade de locomoção individual ocorra em países que possuem mais de 50% de sua fonte de energia renovável, para que esta garanta o abastecimento dos veículos de forma sustentável. Além disso, as baterias destes veículos devem seguir o programa de reciclagem para reduzir o impacto ao ambiente e a humanidade não trocar um problema ambiental por outro.

Por fim, a Europa está aperfeiçoando as informações aos consumidores sobre os veículos elétricos para evitar limitação tecnológica, entretanto, as medidas fiscais e não-fiscais adotadas pelos países como incentivo aos elétricos devem respeitar a equidade social, além dos governos buscarem soluções para a transição da matriz fóssil para a elétrica nos transportes não causarem impactos sociais significativos.

### **Referências Bibliográficas**

A FORMA MAIS BARATA DE TER UM CARRO ELÉCTRICO ESTÁ AQUI. Disponível em <https://observador.pt/2018/05/23/a-forma-mais-barata-de-ter-um-carro-electrico-esta-aqui/>. Acesso em: 31/07/2018.

---

<sup>85</sup> Anexo da COMUNICAÇÃO DA COMISSÃO AO PARLAMENTO EUROPEU, AO CONSELHO, AO COMITÉ ECONÓMICO E SOCIAL EUROPEU E AO COMITÉ DAS REGIÕES. EUROPA EM MOVIMENTO. Mobilidade sustentável para a Europa: segura, conectada e limpa. Maio de 2018, p. 1, disponível em <http://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2018/PT/COM-2018-293-F1-PT-ANNEX-2-PART-1.PDF> com acesso em 25/11/2018.

AFONSO, Antonio Brigas. “Os veículos eléctricos e a fiscalidade automóvel”. In: *Revista de Finanças Públicas e Direito Fiscal*, n. 02, pp. 197-207, jul. 2010.

AGENCIA EUROPEIA DO AMBIENTE (AEA). *Energia*, 2008. Disponível em <https://www.eea.europa.eu/downloads/2e8339061bf4f853aac27de87800e284/1464921148/intro.pdf>. Acesso em: 28/07/2018.

AGÊNCIA EUROPEIA DO AMBIENTE (AEA). *Identificar os progressos realizados pela Europa na prossecução das metas climáticas e energéticas para 2020*, 2018. Disponível em <https://www.eea.europa.eu/pt/articles/identificar-os-progressos-realizados-pela>. Acesso em: 14/04/2018.

AGENCIA EUROPEIA DO AMBIENTE (AEA). *Veículos eléctricos: rumo a um sistema de mobilidade sustentável*, 2016. Disponível em <https://www.eea.europa.eu/downloads/9176c63cd1d04106b6ed62e737a7b8d5/1521119182/veiculos-eletricos-rumo-a-um.pdf>. Acesso em: 03/04/2018.

ANTUNES, Tiago. *O Comércio de Emissões Poluentes à Luz da Constituição da República Portuguesa*. Lisboa: AAFDL, 2006.

BARTON, Barry; SCHÜTTE, Peter. “Electric vehicle law and policy: a comparative analysis”. In: *Journal of Energy & Natural Resources Law*, v. 35, n. 2, pp. 147-170, 2017.

COMISSÃO EUROPEIA. *Ação Climática*, 2017. Disponível em [https://ec.europa.eu/clima/policies/transport\\_en](https://ec.europa.eu/clima/policies/transport_en). Acesso em: 25/11/2018.

COMISSÃO EUROPEIA. *Mobilidade sustentável para a Europa: segura, conectada e limpa*. Maio de 2018. Disponível em <http://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2018/PT/COM-2018-293-F1-PT-ANNEX-2-PART-1.PDF>. Acesso em: 25/11/2018.

ESTADO DA UNIÃO 2018. Disponível em [https://ec.europa.eu/commission/sites/beta-political/files/soteu2018-brochure\\_pt\\_0.pdf?fbclid=IwAR3DhugUnY6OuX6o2ZPb3tDDGO-eIuMEqix89x2dwT2js27b8DEUrnUVt2Y](https://ec.europa.eu/commission/sites/beta-political/files/soteu2018-brochure_pt_0.pdf?fbclid=IwAR3DhugUnY6OuX6o2ZPb3tDDGO-eIuMEqix89x2dwT2js27b8DEUrnUVt2Y). Acesso em: 25/11/2018.

GOMES, Carla Amado. “Os Biocombustíveis na União Europeia: uma outra natureza da natureza”. In: *Interesse Público*, n. 64, Ano 12, nov/dez 2010.

GOMES, Carla Amado. *O Regime jurídico da Produção de eletricidade a partir de Fontes de Energia Renováveis: Aspectos Gerais*. In *Textos Dispersos do Direito do Ambiente (e matérias relacionadas)*, Vol. II. Lisboa: AAFDUL, 2008.

GOMES, Carla Amado; SAMPAIO, Jorge Silva. “Biocombustíveis: a caminho de uma ‘sociedade de reciclagem’”. In: *e-Pública – Revista Eletrónica de Direito Público*, v. 4, n. 3, pp. 390-418, nov. 2017.

HAWKINS, Troy R., et al. “Comparative Environmental Life Cycle Assessment of Conventional and Electric Vehicles”. In: *Journal of Industrial Ecology*, v. 17, n. 1, vol. 17, pp. 53-64, Feb. 2013.

HELMERS, Eckard; MARX, Patrick. “Electric cars: technical characteristics and environmental impacts”. In: *Environmental Sciences Europe Bridging Science and Regulation at the Regional and European Level* (Licensee Springer), v. 24, issue. 14, pp. 1-15, 2012.

HØYER, Karl Georg. “The history of alternative fuels in transportation: The case of electric and hybrid cars”. In: *Utilities Policy*, v. 16, issue 2, pp. 63-71, jun.2008.

HSU, Shi-Ling. “Capital Transnational Environmental Law: An International Human Capital Strategy for Climate Innovation”. In: *Transnational Environmental Law*, v. 6, issue 1, pp. 153-176, mar.2017.

KOIVUROVA, Timo. *Introduction to International Environmental Law*. New York: Routledge, 2014.

LEITÃO, Pedro, e Sofia PESSOA E COSTA. *O Regime jurídico da eficiência energética nos transportes*. In: SILVA, Suzana Tavares da (Coord.). *Direito da Eficiência Energética*. Coimbra: Instituto Jurídico, 2017, pp. 413-444.

NOTTER, Dominic A., et al. “Contribution of Li-Ion Batteries to the Environmental Impact of Electric Vehicles”. In: *Environmental Science & Technology*, v. 44, n. 17, pp. 6550-6556, 2010.

PASSINHAS, Sandra. *Desafios Jurídicos Específicos à Eficiência Energética em propriedade comum e/ou de terceiros: Da geração térmica ou elétrica ao carregamento de veículos elétricos*. In: SILVA, Suzana Tavares da (Coord.). *Direito da Eficiência Energética*. Coimbra: Instituto Jurídico, 2017, pp. 257-288.

SONO MOTORS SION É UM CARRO ELÉCTRICO SOLAR DE 16 MIL EUROS. Disponível em <https://www.aquelamaquina.pt/novos-modelos/detalhe/sono-motors-sion-e-um-carro-electrico-solar-de-16-mil-euros.html>. Acesso em: 25/11/2018.

SOROMENHO-MARQUES, Viriato. “Entre a crise e o colapso. O desafio ontológico das alterações climáticas”. In: *Brotéria*, v. 169, n. 6, pp. 749-759, dez.2009.

URRY, John. “The Problem of Energy.” In: *Theory, Culture & Society*, v. 31, issue 5, pp. 3-20, 2014.

VICENTE, Marta, e Rita Rocha NORTE. *O Regulamento da Mobilidade Elétrica e o Programa Mobi.E*. In: SILVA, Suzana Tavares da (Coord.). *Direito da Eficiência Energética*. Coimbra: Instituto Jurídico, 2017, pp. 445-459.

### **Biografia Da Autora**

**Augusta Mattos Carvalho De Andrade** é brasileira e portuguesa, advogada, graduada pelo Centro Universitário do Pará - CESUPA em janeiro de 2008, especialista em Direito Ambiental e Gestão Estratégica da Sustentabilidade, pela Pontifícia Universidade Católica de São Paulo, em 2012, e especialista em Auditoria da Gestão Municipal do Meio Ambiente pela Universidade Federal do Pará- UFPA, em 2012. Atualmente faz Mestrado Científico em Ciências Jurídico-Ambientais na Universidade de Lisboa (Clássica). Atua na área ambiental no Estado do Pará há 10 anos. Foi vencedora do Prêmio Rui Pena em Direito da Energia, em Portugal, no corrente ano, com o trabalho intitulado “*O carro elétrico e as estratégias da União Europeia para diminuir as emissões na mobilidade individual*” no ano em curso.

E-mail: gutamattos@gmail.com

## CAPÍTULO IV

### **Energia e indústria no Brasil: Uma análise do momento atual e a importância da eficiência energética neste cenário**

BRUNA COELHO DA CONCEIÇÃO PÔJO<sup>1</sup>

VITÓRIA AGUIAR BARBOSA<sup>2</sup>

**Resumo:** O setor industrial brasileiro conta com uma grande vantagem comparativa em relação aos demais países industrializados, as fontes de geração de energia brasileira, que abastece as indústrias, são em sua maior parte renováveis. Entretanto, quase a metade da energia consumida no Brasil é de responsabilidades das indústrias, e apesar da matriz energética brasileira ser considerada sustentável, ações deveriam ser tomadas, para que a eficiência energética seja considerada na gestão das indústrias brasileiras. Assim, este artigo tem o objetivo de analisar as principais barreiras a eficiência energética no cenário industrial brasileiro. Assim, foi utilizada a metodologia descritiva/explicativa e através do copilado das referências bibliográfica, para analisar as principais políticas e programas relacionados à eficiência energética, apontar as principais barreiras para eficiência energética e explicar como a conservação de energia; pode ser um instrumento para combater os desperdícios de energia, diminuindo o consumo e gerando economia neste setor.

**Palavras-Chave:** Energia; Indústria; Eficiência energética.

#### **Introdução**

Considerando que indústria é responsável por quase a metade da energia consumida no Brasil; é necessário tomar medidas para que este consumo seja eficiente energeticamente e que não ocorram desperdícios, para assim diminuir a demanda de energia gerando economia no setor industrial brasileiro. Algumas projeções, como as realizadas pela EPE (Empresa de Pesquisa Energética) no Plano Nacional de Energia 2050, preveem um aumento na demanda de energia, de acordo com Esturba et.al., 2018):

A EPE prevê que a indústria irá reduzir sua participação no PIB nacional até o meio do século e esse fato influencia no consumo energético a longo prazo. Também se estima um crescimento da indústria impulsionado pela construção civil, graças a obras de

---

<sup>1</sup> Eng. San. e Ambiental - Universidade da Amazônia; Mestra em Energia para Sustentabilidade - Universidade de Coimbra; Pós graduanda em Gestão de Cidades e Sustentabilidade – Universidade Federal do Pará

<sup>2</sup> Eng. San. e Ambiental - Universidade da Amazônia; Mestra em Ciências Ambientais – Universidade do Porto



infraestrutura tais como rodovias e portos, de grande importância para subsidiar o crescimento econômico esperado.

Atualmente é de baixa prioridade os esforços governamentais em ações de eficiência energética, apenas motores elétricos e alguns equipamentos de uso industrial possuem índices mínimos de eficiência regulamentados. Porém, ressalta-se duas iniciativas federais, o PROCEL – Indústria e o PROESCO que é uma linha de crédito do BNDES, e representam um importante avanço, mas ainda necessitam de maior apoio do governo para atingirem resultados mais expressivos (CNI, 2009).

A conservação de energia nas indústrias, voltada para eficiência do uso de energia neste setor, é um instrumento válido para gestão de energia na indústria. Assim, este artigo tem o objetivo apontar as principais barreiras à eficiência energética no setor industrial brasileiro e explicar como a conservação de energia pode ser colocada em prática no sentido da eficiência energética no cenário industrial brasileiro. Este artigo utilizou uma metodologia descritiva/explicativa e coletou os dados através de Órgãos Governamentais, jornais científicos, anais de congressos, reportagens e dissertações acadêmicas.

## **1. Objetivos Da Eficiência Energética Da Indústria**

Entende-se que a eficiência energética é uma das condições necessárias à competitividade da indústria e, como seria de esperar, é um dos eixos de política energética que maior consenso reúne (BRAGA, 2017). Sendo este o maior objetivo da eficiência energética nas indústrias.

O Brasil nunca teve uma política de eficiência energética de longo prazo específica para o setor industrial. Mesmo durante o déficit de oferta de energia elétrica que ocorreu em 2001/2002, o Governo Federal se limitou a lançar um “pacote” de medidas destinadas a diminuir os desperdícios no consumo deste energético. Com o retorno à normalidade na oferta de energia elétrica em 2002 as medidas perderam importância (CNI, 2009).

O desafio para o conjunto da indústria parece claro: este grande setor da atividade econômica tem capacidade e deverá poder aceder a meios que lhe permitam prosseguir com ações de evolução tecnológica e de processos, com reflexos evidentes para a sua eficiência energética global e, assim, criar créditos bastantes para a indispensável expansão econômica (BRAGA, 2017). Ou seja, a eficiência energética pode ser alcançada através da gestão de energia na indústria, instrumento para combater os desperdícios de energia, diminuindo o consumo e gerando economia neste setor.

O último relatório de Balanço Energético Nacional (BEN) disponibilizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) – responsável por estudos e pesquisas destinados a subsidiar o planejamento do setor energético no Brasil – sinaliza que 33% do consumo nacional de energia se dá no setor industrial e 32,4 % no setor de transporte, sendo ambos os mais significativos quanto ao consumo de energia (ESTURBA et.al., 2018). Verifica-se na Figura 01 que a indústria registrou um crescimento no consumo de eletricidade de 1,1% em relação ao ano anterior; apenas os setores químico, cimento e outras indústrias apresentaram uma variação negativa. A produção física da siderurgia cresceu 9,9% no ano de 2017, alavancando o consumo de eletricidade nos segmentos de ferro-ligas, aço e pelotas. No caso do segmento de papel e celulose o consumo acompanhou o crescimento de celulose (3,8%) (EPE, 2018).

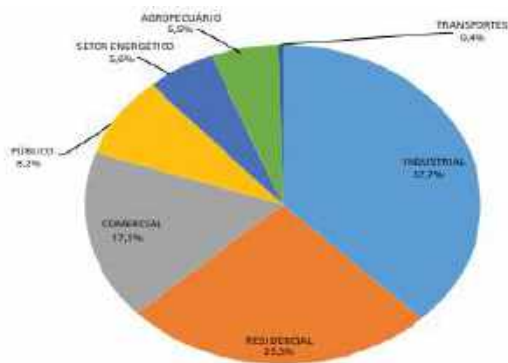


Figura 01: Participação no consumo de energia elétrica por setor.

Fonte: EPE, 2018.

Apesar do consumo elevado, o setor industrial brasileiro conta com uma grande vantagem comparativa em relação aos demais países industrializados, que reside no fato de empregar grandes quantidades de energia de origem renovável, como o bagaço de cana, o licor negro (da produção de celulose) e outras biomassas, que alcançam juntos mais de 40% do consumo total de energia do setor, segundo a EPE (2018). Afora isso, a energia elétrica, que representa 20% do consumo total da indústria, é 75% provida por fontes de energia renovável (hidráulica, biomassa e eólica) (ESTURBA et.al., 2018).

## 2. Contexto Industrial Brasileiro

As indústrias no Brasil se desenvolveram de acordo com as mudanças no setor político, econômico e social. Dando seus primeiros passos no ano de 1808 com a chegada da família real portuguesa para produzir alimentos, de tecidos, além de velas e sabão, insumos que não necessitava de grande tecnologia para produção. Entre os anos de 1942

e 1947 foi instalada no país a Companhia Siderúrgica Nacional, uma empresa importante, pois abastecia as indústrias com matéria-prima, principalmente metais.

Em 1953, foi instituída uma das mais promissoras empresas estatais: a PETROBRAS, uma empresa de capital aberto, cujo acionista majoritário é o Governo do Brasil. Porém foi a partir de 1955, que ocorreu a abertura da economia o que permitiu a entrada de recursos em forma de empréstimos e também em investimentos com a instalação de empresas multinacionais. A ditadura militar em 1964 abriu as portas para entrada de empresas e capitais estrangeiras, resultando na dependência econômica, industrial e tecnológica em relação aos países de economias consolidadas.

Com o fim da ditadura militar a aprovação do Plano Real, resultando em certa estabilidade na moeda a indústria se desenvolveu gradativamente no Brasil. Atualmente com a situação mais estável a indústria busca modernização. Entretanto de modo geral, comparando-se com outros países, a história da indústria brasileira é bem recente, somente na década de 90, o Brasil começou a adotar políticas de competitividade. Segundo uma publicação no Estadão (2011):

Foi também na década de 90 que a indústria automobilística se modernizou e começou a crescer, ocupando a 8ª posição (...) mundial de produção de automóveis. A Indústria Aeronáutica decolou a passos lentos no Brasil,(...), porém hoje, a Embraer é uma das maiores empresas aeroespaciais do mundo, (...), tornando-a líder no mercado de jatos comerciais. Até no espaço a indústria brasileira está presente. Programas de construção de satélites foram construídos em parceria com a Agência Espacial Brasileira e com o Instituto Nacional de Pesquisa Espacial, com a colaboração da NASA. A indústria de informática, em crescimento colossal, gera lucros exorbitantes à nação, além de diminuir a necessidade de importações.

Atualmente, o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) contabilizaram 310 mil empresas industriais no Brasil, gerando 7,9 milhões (ESTADÃO, 2011). A tabela seguinte mostra que os rendimentos energéticos aumentaram ao longo dessas décadas. Esse aumento se deveu em parte à evolução tecnológica dos equipamentos e, em parte, à mudança da matriz energética do País que migrou dos energéticos de uso menos eficiente para os de uso mais eficiente (EPE, 2018).

Tabela 01: Evolução da Eficiência Energética, Setores e Uso Final Brasil.

Fonte: EPE, 2018.

| BRASIL                          |             |             |             |
|---------------------------------|-------------|-------------|-------------|
| Segmento / Anos                 | 1984        | 1994        | 2004        |
| Principais energéticos          |             |             |             |
| <b>Óleo Diesel</b>              | 35.6        | 40.5        | 43.4        |
| <b>Eletricidade</b>             | 58.1        | 64.3        | 68.8        |
| <b>Produtos de Cana</b>         | 65          | 71.6        | 76.7        |
| Principais setores de atividade |             |             |             |
| <b>Energético</b>               | 65.8        | 73.5        | 75.2        |
| <b>Residencial</b>              | 33.5        | 43.4        | 47.4        |
| <b>Transportes</b>              | 31.4        | 35.4        | 37.5        |
| <b>Industrial</b>               | 62.2        | 67.9        | 72.0        |
| Principais usos finais          |             |             |             |
| <b>Força Motriz</b>             | 39.2        | 44          | 47.1        |
| <b>Calor de Processo</b>        | 70.2        | 76          | 78.9        |
| <b>Aquecimento Direto</b>       | 43          | 52.2        | 56.5        |
| Global                          | <b>46.9</b> | <b>53.9</b> | <b>57,5</b> |

## 2.1. Políticas e programas de eficiência energética no Brasil

Tabela 02: Marcos regulatórios de incentivo à eficiência energética.

Fonte: Adaptado de ALTOÉ et.al., 2017.

| ANO  | PROGRAMAS E POLITICAS    | DESCRIÇÃO  |
|------|--------------------------|--|
| 1981 | <b>Programa Conserve</b> | Esse programa visava promover a conservação de energia na indústria, o desenvolvimento de produtos eficientes e a substituição de energéticos importados por fontes nacionais. |

|      |  |   |
|------|--|---|
| 1982 | <b>Programa de Mobilização Energética</b>  | Programa caracterizado por um conjunto de ações dirigidas para incentivar o uso de medidas de conservação de energia e, especialmente, substituir derivados de petróleo por fontes renováveis de energia.   |
| 1985 | <b>Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel)</b>                                 | Com a missão foi promover o uso racional de energia elétrica em todo país e entre suas iniciativas está a criação do Programa Brasileiro de Etiquetagem.  |
| 1991 | <b>Programa Nacional da Racionalização do Uso de Derivados do Petróleo e do Gás Natural (Conpet)</b> | Foi criado com a finalidade de estimular o uso racional de recursos energéticos no país, mas focado em fontes de energia não renováveis. O Conpet também atua no âmbito do Programa Brasileiro de Etiquetagem.  |
| 1997 | <b>Política Energética Nacional</b>  | Nesta lei ficaram determinados os princípios da PEN em relação ao aproveitamento racional das fontes de energia, visando à conservação energética e a preservação do meio ambiente.   |
| 2001 | <b>Política Nacional de Conservação e Uso Racional de Energia</b>                                    | Por esta lei se estabeleceu que o Poder Executivo ficaria responsável em desenvolver mecanismos que promovam a eficiência energética de máquinas e equipamentos fabricados e comercializados e das edificações construídas no país.   |
| 2009 | <b>Programa Brasileiro de Etiquetagem</b>  | O governo lançou o programa de certificação de eficiência energética para edifícios comerciais, públicos e de serviços em 2009, e para os edifícios residenciais, em 2010.  |
| 2012 | <b>Sistema de compensação de energia elétrica</b>  | Unidades consumidoras com micro ou minigeração distribuída (potência instalada de até 1 MW), a partir de fonte hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, podem compensar seu consumo de energia. Ao final do mês, realiza-se o balanço de energia elétrica, com base na energia |

injetada na rede e na energia consumida. Caso a produção de energia seja maior que o consumo, são gerados créditos que podem ser utilizados em até 36 meses.

### **3. Barreiras A Eficiência Energética**

O potencial da EE é melhor compreendido através da caracterização dos seguintes limites (EPE, 2007):

- Técnico: limite de penetração das ações de EE, onde se considera a adoção das tecnologias mais eficientes disponíveis. Não se considera custos ou quaisquer barreiras para a adoção das tecnologias, funcionando como um valor limite para o potencial de conservação e taxa de desconto;
- Econômico: considera as ações de EE que tem viabilidade econômica para implementação, considerando custo de medidas de economia, custos marginais de expansão da oferta de energia;
- Mercado: considera as ações de EE que levam a redução de custos ao usuário final da energia que estejam a seu alcance. Está fortemente relacionado ao patamar das tarifas de energia.

Por mais visível a necessidade de investimento na implementação da eficiência energética, muitas barreiras ainda são levantadas principalmente pelo governo e pelos usuários, na contramão da eficiência energética e do desenvolvimento sustentável, muitas vezes optando pela solução mais barata de imediato, mas que impacta significativamente o meio ambiente e a economia. Algumas destas barreiras são de caráter econômico-financeira e educacional, entendendo cada uma delas pode-se tomar medidas para superá-las.

#### **3.1. Barreiras econômico-financeiras**

A partir da análise do estado da arte desses estudos internacionais, identificamos 5 principais barreiras para o financiamento à eficiência energética (CEBDS, 2014); como observa-se na Figura 02.



Figura 02: Barreiras ao financiamento à eficiência energética.

Fonte: CEBDS, 2014.

O Governo Federal pode gerir o setor energético de três maneiras: formulação de políticas públicas, planejamento e regulação de mercado (BAJAY & CARVALHO, 1998). Questões regulatórias como o modelo de remuneração do setor elétrico e a existência ou não de metas de redução de emissões e/ou de eficiência energética também influenciam no entendimento dessas barreiras para o caso brasileiro (CEBDS, 2014).

Para superar as barreiras econômicas/ financeiras seria necessário maior planejamento para o futuro do setor industrial com legislação favorável para aplicação de ações de eficiência energética nas indústrias, meios adequados de financiamento para ações de eficiência energética e incentivos para racionalização de energia.

### 3.2. Barreiras educacionais de informação

As barreiras para eficiência energética em uma organização podem resultar de: assimetria de informações, quando um ou outro setor tem informação relevante para outros setores, mas não compartilha tais informações; preferências por outros objetivos; falta de compromisso com as questões energéticas (WEBER, 1997).

Uma barreira para eficiência energética destacada também por McKane et al. (2007) é a falta de conhecimento dos profissionais da empresa para pesquisar e avaliar processos e tecnologias energeticamente eficientes e também oportunidades de investimento em



eficiência energética. Então a barreira educacional de informação é a base para avançar em direção à eficiência energética, essa barreira é imposta pelo fato de se ter:

- Pouco incentivo à eficiência energética;
- Insuficiente combate a cultura do desperdício;
- Falta de interesse no assunto por parte da população, que não se entende afetada pelo assunto.

Estas barreiras podem ser ultrapassadas com medidas simples como o consumo ao lado da demanda ou mais complexas como a instalação de equipamentos de medição que permita a avaliação da quantidade de energia consumida e a forma como a mesma é utilizada. É possível, também, serem realizadas análises dos dados e auditorias energéticas no caso de empresas ou indústrias para que possa ser obtido dados de consumo, associados a cada área de produção, para que seja possível projetar o consumo necessário em ordem de alcançar a eficiência energética em prol da sustentabilidade.

#### **4. Conservação De Energia Na Indústria**

De acordo com o Banco de Informações de Geração (ANEEL, 2017), o Brasil possui no total 7.143 empreendimentos em operação, totalizando 160.600.760 kW de potência instalada. Desta energia gerada no Brasil a indústria é responsável por cerca de 33% da energia consumida no Brasil, sendo assim maior atenção deveria ser dada ao setor por parte do governo. Pois o consumo de energia é um dos principais indicadores do desenvolvimento econômico e do nível de qualidade de vida de qualquer sociedade. Ele reflete tanto o ritmo de atividade dos setores industrial, comercial e de serviços, quanto à capacidade da população para adquirir bens e serviços tecnologicamente mais avançados (ANEEL, 2008).

A partir deste cenário, Juliano Marcos Mosko et.al. (2010), estruturam uma análise que retrata algumas medidas que são comuns a qualquer tipo de indústria e que são básicas num programa de eficiência energética, esboçando alguns planos de conservação de energia que podem ser adotados por indústrias advindas dos mais variados ramos de atuação. A questão da eficiência energética deve ser levantada desde a alta direção da indústria até ir de encontro com o colaborador de menor nível hierárquico, não menos importante no programa, pois uma ação isolada tende a perder o seu efeito ao longo do tempo. Para Juliano Marcos Mosko et.al. (2010):

É necessário o engajamento de todo o corpo funcional da indústria para que a eficiência energética seja uma mudança de hábito e que

tenha a menor resistência possível dos funcionários. Os ganhos com a eficiência energética devem ser quantificados e expostos a todos, para que fique claro o quanto se pode ganhar com a conservação de energia. Não deve ser tratada somente a questão financeira, mas também a questão ambiental e social que esta agregada ao consumo de energia.

Assim, Mosko et.al. (2010) afirma que dentro do programa de conservação de energia, poderão existir algumas ações que facilitarão a implementação da cultura da eficiência energética, por este motivo a ação da conservação de energia na indústria depende do projeto, da produção, da automação e manutenção e dos investimentos no setor; como se observa na Tabela 03; que consiste em ações integradas, pois o autor acredita que uma ação isolada tende a perder o seu efeito ao longo do tempo.

Tabela 03: Ação da conservação de energia na indústria.

Fonte: Adaptada de MOSKO et.al., 2010.

### **AÇÕES DA CONSERVAÇÃO DE ENERGIA**

#### **PROJETO**

**Um programa de eficiência energética ideal começa já na construção da planta industrial. No projeto estrutural, a preocupação com o meio ambiente é relevante, portanto, deve haver uma preocupação em aproveitar a iluminação, a ventilação natural, e dependendo do tipo de atividade, evita-las. No projeto elétrico a distância entre o ponto de fornecimento da tensão e as máquinas deve ser o menor possível para evitar quedas de tensão, os condutores devem atender as normas e, as máquinas e equipamentos devem ter o maior rendimento possível.**

#### **PRODUÇÃO**

**Na linha de produção também deve haver a preocupação com a eficiência energética. A programação de produção deve ser realizada de modo que o processo seja o mais contínuo possível. Nas indústrias que utilizam a tarifação horo-sazonal, a produção não poderá ocorrer nos períodos de tarifas mais elevadas, e podendo, deverá ser adotado um regime de equilíbrio na divisão da produção, evitando picos, inclusive utilizando-se da capacidade nominal das máquinas.**

#### **AUTOMAÇÃO E MANUTENÇÃO**

**O advento da automação nas indústrias teve como objetivo melhorar, acelerar e qualificar os processos produtivos. Nesta linha, podemos considerar que a**

**automação contribui para o consumo eficiente de energia, pois permite que o rendimento das máquinas seja melhorado e economiza matéria prima. Máquinas e equipamentos devem possuir um planejamento e uma programação de manutenção, para evitar paradas emergenciais e de longa duração. O benefício da manutenção, não somente na questão de consumo de energia, mas também como fator impactante no preço de produto e prazo de fornecimento.**

#### INVESTIMENTOS

**Ter um plano de conservação de energia não é sinônimo de redução de investimentos. Pelo contrário, os programas de eficiência energética necessitam de apoio financeiro para dar o retorno esperado. O investimento em recursos humanos transcende o espaço territorial da empresa, pois a partir do momento em que um funcionário leigo recebe orientação a respeito de eficiência energética. Outro investimento necessário é a contratação de uma empresa especializada em gestão de eficiência energética, para, por meio de uma consultoria, auxiliar na verificação, preparação, planejamento e execução de um plano de conservação de energia.**

#### **4.1. Indústria e sustentabilidade**

Sustentabilidade e preservação ambiental são temas cada vez mais discutidos no dia a dia. Mais e mais pessoas estão percebendo que, ainda que individualmente, mudar hábitos e ações com o intuito de reduzir o impacto ambiental e preservar recursos naturais é uma reação necessária. Mas quando a pauta sustentável chega à mesa de líderes de empresas e indústrias, os impactos podem tomar proporções ainda maiores e fazer a diferença tanto local quanto global (GLOBO, 2017).

Atualmente, o segmento industrial brasileiro está atento e comprometido com os princípios e diretrizes para implementação do desenvolvimento sustentável na atividade. Por meio da Confederação Nacional da Indústria (CNI) e das Federações de Indústrias estaduais, o setor tem se mobilizado a partir do diálogo e da reflexão sobre os aspectos mais relevantes da agenda ‘sustentabilidade’ (COELHO, 2017). Ainda de acordo com o Engenheiro Anísio Coelho (2017):

No rumo à indústria 4.0, a economia circular e de baixo carbono vêm marcando posição na agenda de grandes corporações e de pequenas empresas de vanguarda. Com isso, assistiremos a um movimento de propagação da ecologia industrial, em que a

interconexão da produção, com cadeias produtivas trabalhando em regime de cooperação e planejamento coordenado, permitindo chegar a um patamar insignificante de geração de resíduos e emissões atmosféricas. Quando isso acontecer, teremos a natureza como benchmarking com seus ecossistemas que trabalham em circuito fechado, sem gerar resíduos e promovendo a diversidade e estimulando a simbiose.

No setor de energia, o subsetor indústria é o segundo mais representativo em termos de geração de poluentes, com 20% das emissões totais do mesmo, sendo superado somente pelo setor de transporte, que é responsável por 48% do total. (ESTURBA et.al., 2018).

### **Considerações Finais**

Em um País onde a segurança energética não é garantida, o controle do consumo de energia não é gasto, é investimento. Apesar de a indústria ser o maior consumidor de energia, não se verifica prioridade nos programas governamentais de eficiência energética para as indústrias no Brasil, sendo importante ressaltar que a eficiência energética se apresenta como uma necessidade, devido a limitação temporal dos recursos ambientais, as alterações climáticas e a necessidade de produzir para atender a demanda, veio a ser necessário escolher por medidas de eficiência energética, não apenas como uma oportunidade de negócios, mas também como uma obrigação das indústrias em relação a população.

Algumas barreiras à eficiência energética foram identificadas neste artigo, como a legislação deficitária de eficiência energética para as indústrias, assim como ausência de incentivos fiscais para que compense a aplicação de equipamentos e métodos eficientes na indústria.

Identificada às barreiras é possível apontar oportunidades de atuação para que o mercado de eficiência energética industrial se torne mais dinâmico, oportunidades descritas pela Confederação Nacional da Indústria (2009):

- Maior difusão de informações de financiamento e ajustes na metodologia de concessão de créditos;
- Disponibilizar capacitações para que profissionais da indústria identifiquem oportunidades de eficiência energética e consigam transformá-las em oportunidades de ganho;

- Incentivos a projetos pilotos para demonstração de tecnologias inovadoras;
- Revisão da legislação visando incentivar projetos industriais de geração de energia; e
- Acesso direto da indústria a recursos de fundos de financiamento de projetos de eficiência energética.

Conclui-se, desta maneira, que as ações de conservação de energia podem aumentar a competitividade da indústria. Assim, este artigo possibilitou compreender que os ganhos com a gestão energética vão para além dos portões das indústrias, os funcionários, por exemplo, podem apresentar uma mudança de hábito, não apenas dentro da indústria, mas em suas próprias residências.

Entende-se então que os ganhos com a gestão de energia eficiente nas indústrias seriam econômicos de produção, social e ambiental. Verificou-se, ainda, que o que se tem atualmente são apenas medidas destinadas a diminuir os desperdícios no consumo, sendo que estas medidas não são fortes o suficiente para reduzir significativamente os desperdícios na indústria. De modo que estes desperdícios e a falta de gestão em eficiência energética podem resultar no custo elevado de produção o que reflete na incorporação destes preços dos produtos, reduzindo a competitividade da indústria.

### **Referências Bibliográficas**

ALTOÉ, Leandra; COSTA, José Márcio; FILHO, Delly Oliveira; MARTINEZ, Francisco Javier Rey; FERRAREZ, Adriano Henrique; VIANA, Lucas de Arruda. *Políticas públicas de incentivo à eficiência energética*. Estudos Avançados vol.31 no.89 São Paulo Jan./Apr. 2017.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil). *Atlas da Energia Elétrica no Brasil*. 3ª Edição. Brasília, 2008.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil). *Banco de Informação de Geração*. Atualizado em 08/10/2018. Acessado em 08/10/2018 Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>.

BAJAY, Sérgio Valdir; CARVALHO, E. B. *Planejamento indicativo: Pré-requisito para uma boa regulação do setor elétrico*. In: *Congresso Brasileiro de Planejamento Energético*. São Paulo, 1998. Anais. UNICAMP/USP/EFEO/SE-SP/SBPE, p.324-8, 1998.

BORGHI JUNIOR, N.; PELLEGGATTI, A. A.; ABADE, K. A. *Estudo da viabilidade técnica de produção de camisas de cilindros de blocos de motor em ligas de alumínio de*

*alta resistência pelo processo de fundição por centrifugação visando o desenvolvimento sustentável.* In ENCONTRO NACIONAL DE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO, 27, Foz do Iguaçu. Anais. Foz do Iguaçu: 2007.

BRAGA, Jaime. *Os objetivos de eficiência energética na indústria.* Indústria e Meio Ambiente; Revista de informação técnica e científica. Publicado em 09/10/2017. Acessado em 08/10/2018. Disponível em:

<http://www.industriaeambiente.pt/noticias/objetivos-eficiencia-energetica-na-industria/>.

CEBDS. Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável. *Destravando do financiamento à eficiência energética no Brasil: soluções financeiras e não financeiras para os agentes de mercado.* Dezembro, 2014. Disponível em: [http://cebds.org/wp-content/uploads/2015/04/Copclima-2014\\_Port\\_Completo\\_REV1.pdf](http://cebds.org/wp-content/uploads/2015/04/Copclima-2014_Port_Completo_REV1.pdf).

COELHO, Anísio. *A Indústria rumo à sustentabilidade.* Portal da Indústria. Publicado em: 24/10/2017. Acessado em 08/10/2018. Disponível em:

<http://www.portaldaindustria.com.br/agenciacni/noticias/2017/10/artigo-a-industria-rumo-a-sustentabilidade/>.

COPEL. Companhia Paranaense de Energia. *Manual de eficiência energética na indústria.* Curitiba, 2005.

CNI. Confederação Nacional da Indústria. *Eficiência energética na indústria: o que foi feito no Brasil, oportunidade de redução de custos e experiência internacional.* Unidade de Competitividade Industrial – COMPI. Brasília, 2009.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. *Balanço Energético Nacional, ano base: 2017.* Ministério de Minas e Energia – Rio de Janeiro : EPE, 2017. Acessado em 08/10/2018.

Disponível em: <http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-303/topico-419/BEN2018.pdf>.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. *Plano Nacional de Energia 2030.* 2007.

ESTADÃO. *História da Indústria Brasileira.* Escrita por: Guias Oesp. Publicada em: 25/05/2011. Acessada em: 09/10/2018. Disponível em:

<https://www.estadao.com.br/blogs/guias/historia-da-industria-brasileira/>.

ESTURBA, Talita; et.al.. *O papel do setor industrial nas emissões de energia do Brasil.*

Wiri Brasil. Publicado em: 10/04/2018. Acessado em 08/10/2018. Disponível em: <https://wribrasil.org.br/pt/blog/2018/03/o-papel-do-setor-industrial-nas-emissoes-de-energia-do-brasil>.

GLOBO. G1. *Sustentabilidade na indústria: é possível manter uma produção aliada a atitudes sustentáveis*. Publicada em: 05/12/2017. Acessada em: 08/10/2018. Disponível em:

<https://g1.globo.com/sc/santa-catarina/especial-publicitario/dohler/noticia/sustentabilidade-na-industria-e-possivel-manter-uma-producao-aliada-a-atitudes-sustentaveis.ghtml>.

McKANE, A., Price, L., & De La Rue Du Can, S. *Policies for Promoting Industrial Energy Efficiency in Developing Countries and Transition Economies*. Berkeley: UNIDO. 2007.

MOSKO, Juliano Marcos; PILATTI, Luiz Alberto; PEDROSO, Bruno. *Eficiência energética na indústria: Elaboração e planejamento de programas de conservação de energia*. Revista de Engenharia e Tecnologia V. 02. ISSN 2176-7270. Abril, 2010.

OLIVEIRA, L. S.; et al. *Adaptando o sistema ERP ao crescimento organizacional: um estudo de caso propondo as soluções para a mudança*. In ENCONTRO NACIONAL DE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO, 25., Porto Alegre. Anais... Porto Alegre: 2005.

ORTEGA, B. G. P. *Propostas para regulação da eficiência energética nos sistemas elétricos de consumidores*. Dissertação (Mestrado em Regulação da Indústria de Energia) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia, Universidade Salvador, Salvador. 2006.

PERES, C. R. C.; LIMA, G. B. A. *Proposta de modelo para controle de custos de manutenção com enfoque na aplicação de indicadores balanceados*. Gestão & Produção. São Carlos, v. 15, n. 1, p. 149-158, jan./abr. 2008.

WEBER, L. *Viewpoint: Some reflections on barriers to the efficient use of energy*. Energy Policy, v. 25, p.833-835, 1997.

## **Biografia Das Autoras**

**Bruna Coelho Da Conceição Pôjo**, mestra em Energia para Sustentabilidade com Especialização no âmbito de Sistemas de Energia e Políticas Energéticas pela Universidade de Coimbra em setembro de 2019. Pós graduanda em Gestão de Cidades e Sustentabilidade pela Universidade Federal do Pará e Bacharel em Engenharia Sanitária e Ambiental pela Universidade da Amazônia. Possui experiência acadêmica na área de energias renováveis, meio ambiente e sustentabilidade no contexto da gestão ambiental e eficiência energética.

E-mail: [brunapojo95@gmail.com](mailto:brunapojo95@gmail.com)

**Vitória Aguiar Barbosa**, mestra em Ciências e Tecnologia do Meio Ambiente pela Universidade do Porto em novembro de 2019, com especialização em riscos: avaliação e

gestão e ambiental. Bacharel em Engenharia Ambiental e Sanitária pela Universidade da Amazônia em dezembro de 2016. Com experiência em avaliação de risco de águas por substâncias contaminadoras e carcinogênicas, e atmosféricas pela emissão de substâncias industriais.

E-mail: [vbarbosa.cdp@gmail.com](mailto:vbarbosa.cdp@gmail.com)



## CAPÍTULO V

### **New renewable energy technologies: a multilateral governance environment to boost innovation and competitiveness**

CÁCIA PIMENTEL<sup>1</sup>

DANIEL MENEZES<sup>2</sup>

**Abstract:** This study notes how specific strategies designed for the new renewable energy sector could boost the economic growth of a developing nation. The hypothesis is that an adequate legal framework for the new energy industry could have a multiplier effect on innovation, employment, income, and technological development. On the other hand, the lack of specific policies can be an obstacle to energy transition. New renewable energies can become a driver of other technologies and innovations, because licensing of new, more affordable energy sources could help lower prices of products from other industrial segments and, therefore, increase competitiveness. In Brazil, renewable sources are still predominantly traditional (hydroelectric and sugarcane biomass), more expensive, and with environmental restrictions. New renewable sources are characterized by clean energy and low environmental impact in line with the United Nations Objectives for Sustainable Development (UNOSD). The slow global investment in the necessary energy transition indicates the need to adjust the model adopted for environmental governance. The article offers proposals for institutional change and suggests the adoption of new policies strategically designed for the sector of new energy technologies, in a bottom-up perspective. Hence, the paper describes the role of law in environmental governance and presents the New Development Bank as a result of legal negotiations and multilateral governance that helped overcome complexities of the institutional environment to achieve a specific purpose.

**Keywords:** renewable energies; public policies; competitiveness; governance; New Development Bank.

#### **Introduction**

This study focuses on how public policies specifically designed to boost the growth of the new renewable energy industry can add a multiplier effect on innovation, employment, income, and technological development of a developing nation. These new energy technologies (wind farms and offshore wind, solar, tidal or oceanic, hydrogen, biogas, biomethane, among others) generate clean, cost-effective energy with low environmental impact in line with the United Nations Sustainable Development Goals (UNSDG). According to IRENA Global Energy Transformation Report – Roadmap to

---

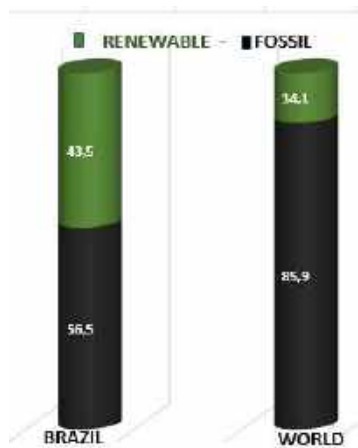
<sup>1</sup> Universidade Presbiteriana Mackenzie

<sup>2</sup> Universidade Presbiteriana Mackenzie

2050, those energy sources will have to scale up six times faster to meet the decarbonization goals of the Paris Agreement.

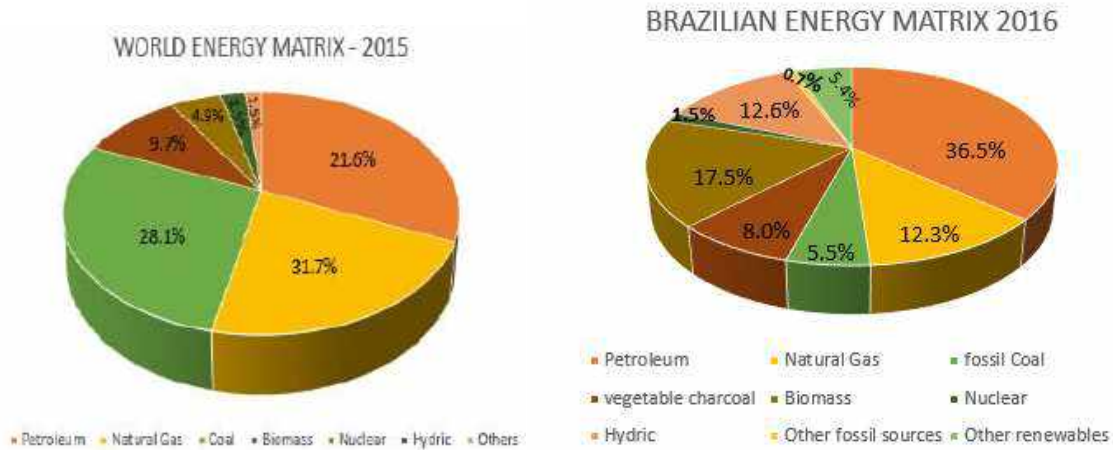
The hypothesis is that an adequate legal framework for those new energy industries will facilitate their growth. New renewable energies can become a driver of other technologies and innovations, since licensing of new, more affordable energy sources could help lower prices of products from other industrial segments and therefore increase competitiveness.

The greatest human needs of the twentieth century include information, safety, and clean water. These essential needs presuppose the availability of low-cost energy. Cyberattacks, terrorism, and water crisis, combined with global failure to mitigate climate change, are among the top 5 global economic risks highlighted by the World Economic Forum report in 2018. Considering that fossil sources currently account for 85% of the global energy matrix, new energy technologies are urgently required to achieve the Agenda 2030 goals for Sustainable Development. In Brazil, the energy matrix is composed of ca. 45% renewable sources, while the world matrix has not yet reached 15%. The development of these technologies requires that governments strategically align state policies to permeate the entire production chain.



Source: Brazilian Public Company of Energy Research (EPE). Graphics: author.

Considering only the electric matrix, the world uses 23% of renewable sources, while in Brazil renewables account for 82%, showcasing a comparative advantage over the rest of the world. However, renewable sources in Brazil are still predominantly traditional (hydroelectric and sugarcane biomass), more expensive than new renewable sources and with environmental restrictions.



Source: Brazilian Public Company of Energy Research (EPE). Graphics: author.

Among the new renewable sources, biogas deserves special attention. Biogas is a mixture of methane and carbon dioxide produced by bacterial decomposition of organic wastes and used as a fuel. It is a non-intermittent source of renewable and clean energy. The advantages of biogas are not restricted to energy generation, but it also helps to reduce methane and carbon dioxide emissions into the atmosphere. Therefore, biogas has enormous potential to help with decarbonization. Moreover, its adoption could dramatically reduce the volume of wastes in landfills and wastewater treatment plants. Leading countries, such as the United States, Germany, United Kingdom, and Canada have had considerable growth of biogas production due to the improvement of the regulatory and supporting subsidy schemes.

Brazil has great potential for expansion and use of biogas and other advanced clean energy sources to complement or substitute fossil fuels. The technological advances of biomethane (CH<sub>4</sub>) also deserve special mention. This biofuel is a cleaner form of biogas and could potentially solve the precarious conditions of basic sanitation in the country and drive the innovations of the hydrogen economy. Specific investments in the biogas/biomethane production chain would likely exert high economic impact. Appropriate public policies could transform the landfills into wealth and contribute to achievement of the UNSDG.

Hence, this study maps Brazilian legal statutes and public policies for the renewable sector, showcasing how most of them protect only the traditional clean energy sources. Policies adopted by nations leading the new energy sector are strategically designed to help boost the economy and energy transition. The energy statutes available in Brazil indicate the absence of a central strategy oriented to results. To understand the

resistance against the transition to green energy, it is necessary to analyze how the forces opposing change act and what the best policies are to allow the growth of those new industries. Hence, adoption of a specific regulatory framework is needed, with the mission to boost the entire value chain of this sector.

This research applied the Qualitative Comparative Analysis (QCA) methodology, to explore the existing institutional arrangements and their forms of interaction, specially the interaction between market, academia, and government. This methodology is well-defined by several authors and it allows convergence of the data (MEZZARROBA, 2018; YIN, 2004). QCA also facilitates understanding of how institutional arrangements can lead to economic growth and analyzes the disfunction of the public sector.

## **1 – Legal Dimension Of The Environmental Governance**

The consensus in the literature agrees that the main inhibiting factors to economic development are the loss of economic efficiency due to insufficient infrastructure, low labor productivity, legal and bureaucratic obstacles in the business environment, insufficient interconnectivity among the agents that make up the innovation environment, lack of internationalization and competitiveness, and public economic policies that discourage the process of innovation and economic growth.

Among the main barriers to industrial competitiveness in Brazil are the development policies and subsidies that allow inefficient industries to survive and the lack of strategic and interconnected economic public policies at the national and regional levels. The arrival of new technologies demands an attentive look by jurists and public managers to adapt tax incentives and even redirect them to new industrial branches.

Most of the new technologies are disruptive and capable of reaching various industries, services, and the precision agriculture sector (SANTOS, 2013). Specifically, innovations in the renewable energy sector could guarantee licensing and access to more accessible sources of energy, which may impact the competitiveness of products generated by other industrial sectors, including high technology.

Scholars of public economic policies agree about the need to reassess innovation policies in Brazil and pursue the development of practices that effectively corroborate the country's economic drive (WU; RAMESH; HOWLETT, 2013). Ideally a country should be free from the bureaucratic and juridical ties that anchor the production in obsolescence and innovation in diminutive indices. Incipient competitiveness and low-scale

internationalization are direct consequences of an economic environment that combines heavy legal and institutional bases.

Brazil ranks 71<sup>st</sup> in the Global Competitiveness Index Ranking, among 171 countries (World Economic Forum, 2019). The European Commission's Innovation Report positions Brazil with a low innovation performance compared to the European Union on the world market, comparing the results for the years 2010 and 2017. From 1985 to 2016, the impact of industry on Brazil's Gross Domestic Product (GDP) fell from 21% to 11%. Today it represents less than 10% of GDP.



Source: Global Competitiveness Index 2019; WEF.

The low interaction between the various initiatives of the State indicates the absence of a central strategy oriented to results, for an example, the innovation initiatives of the Brazilian energy sector. As will be discussed, the various sectoral initiatives seem to be disjointed and without planning towards a strategic outcome. In addition, the strong use of fiscal incentive mechanisms are a detriment to better integration between the technological poles, the market, and the State, which certainly contributes to the increase in Brazil of the so-called Death Valley, related to the strong risks faced by the company in the early years of the innovation process.

In recent years, some programs have been set up to promote the energy sector, including initiatives specific to the renewable energy sector. The Program to Support Innovation in the Sucrose and Sugarcane Sectors (PAISS) was created in 2011 with focus on supporting bioethanol development projects for second-generation, sugarcane chemicals, and technologies to gasify biomass. This program has a budget of R\$ 1 billion, half as an economic grant from the public funding agency Finep, linked to the Ministry of Science, Technology, Innovations, and Communications (MCTIC), and the rest in the form of credits from the National Bank for Economic and Social Development (BNDES), linked to the Ministry of Planning, Budget, and Management (MP).

Then, Brazil launched INOVA Energia, as an extension of PAISS. The new program, began in March 2013, included fiscal incentives for projects involving smart grids, high-voltage transmission; generation of energy by alternative sources (photovoltaic chain, heliothermic, wind), hybrid vehicles, and vehicular energy efficiency. With more robust resources, the program envisaged R\$ 1.2 billion in Finep economic subsidy, R\$ 1.2 billion in BNDES credit, and R\$ 600 million with the Energy Agency (ANEEL) funds. The program conferred the limit of R\$ 10 million subsidy per company.

In 2016, the Industry, Commerce, and Development Ministry (MDIC) launched the Program to Stimulate the Competitiveness of the Productive Chain, for the Development and Improvement of Suppliers of the Oil and Natural Gas Sector (PEDEFOR). The program indicates the intention to contribute to the improvement and competitiveness of the exploration and production of oil and natural gas, although it does not contain a direct initiative for the renewable sector. The most recent government program for the biofuel sector is Renovabio, linked to the Energy and Mines Ministry (MME). Law 13,576/17 provides for the National Biofuels Policy and establishes initiatives in the area of sustainability, decarbonization, and greenhouse effect in accordance with the commitments made in the Paris Agreement.

Finally, the Multi-Year Plan for the period 2016-2019, approved by Law 13249/2016, states in art. 4, that the country should have as guidelines for the period, among others, the encouragement and appreciation of education, science, technology and innovation, and competitiveness, along with ensuring the balance of public accounts. Annex I presents support for agroenergy production chains and the creation and implementation of energy policy for sugarcane (07C1), integration of bio-refineries, National Plan for the Production and Use of Biodiesel (PNPB, objective 0187), and

institutional articulation in renewable energies, energy efficiency, smart grids, oil, and gas (04UV). Goal # 750 points to the possibility of increasing the use of biomass for energy, but without reference to biogas. There is no specific regulatory framework for stimulating new renewable energies.

Decree n. 9.283/18, which regulates Law 13,243/2016, provides that public Scientific and Technological Institutions (ICTs) may enter into a contract for technology transfer and licensing of its innovations for isolated or partnership exploration (article 11). In addition, the granting of financing or equity interest for the development of innovative products or processes may be used for capital and current expenses, provided that they are allocated to the activity financed (article 20). These mechanisms can facilitate the entrance into the market of new technologies developed by ICTs and the interaction of innovations related to renewable energies with other productive sectors.

The governmental actions developed in the renewable energy sector are divided between several ministries, organs, public enterprises, and social organizations. The two main sector programs (PAISS and Inova Energia) were joint action plans between BNDES, Finep, ANEEL, and at least five ministries (MME, Planning, MCTIC, MAPA, MDIC and, by logical induction, the Ministry of the Environment). The projects should meet a deadline of up to 36 months. The final reports on the results of these programs have not been made available yet, either in an ex post analysis or ex post factum, that is, the verification of the externalities and the spillovers from these public economic policies beyond the expected results.

The impact of these public expenditures should be evaluated, considering, among other factors, their effect on tax collection and economic growth. The billing information of the approved projects must be accessible, even if the confidential information of the beneficiary companies is protected, to verify the success of these policies or the need to correct course. As observed from the observation of the budgetary functions of Science, Technology, and Energy between 2011 and 2015, the effective commitment and the payment made were significantly lower than the value predicted in the programs for the promotion of the renewable energy sector. This means that the Treasury approved the resources, but actual delivery was far short of what was promised.

Another important factor is the adequacy of public policies to foster the relationship between the agents of the energy system: Academia (which includes science, laboratories, basic research), the Market (place where wealth is born and circulates), and the State, which may adopt fiscal incentives to foster economic growth. Analysis of the

relations between the Triple Helix verified that the participation of the State is axiomatic, the discussion is in the form and the degree to which this intervention must occur. State participation must be geared towards economic development to increase wealth and promote social protection and inclusion to reduce inequalities.

## **2 - The Creation Of The New Development Bank - Example Of Multilateral Governance**

The global movement of energy transition to a low carbon economy, along the lines agreed to by the Paris Agreement signatory nations, depends on the internal efforts of each sovereignty. However, extensive investment is required to migrate a fossil system to the new model offered by the new renewables. Incentives are needed to address sunk infrastructure costs that are essential for changing the energy matrix.

In this context, after negotiations in New Delhi (2012) and Durban (2013), the countries forming the BRICS Economic Block created the New Development Bank (NDB), as established in the Fortaleza Declaration (2014). The NDB aims to fund infrastructure projects to assist member countries to more rapidly and intensively adapt their infrastructure to meet the Paris SDGs. The Fortaleza Declaration stresses that the NDB should increase cooperation between BRICS countries and supplement the efforts of national financial institutions for sustainable development. Thus, the US\$ 50 billion NDB pledged to sustainable infrastructure and development projects in emerging economies and facilitate knowledge exchange to accelerate innovation and cutting-edge technology in these economies.

The NDB, headquartered in Shanghai, China, regional offices, operates within its member countries, although there are statutory plans to expand to other interested developing countries. Its governance is based on the commitment of the signatory countries to operate the bank prudently and effectively in a countercyclical movement. The Council of Governors, composed of ministers of state, heads the governing body and issues the central guidelines. The Board of Directors is then responsible for strategic operations, loans, guarantees, and budget. Finally, the committees are responsible for audits, risk analysis and controls, compliance, investments, management, and human resources.

As a multilateral body, the NDB is able to enter into cooperation agreements with other international bodies, such as the European Investment Bank, the European Bank for Reconstruction and Development, and the Infrastructure and Investment Bank. Thus, the



NDB has the potential to attract investment to infrastructure projects approved by the committees, focusing on socially and environmentally sustainable concepts.

This is an example of international governance with strong reflexes on national governance. In 2018, Brazil received four loans for sustainable energy, water, sanitation, and infrastructure projects, reaching nearly US\$ 1 billion. Of this total, US\$ 300 million refers to BNDES loans for investments in renewable energy, including six wind farms in the states of Piauí and Pernambuco. Another US\$ 200 million corresponds to a direct loan to Petrobras, to recover refinery infrastructure, necessary to reduce the emission of waste and sulfur dioxide in the environment.

The NDB has already funded nearly US\$ 8 billion in ten renewable energy projects from other member countries, which demonstrates the potential of this institutional instrument. China has an energy matrix heavily dependent on coal. However, the country is the world leader in new investments in advanced energy technologies, thus taking advantage of the economic benefits of this new sector. Of the nine projects approved by the NDB in favor of China, five relate directly to the energy sector.

In this respect, the normative dimension of this strategy leads to investments potentially focused on a specific mission: to support the infrastructure and sustainability of the signatory countries, in order to provide accelerated growth through innovation and cutting-edge technology. Brazil needs strategic public policies and resources to address the energy transition into newer technologies. The measures so far have not been sufficient, and the governmental responses are still slow. The issue must be seen from the perspective of the resistance to energy transition and adoption movements. Countries that adopt mainly Pigouvian taxes to decrease carbon emission seem to face higher resistance than those that adopt other types of incentives. Governments should help the market to modernize its infrastructure and reduce costs by adopting cleaner, cheaper, and more efficient energy sources. This goal can be reached in a multilevel governance environment, a polycentric order where all actors are involved and aim at the same purposes.

The polycentric order (or system) is one in which many elements can make adjustments in order to conduct their interactions autonomously, albeit based on the same general rules. The polycentric system involves greater autonomy and diffusion of government bureaucracy at different levels, as opposed to the centralization of governance. Thus, regulations are implemented by various groups of agents, such as municipalities, companies, and families, in addition to traditional international

organizations and central governments. This system would bring greater awareness and commitment to results, through processes of cooperation, competition, and conflict resolution.

Therefore, the actions of local communities are becoming more important and decisive for the success or failure of the general rules established by governments. For example, the clashes of central governments with the tobacco industry in the last decades of the twentieth century only came to concrete results when there was awareness and active participation of society. These collective actions increase the level of participation and cooperation among citizens, which stopped viewing the global problem as only government's responsibility and instead apply the principle of self-responsibility.

It is therefore necessary to review the legal instruments and economic incentives available for these new renewable sources (credit instruments, subsidies, and fiscal incentives), to establish a strategic action with defined objectives that promote the entire economy and productive chain.

### **Final Considerations**

The absence of policies strategically directed to the sector of new renewable technologies may weaken the effectiveness of the industrial policy itself and jeopardize the competitiveness of Brazilian industries in the world market.

New renewable technologies have grown rapidly in recent years, requiring a high investment in infrastructure and education. Analysis of value chains elucidates a need for investment in other technologies that share the potential to facilitate and promote the deployment and use of renewable energy, be it in the capacity to import and install plants and turbines, or at the end of the chain, by investing in more advanced vehicle fleets and appropriate storage and distribution networks. This modernization includes not only infrastructure, but also technological automation, requiring the country to engage in new engineering and science, including information systems, in line with Industry 4.0.

Therefore, legal infrastructure must be built for sustainable economic growth in Brazil, from primary inputs and basic research to final consumption. Fragments and bottlenecks in value chains must be identified so that public policies can offer harmony and circulation for economic development. Only in this way can new bioenergy offer potential externalities.

Brazil still lacks a coordinated system of specific public policies for new bioenergy. The work concludes the need to examine the availability of these innovations

in the energy sector by Brazilian companies, to make them more competitive in the international market. Legal solutions must be achieved that enable better cooperation between innovative actors and a significant increase in economic development.

Policy making is part of a chaotic political process that requires its actors to be focused on achieving a specific outcome that fits their mission. Good environmental governance practices require the preservation and optimization of resources, while harnessing their economic value and ensuring the common good and longevity of those resources in a win-win process.

Well formulated and effective public policies require an institutional environment grounded in a solid governance process. However, the governance environment itself is often ignored. It must be understood that the pressure exerted by established groups forms barriers to entry of new technologies. Some states can overcome these barriers more efficiently. Others maintain the discourse of denying the existence of an environmental crisis that demands a drastic transformation of the energy matrix. To mitigate the effects of these conflicting positions, Dryzek suggests that governments elevate climate and environmental concerns to a national security status (DRYZEK, 2013).

Measures taken under local governance can have very positive effects in favor of the energy transition, despite the lethargic behavior of national governments. This is how some local governments take advantage of the economic and social benefits of new energy sources by creating local demand, specific government renewable energy contracts, and other value chain promotion measures. This seems to be an excellent alternative to bridge the gap between global and local governance, thus linking local economic development interests to global energy transition goals.

These initiatives, albeit fragmented, should result in a society-conscious movement, an ethos that can pressure national governments to invest in faster and more appropriate solutions to solve a global problem. This would require multiple and well-coordinated strategies to persuade conventional energy producers to make strides towards transition, taking advantage of economic advantages and gradually shifting their investments to new sustainable technologies. The findings of this study lead to yet another conclusion: the urgency for multilateral actions, public and private, that help modernize infrastructure, including in the area of knowledge. In this sense, the NDB seems to be an institution that can help the consolidation of a new productive structure.

## **References**

- AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA – IEA. Bioenergy Country Report 2018. <https://www.ieabioenergy.com/iea-publications/country-reports/2018-country-reports/>
- ARBIX, G.; DE NEGRI, J. A. *Avançar ou avançar na política de inovação*. In: DE TONI, J. (Org.). *Dez anos de política industrial: balanço e perspectivas, 2004-2014*. Brasília: ABDI, 2015.
- ARAÚJO, Kathleen. The emerging field of energy transitions: Progress, challenges, and opportunities. *Energy Research & Social Science*, Vol. 1, March, 2014.
- ARENT, Douglas, ARNDT, Channing, MILLER, Mackay. *The Political Economy of Clean Energy Transitions*. UK: Oxford, 2017.
- BRASIL. Ministério da Fazenda. *Demonstrativo dos gastos governamentais indiretos de natureza tributária: bases efetivas – ano calendário 2014, série 2012 a 2017*. Brasília: RFB, mar. 2017a. Available at: <<https://goo.gl/DT4EVz>>. Acesso em 03/11/2019.
- \_\_\_\_\_. Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações. *Indicadores nacionais de ciência, tecnologia e inovação 2017*. Brasília: MCTIC, 2017b. Disponível em: <<https://goo.gl/idmGPj>>. Accessed on: 10/01/2018.
- \_\_\_\_\_. Tribunal de Contas da União, Acórdão 2512/2018, Decisão plenária.
- DRYZEK, John. *Climate-Challenged Society*. UK: Oxford university Press, 2013.
- GUIMARÃES, Samuel. *Desafios Brasileiros na Era dos Gigantes*, Rio de Janeiro: Ed. Contraponto, 2005.
- HORTON, Joshua; REYNOLDS, Jesse. *The International Politics of Climate Engineering: A Review and Prospectus for International Relations*, 18 INTERNATIONAL STUDIES REVIEW 438, 2016.
- HOWLETT, Michael; RAMESH, M.; PERL, Anthony. *Política Pública: seus ciclos e subsistemas – uma abordagem integral*. Rio de Janeiro: Academic Press, Elsevier, p. 304, 2013.
- JONES, Lawrence. *Renewable Energy Integration: Practical Management of Variability, Uncertainty, and Flexibility in Power Grids*. Elsevier, 2017.
- JOHNSTONE, N.; HASCIC, I.; POPP, D. *Renewable energy policies and technological innovation: evidence bases on patent counts*. Cambridge: NBER, 2008. (Working Paper, n. 13760).

- KUPFER, D. et al. *Avaliação das perspectivas de desenvolvimento tecnológico para a indústria de bens de capital para energia renovável* (PDTs-IBKER). São Paulo: ABDI; UFRJ, 2011. Available at: <<https://goo.gl/XzJY4a>>. Accessed on March 11, 2018.
- LAZONICK, W. *The theory of the market economy and the social foundations of innovative enterprise*. Economic and the Social Democracy, London, v. 24, n. 1, 2003.
- LOSEKANN, Luciano. HALLACK, Michelle. *Novas energias renováveis no Brasil: desafios e oportunidades*. In Desafios da Nação, Vol. 2, Cap. 34. IPEA, 2018.
- LUNDEVALL, B-A. *National innovation systems: analytical concept and development tool*. 2nd ed. In: DRUID CONFERENCE, Copenhagen, 2005. Annals... Copenhagen: Druid, 2005.
- MAZZUCATO, MARIANA. *O Estado empreendedor: desmascarando o mito do setor público x setor privado*. São Paulo: Portfolio-Penguin, 2014.
- \_\_\_\_\_, *Financing renewable energy: Who is financing what and why it matters*. Elsevier, 2017.
- MAZZUCATO, Mariana; PENNA, Caetano. *O Sistema de Inovação Brasileiro: uma proposta orientada por missões*. CGEE, MCTI. Brasília, 2016.
- MEZZARROBA, Orides. *Manual de Metodologia da Pesquisa no Direito*. Ed. Saraiva, 8ª Ed., 2018.
- MILLER, Clark, RICHTER, Jennifer, O’Leary, Jason. *Socio-energy systems design: policy framework for energy transitions*. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2014.11.004>
- NEGRI, Fernanda; RAUEN, André. *Ciência, inovação e produtividade: por uma nova geração de políticas públicas*. Desafios da Nação. Capítulo 11. IPEA, 2018.
- NELSON, Richard. *As Fontes do Crescimento*. Campinas-SP, Ed. Unicamp, 2006
- OECD – ORGANISATION FOR ECONOMIC COOPERATION AND DEVELOPMENT. *OECD Science, technology and innovation outlook 2018*. Paris: OECD Publishing, 2016. Available at: < [https://doi.org/10.1787/sti\\_in\\_outlook-2018-en](https://doi.org/10.1787/sti_in_outlook-2018-en) >.
- \_\_\_\_\_. *OECD Science, technology and industry scoreboard 2017: the digital transformation*. Paris: OECD Publishing, 2017. Available at: <https://goo.gl/vzV2zM>. Accessed on November 3, 2019.
- RAUEN, A. T. (Org.). *Políticas de inovação pelo lado da demanda no Brasil*. Brasília: Ipea, 2017.

REISSER, Carlos; Soares, Itânia; Steinmetz, Ricardo; Gonçalves, Silvia. *Processos de Produção de Energia, em Energia Limpa e Acessível: Contribuições da Embrapa*. E-book, Cap. 4. Brasília: Embrapa, 2018.

ROCHA, Glauter; RAUEN, André. *Mais Desoneração, Mais Inovação? Uma avaliação da recente estratégia brasileira de intensificação dos incentivos fiscais à Pesquisa e Desenvolvimento*. Dissertation. IPEA, 2018.

SANTOS, Gesmar. *Pesquisa em biomassa energética no Brasil: apontamentos para políticas públicas*. Radar – Tecnologia, Produção e Comércio Exterior, n. 26, p. 25-36, 2013.

\_\_\_\_\_. *Energias renováveis no Brasil: desafios de pesquisa e caracterização do financiamento público*. Rio de Janeiro: Ipea, 2015. (Dissertation, n. 2047).

\_\_\_\_\_. *Infraestrutura de pesquisa em energias renováveis no Brasil*. In: DE NEGRI, F.; SQUEFF, F. H. S. (Orgs.). *Sistemas setoriais de inovação e infraestrutura de pesquisa no Brasil*. Brasília: Ipea; Finep; CNPq, 2016a. Disponível em: <[https:// goo.gl/Fdts28](https://goo.gl/Fdts28)>. Accessed on March 11, 2018.

\_\_\_\_\_. *Mudanças no apoio à pesquisa em energias no Brasil: subindo degraus da inovação?* Radar – Tecnologia, Produção e Comércio Exterior, n. 44, p. 7-17, 2016b.

WORLD ECONOMIC FORUM. *Global Competitiveness Index 2019*. Disponível em: [http://www3.weforum.org/docs/WEF\\_TheGlobalCompetitivenessReport2019.pdf](http://www3.weforum.org/docs/WEF_TheGlobalCompetitivenessReport2019.pdf).

Acesso em 03 Novembro 2019.

WU, Xu. RAMESH, R., HOWLETT, Michael e FRITZEN, Scott. *Implementação de políticas públicas*, Elsevier. 2013.

YIN, Robert. *Case Study Methods*. Cosmos Corporation, 2004.

## **Biography Of The Authors**

**Cacia Pimentel** is a Law Professor and a Renewable Energy and Climate Change Consultant. She is a PhD Candidate at Mackenzie University Law School and a Research Scholar at the Sabin Center for Climate Change, at Columbia University, New York (2020); She got an LLM at Cornell Law School, studying the impact of subsidies on the ethanol market. She focuses her studies and consultancy on Clean Energy Law, Decarbonization of the Energy Matrix and Public Policies. [caciapimentel2012@gmail.com](mailto:caciapimentel2012@gmail.com).

**Daniel Menezes** is a Law Professor, Graduated in Law (PUC-Campinas Brazil), Specialized in Constitutional Law and Civil Procedural Law (PUC-Campinas), in

Didactics and Pedagogical Practice in Higher Education (Centro Universitário Padre Anchieta), Master and Doctor in Political and Economic Law (Universidade Presbiteriana Mackenzie -SP), Post-Doctor in Law (USP, Sao Paulo). Professor of the Pos Graduate Program in Political and Economic Law at the Mackenzie University Law School. Member of CIRIEC-Brasil. E-mail: [nagao.menezes@gmail.com](mailto:nagao.menezes@gmail.com).

## CAPÍTULO VI

### **Aspectos jurídico-legais da produção de energia a partir de fontes hídricas por meio de geradoras de pequeno porte: desafios e perspectivas da sustentabilidade a partir das experiências no Estado de Santa Catarina (Brasil)**

ANDRÉ HENRIQUE ALTHOFF<sup>1</sup>

CAETANO DIAS CORRÊA<sup>2</sup>

VINÍCIUS J. S. FAQUETI<sup>3</sup>

**Resumo:** O presente trabalho debruça-se sobre o panorama da produção de energia elétrica a partir de fontes hídricas por meio de geradoras de pequeno porte na região brasileira correspondente ao Estado de Santa Catarina. De acordo com a autoridade reguladora brasileira do setor (ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica), tais usinas podem ser classificadas em Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's) e Centrais Geradoras Hidráulicas (CGH's). A comunicação procura credenciar-se pelo ineditismo ao promover uma análise eminentemente indutiva do tema (em distinção à tônica dedutiva mais comum no âmbito de reflexões sobre o assunto). Nesse sentido, é objetivo da apresentação evidenciar o cenário local catarinense, destacando suas características geográficas e geopolíticas atuais, seus ativos ambientais, benefícios e potencialidades, bem como as possibilidades de configuração de interfaces de contribuição para uma economia global energética hipocarbônica, baseada em matrizes renováveis e, portanto, sustentável. Para tanto, o trabalho procura indicar, inicialmente, a complexa regulação jurídico-legal da atividade, que envolve a coexistência tanto de normas regulamentares emanadas por autoridades legislativas e executivas de distintos níveis (federal, estadual e municipal), não raro antinômicas entre si, bem como a sujeição à fiscalização por agentes de órgãos igualmente vinculados aos distintos âmbitos da Administração Pública no Brasil. Em seguida, com base no exemplo da experiência local, apresenta-se os principais desafios e dificuldades de implantação e operação das geradoras de pequeno porte, sobretudo a partir tanto da tecnologia por elas demandada, seus custos e complexidades operativas. Procura-se, por fim, expor a compreensão do grande número de variáveis que se entrelaçam nessa realidade, com vistas à produção de energia elétrica ambientalmente responsável e economicamente viável. Efetivados tais diagnósticos conjunturais, a indicar o *status* de seu objeto de análise (o qual, em que pese tomar por base o recorte geográfico local de Santa Catarina, pode servir de padrão para a compreensão de um modelo que se reproduz em maior ou menor grau por diversas outras localidades no Brasil) o trabalho busca, em seguida, indicar as melhores formas de estruturação jurídico-negocial dos empreendimentos de geração de energia por meio de PCH's e CGH's, com vistas sobretudo a promover em seus diversos níveis (contratual, regulatório, trabalhista, ambiental etc.), a segurança jurídica das operações, a fim de proteger e conjugar, de maneira virtuosa, os vultosos investimentos efetivados e ativos necessários para sua implantação, com a higidez, preservação e promoção das matrizes naturais envolvidas no

---

<sup>1</sup> Althoff Correa Advogados

<sup>2</sup> Althoff Correa Advogados

<sup>3</sup> Althoff Correa Advogados



processo, num contributo à transformação do paradigma global do setor de energia.

**Palavras-Chave:** Fontes Renováveis de Energia em Santa Catarina - Marcos Regulatórios de Produção de Energia por Hidrelétricas - Estruturação de Empreendimentos Sustentáveis em PCH's e CGH's

## **Introdução**

O setor elétrico brasileiro possui idiossincrasias que somente podem ser compreendidas dentro de sua evolução histórica. Marcado pela tendência centralizadora e por legislação casuística, o mosaico resultante dessa dinâmica dependeu de constantes arranjos para manter-se estável. Como definir o histórico do setor foge ao escopo do presente trabalho e considerando que outros melhores trabalhos já o fizeram<sup>4</sup>, parte-se de uma rápida análise do estado da arte da arquitetura regulatória aplicável aos empreendimentos de geração de energia elétrica com a intenção de abordar as espécies de interesse ao presente trabalho, nomeadamente as centrais geradoras com reduzido potencial de produção de energia – PCH's e CGH's, para, então, abordar as relevantes contribuições da experiência catarinense no desenvolvimento desse tipo de empreendimento.

### **1. Classificação Dos Empreendimentos De Geração Hidroelétrica No Brasil**

#### **1.1 Caracterização dos geradores de energia na legislação brasileira**

O atual paradigma do setor elétrico brasileiro entende quatro distintos segmentos de mercado: i) geração; ii) transmissão; iii) distribuição; e iv) comercialização. Estes quatro diferentes segmentos constituem divisão racional da operação comum ao setor elétrico e já estavam previstos no Código das Águas (Decreto 24.643/1934) e no Decreto 41.019/1957, que regulamentou no país os serviços de energia elétrica. Apesar da clara distinção das atividades, a obrigatória setorização ocorreu apenas na década de 90. Até então, cada agente do setor realizava ao mesmo tempo todas as quatro funções. Conforme leciona Rodrigo Bernardes Bragas, a fragmentação (*unbundling*) permitiu o aumento de investimentos, garantindo uma maior abertura do mercado para novos agentes, a descentralização das atividades e o aumento dos investimentos na infraestrutura.

---

<sup>4</sup> Sobre o aspecto histórico dos marcos regulatórios do setor elétrico brasileiro, ver BRAGA, Rodrigo Bernardes. *Manual de direito da energia elétrica*. Belo Horizonte: Editora D'Plácido, 2016; e DALMARCO, Arthur Rodrigues. *Regulação, Energia e Inovação: uma análise comparativa entre Brasil e Estados Unidos*. Rio de Janeiro: Lumen Iuris, 2017.

<sup>5</sup> BRAGA, Rodrigo Bernardes. *Manual de direito da energia elétrica*. Belo Horizonte: Editora D'Plácido, 2016. p. 108.

De especial interesse ao presente trabalho, o segmento de geração é aquele “responsável por produzir energia elétrica e injetá-la nos sistemas de transporte (transmissão e distribuição) visando a entrega segura aos consumidores [convertendo] qualquer fonte de energia (cinética, térmica, solar eólica, etc.) em energia elétrica.”<sup>6</sup>

De forma geral, a classificação de empreendimentos de geração adotada pelo ordenamento jurídico brasileiro utiliza dois critérios centrais: a matriz energética (dentre hidráulica, térmica, fotovoltaica, eólica, nuclear, etc.) e a potência de geração (geralmente nos marcos de cinco, trinta e cinquenta mil quilowatts de potência). Com base nestes critérios os agentes são classificados nos diferentes regimes de outorga por meio do qual o empreendedor explorará a atividade de geração.

Acerca do potencial de matriz hidráulica, as primeiras normas integradas ao ordenamento jurídico brasileiro já previam sua excessiva centralização na figura da União. A constituição de 1934, promulgada por Getúlio Vargas, conferia à União o papel de legislar exclusivamente sobre energia (artigo 5º, XIX, ‘j’) e submetia a exploração de qualquer potencial hidrelétrico ao regime de outorga pela União (artigo 119), determinando ainda a nacionalização progressiva dos empreendimentos (artigo 119, §4º) e mesmo a submissão posterior a esse regime dos empreendimentos já existentes (artigo 12). As constituições brasileiras seguintes repetiram o regime criado na década de trinta, reservando à União o direito sobre qualquer potencial hidráulico de geração de energia.<sup>7</sup>

Relevante destacar que se submetem a regimes distintos o potencial hidráulico, o curso d’água que dele se origina e as terras nas quais o rio se encontra. Com efeito, analisando a constituição federal atual, o potencial hidráulico pertence à União (artigo 28, VIII), que por legislação própria determina a forma de exploração. Os corpos d’água, nomeadamente os rios, pertencerão à União somente se “em terrenos de seu domínio, ou que banhem mais de um Estado, sirvam de limites com outros países, ou se estendam a território estrangeiro ou dele provenham, bem como os terrenos marginais e as praias fluviais; (artigo 28, III). Caso contrário pertencerão aos Estados. As terras pelas quais passa o curso d’água e nas quais, por consequência, localiza-se o potencial hidráulico, poderão ser propriedade do particular ou de entes públicos. Tal distinção de regime entre estes três elementos cria a necessidade de ferramentas diversas para a viabilização do setor elétrico, como remunerações para os entes públicos proprietários do curso d’água

---

<sup>6</sup> Idem, p. 213.

<sup>7</sup> Como pode ser visto nas constituições de 1937 (arts. 16 e 143), de 1946 (arts. 5º, XV, I, e 153), de 1967 (arts. 8, XV, b, XVII, i, e 161) e de 1988 (arts. 20, VIII, 176, 21, XII, b, 176).

e procedimentos específicos de desapropriação dos proprietários voltados ao setor elétrico.

Conquanto o ordenamento jurídico do setor elétrico brasileiro seja composto por um mosaico complexo, as normas gerais relativas à concessão de outorga de exploração de empreendimentos de geração de energia elétrica podem ser rastreada até três regulamentos: a Lei 9.074/1995, que “estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências.”; a Lei 9.427/1996, que “Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências.”; bem como o Decreto 4.932/2003, que “Dispõe sobre a delegação de competências à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL previstas na Medida Provisória no 144, de 10 de dezembro de 2003, e dá outras providências.” As três normas determinam parâmetros gerais e entregam à agência reguladora específica – a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL a competência da União para regular as outorgas de geração do setor elétrico, o que é feito pela agência por meio de Resoluções Normativas - REN<sup>8</sup>.

Não se olvida que para além das três citadas normas, há uma complexa gama de leis, decretos portarias, resoluções e regulamentos expedidos pela trama de agentes reguladores do setor elétrico<sup>9</sup>. As três normas elencadas, contudo, respondem diretamente pela competência regulatória da ANEEL e determinam os parâmetros gerais de outorga do direito de geração de energia elétrica, razão pela qual foram destacadas.

## **1.2 Classificação dos geradores de energia de matriz hidráulica**

Como dito, o setor elétrico brasileiro reconhece e classifica os empreendimentos de geração de energia elétrica com base na matriz energética transformada e, dentro de cada matriz, pela capacidade de geração do empreendimento. A matriz hidráulica é aquela que converte a energia cinética de quedas d'água em energia elétrica pela movimentação de uma turbina.

Para a classificação dos empreendimentos de geração de energia elétrica de matriz

---

<sup>8</sup> O presente trabalho usará a abreviação REN para se referir às resoluções normativas da ANEEL.

<sup>9</sup> Duas causas principais podem justificar a enorme quantidade de instrumentos regulatórios do setor elétrico. Em primeiro lugar, a inexistência de um marco regulatório implica na fragmentação em diversas e diferentes normas, que se acumularam ao longo do tempo sem que, em momento algum, tenha havido uma revisão geral. Tal fragmentação é, então, potencializada pelas diferentes competências normativas de cada agente regulador, distribuídas entre a União, o Ministério de Minas e Energia, a Agência Nacional de Energia Elétrica, o Operador Nacional do Sistema, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, etc.

hidráulica podem ser citadas três normas emitidas pela ANEEL. São a REN 395/1998, que "Estabelece os procedimentos gerais para registro e aprovação de estudos de viabilidade e projeto básico de empreendimentos de geração hidrelétrica, assim como da autorização para exploração de centrais hidrelétricas até 30 MW e dá outras providências.", a REN 673/2015, que "Estabelece os requisitos e procedimentos para a obtenção de outorga de autorização para exploração de aproveitamento de potencial hidráulico com características de Pequena Central Hidrelétrica – PCH." e a REN 765/2017, que "Estabelece os requisitos e procedimentos para a obtenção de outorga de autorização para exploração de aproveitamento de potencial hidráulico de 5.000 até 50.000 kW, sem características de Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCH."

A classificação dos empreendimentos de geração dentro da matriz hidráulica se dá pelo potencial de geração hipotético ou projetado que cada queda d'água possui. Por meio de procedimento denominado "estudo de inventário hidrelétrico" (regulado pela REN 672/2015) se determina o "aproveitamento ótimo" do rio, "definido em sua concepção global pelo melhor eixo do barramento, arranjo físico geral, níveis d'água operativos, reservatório e potência, integrante da alternativa escolhida para divisão de quedas de uma bacia hidrográfica"<sup>10</sup>.

Definido o aproveitamento ótimo por meio do estudo de inventário, determina-se a potência do empreendimento e, como consequência, sua classificação dentro do ordenamento jurídico, de acordo com as já citadas REN's 395, 673 ou 765, aplicando-se o regime de outorga respectivo.

### **1.2.a Centrais Geradoras Hidrelétricas - CGH'S**

Atualmente, os empreendimentos de geração cuja capacidade instalada seja inferior a 5.000 kW ficam dispensados de registro prévio, por força do artigo 8º da Lei 9.074/1995<sup>11</sup>. A REN 673/2015 regula a "comunicação de implantação das centrais geradoras com capacidade reduzida" em seu artigo 21<sup>12</sup>. Em síntese, o empreendedor

---

<sup>10</sup> Lei 9.074/1995, art. 5º, §3º.

<sup>11</sup> Lei 9.074/1995, Art. 8º O aproveitamento de potenciais hidráulicos e a implantação de usinas termoelétricas de potência igual ou inferior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts) estão dispensados de concessão, permissão ou autorização, devendo apenas ser comunicados ao poder concedente.

<sup>12</sup> REN 673, Art. 21. A implantação de aproveitamentos hidrelétricos com potência igual ou inferior a 3.000 KW deverá ser comunicada à ANEEL. § 1º Para fins de comunicação, o interessado deverá cadastrar as informações sobre seu empreendimento, após sua implantação, conforme determinações disponíveis no sítio da ANEEL na internet. § 2º A comunicação não isenta o empreendedor das obrigações ambientais e exigências requeridas pelos órgãos públicos federais, estaduais ou municipais, não gerando qualquer imputação de responsabilidades ao Poder Concedente ou à ANEEL. § 3º O aproveitamento hidrelétrico

deverá comunicar à ANEEL a existência do empreendimento apenas após sua instalação. Tal regime, denominado pela REN de “central geradora de capacidade reduzida” é conhecido no setor como Central Geradora Hidrelétrica – CGH.

Como consequência do regime de simples comunicação e registro, não há outorga pelo estado dos direitos de geração de energia elétrica. Este *status* do empreendimento classificado como PCH tem determinadas consequências relevantes, como a desnecessidade de entrega da central geradora ao Estado após o vencimento do prazo de outorga e a inexistência de direito de desapropriar imóveis necessários ao empreendimento.

### **1.2.b Usinas Hidrelétricas e Pequenas Centrais Hidrelétricas – UHE’s e PCH’s**

Em sequência, serão denominados de Usinas Hidrelétricas – UHE os empreendimentos projetados com mais de 5.000 kW. O empreendimento entre 5.000 kW e 50.000 kW será objeto de outorga por meio de autorização para exploração, conforme regulado pela REN 765/2017. Cursos de rio com potência instalada superior a 50.000 kW somente serão explorados mediante licitação prévia promovida pela ANEEL, por força do artigo 5º da Lei 9.074/1995<sup>13</sup>, seja na modalidade: (‘i’) de concessão de serviço público; (‘ii’) para produção independente ou; (‘iii’) de uso de bem público para autoprodução; as últimas duas reguladas pelo Decreto 2.003/1996.

Necessário destacar que os regimes de outorga no setor elétrico contêm sensíveis variações dos homônimos geralmente utilizados pelo ordenamento jurídico brasileiro. Não sendo o escopo deste trabalho desenvolver este tema, pelo momento é suficiente registrar que a outorga por autorização dispensa concorrência por meio de licitação, bastando que o interessado atenda todos os requisitos legais e seja o primeiro a registrar e instalar o empreendimento. Ainda, guarda certa estabilidade, visto garantido prazo mínimo de exploração de trinta e cinco anos (REN 765, art. 26<sup>14</sup>). Já o regime de

---

descrito no caput que vier a ser afetado por aproveitamento ótimo do curso d’água não acarretará ônus de qualquer natureza ao Poder Concedente ou à ANEEL, nos termos da legislação vigente.

<sup>13</sup> Art. 5º São objeto de concessão, mediante licitação: I - o aproveitamento de potenciais hidráulicos e a implantação de usinas termoeletricas de potência superior a 50.000 kW (cinquenta mil quilowatts) destinados a execução de serviço público; II - o aproveitamento de potenciais hidráulicos de potência superior a 50.000 kW (cinquenta mil quilowatts) destinados a produção independente de energia elétrica; III - de UBP, o aproveitamento de potenciais hidráulicos de potência superior a 50.000 kW (cinquenta mil quilowatts) destinados a uso exclusivo de autoprodutor, resguardado direito adquirido relativo às concessões existentes.

<sup>14</sup> Art. 26. As outorgas de autorização emitidas com base nesta Resolução terão vigência de 35 (trinta e cinco) anos.

concessão deve ser precedido de licitação para obtenção da outorga.

Há, contudo, uma categoria de empreendimento de geração com qualidades especiais. As UHE's que tenham potência instalada entre 5.000 kW e 30.000 kW, cuja área de reservatório de até 13 km<sup>2</sup>, excluindo a calha do leito regular do rio, nos termos do artigo 2º da REN 673/2015<sup>15</sup>, serão consideradas como Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH's. Afora as distinções administrativas na forma de requerimento, a principal diferença entre uma PCH e uma UHE é o reduzido impacto ambiental da primeira, por conta da característica de restrição da área de reservatório. Muitas, inclusive, operam sem reservatório, modalidade de produção conhecida como “fio d'água”.

### 1.3 Descrição do cenário catarinense dos empreendimentos de PCH's e CGH's

O Estado de Santa Catarina está entre os mais proeminentes no desenvolvimento de empreendimentos de geração de energia elétrica hidráulica de pequena capacidade, tanto com relação à categoria das PCH's quanto das CGH's.

Em termos nacionais, segundo informações obtidas por meio do Banco de Informações de Geração, mantido pela ANEEL<sup>16</sup>, Santa Catarina é o quarto Estado com maior número de PCH's instaladas (51), correspondendo igualmente ao quarto lugar na potência instalada com relação a este tipo de empreendimento (512.746 kW). Com relação às CGH's, o Estado encontra-se em primeiro lugar, com 186 empreendimentos instalados, que correspondem igualmente ao primeiro lugar em produção de energia por tal modalidade de geradores (218.706 kW) cuja média por empreendimento é superior à média nacional.<sup>17</sup>

| Pequenas Centrais Hidrelétricas por estado | Centrais Geradoras Hidrelétricas por estado |
|--|---|
|--|---|

<sup>15</sup> REN 673, art. 2º. Art. 2º Serão considerados empreendimentos com características de PCH aqueles empreendimentos destinados a autoprodução ou produção independente de energia elétrica, cuja potência seja superior a 3.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW e com área de reservatório de até 13 km<sup>2</sup>, excluindo a calha do leito regular do rio. § 1º O aproveitamento hidrelétrico com área de reservatório superior a 13 km<sup>2</sup>, excluindo a calha do leito regular do rio, será considerado como PCH se o reservatório for de regularização, no mínimo, semanal ou cujo dimensionamento, comprovadamente, foi baseado em outros objetivos que não o de geração de energia elétrica. § 2º A regularização de que trata o §1º deste artigo será aferida por meio do volume útil e da vazão máxima turbinada.

<sup>16</sup> AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Banco de Informações de Geração, Capacidade Instalada por Estado. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/ResumoEstadual/ResumoEstadual.cfm>>. Acesso em 19 mar 2019.

<sup>17</sup> Tabela elaborada pelos autores.

*Aspectos jurídico-legais da produção de energia a partir de fontes hídricas por meio de geradoras de pequeno porte: desafios e perspectivas da sustentabilidade a partir das experiências no Estado de Santa Catarina (Brasil)*

| <b>Esta<br/>do</b> | <b>Quantidade<br/>de<br/>empreendi<br/>mentos</b> | <b>Potên<br/>cia<br/>(kW)</b> | <b>Média por<br/>empreendi<br/>mento</b> | <b>Esta<br/>do</b> | <b>Quantidade<br/>de<br/>empreendi<br/>mentos</b> | <b>Potên<br/>cia<br/>(kW)</b> | <b>Média por<br/>empreendi<br/>mento</b> |
|--------------------|---|-------------------------------|--|--------------------|---|-------------------------------|--|
| MT                 | 62  | 960.5<br>94                   | 15.493                                   | SC                 | 186   | 218.7<br>06                   | 1.175                                    |
| MG                 | 71  | 752.9<br>80                   | 10.605                                   | MG                 | 163   | 163.2<br>97                   | 1.001                                    |
| RS                 | 53  | 612.0<br>98                   | 11.549                                   | MT                 | 65  | 71.42<br>0                    | 1.098                                    |
| SC                 | 51  | 512.7<br>46                   | 10.053                                   | PR                 | 63  | 70.45<br>7                    | 1.118                                    |
| GO                 | 23  | 476.3<br>82                   | 20.712                                   | SP                 | 41  | 43.80<br>6                    | 1.068                                    |
| SP                 | 40  | 323.5<br>61                   | 8.089                                    | RS                 | 54  | 38.09<br>9                    | 705                                      |
| PR                 | 30  | 290.2<br>69                   | 9.675                                    | RO                 | 13  | 23.41<br>7                    | 1.801                                    |
| RJ                 | 19  | 253.8<br>55                   | 13.360                                   | TO                 | 12  | 14.91<br>0                    | 1.242                                    |
| ES                 | 14  | 222.3<br>52                   | 15.882                                   | BA                 | 19  | 13.37<br>6                    | 704                                      |
| MS                 | 12  | 220.6<br>68                   | 18.389                                   | RJ                 | 16  | 10.39<br>6                    | 649                                      |
| TO                 | 15  | 176.4<br>34                   | 11.762                                   | GO                 | 14  | 9.523                         | 680                                      |
| RO                 | 17  | 151.4<br>21                   | 8.907                                    | MS                 | 19  | 8.851                         | 465                                      |
| BA                 | 7   | 89.75<br>0                    | 12.821                                   | PE                 | 11  | 6.828                         | 620                                      |
| PA                 | 3   | 60.00<br>0                    | 20.000                                   | AL                 | 6   | 3.134                         | 522                                      |

|  |   |        |        |  |   |       |       |
|--|---|--------|--------|--|---|-------|-------|
| DF   | 1 | 30.000 | 30.000 | PA   | 5 | 3.122 | 624   |
| PE   | 4 | 17.975 | 4.493  | ES   | 6 | 1.868 | 311   |
| RR   | 1 | 5.000  | 5.000  | CE   | 2 | 1.263 | 631   |
| PB   | 1 | 3.520  | 3.520  | PB   | 1 | 1.000 | 1.000 |
| AL   | 1 | 1.250  | 1.250  | SE   | 1 | 364   | 364   |
| <b>Média ponderada de potência por empreendimento BR</b> |   |        | 12.143 | <b>Média ponderada de potência por empreendimento BR</b> |   |       | 1.009 |

A geografia e história locais são fatores preponderantes para a disseminação de empreendimentos de geração no estado. A colonização de pequenas comunidades de imigrantes europeus, especialmente de agricultores e comerciantes, que se espalharam nos diversos recantos do estado possibilitou a exploração dos pequenos potenciais locais. Ademais, a existência destes pequenos potenciais locais encontra-se determinada pela geografia. São dez regiões hidrográficas, nas quais se localizam vinte e três cursos d'água, listados pela Lei Estadual 10.949/1998. A conformação geográfica do estado levou o Poder Público a identificar dez regiões hidrográficas, reconhecendo, nelas, vinte e três bacias, listados pela Lei Estadual 10.949/1998<sup>18</sup>.

Dada a proeminência do estado no desenvolvimento de empreendimentos de geração de pequeno porte, a experiência acumulada aponta dificuldades locais para o desenvolvimento e exploração de centrais geradoras de pequeno porte que podem trazer importantes contribuições para outros empreendedores.

## **2. Implantação E Exploração De Geradoras De Pequeno Porte Em Santa Catarina: A Sustentabilidade Entre Os Custos Econômicos E As Complexidades Legais**

<sup>18</sup> Art. 3º - Para efeito desta Lei, as 10 (dez) Regiões Hidrográficas ficam assim denominadas e formadas: I - RH 1 - Extremo Oeste (Bacias: Peperi-Guaçú e Antas - Área da Região - 5.962 Km<sup>2</sup>); II - RH 2 - Meio Oeste (Bacias: Chapecó e Irani - Área - 11.064 Km<sup>2</sup>); III - RH 3 - Vale do Rio do Peixe (Bacias: Peixe e Jacutinga - Área - 8.189 Km<sup>2</sup>); IV - RH 4 - Planalto de Lages (Bacias: Canoas e Pelotas - Área - 22.808 Km<sup>2</sup>); V - RH 5 - Planalto de Canoinhas (Bacias: Iguaçú, Negro e Canoinhas - Área - 11.058 Km<sup>2</sup>); VI - RH 6 - Baixada Norte (Bacias: Cubatão e Itapocú - Área - 5.138 Km<sup>2</sup>); VII - RH 7 - Vale do Itajaí (Bacia: Itajaí-Açú - Área - 15.111 Km<sup>2</sup>); VIII - RH 8 - Litoral Centro (Bacias: Tijucas, Biguaçu, Cubatão do Sul e Madre - Área - 5.824 Km<sup>2</sup>); IX - RH 9 - Sul Catarinense (Bacias: Tubarão e D' Una) - Área - 5.991 Km<sup>2</sup>); X - RH10 - Extremo Sul Catarinense (Bacias: Araranguá, Urussanga e Mampituba - Área - 4.849 Km<sup>2</sup>).



## **2.1 Os recursos ambientais como elemento da ordem econômica**

A constituição federal brasileira concebe o princípio da livre iniciativa dentro de uma economia balizada por diversos princípios dirigistas orientados para o que a convencionou-se chamar de “estado social”. A “economia social de mercado”, como classificada por Derani<sup>19</sup>, assim, permite o desenvolvimento da economia de mercado desde que em consonância com determinados valores constitucionalmente eleitos.

Segundo Derani, a constituição brasileira trata ao mesmo tempo o termo “ordem econômica” nas suas conotações ôntica e deôntica: busca adequar o necessário respeito à organização própria da economia, respeitando suas próprias leis gerais, aos princípios constitucionais elencados pelo legislador, que modifica a ordem do “ser” do mercado pelas normas jurídicas da qualidade “dever ser”. Dentre eles, a defesa do meio ambiente e do uso dos recursos naturais:

“Certo é que a concretização de uma qualidade de vida satisfatória, capaz de atingir toda sociedade, está intrinsecamente relacionada ao modo de como esta sociedade dispõe da apreensão e transformação de seus recursos, ou seja, de *como desenvolve sua atividade econômica*. Esta assertiva conduz necessariamente à indagação de qual o conteúdo daquilo que se resume como desenvolvimento econômico, e de que maneira seus elementos constitutivos estão presentes no texto constitucional.”<sup>20</sup>

A atividade econômica, assim, está guiada pela necessária proteção ao meio ambiente. A política monetarista não é a única previsão limitadora da ordem econômica. E dentre as diversas balizas de tal ordem econômica, encontra-se “o uso sustentável dos recursos naturais (corolário do princípio da defesa do meio ambiente, art. 170, VI; bem como dedutível da norma expressa no art. 225, IV)”.<sup>21</sup>:

“A necessidade de assegurar a base natural da vida (natureza) coloca novos matizes na política econômica. É, na verdade, o grande desafio das políticas econômicas. A obviedade da necessidade de uma relação sustentável entre desenvolvimento industrial e meio ambiente é exatamente a mesma da irreversibilidade da dependência da sociedade moderna dos seus avanços técnicos e industriais. Assim, qualquer política econômica deve zelar por um

---

<sup>19</sup> DERANI, Cristiane. *Direito Ambiental Econômico*. São Paulo: Max Limonad, 1997.

<sup>20</sup> *Ibidem*. p. 236.

<sup>21</sup> *Ibidem*. p. 237.

desenvolvimento da atividade econômica e de todo seu instrumental tecnológico ajustados com a conservação dos recursos naturais e com uma melhora efetiva da qualidade de vida da população.”<sup>22</sup>

O estudo da viabilidade dos empreendimentos de geração de energia, no Brasil como no mundo, passa pela análise regulatória do uso dos recursos naturais. Para além da supressão de vegetação, características comuns aos grandes empreendimentos de infraestrutura, é relevante o estudo da experiência catarinense acerca de adversidade específica relativa à Política Nacional de Recursos Hídricos, que fundamenta norma local de grande importância aos empreendimentos de geração.

Por outro lado, do ponto de vista do empreendedor, a análise da viabilidade ambiental de um empreendimento de geração é apenas um dos componentes de viabilidade do empreendimento em si. O insumo fundamental dos geradores de matriz hidráulica – nomeadamente, a água -, é apenas um dos elementos dentro da cadeia produtiva que devem ser considerados. Conquanto possa ser dito que, por conta do marco regulatório do setor elétrico brasileiro, a vazão do produto final – energia elétrica – não seja uma preocupação imediata ao produtor<sup>23</sup>, o estudo prévio da viabilidade do empreendimento passa pelo estudo do retorno de investimento considerando os ganhos de longo prazo em relação aos gastos de capital e operacionais (*capital expenditures* e *operational expenditures*). A experiência catarinense também revela algo de relevante na estruturação de empreendimento de geração de matriz hidráulica nesse sentido.

## **2.2 A experiência catarinense relativa ao uso dos recursos naturais: a polêmica da Lei Estadual 14.652/2009**

Adversidade comum aos empreendedores do setor elétrico no Brasil são as normas de direito ambiental. Para além da aparente contraditoriedade entre acomodar a necessária e importante proteção ao patrimônio ambiental com o desenvolvimento de projetos de grande impacto, a dificuldade frequentemente reside na complexidade regulatória e, não

---

<sup>22</sup> Ibidem, p. 239.

<sup>23</sup> Em uma análise simplificada, o mercado brasileiro de energia elétrica absorve integralmente o total da produção, distribuindo-a para todos os pontos de carga conectados no Sistema Integrado Nacional. Assim, a energia produzida por qualquer agente é injetada no sistema e por ela o agente será recompensado, ainda que não tenha firmado contrato com qualquer consumidor específico, por meio de procedimento de liquidação realizado no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Assim, é correto afirmar que não é uma preocupação imediata do empreendedor, quando projeta seu negócio, a existência de mercado consumidor ou sua inserção nele, vez que sua remuneração será garantida, mas apenas a adequação da projeção daquela remuneração com os compromissos financeiros decorrentes da construção e manutenção do empreendimento de geração.

raro, no cruzamento entre normas expedidas por diferentes agentes reguladores do setor.

Santa Catarina divide problemas comuns com os empreendimentos de geração de energia elétrica projetados em outros locais. A supressão de vegetação, o possível desnaturamento das belezas cênicas, a existência de espécies endêmicas, populações ribeirinhas ou acervos históricos são elementos que frequentemente dificultam, encarecem ou mesmo inviabilizam a instalação de empreendimentos de geração hidroelétrica. A experiência local, porém, conta com norma que causou grande impacto no desenvolvimento de empreendimentos de geração de energia elétrica de matriz hidráulica.

No ano de 2009, o estado de Santa Catarina editou a Lei Estadual 14.652, que “Institui a avaliação integrada da bacia hidrográfica para fins de licenciamento ambiental e estabelece outras providências”. A norma condicionava a emissão de licença ambiental prévia de usinas hidrelétricas (UHE) à confecção de Avaliação Ambiental Integrada (AAI). Bim<sup>24</sup> afirma que, conquanto não possua definição jurídica positivada no Brasil, a experiência internacional denomina instrumentos semelhantes ao AAI de “Avaliação Ambiental de Planos e Programas” (EUA), ou *Strategic Environmental Assesment* (EU). Em Portugal, o instrumento é previsto na Lei de Bases do Ambiente (Lei 19/2014). São instrumentos genéricos formulados para orientar políticas públicas.

A imposição legal parece buscar a aplicação da Política Nacional de Recursos Hídricos, criada pela Lei Federal 9.433/1997. Esta lei determina as bases para a política nacional de gestão e uso dos recursos hídricos, definindo os instrumentos necessários à consecução de seus objetivos. Dentre eles, o plano de recursos hídricos, definido como “planos diretores que visam a fundamentar e orientar a implementação da Política Nacional de Recursos Hídricos e o gerenciamento dos recursos hídricos” (art. 6º). Tais planos deveriam ser confeccionados “por bacia hidrográfica, por Estado e para o País” (art. 8º). Órgãos regulatórios do setor, como o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente – IBAMA e o Conselho Nacional do Meio Ambiente – CONAMA, criaram normativas para desenvolver as políticas públicas voltadas à gestão dos recursos hídricos, com atenção especial à unidade básica do sistema – as bacias hidrográficas.

Assim, pela Lei 9.433/1997, deveriam ser desenvolvidos estudos para cada bacia

---

<sup>24</sup> BIM, Eduardo Fortunato. “Avaliação Ambiental Estratégica (AAE), Licenciamento Ambiental e Autocontenção Judicial”. In: Revista da AGU-DF, ano XIII, n 41, p 149/190, jul/set 2014.

hidrográfica do país com a finalidade de guiar as políticas públicas. Em razão da lei catarinense, portanto, os licenciamentos ambientais de empreendimentos de geração restariam prejudicados até que fossem realizadas as Avaliações Integradas de Bacias Hidrográficas. Suplantando-se o debate acerca do acerto ou desacerto da medida, que foge ao objeto do presente trabalho, é necessário reconhecer que tal medida impôs severa penalidade aos empreendedores do setor.

A norma, contudo, em sua redação original, criou importante exceção. Considerando o reduzido impacto ambiental das PCH's, o licenciamento ambiental das Pequenas Centrais Hidrelétricas restou dispensado daquele estudo integrado, exceto quando houver, cumulativamente: “necessidade de desmatamento da vegetação nativa em estágio avançado de regeneração superior a 150 hectares; e área alagada superior a 300 hectares.”<sup>25</sup> Conquanto nada diga, a prática confirmou que a benesse foi estendida também para as CGH's.

O Ministério Público de Santa Catarina<sup>26</sup> - MPSC, discordando acerca do teor da norma, ajuizou ações civis públicas<sup>27</sup> em face da Fundação Catarinense do Meio-Ambiente - FATMA<sup>28</sup> e dos empreendedores que buscavam licenciar seus empreendimentos. Em tais demandas<sup>29</sup>, o MPSC questionou a exceção criada pelo artigo 2º da Lei Estadual 14.652/2009, afirmando que a mesmo o licenciamento das PCH's deveria ser precedido da avaliação integrada da bacia hidrográfica e que a exceção de dispensa, prevista no artigo 2º e incisos, deveria ser calculada para cada bacia hidrográfica e não por empreendimento. Ou seja: se determinado empreendimento viesse a ser instalado em determinada bacia cujo rio tivesse outros empreendimentos que, em conjunto, tivessem de desmatar mais de 150 hectares de vegetação nativa em estágio de recuperação e tivessem área alagada superior a 300 hectares, então o licenciamento do empreendimento dependeria de avaliação integrada da bacia hidrográfica.

---

<sup>25</sup> Art. 2º O licenciamento ambiental das Pequenas Centrais Hidroelétricas no Estado fica dispensado da obrigação prevista no art. 1º, exceto quando houver: I - necessidade de desmatamento da vegetação nativa em estágio avançado de regeneração superior a 150 hectares; e II - área alagada superior a 300 hectares.

<sup>26</sup> Instituição com capacidade postulatória e de investigação, à qual incumbe a defesa da ordem jurídica, do regime democrático e dos interesses sociais e individuais indisponíveis.

<sup>27</sup> Ação regulada pela Lei 7.347/1985 que objetiva processar os responsáveis por danos morais e patrimoniais causados ao meio-ambiente, consumidores, bens e direitos de valor artístico, estético, histórico, turístico e paisagístico, infração à ordem econômica, urbanística, à honra e dignidade de grupos raciais, étnicos ou religiosos, ao patrimônio público e social e demais interesses difusos ou coletivos

<sup>28</sup> Agente regulador de normas ambientais a nível estadual.

<sup>29</sup> Pode-se citar o processo judicial distribuído sob o nº 001850-90.2010.8.24.0068 à vara única da comarca de Seara e o processo n.º 0002739-14.2009.8.24.0057, distribuído à 2ª vara da comarca de Santo Amaro da Imperatriz.)

O MPSC obteve já em 2010 medida judicial liminar para proibir que a FATMA pudesse emitir novas licenças ambientais para UHE's e PCH's em rios que não dispusessem do estudo exigido. Até o momento, apenas um dos processos obteve sentença judicial (pendendo ainda o julgamento do recurso) e as ordens proibitivas permanecem em vigor.

Contudo, o Estado expediu nova lei (Lei 16.344/2014), por meio da qual foram separadas as condições cumulativas dos incisos do artigo 2º da Lei 14.652/2009, aumentando, assim, a quantidade de PCH's que dependeriam do estudo. Ainda, reduz o teto do dano ambiental necessário (100 hectares e 200 hectares, respectivamente). Não tendo a medida legislativa surtido efeito para regressar o licenciamento ambiental dos empreendimentos de geração, em 2018 foi editada nova norma pelo estado (Lei Estadual 17.451/2018), alterando a Lei 14.652/2009 para especificar que a exceção à desnecessidade de estudo do impacto da bacia hidrográfica para PCH's deveria ser medido por empreendimento:

Art. 2º O licenciamento ambiental das Pequenas Centrais Hidroelétricas no Estado de Santa Catarina, definidas nos estudos de inventário hidroelétrico e nos projetos básicos aprovados pela Agência Nacional de Energia Elétrica, fica dispensado da obrigação prevista no art. 1º desta Lei, exceto quando houver:

I - necessidade de desmatamento da vegetação nativa em estágio avançado de regeneração superior a 100 (cem) hectares, por empreendimento; ou (Redação dada pela Lei nº 17.451/2018)

II - área total alagada superior a 200 (duzentos) hectares, por empreendimento. (Redação dada pela Lei nº 17.451/2018)

A medida legislativa provocou nova demanda judicial, ajuizada pelo MPSC, prosseguindo-se na discussão, que ainda não obteve tratamento definitivo pelo Poder Judiciário Catarinense. Se qualquer forma, sem adentrar no acerto ou desacerto das posições expostas no embate, vez que supera o objeto do presente estudo, é considerável o prejuízo causado pela suspensão de licenciamentos ao setor de geração de energia hidráulica no estado.

### **2.3 A experiência catarinense relativa à estruturação de empreendimentos de geração hidráulica de energia**

Nada obstante, para além de discussões acerca de elementos pontuais da conjuntura legal-judiciária apresentada no tópico anterior, é de se ter em conta que o Estado de Santa Catarina certamente possui condições propícias para a produção de energia de fonte hidráulica a partir de geradoras de pequeno porte.

O já mencionado grande potencial hidrológico do Estado se junta ao grande número de empresas voltadas para o desenvolvimento dessa área lá situadas, o que permite que todos os produtos e serviços necessários à constituição das unidades de geração, isto é, toda a cadeia necessária à implantação e operacionalização dos empreendimentos (do maquinário e da engenharia até a consultoria de projeto, implantação, gestão e comercialização), sejam produzidos e desempenhados a partir de agentes encontrados no próprio Estado, garantindo proximidade geográfica e, mais do que isso, facilidade e redução de custos, intensificando as oportunidades de parceria e as opções de investimento.

Ademais, há relativa facilidade de acesso a incentivos e linhas de crédito (sobretudo na figura do Banco Regional de Desenvolvimento do Extremo Sul - BRDE, agência de fomento regional com linhas próprias de crédito para o setor e agilidade na liberação de recursos<sup>30</sup>).

Assim, essa facilidade aos recursos técnicos e financeiros criam um ambiente favorável ao investimento no setor, de modo que tais ativos têm chamado a atenção de investidores do próprio mercado local, bem como minimizado os riscos e reduzido os ônus dos negócios ligados ao setor, facilitado inclusive a chegada de investidores estrangeiros.

Por outro lado, programas estatais de incentivo, como o SC Mais Energia<sup>31</sup>, bem como a existência de entidades associativas a congregar e promover os interesses da

---

<sup>30</sup> O BRDE financia “projetos e investimentos na produção de energia renovável, principalmente Usinas Eólicas, Usinas Solares, Pequenas Centrais Hidrelétricas, Usinas de Biomassa etc., que tenham como objetivo a eficiência energética, a sustentabilidade e a responsabilidade ambiental”. Disponível em <http://www.brde.com.br/brde-energia/>, acesso em 29 mar 2019.

<sup>31</sup> O Programa Catarinense de Energias Limpas – SC Mais Energia, foi criado no âmbito do Governo do Estado de Santa Catarina, tendo como objetivo “objetivo é fazer com que o momento delicado que vive o setor energético do país, resultado da escassez de chuvas e o aumento de consumo da população, não chegue à Santa Catarina. Para dar viabilidade ao programa foram reunidos diversos órgãos do Governo, uma força-tarefa para incentivar a atividade financeira do setor, aproveitar o potencial catarinense de geração de energia e manter-se na vanguarda do crescimento. A ideia é fortalecer principalmente as energias consideradas limpas e renováveis, como Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGHs), Eólica, Solar e Biomassa. São atividades de baixo impacto ambiental, menor que as fontes de energia com origem nos combustíveis fósseis. Os projetos previstos podem gerar mais de 1

produção de energia no Estado, tais como a APESC32, complementam a vocação de Santa Catarina para a geração de energia de matriz hidráulica a partir de empreendimentos de pequeno porte.

#### **2.4 Aspectos jurídicos e econômicos da implantação de empreendimentos de geração de energia de matriz hidráulica de pequeno porte em Santa Catarina**

Diante do cenário apresentado nos tópicos anteriores, com seus fluxos, refluxos e complexidades, tem lugar o planejamento do empreendimento de geração de energia. Em linhas gerais, tal etapa implica diretamente na compreensão da viabilidade do investimento, a partir da tentativa de aferição do tempo de retorno do investimento, na comparação com outros investimentos possíveis

O problema da sustentabilidade econômica, diante das demais variáveis aqui levantadas, permanece, como sói, como sendo o de maior relevância para o empreendedor. Ele acaba por englobar os demais tipos de risco (sociais, ambientais, jurídicos) porque, em última análise, todos estes entram na conta do custo do empreendimento. Nesse sentido, surge importante a compreensão das possibilidades de conformação jurídica do empreendimento, justamente com o intuito de apontar o melhor caminho para a sustentabilidade econômica sem descuidar do respeito aos ditames legais, normativos e regulatórios que guarnecem o processo de geração de energia. A complexidade estrutural e operacional do setor energético denota, por sua vez, estruturas jurídicas igualmente complexas, justamente no intuito de adequar os investimentos às necessidades de observância da legislação de regência, com vistas a respeitar todos os

---

gigawatt-hora (GWh)”. Disponível em [http://www.scmaseenergia.sc.gov.br/sds/?page\\_id=11](http://www.scmaseenergia.sc.gov.br/sds/?page_id=11), acesso em 29 mar 2019.

<sup>32</sup> “A Associação dos Produtores de Energia Elétrica de Santa Catarina, também denominada APESC, é uma associação sem fins lucrativos/econômicos, constituída por produtores de energia elétrica e empresas interessadas na produção de energia independente. Com o objetivo de incentivar e ampliar a relação entre os mercados locais, estimulamos a formação de comissões regionais e/ou setoriais com as Associadas, por meio de congressos, seminários, simpósios, cursos e reuniões para debate de problemas de interesse comum. Além disso, a APESC tem o objetivo de unir todos os produtores e empresas interessados na produção independente de energia elétrica, representando suas Associadas para cooperar e firmar convênios com instituições públicas, como ministérios e demais órgãos das administrações municipais, estaduais e federais. Acompanhamos, também, processos e estudos que sejam do interesse das Associadas, publicando, periodicamente, um boletim de notas informativas ou uma revista para distribuição entre os associados”. Disponível em <http://www.apesc.com.br/quem-somos/>, acesso em 29 jun 2019.

demais pontos de risco que mantém algum tipo de interface com a atividade de geração de energia.

Assim, deve-se pensar em meios de implantação de uma gestão jurídica ambiental (consultivo e contencioso, judicial e administrativo) eficiente para evitar danos e problemas ambientais, bem como para adequar a questão fundiária do empreendimento e definir as melhores formas contratuais de viabilização da ocupação das áreas necessárias à instalação dos equipamentos. Igualmente, a estruturação societária do empreendimento, com a definição do tipo de empresa, do capital social e das formas de participação, certamente funcionará como importante instrumento de alavancagem tanto do empreendimento como dos investimentos, os quais, por sua vez, reclamarão mais um nível de definição jurídica, agora referente ao estabelecimento e à operacionalização da governança (administração, prestação de contas, reuniões de sócios, entre outros expedientes.).

Enfim, trata-se de um campo de atuação bastante detalhista e intensa, no qual diversas variáveis devem ser ajustadas com a finalidade de propiciar o melhor arranjo jurídico-econômico para o desempenho do empreendimento

### **Considerações Finais**

O presente trabalho procurou demonstrar, a partir da exposição das particularidades do setor elétrico brasileiro, a estrutura regulatória aplicável aos empreendimentos de geração de energia elétrica, com foco nas centrais geradoras com reduzido potencial de produção de energia – PCH's e CGH's. Ato contínuo, debruçou-se na compreensão da experiência catarinense no desenvolvimento desse tipo de empreendimento, destacando as principais características do setor energético do Estado de Santa Catarina para, ao final, identificar as principais variáveis da estruturação jurídico-econômica de empreendimentos do setor e, assim, lançar luzes sobre as formas mais adequadas de suas conformações.

### **Referências Bibliográficas**

BRAGA, Rodrigo Bernardes. *Manual de direito da energia elétrica*. Belo Horizonte: Editora D'Plácido, 2016.



DERANI, Cristiane. *Direito Ambiental Econômico*. São Paulo: Max Limonad, 1997.

BIM, Eduardo Fortunato. “Avaliação Ambiental Estratégica (AAE), Licenciamento Ambiental e Autocontenção Judicial”. In: Revista da AGU-DF, ano XIII, n 41, p 149/190, jul/set 2014.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Banco de Informações de Geração, Capacidade Instalada por Estado. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/ResumoEstadual/ResumoEstadual.cfm>>. Acesso em 19/03/2019.

### **Biografia Dos Autores**

**Caetano Dias Corrêa** é formado em direito, graduado em 2004, mestre em 2009 e doutor em 2015, todos pela Universidade Federal de Santa Catarina. É professor dos cursos de graduação e pós-graduação em direito da Universidade Federal de Santa Catarina e da Católica de Santa Catarina – Centro Universitário. Advogado, sócio no escritório Althoff Corrêa advogados, onde atua com ênfase na estruturação jurídica de negócios, planejamento societário e sucessório.

E-mail: [caetano@althoffcorrea.adv.br](mailto:caetano@althoffcorrea.adv.br)

**André Henrique Althoff**, é formado em direito, graduado em 2004 pela Universidade Federal de Santa Catarina. É sócio no escritório Althoff Corrêa – Advogados, onde atua com ênfase na estruturação jurídica de negócios, planejamento societário, direito contratual e bancário.

E-mail: [andre@althoffcorrea.adv.br](mailto:andre@althoffcorrea.adv.br)

**Vinícius José De Souza Faqueti**, é formado em direito, graduado em 2016 pela Universidade Federal de Santa Catarina. É sócio no escritório Althoff Corrêa Advogados, onde atua com ênfase no setor de energia.

E-mail: [vinicius@althoffcorrea.adv.br](mailto:vinicius@althoffcorrea.adv.br)

## CAPÍTULO VII

### **Shifting bagasse towards 2G ethanol production using biogas from sugar and ethanol processing wastes**

CAIO LUCA JOPPERT<sup>1</sup>

MARILIN MARIANO DOS SANTOS<sup>2</sup>

SUANI TEIXEIRA COELHO<sup>3</sup>

**Resumo:** The ethanol and sugar sector in Brazil is remarkable in the production of renewable energy, namely biofuels and bioelectricity. The next step for the bioethanol sector is biogas production through biodigestion of liquid and solid wastes of bioethanol processing and producing 2G ethanol using sugarcane bagasse as feedstock. However, bagasse is used as fuel for CHP in the ethanol and sugar mill and using it to produce 2G ethanol would impact the energy consumption of the ethanol plant. A possible solution for countering this issue is using biogas produced from the mill wastes to replace bagasse as fuel. The objective of this paper is studying the use of biogas produced from vinasse and filter cake biodigestion as a substitute to sugarcane bagasse, making it available to the production of 2G ethanol while keeping production of electric energy and steam unaltered. Three different technologies for power generation (Rankine, Brayton and combined cycles) were simulated, burning biogas in the CHP and aiming to maintain the production of electric and thermic energy at the same rate as in the current situation of a typical Brazilian 1G ethanol plant. For biodigestion, scenarios with and without vinasse and filter cake co-digestion were considered. An economic analysis was performed to obtain the minimum 2G ethanol selling price, using literature and data from suppliers of equipment to estimate the investment and operational costs of each scenario. The results show that the combined Rankine-Brayton Cycle is the technology that can displace more bagasse, but the Rankine cycle-based scenarios present greater economic feasibility than other technologies. Even though the use of co-digestion of vinasse and filter cake improved the results both technically and economically, none of the scenarios reached the selling price of 1G ethanol, making it clear that 2G ethanol production still must be improved both economically and technically.

**Keywords:** biogas, ethanol, second generation, sugar cane bagasse.

#### **Introduction**

In 2017, 42.9% of the energy supply on Brazil came from a renewable source, and around 40% of this supply came from sugarcane (EPE, 2018), with 27.9.10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> of ethanol produced in the 2017/2018 harvest (UNICA, 2019a). Bioelectricity from sugarcane comes from bagasse burning in CHP cycles, which makes the ethanol plant energetically

---

<sup>1</sup> Instituto de Energia e Ambiente da USP

<sup>2</sup> Instituto de Energia e Ambiente da USP

<sup>3</sup> Instituto de Energia e Ambiente da USP

*Shifting bagasse towards 2G ethanol production using biogas from sugar and ethanol processing wastes*

self-sufficient, powering the sugarcane mills and produces steam for the process, with any surplus electric energy sold to the grid (ALVES et al., 2015). In 2018, bagasse burning generated 21.5 TWh of electric energy in Brazil (77% of all electricity generated from biomass in the country) (UNICA, 2019b). Recently, as result of the Paris Agreement, the interest in producing more biofuels in Brazil has risen (UNFCCC, 2016). For the ethanol sector, increasing biofuels relates to increase ethanol and bioelectricity availability or use process wastes to generate other biofuels.

Special attention has been turned to produce 2G ethanol from bagasse, with significant improvements in production costs reduction and yield increase (VIKARI et al., 2012), so that 2G ethanol is already close to being competitive with corn starch ethanol (which is less competitive than sugarcane ethanol) (CHOVAU et al., 2013; GNANSOUNOU, DAURIAT, 2010; SANCHEZ et al., 2014). However, using sugarcane bagasse in power generation on ethanol plants is an obstacle to make bagasse available for biofuel production, since bagasse provides steam and electric energy for the process. Therefore, it may not be feasible to produce 2G ethanol from bagasse without replacing bagasse with another renewable fuel (so that the carbon footprint of sugarcane ethanol production will not be increased). A possibility is biogas produced from vinasse and filter cake (POVEDA, 2016).

Vinasse and filter cake are residues of ethanol production. Being rich in minerals and produced in high amounts, they are used as a water and nutrient source for the sugarcane plantation (fertigation), which also disposes organic matter on the soil, causing environmental impacts. However, anaerobic bacteria can digest these residues and produce a fuel gas comprised of CH<sub>4</sub>, CO<sub>2</sub> and trace contaminants (biogas) (CAVALETT et al., 2014), which may be directly burned to increase the energy surplus of the ethanol and sugar mill (SALOMON, LORA, 2009), adjusted to produce biomethane and replace diesel oil in agricultural machinery or injected in existing natural gas infrastructure (JOPPERT et al., 2018). The biodigestion process does not affect the mineral content of vinasse and filter cake, so that the digestate may still be used for fertigation, reducing environmental impacts (TEWARI et al., 2007). Additionally, recent research points out that if filter cake is mixed with vinasse for digestion, synergetic effects that increase the yield of biogas produced are observed (GONZÁLEZ et al., 2017).

In Brazil, the advent of the National Biofuels Policy (RenovaBio) has brought interest to biofuels that are not yet economically feasible, such as 2G ethanol. RenovaBio

has the objective of reducing CO<sub>2</sub> emissions and expanding the use, predictability and feasibility of biofuels in Brazil through the sale biofuels credits (CBio) (STILPEN, 2018). The sale of CBios aims to even out the financial balance of biofuels production, making them more competitive through valuing the effort to reduce CO<sub>2</sub> emissions through the free market rather than through carbon taxes or subsidies (RODRIGUES, 2018).

In view of the need to increase the availability of bioethanol without affecting the self-sufficiency of the ethanol plant, this study aims to evaluate the replacement of bagasse on ethanol plants by biogas produced from vinasse and filter cake, making it available for 2G ethanol production. Different configurations of power generation cycles were studied in scenarios with only vinasse digestion and with vinasse and filter cake co-digestion. Each scenario was submitted to an economic analysis, aiming to obtain the minimum ethanol selling price (MESP), considering the contributions of biofuels credits RenovaBio.

## **1. Methodology**

### **1.1 Scenarios for power generation**

Data from literature was used as a “business as a usual” reference scenario for an autonomous ethanol plant in Brazil (JOPPERT et al., 2018; JOPPERT et al, 2017, SILVERIO, 2016). In such plant, the following average process yields may be assumed:

- 107 kWh/t<sub>cane</sub> of gross electric energy (EE) production;
- 77 kWh/t<sub>cane</sub> of surplus EE;
- 80 L/t<sub>cane</sub> of 1G ethanol production;
- Vinasse to ethanol vol. ratio: 13,0 (COD = 35 kgO<sub>2</sub>/kg<sub>vinasse</sub>);
- Filter cake production: 35,0 kg/t<sub>cane</sub> (COD = 190 kgO<sub>2</sub>/kg<sub>vinasse</sub>);
- 500 kg/t<sub>cane</sub> of saturated steam at 1.5 barg consumption;
- 252 kg/t<sub>cane</sub> bagasse (50% moisture) and 16.5 kg/t<sub>cane</sub> cane straw (15% moisture) consumption;
- Average Brazilian plant size: 2.10<sup>6</sup> t<sub>cane</sub>/year;
- Operation: 8 month/year.

In this study, six scenarios for power generation in the proposed plant are proposed, mainly differing in the power generation technology used for biogas consumption and the use – or not – of vinasse and filter cake co-digestion. The main objective was to maintain the same rates of surplus EE and steam production. Bagasse

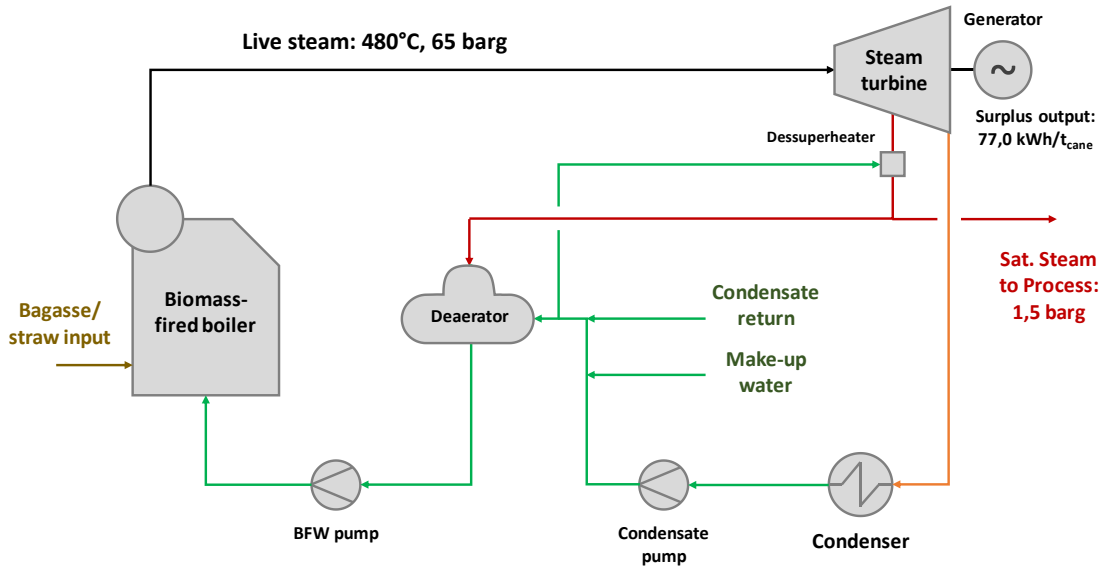
*Shifting bagasse towards 2G ethanol production using biogas from sugar and ethanol processing wastes*

input was reduced and more biogas was burned in CHP cycles. Straw consumption was kept constant. In the scenarios, we assumed that all vinasse is digested and that the production of 2G also produces vinasse, which will also be digested to produce more biogas.

The scenarios were structured as follows:

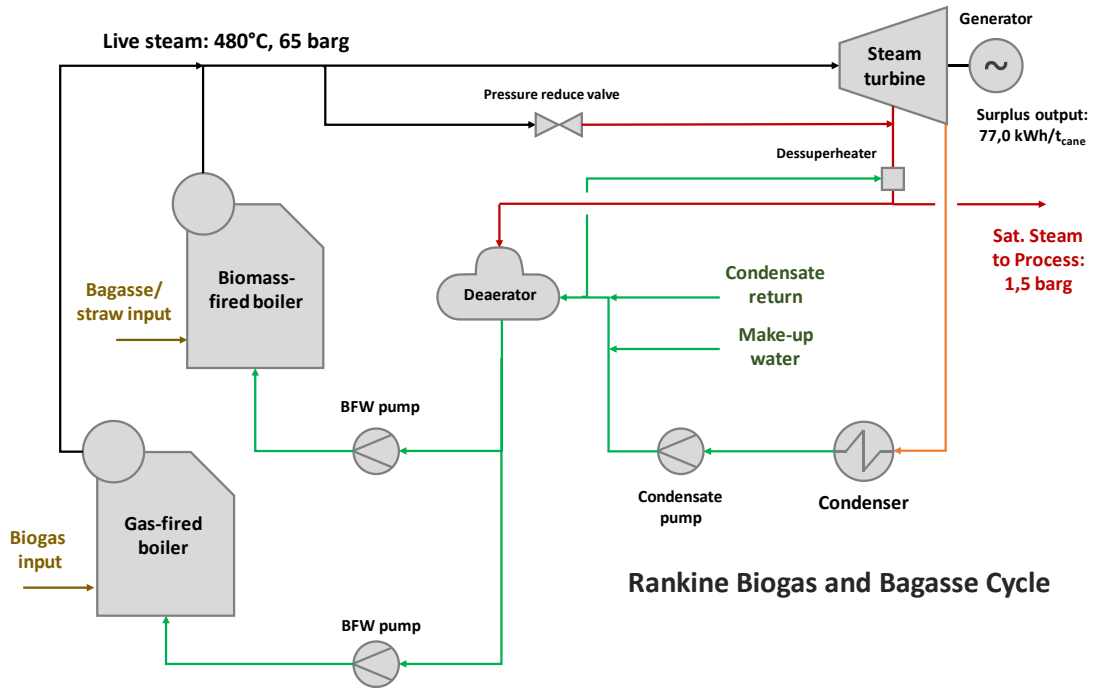
- Reference scenario: Bagasse burning in a Rankine cycle using high pressure and temperature boiler. No biodigestion of vinasse (Figure 1.1);
- SC-1A: Biogas burning in a Rankine cycle using high pressure and temperature boilers; remaining bagasse burned in the existing Rankine cycle. Biodigestion of vinasse only (Figure 1.2);
- SC-2A: Biogas burning in a Brayton cycle using microturbines, with heat recovery using exhaust gas to pre-heat the boiler feedwater; remaining bagasse burned in the existing Rankine cycle. Biodigestion of vinasse only (Figure 1.3);
- SC-3A: Biogas burning in a combined Rankine-Brayton cycle, with the heat recovery steam generator (HRSG) producing steam in low and high pressures; remaining bagasse burned in the existing Rankine cycle. Biodigestion of vinasse only (Figure 1.4);
- SC-1B/2B/3B: same as SC-1A/2A/3A, but considering co-digestion of vinasse and filter cake;

The software PowerFNESS® was used to perform the cycles mass and energy balances. Figure 1 to Figure 4 show simplified layouts of the power generation cycles.



Reference scenario

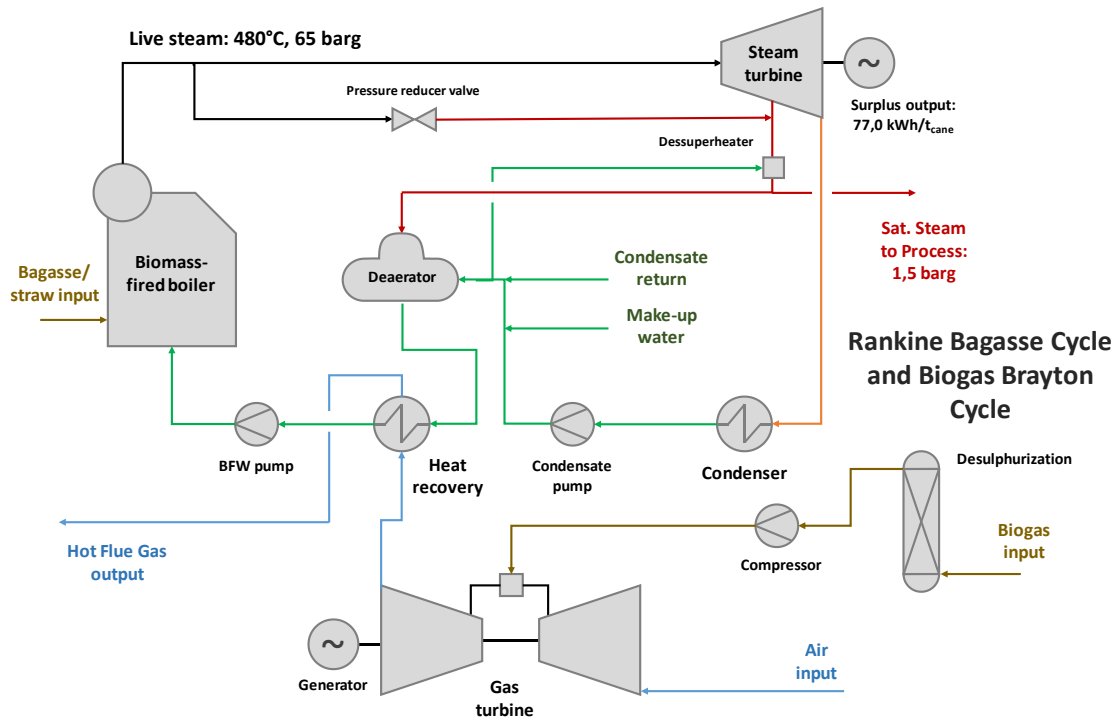
Figure 1.1: Power generation cycle for the Reference Scenario.



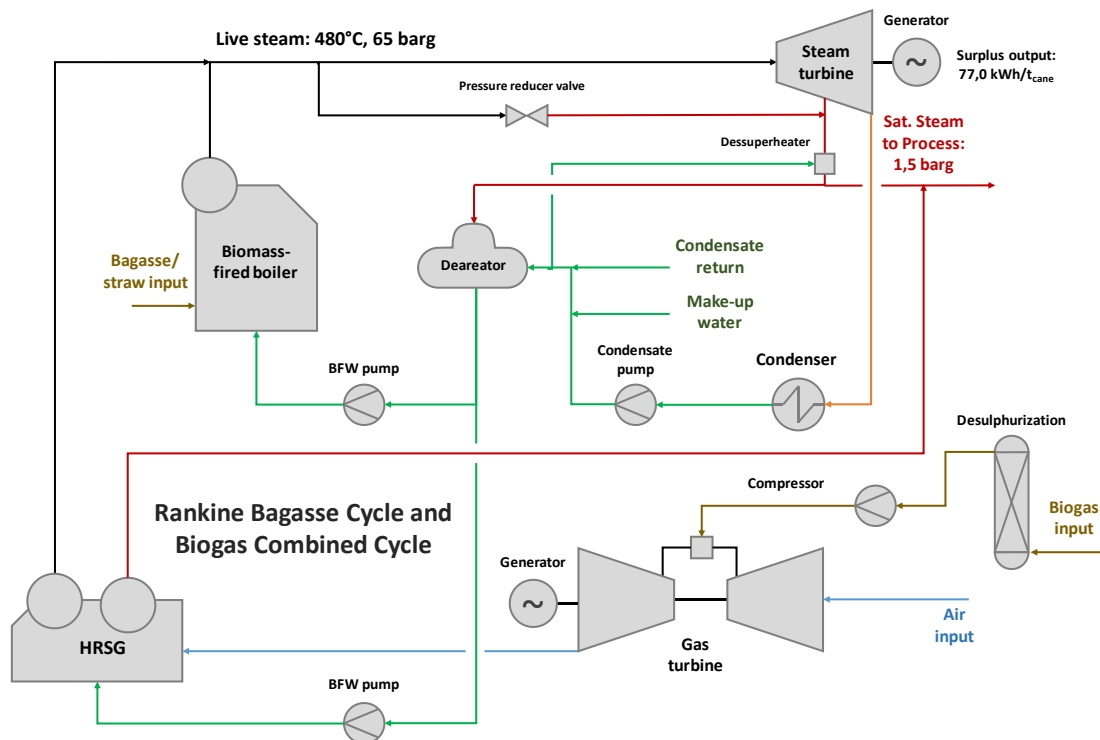
Rankine Biogas and Bagasse Cycle

Figure 1.2: Power generation cycle for Scenarios SC-1A and SC-1B.

*Shifting bagasse towards 2G ethanol production using biogas from sugar and ethanol processing wastes*



*Figure 1.3: Power generation cycle for Scenarios SC-2A and SC-2B.*



*Figure 1.4: Power generation cycle for Scenarios SC-3A and SC-3B.*

**1.2 Biogas production assumptions**

We assume the use of UASB reactors treating  $8.0 \text{ kgDQO/m}^3 \cdot \text{day}$  (POVEDA, 2016) and removing 70% of the COD added. Biogas composition is 65%  $\text{CH}_4$ , 32,5 %  $\text{CO}_2$ , 0,3%  $\text{H}_2\text{S}$  (% vol) (LIU et al., 2015), with LHV = 20,546 kJ/kg. This composition was assumed to be the same for biogas from 2G ethanol vinasse.

Biogas yield from 1G vinasse is assumed to be  $0.55 \text{ Nm}^3/\text{kgCOD}_{\text{removed}}$  (GONZÁLEZ et al., 2017). Biogas from 2G vinasse yields are 4 times higher than biogas produced from 1G vinasse (SILVERIO, 2016). The enhancing of biogas yields through co-digestion co-digestion is calculated according to equation [1] (GONZÁLEZ et al., 2017):

$$F = -0,3468.b^2 + 0,2733.b \quad [1]$$

where  $b$  (%) is the blend ratio of filter cake in the vinasse and filter cake mixture, in terms of COD.

## 2.2 Ethanol plant assumptions

It is assumed that ethanol production will be increased only by the production of 2G ethanol using sugarcane bagasse. The 1G+2G ethanol plant will be an autonomous plant, which has more predictable production and parameters. The 2G plant was based upon a study performed by (SAAD et al., 2010) (bagasse as feedstock, steam explosion as pre-treatment and enzymatic hydrolysis). 2G ethanol production yield was taken from more recent literature (CARPIO, SOUZA, 2017). Saturated steam consumption of 1G ethanol process will be increased to feed the 2G ethanol process, as more steam will be required for the latter.

The main premises adopted for the 2G ethanol plant are as follows:

- 2G ethanol yield:  $160 \text{ L}/\text{t}_{\text{bagasse,dry}}$  (CARPIO, SOUZA, 2017);
- $3,2 \text{ kg}/\text{LE}_{2\text{G}}$  of saturated steam at 1.5 barg consumption (OLIVEIRA et al., 2016);
- Vinasse to ethanol vol. ratio: 7,8 ( $\text{COD} = 19 \text{ kgO}_2/\text{kg}_{\text{vinasse}}$ ) (SILVERIO, 2016; LIU et al., 2015).

## 2.3 Power cycles assumptions

It is assumed that a new steam turbine will only need to be substituted for a new in all scenarios except RC-VD and RC-CD, because the turbine of the reference scenario is not properly sized for the steam consumption of these scenarios (KARAKUT, GÜNES,



2017). In these scenarios, exhaust steam mass flow from the steam turbine is set to be at least 10% of the inlet steam flow using a turbine bypass valve.

It is assumed that biogas is available at a dry state. Gas cleaning occurs only when burning biogas on microturbines, since H<sub>2</sub>S burning leads to the formation H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> in presence of water. The gas cleaning system is assumed to remove 98% of the inlet H<sub>2</sub>S (RYCKEBOSCH et al., 2008). When biogas is burned in boilers, the exhaust temperature of flue gases must be above the H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> dew point, which was calculated to be 155 °C (ROSNER et al., 2012; IAPWS, 2008).

The following conditions are assumed for all scenarios:

- Live steam: 480 °C, 65 barg (JOPPERT et al., 2017);
- Process steam: saturated at 1.5 barg (JOPPERT et al., 2017);
- Exhaust steam: 1,12 bar a (JOPPERT et al., 2017);
- Return condensate: available at 105 °C, 1 bar g (95% of exhaust steam rate) (PELLEGRINI, 2009);
- Make-up water: available at 25 °C, 1 barg.

For specific equipment, the study uses the following assumptions:

- Boiler thermal efficiency: 85% (MACEDO, LEAL, 2004);
- Steam turbo-generator isentropic efficiency: 82% (first stage) / 79% (second stage) (PELLEGRINI, 2009);
- Micro gas turbines: pressure ratio: 5.5:1; heat-rate: 10,900 kJ/kWh; exhaust temperature: 290 °C (CAPSTONE, 2019);
- Deaerator operating pressure: 2.0 barg \*;
- Pumps isentropic efficiency: 70% (PELLEGRINI, 2009);
- Gas compressor isentropic efficiency: 80% (PELLEGRINI, 2009);
- Overall electric generator efficiency: 96% \*;
- Boiler feedwater pumps discharge pressure: 10 bar above live steam pressure \*.
- Biodigester EE consumption: 1,2 kWh/m<sup>3</sup><sub>vinasse</sub> (POVEDA, 2014);
- Overall 1G process EE consumption: 28 kWh/t<sub>cane</sub> (JOPPERT et al., 2017);
- EE consumption for biogas cleaning: negligible (ALLEGUE, HINGE, 2014).

\* Typical values assumed

Other premises for dimensioning equipment such as heat exchangers, pre-treatment, hydrolysis and biodigestion reactors were those reported by (BIEGLER et al., 1999), (SAAD, 2010) and (POVEDA, 2014), respectively. Micro gas turbines sizes were limited to 1 MW and biodigester size was limited to 5,000 m<sup>3</sup>.

#### 2.4 Economic analysis assumptions

##### 2.4.a Investment costs

Investment costs were calculated using data from literature (TURTON et al., 2009) and suppliers. A power rule is applied for upscaling or downscaling, as shown on equation [2]:

$$C = C_{\text{ref}} \times (S/S_{\text{Ref}})^n \quad [2]$$

All estimated costs were brought to 2018 US dollars using the CEPCI correction index (CHEMENG, 2019). Installation costs, including civil works, metal structures, mechanical and electrical connection, piping and labor were estimated using data from (DOE, 2002):

- Boiler and auxiliary equipment: 2,390 x cost of the equipment
- Gas and steam turbines: 2,325 x cost of the equipment
- Other equipment: 2,025 x cost of the equipment

##### 2.4.b Operational costs

The following operational costs (OPEX) were taken from literature and brought to 2018 US dollars using the official inflation rates of that currency

- Pre-treatment: 0.051 USD/LE<sub>2G</sub> (DOE, 2016);
- Enzymatic hydrolysis: 0.067 USD/LE<sub>2G</sub> (DOE, 2016);
- E<sub>2G</sub> production: 0.048 USD/LE<sub>2G</sub> (DOE, 2016);
- Vinasse biodigestion: 0.005 USD/kg<sub>COD</sub> (POVEDA, 2014);
- Micro gas turbine: 18.20 USD/kW.y (CAPSTONE, 2019)
- Steam turbine: 6.00 USD/MWh (EPA, 2015);
- Biomass boiler: 12.00 USD/kW.y (EPA, 1979).
- Biogas boiler: 23.00 USD/kW.y (EPA, 1979);
- HRSG: 2.30 USD/MWh (TIDBALL et al., 2010).

It is considered that when the bagasse boiler capacity is reduced, so is the variable fraction of its OPEX, which generates cost savings. It is also considered that when a new

## *Shifting bagasse towards 2G ethanol production using biogas from sugar and ethanol processing wastes*

and smaller steam turbine is installed, there are also cost savings when compared to the original turbine OPEX.

### **2.4.c Economic Analysis**

For all scenarios the minimum ethanol selling price (MESP) was calculated setting  $NPV = 0$  by varying the ethanol selling price. There is economic feasibility if MESP is below the average E1G selling price of 0.478 USD/LE1G in 2018 (CEPEA, 2019).

The following assumption were adopted to estimate the MESP:

- Investment horizon: 25 years (DIAS et al., 2013);
- Depreciation period: 10 years\*;
- Discount rate: 8.75 % (OLIVA, 2017).
- Taxes over net revenue: 34 %\*;

MESP were calculated considering income from the sale of 2G ethanol and CBios resulting from the increase of bioethanol production. CBios quantity was calculated using the official LCA calculation tool for RenovaBio (RenovaCalc) (ANP, 2018).

### **2.5 Scenarios comparison**

The comparison of the six scenarios shall regard the following parameters, always compared to the respective parameter is the reference scenario:

- Bagasse displaced;
- Total ethanol (1G and 2G) production and total ethanol production increase;
- Gross energy production (at the steam and gas turbines) and total energy consumption (process, biodigestion and pumping/compressing energy demands) and
- MESP.
- 

## **3. Results**

Table 1 shows the results of the simulations. Scenarios with gas turbines results in more bagasse displacement despite even EE and steam consumption increases when compared to scenarios with Rankine cycles. All scenarios require additional EE consumption for the biodigestion process, 2G ethanol production process and biogas compression (for scenarios with gas turbines). Results are compatible with expectation:

Rankine cycle presents lower efficiency than the Brayton or Combined Cycles. However, when comparing the Brayton and Combined Cycles, the efficiency gain in combining the cycle was only marginal since micro gas turbines have low exhaust temperature (290 °C) and has low approach with the saturation temperature of the high pressure steam (281.8 °C), so that it is not possible to feed steam at the designed temperature of 480 °C.

*Table 1: Simulation results for scenarios with vinasse biodigestion only.*

| Scenario                         | Unit                   | SC-1A  | SC-2A  | SC-3A  | SC-1B  | SC-2B  | SC-3B  |
|----------------------------------|------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Bagasse consumption              | kg/tcane               | 213.87 | 198.96 | 198.78 | 204.79 | 189.92 | 189.65 |
| Spared bagasse                   | %                      | 15.13  | 21.05  | 21.12  | 18.73  | 24.63  | 24.74  |
| Biogas consumption               | Nm <sup>3</sup> /tcane | 16.04  | 16.28  | 16.29  | 19.63  | 19.86  | 19.87  |
| Ethanol production               | L/tcane                | 83.05  | 84.24  | 84.26  | 83.78  | 84.97  | 84.99  |
| Increase in ethanol availability | %                      | 3.81   | 5.30   | 5.32   | 4.72   | 6.21   | 6.23   |
| Steam consumption                | kg/tcane               | 509.76 | 513.58 | 513.63 | 512.08 | 515.89 | 515.96 |
| Gross energy prod. (steam turb.) | kWh/tcane              | 110.01 | 79.59  | 79.44  | 110.42 | 73.20  | 73.06  |
| Gross energy prod. (gas turb.)   | kWh/tcane              | -      | 31.92  | 31.93  | -      | 38.93  | 38.93  |
| Energy consumed in the process   | kWh/tcane              | 33.01  | 34.51  | 34.47  | 33.42  | 35.13  | 34.99  |

Ethanol production can be increased by up to 5.32% with vinasse digestion and up to 6.23% with filter cake co-digestion. Co-digestion of vinasse and filter cake improves

*Shifting bagasse towards 2G ethanol production using biogas from sugar and ethanol processing wastes*

the process yields not only because more organic matter is digested in the bioreactor, but also due to the synergetic effects of mixing vinasse and filter cake.

Despite the technologies applied, results shows that every scenario present technical feasibility - it was possible to maintain the surplus EE production at 77.0 kWh/t<sub>cane</sub> and to supply EE and steam for the 1G and 2G ethanol production processes by using biogas to displace sugarcane bagasse towards the production of 2G ethanol. However, no scenario has shown economic feasibility, as the calculated MESP was higher than the average 1G ethanol selling price. Table 2 shows the economic results of each scenario.

*Table 2: Results of the economic analysis*

| Scenario | CAPEX | OPEX      | MESP                 |
|----------|-------|-----------|----------------------|
|          | MUSD  | MUSD/year | USD/LE <sub>2G</sub> |
| SC-1A    | 33.95 | 1.178     | 0.849                |
| SC-2A    | 76.01 | 1.597     | 1.241                |
| SC-3A    | 80.45 | 1.788     | 1.323                |
| SC-1B    | 40.45 | 1.437     | 0.821                |
| SC-2B    | 88.34 | 1.891     | 1.238                |
| SC-3B    | 93.71 | 2.115     | 1.318                |

Despite co-digestion increasing the biogas yield by 22%, it reduces the MESP only by 3,3 % to 0,3%, which suggest that co-digestion might add more CAPEX and OPEX then yield increases. Moreover, even though significant increases in ethanol production were observed, the income of selling 2G ethanol it was not enough to compensate the increase in OPEX and CAPEX to implement the proposed processes. Table 3 shows the result of the economic analysis considering the extra income coming from the sale of CBios. But, even with this additional income, no scenarios become economically feasible, which suggests that RenovaBio only by itself is not going to be enough to make 2G ethanol production feasible considering the proposed scenarios.

*Table 3: Economic Analysis considering the sale of CBios from RenovaBio, varying CBio selling price.*

| Scenario | MESP |
|----------|------|
|----------|------|

|       | 20.00<br>USD/tCO <sub>2</sub> eq | 40.00<br>USD/tCO <sub>2</sub> eq | 60.00<br>USD/tCO <sub>2</sub> eq |
|-------|----------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|
| SC-1A | 0.782                            | 0.715                            | 0.648                            |
| SC-2A | 1.186                            | 1.130                            | 1.074                            |
| SC-3A | 1.267                            | 1.211                            | 1.155                            |
| SC-1B | 0.762                            | 0.702                            | 0.643                            |
| SC-2B | 1.187                            | 1.135                            | 1.083                            |
| SC-3B | 1.267                            | 1.215                            | 1.163                            |

It should also be noted that scenarios with gas turbines increases CAPEX significantly when compared to the Rankine Cycle scenarios, since the specific cost of micro gas turbines is high and the available power for this kind of equipment is low, which results in setting various turbines in parallel to achieve the objective EE production. The most feasible technology for power generation using the proposed configuration is the Rankine Cycle combined with vinasse co-digestion with filter cake (scenario SC-1B), which might receive good acceptance from sugar mill owners, since it is the same applied for burning bagasse.

It is important to highlight that the figures obtained in the results consider that all vinasse/filter cake is processed, which is not currently observed. The amounts of vinasse produced and the bioreactors hydraulic retention times are high, which results in high investments costs. There are a few plants in Brazil that perform vinasse biodigestion, but only in small scales and processing a fraction of the vinasse production. Additionally, the plants that have attempted digesting vinasse and filter cake have reported difficulties in stabilizing the biodigestion process, since the wastes characteristics vary depending on the characteristics of the crushed sugarcane and the mix between sugar and ethanol production. Finally, even though this study does not consider enhanced recovery of bagasse straw, recovering more straw (40-50% of the available straw) (CASTIONI et al., 2019) and burning it on bagasse boilers or using it to produce 2G ethanol (PEREIRA et al., 2016) could increase bagasse availability for 2G. However, transporting straw is very costly and burning straw increases boilers maintenance, as the straw's low melting point ashes clusters on the grates (CARVALHO, 2015).

## **Final Considerations**

*Shifting bagasse towards 2G ethanol production using biogas from sugar and ethanol processing wastes*

This study presented a technical and economic analysis of using biogas produced from ethanol processing wastes to make sugarcane bagasse available to 2G ethanol production. The results have shown that more bagasse becomes available using more efficient power generation technologies, but there are limitations concerning microturbines exhaust temperature, which hinders the gains of combining micro gas turbines and Rankine cycles .

All proposed cycles are technically feasible, but none of them is economically feasible using the parameter of the MESP. Rankine Cycle coupled with co-digestion is the most feasible technology, and the large experience of ethanol and sugar mills operators this power generation technology is positive in the sense of technology acceptance barriers, which is an issue with the ethanol sector in Brazil. Nevertheless, greenfield-built plants should consider using more efficient power generation technologies to promote as much bagasse displacement as possible to optimize 2G ethanol production.

Since increasing sugarcane straw recovery is being currently discussed in academic and practical terms, discussion must be made regarding how bagasse would fit in the proposed cycles, also considering how would the economic factor role's play in inserting cane straw into the process. Other aspects that should be taken into consideration when deciding which scenario is the best choice would include the reduction in environmental impact when burning biogas and digesting the plant's wastes, so further studies should focus on measuring the environmental impacts that each of the scenarios and analyze how great the reduction of these impacts can be. Further studies should also assess the possibility of using bagasse straw as additional fuel for power generation or for 2G ethanol production, also taking the economic aspects and technical limitations into consideration.

The authors gratefully acknowledge support of the RCGI – Research Centre for Gas Innovation, hosted by the University of São Paulo (USP) and sponsored by FAPESP – São Paulo Research Foundation (process 2014/50279-4) and Shell Brazil, and the strategic importance of the support given by ANP (Brazil's National Oil, Natural Gas and Biofuels Agency) through the R&D levy regulation. The authors also thank CNPq (Brazilian Council for Research) (process 131026/2017-8), SEBRAE/MT (Support Service to micro and small business of the state of Mato Grosso) (project 293/2018) and CESP (Energy Company of the state of São Paulo)/ANEEL (Brazil's Agency for

Electrical Energy) (R&D project PD 00061-0057/2017). Special thanks to the engineering consulting company FIGENER Engenheiros Associados, which kindly allowed the use of PowerFNESS® for this study

## References

- A. Sanchez, D. Gomez, Analysis of historical total production costs of cellulosic ethanol and forecasting for the 2020-decade, *Fuel*, 130, 2014, pp. 100-104.
- A.S. Karakurt, Ü. Güneş. Performance analysis of a steam turbine power plant at part load conditions. *Journal of Thermal Engineering*, 3, 2017, pp. 1121-1128.
- ANP (Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis). *RenovaCalcMD: Método e ferramenta para a contabilidade da Intensidade de Carbono de Biocombustíveis no Programa RenovaBio*, Brazil, 2018.
- C. Chovau, D. Dergrauwe, B. Van Der Bruggen, Critical analysis of techno-economic estimates for the production cost of lignocellulosic bio-ethanol, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 26, 2013, pp. 307-321.
- C. L. Joppert, V. P. Garcilasso, M.M. Santos et al. The perspectives of biomethane to contribute to increase the natural gas supply in the state of São Paulo. In: 26th European Union Biomass Conference & Exhibition, Copenhagen, 2018.
- C.L. Joppert, D. Perecin, M.M. Santos, et al. A short-cut model for predicting biomethane availability after biogas upgrading. *Journal of Cleaner Production*, 200, 2018, pp. 148-160.
- C.L. Joppert. M.M. Santos, E.M. dos Santos et al. Energetic shift of sugarcane bagasse using biogas produced from sugarcane vinasse in Brazilian ethanol plants. *Biomass and Bioenergy*, 107, 2017, pp. 63-73.
- C.M. Oliveira, A.J.G. Cruz, C.B.B. Costa. Improving second generation bioethanol production in sugarcane biorefineries through energy integration. *Applied Thermal Engineering*, 109, 2016, pp. 819 -827.
- Capstone Turbine Corporation. Products – C1000S. Available at: [www.capstoneturbine.com/products/c1000s](http://www.capstoneturbine.com/products/c1000s). Accessed April 2019.
- CEPEA (Centro de Estudos Avançados em Economia Aplicada). Available at: [www.cepea.esalq.usp.br/br/indicador/etanol.aspx](http://www.cepea.esalq.usp.br/br/indicador/etanol.aspx). Accessed in April 2019 (in Portuguese).
- CHEMENG. CEPCI Index. Available at: [www.chemengonline.com/pci-home](http://www.chemengonline.com/pci-home). Accessed in April, 2019.



*Shifting bagasse towards 2G ethanol production using biogas from sugar and ethanol processing wastes*

- D.E. Rosner, M.A. Zugasti, Estimating transport-shifted acid dew-point surface temperatures and conditions for the avoidance of acid mists in energy recovery operations, *Chemical Engineering Science*, 75, 2012, pp. 243-249.
- D.J. Carvalho. Geração de Bioeletricidade em Usina Sucroalcooleira Utilizando Bagaço, Palha de Cana e Sorgo Biomassa. PhD thesis, State University of Campinas, Campinas, 2015 (in Portuguese).
- DOE (Department of Energy). Bioenergy Technologies Office - Multi-Year Program Plan, United States of America, 2016.
- DOE (Department of Energy). DOE/NETL-2002/1169 Process Equipment Cost Estimation - Final Report, United States of America, 2002.
- E. Gnansounou, A. Dauriat, Techno-economic analysis of lignocellulosic ethanol: A review, *Bioresource Technology*, 101, 2010, pp. 4980–4991.
- E. Ryckebosch., M. Drouilon, H. Vervaeren, Techniques for transformation of biogas to biomethane, *Biomass and Bioenergy*, 35, 2008, pp. 1633 – 1645.
- EPA (Environmental Protection Agency). Capital and Operating Costs for Industrial Boilers, United States of America, 1979.
- EPA (Environmental Protection Agency). Catalog of CHP Technologies – Section 4. Technology Characterization – Steam Turbines, United States of America, 2015.
- EPE (Empresa de Pesquisa Energética). Balanço Energético Nacional 2018 – Ano base 2017. Rio de Janeiro, Brazil, 2018.
- F.C. Oliva. Avaliação financeira do setor sucroenergético depois do boom. *Revista de Política Agrícola*, year XXVI, 01,2017, pp. 59-64 (in Portuguese).
- G.A.Castioni, M.R. Cherubin, L.M.S. Menandro, et al. Soil physical quality response to sugarcane straw removal in Brazil: A multi-approach assessment. *Soil & Tillage Research*, 184, 2019, pp. 301-309.
- I.C. Macedo, M.R.L.V. Leal. Evolução tecnológica dos sistemas de geração de energia nas usinas de açúcar e álcool. *Biomassa e Bioenergia*, 3, 2014, pgs. 245-253 (in Portuguese).
- International Association for The Properties of Water and Steam, Dew Point Flue Gas of Power-Plant Exhaust, ICRN, 2018.
- K.R. Salomon, E.E.S. Lora, Estimate of the electric energy generating potential for different sources of biogas in Brazil, *Biomass and Bioenergy* 33, 2009, pp. 1101 – 1107.

- L. Viikari, J. Vehmaanpera, A. Koivula, Lignocellulosic ethanol: From science to industry, *Biomass and Bioenergy*, 36, 2012, pp. 13-24.
- L.B. Allegue, J. Hinge. Biogas upgrading: Evaluation of methods for H<sub>2</sub>S removal. Danish Technical Institute, 2014.
- L.G.T. Carpio, F.S. Souza, Optimal allocation of sugarcane bagasse for producing bioelectricity and second generation ethanol in Brazil: Scenarios of cost reductions. *Renewable Energy*, 111, 2017, pp. 771-780.
- L.M.L. González, I.P. Reyes, O.R. Romero. Anaerobic co-digestion of sugarcane press mud with vinasse on methane yield. *Waste Management*, 68, 2017, pp. 139–145.
- L.P. Pellegrini. Análise e otimização termo-economica-ambiental aplicada à produção combinada de açúcar, álcool e eletricidade. PhD thesis, University of São Paulo, São Paulo, 2009 (in Portuguese).
- L.T. Biegler, I.E. Grossmann, A.W. Westerberg. *Systematic Methods of Chemical Process Design*. 1<sup>st</sup> edition, Printice-Hall, 1999.
- M. Alves, G.H.S.F. Ponce, M.A. Silva et al, Surplus electricity production in sugarcane mills using residual bagasse and straw as fuel, *Energy*, 91, 2015, pp. 751-757.
- M.B.W. Saad. Avaliação Técnica e Econômica Preliminar de Produção de Etanol via Hidrólise Enzimática de Bagaço de Cana-de-Açúcar. Master Thesis, University of São Paulo, São Paulo, 2010 (in Portuguese).
- M.M.R. Poveda, Análise econômica e ambiental do processamento da vinhaça com aproveitamento energético. Master Thesis, Institute of Energy and Environment of the University of São Paulo, São Paulo, 2016 (in Portuguese).
- M.O.S. Dias, T.L. Junqueira, O. Cavalett et al. Integrated versus stand-alone second generation ethanol production from sugarcane bagasse and trash. *Bioresource Technology*, 2013, pp. 152–161.
- M.S. Silverio. Digestão anaeróbia de vinhaça 2G para produção de biogas. Master Thesis, University of São Paulo, São Paulo, 2016 (in Portuguese).
- O. Cavalett., T.L. Junqueira, B.S. Moraes et al, Anaerobic digestion of vinasse from sugarcane biorefineries in Brazil from energy, environmental and economic perspectives: Profit or expense?, *Applied Energy*, 113, 2014, pp. 825 – 835.
- P.K. Tewari, V.S. Batra, M. Balakrishnam. Water management initiatives in sugarcane molasses based distilleries in India. *Resources Conservation & Recycling*, 52, 2017, pgs. 351-367.

*Shifting bagasse towards 2G ethanol production using biogas from sugar and ethanol processing wastes*

R. Tidball, J. Bluestein, N., Rodriguez et al. Cost and performance assumptions for modeling electricity generation technologies. NREL, United States of America, 2010.

R. Turton, R.C. Bailie, W.B. Whiting et al. Analysis, Synthesis, and Design of Chemical Processes, 3<sup>a</sup> edition, Prentice-Hall, 2009.

Rodrigues, L. O RenovaBio e a bioeletricidade. In: 26<sup>a</sup> Fenasucro & Agrocana, Sertãozinho, 2018 (in Portuguese).

S.C. Pereira, L. Maehara, C.M.M. Machado et al. Physical-chemical-morphological characterization of the whole sugarcane lignocellulosic biomass used for 2G ethanol production by spectroscopy and microscopy techniques, Renewable Energy, 87, 2016, pp. 607-617.

Stilpen, D. Análise do Programa RenovaBio no Âmbito do setor de biogás e biometano do Brasil. In: XICBPE – 11<sup>o</sup> Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, Cuiabá, 2018 (in Portuguese).

UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Changes). Available at [unfccc.int/paris\\_agreement/items/9444.php](http://unfccc.int/paris_agreement/items/9444.php). Accessed in February 2019.

UNICA (União das Industrias da Cana-de-Açúcar) Alguns números da bioeletricidade em 2018. Available at: [www.unica.com.br/documentos/documentos/](http://www.unica.com.br/documentos/documentos/). Accessed in April 2019a (in Portuguese).

UNICA (União das Industrias da Cana-de-Açúcar). Available at: [www.unicadata.com.br](http://www.unicadata.com.br). Accessed in April 2019b (in Portuguese).

Y. Liu., J. Xu, Y. Zhang et al. Sequential bioethanol and biogas production from sugarcane bagasse based on high solids fed-batch SSF, Energy, 90, 2015, pp. 1199 – 1205.

## **Biografia Dos Autores**

**Caio Luca Joppert** é engenheiro químico, graduado pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (POLI/USP) em 2013 e Mestre em Ciências pelo Programa de Pós-graduação em Energia do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo (PPGE/IEE/USP) em 2019. Atua no Grupo de Pesquisa em Bioenergia (GBio) com foco de pesquisa em biogás, biometano e combustíveis de segunda geração e na empresa FIGENER Engenheiros Associados desde 2014, na área de projetos de engenharia de processos e de geração de energia, com foco em eficiência energética.  
E-mail: [caio.joppert@usp.com.br](mailto:caio.joppert@usp.com.br)

**Marilin Mariano Dos Santos** é engenheira petroquímica, graduada pela Universidade Mackenzie em 1981 e Doutora em Ciências pelo PPGE do IEE/USP em 2010, onde atua

no GBio com foco de pesquisa em políticas para biocombustíveis. Atuou como pesquisadora no Laboratório de Energia Térmica, Motores e Emissões do Instituto de Pesquisas Tecnológicas do estado de São Paulo (IPT) de 1979 até 2009 e coordenou o curso de Gás e Petróleo do Instituto Mauá de Tecnologia (IMT) de 2010 a 2014, tendo experiência nas áreas de combustão e emissões atmosféricas. Atualmente é professora do curso Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética da POLI/USP e coordenadora adjunta de projetos do Centro de Pesquisa e Inovação em Gás (RCGI) da USP.

E-mail: [marilinsantos@usp.br](mailto:marilinsantos@usp.br)

**Suani Teixeira Coelho** é engenheira química, graduada pela Fundação Armando Álvares Penteado (FAAP) em 1972 e Doutora em Ciências pelo PPGE do IEE/USP em 1999, onde atua como coordenadora do Grupo de Pesquisa em Bioenergia (GBio). Atualmente, é professora/orientadora do PPGE do IEE/USP e do Programa de Pós-graduação em Bioenergia da USP/UNICAMP/UNESP, além de coordenadora de projetos no Centro de Pesquisa e Inovação em Gás (RCGI) da USP, atuando principalmente nos seguintes temas: biomassa, geração de energia com biomassa, geração descentralizada, resíduos sólidos urbanos e rurais, cogeração, biogás, análise de ciclo de vida, externalidades e cana-de-açúcar.

E-mail: [marilinsantos@usp.br](mailto:marilinsantos@usp.br)

## CAPÍTULO VIII

### **Valoração de bens e serviços ecossistêmicos associados a projetos de recuperação e conservação ambiental no Reservatório de Três Irmãos: carbono, uso público e recursos pesqueiros**

CARLOS E. F. YOUNG<sup>1</sup>  
FRANCISCO E. MENDES<sup>2</sup>  
MARCIO ALVARENGA JR.<sup>3</sup>  
LUCAS A. N. COSTA<sup>4</sup>  
MARCOS P. MENDES<sup>5</sup>  
LUCIANO D. LOSEKANN<sup>6</sup>  
NIÁGARA R. SILVA<sup>7</sup>  
JACQUELINE G. B. SILVA<sup>8</sup>  
RENATO P. QUEIROZ<sup>9</sup>

**Resumo:** O objetivo da pesquisa “Metodologia de Valoração de Bens e Serviços Ecossistêmicos Associados a Projetos de Recuperação e Conservação Ambiental em Reservatórios Hidrelétricos” foi estabelecer metodologias adaptadas ao setor hidrelétrico brasileiro, demonstrando que é possível – e necessário – estimar a importância social e econômica das ações de proteção ambiental, com estudo de caso para a UHE Três Irmãos. Para tal, metodologias de valoração ambiental foram aplicadas às ações de conservação conduzidas pelas concessionárias. O presente artigo examina esses benefícios obtidos em termos de balanço de carbono, uso público e recursos pesqueiros. As ações de reflorestamento e de conservação contribuíram para reduzir o volume de carbono na atmosfera. No cenário corrente de reflorestamento, estima-se que o valor do benefício em termos de carbono capturado supere R\$8,5 milhões por ano (reflorestamento já realizado), podendo chegar a R\$ 60,5 milhões caso o reflorestamento se aproxime do cenário de uma faixa de 250 metros de extensão das margens do reservatório. O VPL desses benefícios foi estimado em R\$ 66,5 milhões e em R\$ 473,2 milhões até 2027, respectivamente. Estendendo o horizonte de tempo até 2037, o VPL dos benefícios superaria R\$ 103,7 milhões e R\$ 736,1 milhões nos cenários supracitados. Outro benefício das ações de conservação ambiental foi a garantia de um grande fluxo de turismo (mais de 500 mil visitantes em 2017), cujos gastos induziram um aumento de mais de R\$ 90 milhões na economia local, com impacto fiscal de mais de R\$ 4 milhões nas receitas das prefeituras.

**Palavras-Chave:** Valoração Ambiental, Hidrelétrica, Carbono, Pesca, Uso Público

---

<sup>1</sup> IE – UFRJ

<sup>2</sup> IE – UFRJ

<sup>3</sup> IE – UFRJ

<sup>4</sup> IE – UFRJ

<sup>5</sup> IE – UFRJ

<sup>6</sup> Economia – UFF

<sup>7</sup> Economia – UFRRJ

<sup>8</sup> IE – UFRJ

<sup>9</sup> IE – UFRJ

## **Introdução**

Este trabalho é baseado em resultados da Pesquisa “Metodologia de Valoração de Bens e Serviços Ecosistêmicos Associados a Projetos de Recuperação e Conservação Ambiental em Reservatórios Hidrelétricos”, componente do Programa de P&D da empresa Tijoá Participações e Investimentos S.A., concessionária de serviço público de energia elétrica. O objetivo foi estabelecer metodologias adaptadas ao setor hidrelétrico brasileiro, demonstrando que é possível – e necessário – estimar a importância social e econômica das ações de proteção ambiental.

Para tal, desenvolveu-se uma metodologia de valoração de bens e serviços ecosistêmicos associados a projetos de recuperação e conservação ambiental em reservatórios hidrelétricos. Usualmente os exercícios de valoração de bens e serviços ecosistêmicos em reservatórios hidrelétricos tratam dos danos ambientais e seus efeitos negativos antes da implantação dos empreendimentos. Este estudo inova ao tratar dos benefícios (positivos) gerados pelas ações de conservação conduzidas pelas concessionárias, área pouco explorada na literatura. Essas alterações podem trazer benefícios em termos de captura de carbono e erosão evitada, que por sua vez resultam em maior vida útil do reservatório, ao reduzir o assoreamento e, logo, maior capacidade de geração hidrelétrica. Também são estimados os benefícios dos programas em termos de uso público e pesca, elementos que são usualmente tratados apenas como obrigações decorrentes do processo de licenciamento, mas não como elementos dinamizadores da economia local.

De forma a ilustrar a sua aplicação, a metodologia foi aplicada para estimar os benefícios de ações de conservação no reservatório da Usina Hidrelétrica (UHE) de Três Irmãos, localizada no Rio Tietê (SP).

Figura 1. Localização da UHE de Três Irmãos



Fonte: CESP (2013)

## **1. Impacto Das Ações De Conservação E Regeneração Florestal Sobre Captura De Carbono**

### **1.1. Metodologia**

As ações de conservação e regeneração florestal, ao modificarem o uso do solo, resultam em diversos benefícios para a conservação da biodiversidade e serviços ecossistêmicos, como a retenção de estoques de Gases de Efeito Estufa (GEE) através da captura de carbono por fotossíntese pela revegetação. Além dos benefícios ambientais, há também ganhos para o sistema elétrico, não analisados neste artigo, pois reduz-se o assoreamento, evitando a perda de capacidade de acumulação do reservatório e da quantidade produzida por centrais hidrelétricas. Um segundo ganho, sistêmico, é resultado da maior capacidade de regularização dos reservatórios, evitando a construção de novas centrais de geração.

Para estimar o benefício dos projetos de conservação, projetam-se as áreas onde havia expectativa de desmatamento mas cuja vegetação nativa acabou preservada como decorrência das ações ambientais implementadas que evitaram a sua conversão. Como esse processo é usualmente associado à queima da floresta, multiplica-se a área onde o

desmatamento foi evitado pela variação na densidade de carbono entre a área de floresta original e a área desmatada (equação [1]).

$$\text{Carb.Evit} = \text{Área} * \beta \quad [1]$$

onde:

Carb.Evit = Estoque total de emissões evitadas em toneladas de CO<sub>2</sub>e.

Área = Área total de floresta conservada

$\beta$  = Densidade de carbono

De forma similar, a taxa de captura é aplicada à área a ser reflorestada, considerando uma única densidade de mudas por unidade de área. O montante do benefício de captura de carbono obtido pelo reflorestamento é calculado a partir da equação [2]:

$$\text{Carb.Cap} = \text{Área} * \mu \quad [2]$$

Onde:

Carb.Cap é o total de toneladas de CO<sub>2</sub>e capturadas por ano

Área é a área total de reflorestamento em hectares

$\mu$  é a taxa de captura de CO<sub>2</sub>e

Ou seja, o benefício do reflorestamento em termos de carbono é obtido através do produto entre a área total reflorestada e a taxa média de captura.

Para essas estimativas, foi considerado apenas o carbono acima do solo. Parâmetros de carbono abaixo do solo não são utilizados, uma vez que não há meta definida pelos órgãos públicos para tal concentração – assim como os principais sistemas de inventariação de emissões de GEE (como o Sistema de Estimativas de Gases de Efeito Estufa – SEEG) não consideram fixação de carbono abaixo do solo em seus cálculos. Dessa forma, é possível que ocorra uma subestimação das emissões decorrentes da supressão dessas áreas de floresta devido a sua não contabilização.

## 1.2. Estudo de caso Três Irmãos

O reservatório de Três Irmãos insere-se na Bacia Hidrográfica do Baixo Tietê. Esta bacia está localizada em uma área ecotonal que originalmente incorporava fragmentos de Cerrado e de Mata Atlântica. Esta região como um todo foi profundamente impactada pela ação humana, com poucas áreas ocupadas por remanescentes florestais, incluindo áreas de vegetação secundária e reflorestamentos.

Como a área de drenagem da sub-bacia do reservatório está majoritariamente localizada dentro do bioma Mata Atlântica, a taxa de captura de carbono ( $\mu$ ) utilizada no cálculo dos benefícios das ações de reflorestamento no entorno do reservatório foi de



21,71 tCO<sub>2e</sub>/ha/ano, referente ao bioma em questão, baseado em Palermo (2011) e Young et al. (2016). Uma vez que é considerada uma taxa linear de captura de carbono por hectare por ano, os resultados variam proporcionalmente às mudanças da área reflorestada em cada cenário.

Para estimar os resultados das ações de conservação florestal sobre a captura de carbono (e também para estimar o assoreamento evitado), um conjunto de cenários de usos do solo foi elaborado para as simulações:

- Original: Sem alteração no padrão de utilização atual do solo;
- Margem 100 m: Recomposição florestal de pelo menos 100 metros das margens do reservatório;
- Margem 150 m: Recomposição florestal de pelo menos 150 metros das margens do reservatório;
- Margem 250 m: Recomposição florestal de pelo menos 250 metros das margens do reservatório;
- Pastagem: Todas as áreas de remanescentes florestais da bacia de contribuição direta do reservatório são convertidas em pasto;
- Reflorestamento Radical: Toda a área da bacia de contribuição direta do reservatório é convertida em floresta.

O cenário Original corresponde ao caso-base, que corresponde ao padrão atual de cobertura de solo. Considerando que o padrão de ocupação da terra na região é de eliminação quase total de remanescentes florestais, pode-se considerar que os remanescentes florestais atuais nas margens do reservatório são basicamente consequência das ações já efetuadas de reflorestamento.

O cenário Margem 100 m é o que mais se aproxima do cumprimento das condicionantes ambientais em vigor. Os cenários Margem 150 m e Margem 250m representam ações mais incisivas para a recuperação das margens do reservatório e servem para ilustrar o impacto de condicionantes mais restritivas que no momento não se enquadram na legislação vigente. Os cenários Pastagem e Reflorestamento Radical são completamente hipotéticos e servem para apresentar os extremos da modelagem (ou ausência completa de florestas nativas, ou a recuperação florestal plena em toda a área).

Em primeiro lugar, estimou-se o volume de carbono florestal capturado em função do reflorestamento corrente nas bordas e de cada um dos cenários supracitados. Posteriormente, para o cálculo do valor monetário dos benefícios associados, assumiu-se

uma estimativa do custo social da tonelada de carbono emitida na atmosfera. Para tanto, utilizou-se a projeção da Agência Internacional de Energia (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2017) para o período contemplado em seu cenário de referência (New Policies Scenario) no valor de US\$ 37,00 por tonelada de CO<sub>2</sub>. Deve-se ressaltar que esse valor corresponde à estimativa do custo social causado pelo aumento da concentração de GEE na atmosfera, e não aos preços atualmente praticados nos mercados de carbono, que são subestimados pela resistência dos governos em adotar medidas concretas para mitigar as mudanças climáticas. é negociado atualmente, pois espera-se um acirramento das políticas de controle de emissão.

Tabela 1. Benefícios anuais de captura de carbono do reflorestamento e desmatamento evitado no entorno do Reservatório da UHE Três Irmãos

| <b>Cenário</b>        | <b>Área Reflorestada*</b><br><b>(ha)</b> | <b>Carbono Capturado*</b><br><b>(tCO<sub>2</sub>e/ano)</b> | <b>Valor do Benefício</b><br><b>(R\$)</b> |
|-----------------------|--|--|---|
| Original              | 2.870                                    | 62.306   | R\$ 8.529.691                             |
| 100m                  | 5.077                                    | 110.194  | R\$ 15.085.559                            |
| 150m                  | 10.321                                   | 224.036  | R\$ 30.670.528                            |
| 250m                  | 20.373                                   | 442.230  | R\$ 60.541.287                            |
| Reflorestamento total | 764.075                                  | 16.585.521   | R\$ 2.270.557.825                         |
| Desmatamento total    | 10.000                                   | 5.132.063  | R\$ 702.579.425                           |

Fonte: Metodologia de valoração de bens e serviços ecossistêmicos associados a projetos de recuperação e conservação ambiental em reservatórios hidrelétricos. Relatório Final

No cenário Original, mais próximo às ações de reflorestamento já executadas, estima-se que o valor do benefício em termos de carbono capturado supere 62 mil toneladas de CO<sub>2</sub> de captura anual, ou R\$ 8,5 milhões por ano. A implementação plena das condicionantes ambientais (aproximada pelo cenário 100m) aumenta esses valores para captura de 110 mil toneladas de CO<sub>2</sub> de captura anual, ou R\$ 15 milhões anuais, podendo chegar a 224 mil toneladas de CO<sub>2</sub> de captura anual, ou R\$ 60,5 milhões anuais, caso o reflorestamento seja estendido para uma faixa de 250 metros de extensão das margens do reservatório.

Os resultados também foram calculados de forma agregada para o período 2018-2027 e 2018-2037, e trazidos para seu valor presente líquido (VPL) a uma taxa de desconto de 6% ao ano (tabela 2). O VPL dos benefícios da captura de carbono pelas

ações de reflorestamento já promovidas supera R\$ 66,5 milhões de reais no período 2018-2027, chegando a R\$ 103,7 milhões, quando acumulado no período 2018-2037. Já o VPL dos cenários de aumento da extensão do reflorestamento para até 150 metros e 250 metros da borda variam de R\$ 117,7 milhões a R\$ 472,2 milhões até 2027, e de R\$ 183,4 milhões a R\$ 736,1 milhões até 2037. No cenário limite de reflorestamento total, o valor dos benefícios excede os R\$ 17,7 bilhões de reais, até 2027, e os R\$ 27,6 bilhões, até 2037.

Tabela 2. Valor dos benefícios do reflorestamento e desmatamento evitado no entorno do Reservatório da UHE Três Irmãos

| Cenário               | Valor do Benefício - VPL | Valor do Benefício - VPL |
|-----------------------|--------------------------|--------------------------|
|                       | 2027 (R\$)               | 2037 (R\$)               |
| Original              | R\$ 66.546.027           | R\$ 103.704.982          |
| 100m                  | R\$ 117.692.772          | R\$ 183.411.801          |
| 150m                  | R\$ 239.281.606          | R\$ 372.895.204          |
| 250m                  | R\$ 472.324.406          | R\$ 736.067.887          |
| Reflorestamento total | R\$ 17.714.193.797       | R\$ 27.605.707.091       |

Fonte: Metodologia de valoração de bens e serviços ecossistêmicos associados a projetos de recuperação e conservação ambiental em reservatórios hidrelétricos. Relatório Final

Os resultados mostram que os impactos de ações de reflorestamento no entorno do reservatório levam a benefícios significativos em termos de controle de GEE. O cenário de reflorestamento mais próximo ao das ações correntes de recuperação e corrente, o volume de carbono capturado da atmosfera é considerável, e ações incrementais de reflorestamento acarretariam benefícios ainda maiores para a redução de concentração de GEE na atmosfera.

## **2. Uso Público**

### **2.1. Metodologia**

O uso público é comumente utilizado para tratar da prática de visitação de Unidades de Conservação (MMA, 2005; VALLEJO, 2013). O termo uso público apresenta uma maior abrangência se comparado com o turismo, na medida em que conforma a visitação de lugares de interesses recreacionais não apenas por turistas, mas também pela população local, que muitas vezes é quem mais frequenta essas áreas de interesse de visitação

A motivação da visitação varia de acordo com a oferta de atrativos do local. Quanto maior for esta oferta, maior tende a ser o fluxo de visitantes e, por conseguinte, maior tende a ser a importância econômica do uso público para a região (TVA, 2018). No caso de áreas de beleza cênica ou desenvolvimento de atividades de recreação ou esporte de aventura, a qualidade ambiental do atrativo é fundamental para o fluxo de visitantes.

A importância econômica do uso público vai além da geração de renda e do aumento do valor da produção na economia local. Há também um componente de bem-estar que não se expressa necessariamente por meio de transações econômicas, como, por exemplo, o aproveitamento de praias públicas, cachoeiras, rios e parques, pela população local, além de sentimentos como orgulho e pertencimento à sua cidade. Neste caso, o benefício se dá pelo ganho de bem-estar desses indivíduos, na medida em que estes revelam suas preferências ao disporem de tempo para a visitação desses locais.

A estimativa sobre como os gastos dos visitantes na compra de bens e serviços impactam o valor da produção dos municípios na região segue a metodologia do Money Generation Model (MGM), desenvolvido por Stynes et al (2000), onde o impacto total do uso público sobre o valor da produção local é dado pelo produto entre três variáveis (equação [3]).

$$\Delta VP = \text{número de visitantes} \times \text{gasto médio por visitante} \times \text{multiplicador} \quad [3]$$

Onde:

$$\Delta VP = \text{impacto econômico sobre o valor da produção.}$$

## 2.2. Estudo de caso Três Irmãos

A formação do lago da barragem de Três Irmãos propiciou a oportunidade para o desenvolvimento de atividades de recreação e lazer no local associadas ao aproveitamento do lago artificial. As medidas de conservação e controle da ocupação das margens do reservatório empreendidas pela Tijoá contribuem para uma boa qualidade ambiental das águas e para tornar o ambiente mais aprazível à visitação.

A demanda atual por uso público depende crucialmente da manutenção da qualidade ambiental das águas e margens do lago e, portanto, beneficiárias das ações correntes de conservação ambiental. Em vista da indisponibilidade de dados oficiais sobre visitação do lago, foi proposta uma estimativa do fluxo de visitantes a partir das informações de leitos disponíveis nos municípios de Pereira Barreto, Sud Mennucci e Araçatuba e dos dados fiscais de arrecadação de ISSQN – Imposto Sobre Serviços de

Qualquer Natureza (em função a correlação positiva entre atividades turísticas e arrecadação de impostos incidentes sobre serviços).

Todavia, não é adequado assumir que todo o influxo de visitantes se dê por motivo de turismo/lazer. Parte dessa visitação pode estar associada à negócios, a visita de parentes, dentre outros. Neste ponto, cabe destacar a visitação turística do reservatório do número estimado de visitantes totais. Para tal, aplicou-se o percentual de 67,1%, referente ao peso do turismo como motivação para viagens domésticas (MTUR, 2009). Desse modo, estimou-se em mais de meio milhão o número de turistas/ano cuja visita foi induzida pelo uso público na região do Reservatório de Três Irmãos, sendo responsáveis pelo acréscimo anual de R\$ 91 Milhões no valor da produção.

Tabela 3. Estimativa do fluxo de turistas e do valor da produção induzido pelo uso público na região do reservatório de Três Irmãos – R\$ de 2017.

| <b>Municípios</b>          | <b>Fluxo de Turistas/Ano</b> | <b>Valor da Produção</b> |
|----------------------------|------------------------------|--------------------------|
| Araçatuba                  | 258.821                      | R\$ 42.608.495           |
| Birigui                    | 103.794                      | R\$ 17.087.065           |
| Sud Mennucci               | 17.911                       | R\$ 2.948.541            |
| Andradina                  | 44.419                       | R\$ 7.312.405            |
| Pereira Barreto            | 112.257                      | R\$ 18.480.293           |
| Santo Antônio do Aracanguá | 4.962                        | R\$ 816.907              |
| Buritama                   | 12.008                       | R\$ 1.976.897            |
| Brejo Alegre               | 409                          | R\$ 67.268               |
| <b>Total</b>               | <b>554.580</b>               | <b>R\$ 91.297.870</b>    |

Fonte: Metodologia de valoração de bens e serviços ecossistêmicos associados a projetos de recuperação e conservação ambiental em reservatórios hidrelétricos. Relatório Final

Por sua vez, o impacto fiscal desta demanda por uso público na região totalizou R\$ 4,1 milhões de reais. Estes recursos são representativos para região, na medida em que o ISSQN arrecadado a partir do uso público do lago equivale a 5,1% do ISSQN total arrecadado no ano de 2015, pelos oito municípios que margeiam o reservatório, ou a 1,85% das receitas tributárias próprias desses entes.

Tabela 4. ISSQN arrecadado em 2015 e estimativa de ISSQN arrecadado por uso público na região do reservatório de Três Irmãos – em R\$ de 2017.

| <b>Município</b>           | <b>ISSQN 2015 (R\$ 2017)</b> | <b>ISSQN arrecadado com uso público</b> |
|----------------------------|------------------------------|---|
| Araçatuba                  | R\$ 51.880.534               | R\$ 1.917.382                           |
| Birigui                    | R\$ 15.079.599               | R\$ 768.918                             |
| Sud Mennucci               | R\$ 1.489.135                | R\$ 132.684                             |
| Andradina                  | R\$ 6.453.310                | R\$ 329.058                             |
| Pereira Barreto            | R\$ 3.144.263                | R\$ 831.613                             |
| Santo Antônio do Aracanguá | R\$ 720.933                  | R\$ 36.761                              |
| Buritama                   | R\$ 1.744.642                | R\$ 88.960                              |
| Brejo Alegre               | R\$ 59.365                   | R\$ 3.027                               |
| <b>Total</b>               | <b>R\$ 80.571.782</b>        | <b>R\$ 4.108.404</b>                    |

Fonte: Metodologia de valoração de bens e serviços ecossistêmicos associados a projetos de recuperação e conservação ambiental em reservatórios hidrelétricos. Relatório Final

Deve-se destacar a distribuição assimétrica dos impactos econômicos do uso público na região, onde três municípios respondem por cerca de 85,6% do valor da produção e da arrecadação de ISSQN induzido pelo uso público do lago. Mas é claro que os municípios da região têm interesse em ampliar o turismo e atividades associadas. Além do ISSQN arrecadado com o uso público do reservatório, os municípios do entorno ainda vêm pleiteando o status de Município de Interesse Turístico (MIT) e de estância turística, junto ao Departamento de Apoio ao Desenvolvimento de Municípios Turísticos (DADETUR), órgão vinculado à secretaria estadual de turismo de São Paulo. A obtenção desse status dá ao município o direito à cota-parte nos repasses do Fundo de Melhoria dos Municípios Turísticos (FUMTUR), nos termos da Lei nº16.283, de 15 de junho de 2016. (ASSEMBLEIA LEGISLATIVA DE SÃO PAULO, 2016). As verbas do FUMTUR são repassadas às 70 estâncias turísticas e 140 MIT do estado de São Paulo, e tem aplicação vinculada à realização de obras de melhoria da infraestrutura de atendimento ao turismo local.

Dos municípios da região, apenas Pereira Barreto carrega o status de estância turística, o que deverá lhe render o repasse de de R\$ 2,75 milhões ao município no

exercício de 2018. (SECRETARIA ESTADUAL DE TURISMO DE SÃO PAULO, s/d). Já na lista dos MIT, encontram-se os municípios de Sud Mennucci e Buritama. Outros três municípios vêm pleiteando essa condição : Santo Antônio do Aracanguá (pedido reprovado em 23 de outubro de 2017 e em 28 de março de 2018), Araçatuba (pedido em análise) e Brejo Alegre (aguardando análise da documentação) . Ainda de acordo com a Secretaria Estadual de Turismo de São Paulo (s/d), as previsões de repasse para os 140 Municípios de Interesse Turístico (MIT) superam os R\$ 83,2 milhões de reais, o que resulta em um repasse médio por município de R\$ 594,7 mil.

O pleito dos municípios da região de alcançarem o status de Municípios de Interesse Turístico (MIT) e de estância turística revelou a importância dos valores repassados pelo Departamento de Apoio ao Desenvolvimento de Municípios Turísticos (DADETUR) para o orçamento desses entes. Ademais, como o repasse dessas verbas está condicionada ao reconhecimento do potencial turístico do município em questão, tem-se que o impacto orçamentário da presença do reservatório sobre as finanças públicas municipais tende a ser maior do que a estimativa apresentada para a arrecadação do ISSQN.

### **3. Pesca profissional artesanal e subprograma de produção de alevinos e estocagem em reservatórios**

#### **3.1. Metodologia**

As ações de conservação ambiental realizadas pelas concessionárias de usinas hidrelétricas contribuem positiva e indiretamente para a manutenção da população de peixes nos reservatórios os quais, por sua vez, têm diversos valores para as pessoas. Além de valores de existência ligados a princípios éticos e morais e valores de uso ligados ao lazer (pesca esportiva), a ictiofauna local – desde que explorada dentro de limites sustentáveis – pode ser importante fonte de alimentos, gerando adicionalmente renda para os que a pescam e comercializam.

O valor dos recursos pesqueiros (peixes usados com a finalidade de alimentação) pode ser encarado como uma parcela da disposição a pagar das pessoas para consumir esses produtos como parte da sua alimentação. Essa disposição a pagar é expressa por meio dos preços efetivamente pagos para a aquisição dos peixes capturados pelos pescadores. Uma expressão mais fidedigna do valor do serviço de prover peixes pode ser alcançada limitando-se o máximo possível as diversas etapas da comercialização do peixe até o consumidor final – o que nos interessa é o primeiro preço pago ao pescador – que é o primeiro usuário do recurso preservado.

O valor dos recursos pesqueiros (peixes usados com a finalidade de alimentação) pode ser encarado como uma parcela da disposição a pagar das pessoas para consumir esses produtos como parte da sua alimentação. Essa disposição a pagar é expressa por meio dos preços que são pagos para a aquisição dos peixes capturados pelos pescadores. Uma expressão mais fidedigna do valor do serviço de prover peixes pode ser alcançada limitando-se o máximo possível as diversas etapas da comercialização do peixe até o consumidor final – o que nos interessa é o primeiro preço pago ao pescador – que é o primeiro usuário do recurso preservado. A equação [4] apresenta o valor da produção pesqueira (VPP) como resultado dessa multiplicação.

$$VPP = Q_n * P_n \quad [4]$$

Onde:

$Q_n$  são as quantidades das  $n$  espécies capturadas

$P_n$  são os preços das  $n$  espécies capturadas

Fatores de correção podem ser necessários, dependendo da qualidade dos dados disponíveis, de modo a corrigir efeitos como deficiências amostrais e da falta de conhecimento sobre os limites máximos de capturas para garantir a reposição dos estoques e a conseqüente sustentabilidade da pesca. Da mesma forma, pode ser necessário adotar uma escala de preços relativos para precificar espécies para as quais não existam dados disponíveis de preços no mercado local.

O conhecimento sobre a dinâmica das populações de peixes das bacias brasileiras ainda é bastante limitado. Um complicador importante decorre da introdução de espécies alóctones com a intenção de aumentar a produção pesqueira. Essas espécies, que em geral ocupam os degraus superiores da cadeia trófica, causam alterações irreparáveis na disponibilidade de peixes nativos para a pesca, seja por competição seja por predação excessiva de forrageiras e espécies menores. Dado que várias dessas introduções antecedem os estudos de inventário e de biologia da pesca nas principais bacias e aproveitamentos, esses impactos restarão praticamente imensuráveis também. (Smith et al., 2005; Rocha et al., 2008; Maruyama, 2007)

Agostinho et al. (2007) destacam que a introdução dessas espécies alóctones impacta os serviços que a biodiversidade presta à pesca ao fornecer aos pescadores alternativas de exploração quando um estoque, por razões naturais ou antropogênicas, entra em depleção. Prever e mensurar o conjunto desses impactos, assim, continua a ser um grande desafio, principalmente quando se considera um empreendimento específico, dada a complexidade e a sinergia dos fenômenos.



O repovoamento dos lagos por espécies da fauna local é uma medida de estocagem que objetiva reintroduzir no ambiente espécies que tiveram suas populações reduzidas após a alteração do ambiente, por meio do lançamento de indivíduos jovens dessas espécies criados em cativeiro. Medidas dessa natureza, associadas ou não a restrições à atividade pesqueira que são muitas vezes preconizadas nos licenciamentos ambientais, em várias ocasiões mostram-se infrutíferas em função da sua inerente complexidade. Como destacam Agostinho et al. (2007), a falta de clareza nos objetivos dos repovoamentos e o desconhecimento das informações sobre o ambiente e as espécies alvo estão entre as causas desses insucessos. Não é objetivo deste estudo questionar as diversas variáveis que podem influenciar o sucesso dos programas de repovoamento; aqui, nos limitaremos a descrever a presença de exemplares de espécies alvo dos programas de repovoamento e que não deveriam, pelo menos em teoria, estar se reproduzindo em condições naturais no reservatório.

Um outro desafio para a compreensão da relevância econômica da atividade de pesca profissional artesanal em reservatórios está relacionado com fragilidades do próprio mercado de pescado. A pesca artesanal é tradicionalmente uma atividade extrativa com baixo valor agregado e operada por agentes de baixa renda. A falta de uma estrutura de comercialização eficaz acarreta perdas com produtos não comercializados em função da alta perecibilidade inerente do produto (usualmente preferido para consumo in natura, fresco) e a uma baixa eficiência da atividade. Outros fatores, como a expansão e a sofisticação das cadeias de fornecimento de produtos concorrentes diretos como a piscicultura e a importação de pescado congelado, aliadas à concorrência de outras fontes de proteína (aves, carne bovina e suína, etc.) acabam por se traduzir em baixos preços para o produtor e mantêm a pesca profissional artesanal em uma situação de constante penúria (Chalita, 2014). Adicionalmente, a impossibilidade de aumentos significativos de escala, associada além dos fatores já citados ao estado de boa parte dos estoques pesqueiros já muito impactados e sobreexplorados, acaba por tornar cada vez mais o consumo de peixe fresco oriundo da pesca artesanal um hábito praticado de forma limitada, especialmente nas áreas mais desenvolvidas do país onde há acesso fácil a outras fontes de proteína. Assim, o consumo do pescado fresco fica cada vez mais restrito às regiões próximas dos pontos de captura e desembarque (Vasconcellos et al., 2013).

### **3.2. Estudo de caso Três Irmãos**

Com base nos dados levantados desde março de 2015 até dezembro de 2017 pela Tijoá, estimou-se que a pesca profissional artesanal em Três Irmãos produz cerca de 312 toneladas anuais de peixes de várias espécies, representando VPP de aproximadamente 1,6 milhão de reais anuais. Em um horizonte de 20 anos, esse VPP representa cerca de 702,2 milhões de reais, e em 30 anos esse valor atinge, aproximadamente, 1,1 bilhão de reais.

Cerca de 16 toneladas (5% do total) ou R\$ 127 mil reais mensais em VPP (8% do total) pertencem a espécies nativas cuja existência no lago pode ser atribuída ao repovoamento. Assim, mantidas as condições existentes tanto com relação ao ritmo de estocagem quanto às relações entre as populações de peixes entre si e o ambiente e a pesca, o Subprograma de Produção de Alevinos e Estocagem em Reservatórios em Três Irmãos pode representar em 20 anos ganhos da ordem de 56,2 milhões, ou 87,5 milhões em 30 anos.

É importante ressaltar, por fim, que Três Irmãos pode ser considerado um reservatório de baixa produtividade para a pesca (4,12 kg/ha/ano), cerca de 1/3 da produtividade média anual de Itaipu e pouco mais de 1/5 da produtividade média anual de Tucuruí (Agostinho et al., 2007). Dessa forma, os valores da produção pesqueira em outros reservatórios poderão ser mais significativos quanto mais produtivo for o reservatório analisado.

#### 4. Discussão dos resultados

A tabela abaixo apresenta as estimativas dos benefícios das ações de conservação empreendidas pela Tijoá em Três Irmãos, em cada um dos temas apresentados anteriormente. Os benefícios de carbono agregam a captura por ações de conservação e recuperação florestal com as emissões evitadas pela geração adicional de hidroeletricidade. No cenário de vinte anos (até 2027), os benefícios totalizam R\$ 781 milhões, e no horizonte de trinta anos (até 2037), os benefícios somam R\$ 1,22 bilhões.

Tabela 5. Benefício Total das Ações de Conservação – R\$ - Horizontes até 2027 e até 2037

|             | Carbono    | Uso Público | Pesca      | Total       |
|-------------|------------|-------------|------------|-------------|
| 2018 a 2027 | 66.614.892 | 702.198.482 | 11.714.649 | 780.603.917 |

2018 a 2037      103.797.788      1.094.302.447      18.256.048      1.216.538.924

Fonte: Metodologia de valoração de bens e serviços ecossistêmicos associados a projetos de recuperação e conservação ambiental em reservatórios hidrelétricos. Relatório Final

Percebe-se que a amplitude dos valores setoriais estimados é grande. Os maiores benefícios advêm dos gastos promovidos pelo uso público, em especial pelos visitantes de fora da região que são atraídos pelo Reservatório. Isso indica que a qualidade ambiental do Reservatório é um importante dinamizador da economia local, e que a preservação dessa qualidade é estratégica para a geração de renda e emprego nesses municípios.

Os ganhos propiciados pelo sequestro de carbono também são relevantes. Contudo, deve-se enfatizar que no momento não há mecanismos de comercialização de créditos de carbono e, por isso, não há mecanismos para que a empresa possa internalizar esses valores em termos monetários. Ou seja, o benefício das emissões evitadas para a sociedade como um todo é volumoso, mas isso não se transforma em retornos financeiros para empresa.

O benefício para a atividade pesqueira é de menor montante. Entretanto, é significativo do ponto de vista social porque afeta uma comunidade específica (pescadores) que tem sua renda diretamente influenciada por isso. Também deve-se enfatizar que há forte correlação entre a pesca comercial e a amadora, que constitui um dos sustentáculos da visitação turística para a região.

Também foram elaborados cenários onde as ações de conservação sejam intensificadas em relação à prática atual. No cenário em que as ações de reflorestamento seriam hipoteticamente estendidas para uma área de 100 metros em relação à margem do reservatório, os benefícios adicionais seriam de R\$ 51 milhões em 10 anos e R\$ 80 milhões em 20 anos, principalmente pelos ganhos de captura de carbono. No cenário com maior área de reflorestamento (250 metros da margem), os benefícios somariam R\$ 406 milhões e R\$ 633 milhões em 10 e 20 anos, respectivamente, também primordialmente devido aos ganhos de carbono. Novamente, deve-se ressaltar que a pequena dimensão dos ganhos potenciais de geração de hidroeletricidade por ações de conservação deve-se às características peculiares de Três Irmãos, e que resultados maiores seriam obtidos em outros reservatórios onde o problema de assoreamento é significativo.

## **Considerações Finais**

A principal contribuição desse projeto de P&D foi o desenvolvimento de uma metodologia inovadora para estimar os benefícios de ações de conservação em reservatórios de centrais hidrelétricas. A pesquisa utilizou técnicas da fronteira de conhecimento e também exigiu a criação de novas ferramentas e conceitos.

Os modelos convencionais de análise custo-benefício, inclusive do setor elétrico, costumam ignorar as externalidades – custos ou benefícios não internalizados pelo projeto. O presente estudo elaborou um modelo que permite associar os benefícios às ações de conservação ambiental com atividades produtivas afetadas por isso, inclusive do próprio setor elétrico. Os elementos estudados foram (i) conservação e captura de carbono; (ii) uso público; e (iii) pesca.

O estabelecimento dessas metodologias permitiu estimar os benefícios econômicos em cada um desses temas decorrentes das ações de conservação ambiental. Além da contribuição metodológica, utilizou-se o caso do reservatório da hidrelétrica de Três Irmãos para aplicação dessas metodologias e os resultados, conforme esperados, demonstram que existem benefícios significativos decorrentes dessas ações.

Em função dos avanços obtidos, recomenda-se a continuidade de pesquisas, em particular nas seguintes áreas:

- Aplicação do modelo no contexto de reservatórios de elevado assoreamento ou estabelecidos em bacias em áreas onde a cobertura florestal ainda é alta, mas que estejam sob risco de desmatamento.
- Aprofundamento das metodologias aqui desenvolvidas. Algumas sugestões podem ser apontadas: o aperfeiçoamento da modelagem baseada nas Curvas de Cota-Área-Volume que permitam estimativas mais acuradas do assoreamento; modelagens mais acuradas acerca da variação da erosão em função de ações de recuperação florestal em margens de reservatórios e outros corpos hídricos; incorporação do carbono abaixo do solo; caracterização da pesca amadora e seu impacto sobre o turismo em áreas de reservatório e seu efeito multiplicador da economia local; impacto das ações de peixamento para atividades de pesca.

Em suma, essa pesquisa desenvolveu uma metodologia inovadora para valorar os benefícios de ações de conservação em reservatórios hidrelétricos. Elaborou-se um modelo geral, replicável para qualquer reservatório, que integra abordagens que tratam de diferentes benefícios associados a ações de conservação ambiental promovidas pelas concessionárias. O modelo foi aplicado ao caso do reservatório da UHE Três irmãos, e

apontou que as ações da Tijoá trazem ganhos significativos para sociedade, principalmente pela captura de carbono e benefícios derivados do uso público nas próximas décadas. O benefício estimado em termos de ganhos de geração pelo assoreamento evitado foi pequeno em função de características técnicas peculiares a esse reservatório, mas espera-se que os resultados nesse item sejam mais significativos caso o modelo seja aplicado para reservatórios com grandes problemas de perda de capacidade por assoreamento.

### **Agradecimentos**

O projeto “Metodologia de Valoração de Bens e Serviços Ecossistêmicos Associados a Projetos de Recuperação e Conservação Ambiental em Reservatórios Hidrelétricos” fez parte do Programa de P&D da Empresa TIJOÁ PARTICIPAÇÕES E INVESTIMENTOS S.A., concessionária de serviço público de energia elétrica com sede no Estado de São Paulo, em atendimento à Lei nº 9.991, de 24.07.2000. Gostaríamos também de agradecer o apoio técnico de toda equipe da CSE Energia - Tijoá, em particular as sugestões de Angélica Beccato, Sabrina Laurito e Cristina Mendes. A responsabilidade deste documento, como de praxe, é inteira dos seus autores, e as opiniões aqui expressas não refletem necessariamente a opinião da Empresa e sua equipe.

### **Referências Bibliográficas**

Agostinho, A.A., Gomes, L.C. & Pelicice, F.M. ECOLOGIA E MANEJO DE RECURSOS PESQUEIROS EM RESERVATÓRIOS DO BRASIL. Editora da Universidade Estadual de Maringá, Maringá. 501 p., 2007.

BRASIL. Ministério do Meio Ambiente, Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis - IBAMA. ESTATÍSTICA DA PESCA 2007 - GRANDES REGIÕES E UNIDADES DA FEDERAÇÃO. Brasília-DF, dezembro de 2007. [URL:http://ibama.gov.br/phocadownload/biodiversidade/biodiversidade-aquatica/gestao-pesqueira/estatistica-pesqueira/2007-ibama-estatistica-da-aquicultura-e-pesca-no-brasil.pdf](http://ibama.gov.br/phocadownload/biodiversidade/biodiversidade-aquatica/gestao-pesqueira/estatistica-pesqueira/2007-ibama-estatistica-da-aquicultura-e-pesca-no-brasil.pdf). Acessado em 05/04/2018.

BRASIL. Ministério do Meio Ambiente, Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis - IBAMA. Instrução Normativa do IBAMA Nº 25, de 01/09/2009. Brasília-DF, setembro de 2009. [URL:http://www.icmbio.gov.br/cepsul/images/stories/legislacao/Instrucao\\_normativa/2009/in\\_ibama\\_25\\_2009\\_normaspescaperiodoreproducao\\_pr.pdf](http://www.icmbio.gov.br/cepsul/images/stories/legislacao/Instrucao_normativa/2009/in_ibama_25_2009_normaspescaperiodoreproducao_pr.pdf)

Castro, P. M. G. De Maruyama, L.S.; Campos, E. C.; Paiva, P.; Spigolon, J. R.; Bezerra De Menezes, L. C. MAPEAMENTO DA PESCA ARTESANAL AO LONGO DO MÉDIO E BAIXO RIO TIETÊ (SÃO PAULO, BRASIL). Ser. Relat. Téc. Instituto de Pesca. São Paulo, Vol. 33, 34p jun. de 2008.

Chalita, M.A.N. CONSUMO EM UM MERCADO CONTESTADO: REFLEXÕES SOBRE O CASO DO PESCADO NO BRASIL. Anais do VII Encontro Nacional de Estudos do Consumo, PUC Rio de Janeiro, 2014.

Instituto Florestal. Inventário florestal da vegetação natural do Estado de São Paulo. São Paulo: Secretaria do Meio Ambiente Imprensa Oficial. 200p. 2005.

International Energy Agency. World Energy Outlook 2017. OECD, Paris. 2017.

Lima Costa, S.M.A et al.. INDICADORES DE MERCADO DE PESCADOS. Boletim 2016 - 4 ° trimestre - Ilha Solteira. UNESP, Campus de Ilha Solteira, 2016. URL: <http://www.feis.unesp.br/Home/departamentos/fitotecniatecnologiadealimentosesocioeconomia716/boletim-pesca.pdf>. Acessado em 05/04/2018.

Lu, H, Moran, C.J. &, Prosser, I. P. Modelling sediment delivery ratio over the Murray Darling Basin. Environmental Modelling & Software 21: 1297-1308. 2006.

Maruyama, L.S. A PESCA ARTESANAL NO MÉDIO E BAIXO TIETÊ (SÃO PAULO, BRASIL): ASPECTOS ESTRUTURAIS, SOCIOECONÔMICOS E DE PRODUÇÃO PESQUEIRA. São Paulo. 109 p. (Dissertação de Mestrado, Programa de pós-graduação do Instituto de Pesca-APTA-SAA-SP), 2007

Maruyama, L.S.; Castro, P.M.G.; Paiva, P. PESCA ARTESANAL NO MÉDIO E BAIXO TIETÊ, SÃO PAULO, BRASIL: ASPECTOS ESTRUTURAIS E SOCIOECONÔMICOS. B. Inst. Pesca, São Paulo, 35(1): 61 – 81, 2009.

Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, Embrapa Monitoramento por Satélite Brasil em Relevo. Campinas, Brasil: EMBRAPA. 2000. Disponível em: <<http://www.relevobr.cnpem.embrapa.br/download/>>.

Miranda, M. M. D. *Fator de emissão de gases de efeito estufa da geração de energia elétrica no Brasil: implicações da aplicação da Avaliação do Ciclo de Vida*. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Ciências da Engenharia Ambiental. Universidade de São Paulo – São Carlos. 2012.

Miranda, R. B. A influência do assoreamento na geração de energia hidrelétrica: Estudo de caso na usina três irmãos. Dissertação (Mestrado em Engenharia Ambiental). Escola de Engenharia de São Carlos, São Carlos, 132 p. 2011

MMA. Mata Atlântica: Patrimônio Nacional dos Brasileiros. Brasília: Secretaria de Biodiversidade e Florestas. Ministério do Meio Ambiente (MMA), Núcleo Mata Atlântica e Pampa, 2010.

OTIMIZAGRO: Uma plataforma integrada de modelagem de uso e mudanças no uso da terra para o Brasil. Brasília: SAE/PR: UFMG, Centro de Sensoriamento Remoto, p. 148. 2013.

Palermo, G. **Emissões de gases de efeito estufa e medidas mitigatórias da pecuária: potencialidades da intensificação e do confinamento do gado bovino de corte brasileiro.** Dissertação de Mestrado, COPPE/UFRJ. 2011.

Rocha, O.; Gaeta Espíndola, O.L; Rietzler, A.C.; Fenerich-Verani, N. & Verani, J.R. ANIMAL INVADERS IN SÃO PAULO STATE RESERVOIRS, *Oecologia Australis* 15(3): 631-642, Setembro 2011.

Rodrigues H., Soares-Filho B. A Short Presentation of Dinamica EGO. In: Camacho Olmedo M., Paegelow M., Mas JF., Escobar F. (eds) *Geomatic Approaches for Modeling Land Change Scenarios. Lecture Notes in Geoinformation and Cartography.* Springer, Cham. 2018.

Smith, W.S.; Espindola, E.L.G. & Rocha, O. As espécies de peixes introduzidas no rio Tietê. In: O. Rocha; E. L. G. Espíndola; N. Fenerich-Verani; J. R Verani and A.C. Rietzler (orgs.). *ESPÉCIES INVASORAS EM ÁGUAS DOCES - ESTUDOS DE CASO E PROPOSTAS DE MANEJO.* Editora Universidade Federal de São Carlos, São Carlos, SP. 414p, 2005.

Soares-Filho BS, Rajão R, Merry F, Rodrigues H, Davis J, Lima L, Macedo M, Coe M, Carneiro A, Santiago L. Brazil's Market for trading forest certificates. *Plos One* 11(4):e0152311. 2016. Disponível em: <http://journals.plos.org/plosone/article?id=10.1371%2Fjournal.pone.0152311>

Disponível em: <http://journals.plos.org/plosone/article?id=10.1371%2Fjournal.pone.0152311>

SOS Mata Atlântica. Fundação e INPE divulgam dados do Atlas dos Remanescentes Florestais da Mata Atlântica no período de 2014 a 2015. 2016. Disponível em: <https://www.sosma.org.br/projeto/atlas-da-mata-atlantica/dados-mais-recentes/>.

Tijóá Energia. APRESENTAÇÕES DO I SEMINÁRIO DE INTEGRAÇÃO DOS PROGRAMAS E PROJETOS AMBIENTAIS DA UHE TRÊS IRMÃOS, São Paulo, 25 de agosto de 2017.

Tijóá Energia. USINA HIDRELÉTRICA DE TRÊS IRMÃOS - RELATÓRIO BIENAL DE ACOMPANHAMENTO DAS CONDICIONANTES DA RENOVAÇÃO DA

LICENÇA AMBIENTAL DE OPERAÇÃO RETIFICATÓRIA, Nº 2027, DE 10 DE OUTUBRO DE 2014 - PERÍODO 2014 - 2015. Rio de Janeiro, Dezembro de 2015

Tijóá Energia. USINA HIDRELÉTRICA DE TRÊS IRMÃOS - RELATÓRIO BIENAL DE ACOMPANHAMENTO DAS CONDICIONANTES DA RENOVAÇÃO DA LICENÇA AMBIENTAL DE OPERAÇÃO RETIFICATÓRIA, Nº 2027, DE 10 DE OUTUBRO DE 2014 - PERÍODO 2016 - 2017. Rio de Janeiro, Dezembro de 2017.

Tijóá Energia. USINA HIDRELÉTRICA DE TRÊS IRMÃOS – RELATÓRIO DO MONITORAMENTO DA PRODUÇÃO PESQUEIRA REFERÊNCIA - PERÍODO DE MARÇO/2015 A DEZEMBRO/2017 & OFICINAS DEVOLUTIVAS NAS COMUNIDADES DE PESCADORES. PRODUTO 29 – RELATÓRIO 14. São Paulo, Março de 2018

Vasconcellos, J.P. et al. Individual determinants of fish choosing in open-air street markets from Santo André, SP/Brazil. *Appetite* v.68, p. 105–111, 2013

Young, C. E. F. (coord) et al. **Estudos e produção de subsídios técnicos para a construção de uma Política Nacional de Pagamento por Serviços Ambientais**. Relatório Final. Instituto de Economia, UFRJ, Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, p. 93. 2016.

Young, C.E.F. (coord.). Estudos e produção de subsídios técnicos para a construção de uma política nacional de pagamento por serviços. relatório final com apêndices. Instituto de Economia, UFRJ, Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, p. 488. 2016.

### **Biografia Dos Autores**

**Carlos Eduardo Frickmann Young** possui graduação em Ciências Econômicas pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (1986), mestrado em Economia da Indústria e da Tecnologia pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (1992) e doutorado em Economia pela Universidade de Londres - University College London (1997). É Professor Titular da Universidade Federal do Rio de Janeiro (IE/UFRJ), Pesquisador do Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento (INCT-PPED) e Professor Colaborador do Programa de Ciências Ambientais da Universidade Estadual do Mato Grosso (PPGCA-UNEMAT). Tem vasta experiência em ensino e pesquisa na área de Economia, com ênfase em Economia do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais, atuando principalmente nos seguintes temas: política ambiental, valoração de serviços ecossistêmicos, determinantes do desmatamento, economia e política das unidades de conservação, pagamento por serviços ambientais, aspectos econômicos relacionados a mudanças climáticas e poluição, macroeconomia do meio ambiente e contabilidade verde. É coordenador do Grupo de Economia do Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável (GEMA - IE/UFRJ).



E-mail: [young@ie.ufrj.br](mailto:young@ie.ufrj.br)

**Francisco Eduardo Mendes** possui graduação em Oceanografia pelo Instituto de Geociências (1986), mestrado em pelo Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós Graduação e Pesquisa de Engenharia (1994) e doutorado em Planejamento Energético pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (2004). Foi pesquisador no IPEA e no Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós Graduação e Pesquisa de Engenharia (COPPE/UFRJ). Foi professor da Universidade Petrobras e de pós-graduação da Universidade Veiga de Almeida. Tem experiência de mais de dez anos nas áreas de Mudança do Clima, Emissões Atmosféricas, Óleo e Gás, Energia, Controle e Monitoramento de Poluição, Valoração Ambiental, Gestão Ambiental, Instrumentos Econômicos, Ecologia, Poluição Hídrica, Saneamento e EIA/RIMA. Atualmente é pesquisador colaborador do GEMA – IE/ UFRJ.  
E-mail: [fedumendes@gmail.com](mailto:fedumendes@gmail.com)

**Marcio Alvarenga Junior** é graduado em economia pela Universidade Federal do Rio de Janeiro e mestre em economia pela Universidade Federal Fluminense. Atualmente, é doutorando no Programa de Pós-Graduação em Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Dentre as áreas de atuação do pesquisador, destacam-se a Economia do Meio Ambiente, História Econômica do Brasil e Macroeconomia Pós-Keynesiana, tendo trabalhado nessas áreas como consultor em projetos junto a Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), ao Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento (PNUD) e ao Ministério do Meio Ambiente (MMA).  
E-mail: [marcio.alvarenga.junior@gmail.com](mailto:marcio.alvarenga.junior@gmail.com)

**Lucas de Almeida Nogueira da Costa** possui graduação em Ciências Econômicas pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (2018). Atualmente cursa mestrado em Economia pela UFRJ/IE no Programa de Pós-Graduação em Economia. É pesquisador na área de economia ambiental e participante do GEMA – IE/ UFRJ.  
E-mail: [lucas.an.costa@gmail.com](mailto:lucas.an.costa@gmail.com)

**Marcos Pires Mendes** possui graduação em Ciências Econômicas pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (2018). Tem experiência na área de Economia, com ênfase em Economia Ambiental e da Energia, atuando principalmente em temas de valoração econômica ambiental, Pagamento por Serviços Ambientais (PSA) e impactos econômicos de Unidades de Conservação. É pesquisador na área de economia ambiental e participante do GEMA – IE/ UFRJ.  
E-mail: [marcospiresmendes@gmail.com](mailto:marcospiresmendes@gmail.com)

**Luciano Dias Losekann** possui graduação em Ciências Econômicas pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (1996) e doutorado em Economia da Indústria e da Tecnologia pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (2003). É professor Associado III do Departamento de Economia da Universidade Federal Fluminense. É coordenador do Programa de Pós Graduação em Economia da UFF. É membro do Núcleo de Estudos Indústria, Energia, Território e Inovação da UFF. Tem experiência na área de Economia,

com ênfase em Economia da Energia, atuando principalmente nos seguintes temas: setor elétrico, regulação, energia, reforma e economia industrial.

E-mail: [sen@economia.uff.br](mailto:sen@economia.uff.br)

**Niágara Rodrigues Silva** é Doutora em Economia pela Universidade Federal Fluminense - UFF (2017), mestre em Economia Aplicada pela Universidade Federal de Viçosa - UFV (2013), e graduada em Ciências Econômicas pela Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro - UFRRJ (2010). É Professora Adjunta do Departamento de Ciências Econômicas da Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro (UFRRJ) e antes foi professora substituta (40h) da Faculdade de Economia da Universidade Federal Fluminense (UFF) e fez estágio doutoral na Faculdade de Economia da UFF (2018). Membro do Grupo de Economia da Energia (GEE/UFRJ) e do Núcleo de Indústria, Território e Energia (NIET/UFF). Tem experiência na área de Economia, com ênfase em Economia da Energia, atuando principalmente nos seguintes temas: Dinâmica das Indústrias de Energia, Regulação e Políticas Energéticas, Mercado de Combustíveis, Economia das Mudanças Climáticas, e Métodos Aplicados em Economia da Energia.

E-mail: [niagararodrigues@gmail.com](mailto:niagararodrigues@gmail.com)

**Jacqueline Gisele Batista Silva** possui graduação em Física pela Universidade Federal Fluminense (1999), MBA em Economia e Gestão da Energia pelo Instituto COPPEAD (UFRJ) e Mestrado em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (2015). Atualmente, cursa o Doutorado em Engenharia de Processos Químicos e Bioquímicos, na Escola de Química da UFRJ, na área de Gestão da Inovação. Integra o quadro de servidores da UFRJ, e desde o ano de 2010 participa do Grupo de Economia da Energia, do Instituto de Economia da UFRJ.

E-mail: [jacqueline.energia@gmail.com](mailto:jacqueline.energia@gmail.com)

**Renato Pinto de Queiroz** é engenheiro eletricista formado pela UERJ-Universidade do Estado do Rio de Janeiro, com mestre em Planejamento Energético pela COPPE/Programa de Planejamento Energético (PPE)/Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), com tese defendida em 1983, Trabalhou mais de 30 anos em FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S. A. nas Diretorias Financeira e de Engenharia, Planejamento e Construção, ocupando cargos de gerência na superintendência de planejamento, adquirindo experiência nas atividades inerentes ao planejamento energético e empresarial através da coordenação de planos corporativos e de projetos de pesquisa e desenvolvimento. Após a saída de FURNAS, apoiou tecnicamente o Instituto de Desenvolvimento Estratégico do Setor Energético nas discussões que envolveram a regulação do setor elétrico brasileiro. Trabalhou na empresa TERMORIO S.A. entre 2003 e 2004 assessorando a presidência na implantação de laboratórios de Fontes Renováveis no RJ. Entre fevereiro de 2005 e março de 2009 trabalhou na Empresa de Pesquisa Energética- EPE como Superintendente de Recursos Energético tendo sido o coordenador executivo do Plano Nacional de Energia 2030 e do Balanço Energético Nacional entre outros trabalhos. A partir de maio de 2009 ingressou no Grupo de Economia da Energia do Instituto de Economia da UFRJ como pesquisador associado desenvolvendo estudos

*Valoração de bens e serviços ecossistêmicos associados a projetos de recuperação e conservação ambiental no Reservatório de Três Irmãos: carbono, uso público e recursos pesqueiros*

e pesquisas voltados ao planejamento energético, políticas energéticas, regulação dos setores elétrico, petróleo e gás natural, eficiência energética.

E-mail: [renato.queiroz@ie.ufrj.br](mailto:renato.queiroz@ie.ufrj.br)

## CAPÍTULO IX

### Livre acesso às infraestruturas de gás natural no Brasil

JOSÉ EDUARDO SIQUEIRA<sup>1</sup>

CAROLINA ARAUJO DE AZEVEDO PIZOEIRO<sup>2</sup>

**Resumo:** O objetivo do presente trabalho é apresentar o recente panorama legal e regulatório brasileiro da indústria do gás natural com foco específico na questão do acesso por terceiros interessados às infraestruturas necessárias para o desenvolvimento das atividades de movimentação de gás natural. O livre acesso às infraestruturas de escoamento e tratamento de gás natural por terceiros é essencial para garantir a efetiva diversificação de agentes na indústria brasileira, e para ampliar o fornecimento de gás no Brasil, na medida em que os altos valores necessários para implementação dessas estruturas limita a entrada de novos agentes no mercado brasileiro.

**Palavras-Chave:** Livre Acesso, Direito Concorrencial, Infraestrutura, Gás Natural, Direito Comparado.

#### Introdução

Desde a abertura da indústria, é tema recorrente na agenda pública a discussão de métodos para desenvolver o mercado de gás natural de forma a torna-lo mais eficiente a partir da remoção de entraves legais e regulatórios, que impeçam uma maior concorrência no setor.

As tentativas iniciais de flexibilização do setor e introdução de concorrência na indústria de gás natural não surtiram efeitos significativos. A Lei n.º 9.478/1997<sup>3</sup> manteve a hegemonia da Petrobras como principal agente ao não promover uma separação vertical no *upstream*, *downstream* e *midstream*, dando margem a comportamentos discriminatórios, como *self-dealing* e preços não isonômicos.

Em 2009 foi promulgada a Lei do Gás<sup>4</sup>, que assegurou o acesso de terceiros a gasodutos de transporte, respeitado um período de exclusividade de forma que haja um

---

<sup>1</sup> Advogado. Pós-graduando em Direito e Economia da Regulação e da Concorrência da Universidade do Estado do Rio de Janeiro – UERJ.

<sup>2</sup> Professora. Advogada e Professora Adjunta de Direito Internacional Privado da Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ.

<sup>3</sup> Lei que dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências

<sup>4</sup> Lei nº 11.909/2009

incentivo ao investidor. No entanto, o mesmo tratamento não foi conferido às demais instalações do mercado de gás.

Mais recentemente, ganhou força um movimento para revisão das normas aplicáveis à indústria. Essa iniciativa ficou conhecida como “Gás para Crescer” e envolveu o Ministério de Minas de Energia (MME), a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), associações e empresas privadas. Foram propostas, dentre outras medidas, que fosse garantida na legislação, com base na doutrina das *essential facilities*, o acesso negociado e não discriminatório a gasodutos de escoamento, unidades de processamento e tratamento de gás natural, e a terminais de regaseificação de gás natural liquefeito, sendo certo que em quaisquer dos casos haveria prioridade de acesso do proprietário da infraestrutura. Essas discussões ocorreram ao mesmo tempo em que há uma diminuição da participação da Petrobras no setor em contrapartida a um aumento esperado no nível de produção de gás natural em decorrência dos contratos envolvendo blocos no polígono do pré-sal<sup>6</sup>.

Hoje em dia, a legislação aplicável, marcada pela Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, e Decreto nº 7.382, de 2 de dezembro de 2010, se limita a estabelecer que a permissão a terceiros interessados ao acesso às instalações mencionadas se dará de forma facultativa pelo detentor<sup>7</sup>. Nesse sentido, o objetivo do Gás para Crescer foi fazer as devidas alterações legais para que fossem destravados os impasses previstos na lei. No entanto, o projeto de lei não obteve a adesão necessária no Congresso Nacional até o fim da legislatura que se encerrou em 2018.

Apesar disso, em 3 de dezembro de 2019, o ex-presidente Michel Temer publicou o Decreto nº 9.616, que altera o Decreto nº 7.382/2010 para garantir o acesso de terceiros a essas instalações.

O presente artigo apresentará uma visão geral do mercado de gás brasileiro. Será introduzido o conceito da *essential facilities doctrine*, discutida no âmbito do Gás para Crescer, e o endereçamento do tema pela doutrina e jurisprudência brasileira. Ao final, serão discutidas duas interpretações possíveis em vista dos termos atuais das alterações realizadas pelo Decreto nº 9.616/2018 na legislação aplicável a indústria do gás.

---

<sup>5</sup> Historicamente, a Petrobras atuou ativamente na estruturação da indústria de gás natural brasileira, a partir da construção do GASBOL em 1999, implementação do Projeto Malhas e ampliação da malha de transporte a partir dos anos 2002 para geração de energia termelétrica nas regiões Sudeste e Nordeste, e criação de sociedades de propósito específico, tais como a Nova Transportadora do Sudeste – NTS, e a Nova Transportadora do Nordeste – NTN, as quais eram controladas pela Petrobras.

## **Panorama Atual Do Mercado De Gás Natural No Brasil**

Há na indústria de gás natural brasileira uma tendência à verticalização, que se concretizou a partir da atuação e consolidação da Petrobras nos segmentos de produção, transporte, e distribuições<sup>8</sup>. Em uma indústria de rede, tal como a do gás, os segmentos à jusante e à montante da cadeia são sistematicamente dependentes, de forma que a concentração de atividades em uma mesma empresa tem a capacidade de reduzir os custos de transação e propiciar melhor coordenação operacional<sup>9</sup>.

Indústrias de rede normalmente são compostas por segmentos nos quais é possível introduzir a competição e segmentos com características de monopólio natural<sup>10 11</sup> em

---

<sup>8</sup> De acordo com a ANP, “no caso específico da indústria de gás natural o produtor possui interesse em se verticalizar para garantir a monetização de sua produção. A característica da produção brasileira de gás natural, predominantemente associada ao petróleo, torna essa verticalização ainda mais interessante, pois o gás natural não necessariamente é tratado como um produto em si mesmo, sendo até então considerado um subproduto da produção do óleo. Neste sentido, o gás natural é produzido conjuntamente com o óleo e é importante que haja mercado para a colocação deste subproduto. Por outro lado, os distribuidores buscam se verticalizar com o intuito de garantir o suprimento de gás natural para o atendimento a seus clientes. Para que a integração seja completa, é natural que a empresa que já atua nas duas “pontas” da cadeia passe também a atuar no transporte, que é a atividade de rede que conecta fisicamente os segmentos a montante e a jusante. Portanto, a integração vertical é uma estratégia lógica para os agentes econômicos.” AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS. Desverticalização na Indústria do Gás Natural. Junho de 2018. Disponível em: <[http://www.anp.gov.br/images/Consultas\\_publicas/2018/TPC/TPC6-2018/NT\\_04\\_2018.pdf](http://www.anp.gov.br/images/Consultas_publicas/2018/TPC/TPC6-2018/NT_04_2018.pdf)>. Acesso em: 20 mar 2019.

<sup>9</sup> AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS. Considerações sobre alguns aspectos do desenvolvimento da indústria do gás natural. Maio de 2017. Disponível em: <[http://www.anp.gov.br/images/Consultas\\_publicas/2018/TPC/TPC6-2018/Nota\\_04\\_2017.pdf](http://www.anp.gov.br/images/Consultas_publicas/2018/TPC/TPC6-2018/Nota_04_2017.pdf)>, p.8. Acesso em: 20 mar 2019.

<sup>10</sup> Neste sentido, Marçal Justen Filho leciona que “o monopólio natural, indesejável sob o prisma da ausência de concorrência, envolve um benefício potencial para o consumidor. Por um lado, o monopólio natural se configura quando a natureza da atividade e as circunstâncias a ela inerentes tornam economicamente inviável a multiplicação das estruturas empresariais para produção e(ou) circulação de bens e serviços. Isso equivale a afirmar que a supressão do monopólio configuraria solução de menor eficiência econômica, acarretando elevação dos preços praticados em face do consumidor. Mais ainda, as hipóteses de monopólio refletem situação de retornos crescentes de escala. São as hipóteses em que a ampliação do número de consumidores permite benefícios crescentes para todos, especialmente para os futuros consumidores”. JUSTEN FILHO, Marçal. O direito das Agências Reguladoras Independentes. São Paulo: Dialética, 2002. p. 33.

<sup>11</sup> Em comentário à análise feita do setor elétrico mexicano por Josefina Cortés Campos, Patrícia Sampaio reconhece que “o regulador de uma indústria de rede deve se preocupar em distinguir os segmentos monopolizados daqueles potencialmente competitivos, deixando que esses últimos se guiem por quatro princípios: (i) liberdade de entrada, (ii) garantia de livre acesso às redes e infraestruturas, (iii) liberdade de contratação e formação competitiva de preços, e (iv) liberdade de investimento, entendida como a conferência, ao agente econômico, de plena liberdade para desenhar os eu projeto ou negócio, bem como para tomar riscos e enfrentar perdas, sem limitação do regulador. Com relação aos setores não competitivos, atenta-se para que seja conferida (i) garantia de acesso à rede, (ii) reconhecimento de algumas atividades como sendo serviços públicos universais, (iii) difusão de informações para garantir a separação contábil e jurídica entre o titular da infraestrutura e o prestador do serviço dependente do acesso. SAMPAIO, Patrícia

que a alocação eficiente de recursos ocorre quando apenas uma firma é a prestadora do serviço<sup>12</sup>. Nos monopólios naturais, tal como nas atividades de transporte e distribuição, a concorrência é ineficiente, pois prejudica a recuperação de elevados investimentos em custos fixos, e pressupõe a duplicação de uma infraestrutura essencial, e redução de ganhos em escala<sup>13</sup>.

Os dados oficiais da ANP deflagram que o panorama atual do mercado de gás brasileiro continua concentrado nas mãos da Petrobras. A Companhia produziu em 2017 cerca de 744 milhões de barris de petróleo e 30 bilhões de metros cúbicos, o que representa 77% da produção nacional, e também detém todas as unidades de processamento de gás natural e terminais de GNL<sup>14</sup> conectadas a gasodutos de transporte, assim como detém a maioria das instalações de dutos e escoamentos que movimentam gás natural para ser processado nessas unidades<sup>15</sup>.

No transporte de gás, a Petrobras também possui papel relevante. A estatal possui o controle acionário da TBG, detentora do Gasoduto Bolívia-Brasil, com 51% das ações, detinha o controle integral da Nova Transportadora do Sudeste – NTS até 2015, quando desinvestiu 90% das suas ações para Brookfield, e está em vias de concluir a venda de 90% das suas ações na Transportadora Associada de Gás – TAG para o grupo francês Engie em joint venture com o banco canadense CDPQ por R\$ 33,5 bilhões<sup>16</sup>.

No setor de distribuição, a Gaspetro, empresa controlada pela Petrobras com 51% da composição acionária, possui participação em 19 empresas de distribuição de gás natural das 27 constituídas no país.

Nesse sentido, identifica-se que o mercado de gás natural brasileiro é fortemente verticalizado. No entanto, existem discussões para introdução de um ambiente concorrencial no país.

Nos setores competitivos, tais como produção e comercialização, é essencial que seja assegurado acesso isonômico a terceiros interessados à unidades de processamento e

---

Regina Pinheiro. Regulação e Concorrência – A atuação do CADE em setores de infraestrutura. São Paulo: Saraiva, 2013. p. 196.

<sup>13</sup> SAMPAIO, Patrícia Regina Pinheiro. Regulação e Concorrência – A atuação do CADE em setores de infraestrutura. São Paulo: Saraiva, 2013. p. 189.

<sup>14</sup> Para mais informações sobre projetos para implementação de terminais de GNL no Brasil, vide o relatório “Informe: Terminais de Regaseificação de GNL nos Portos Brasileiros Panorama dos Principais Projetos e Estudos”, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética, em 11 de abril de 2018. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-298/INFORME%20Portos%20GNL%202017-2018.pdf>.

tratamento, gasodutos de escoamento, e terminais de GNL, entendidas no âmbito do Gás para Crescer com amparo na experiência internacional como instalações essenciais para o desenvolvimento do mercado de gás.

### **A Aplicação Da Teoria Das Instalações Essenciais E A Concessão Do Acesso A Terceiros.**

A *Essential Facilities Doctrine* teve início nos Estados Unidos, e possui aplicações conexas à ideia de permitir o acesso a alguma estrutura ou bem incorpóreo essencial (*essential facility*) a terceiro interessado para que seja exercida determinada atividade por preço justo, sem o qual não seria possível a viabilidade competitiva em determinado mercado relevante<sup>17</sup>. Trata-se de uma construção doutrinária e jurisprudencial, cuja aplicação é complementada e amparada através do direito positivo<sup>18</sup>. A empresa detentora da infraestrutura necessária para o desenvolvimento de um terceiro atua, via de regra, no mercado *upstream* e *downstream*, enquanto que a empresa dependente atua somente no mercado *downstream*<sup>19</sup>.

A doutrina especializada reconhece que o *leading case* que estabeleceu os parâmetros do instituto foi o caso *MCI Communications Corp. versus AT&T*, analisado pelo Sétimo Circuito da Corte Americana em 1983, no qual foram identificados ao menos quatro requisitos necessários para classificar uma conduta como anticoncorrencial para fins de aplicação da doutrina: controle da *essential facility* por um monopolista; inabilidade/impossibilidade do competidor em construir ou implementar a *essential facility*; proibição de acesso em desfavor do concorrente; e plena viabilidade em obter o acesso à instalação<sup>20</sup>.

## **1. Precedentes No Direito Brasileiro**

---

<sup>17</sup> ORGANISATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPMENT. The essential facilities concept. Paris: OECD, 1996, p. 89 Disponível em: <<http://www.oecd.org/competition/abuse/1920021.pdf>>. Acesso em: 05 ago. 2018.

<sup>18</sup> ARAGÃO, Alexandre Santos de. Direito dos serviços públicos, 4. ed. Belo Horizonte: Fórum, 2017. p. 343.

<sup>19</sup> BRASIL. Conselho Administrativo de Defesa Econômica. Processo Administrativo. Processo administrativo nº 08012.005660/2003-19. Tecon Salvador S.A e Intermarítima Terminais Ltda. Conselheiro Relator: Abraham Benzaquem Sicsú. Acórdão de 1º de agosto de 2006. Disponível em: <[https://sei.cade.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md\\_pesq\\_processo\\_exibir.php?0c62g277GvPsZDAxAO1tMiVcL9FcFMR5UuJ6rLqPEJuTUu08mg6wxLt0JzWxCor9mNcMYP8UAjTVP9dxRfPBcfSKzJT93ML2Gx\\_TYOZS5yTQW4jfhPUGQrxEBMkhAgmu](https://sei.cade.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_processo_exibir.php?0c62g277GvPsZDAxAO1tMiVcL9FcFMR5UuJ6rLqPEJuTUu08mg6wxLt0JzWxCor9mNcMYP8UAjTVP9dxRfPBcfSKzJT93ML2Gx_TYOZS5yTQW4jfhPUGQrxEBMkhAgmu)>. Acesso em: 01 ago. 2018.

<sup>20</sup> ORGANISATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPMENT. Op cit.



No Brasil há alguns precedentes do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) sobre o assunto, que confirmam os parâmetros contemplados pela doutrina. No caso envolvendo *TVA Sistema de Televisão S.A.* e *TV Globo São Paulo*, foi postulado os requisitos mínimos para reconhecimento de *essential facility*<sup>21</sup>:

“A facilidade essencial implica, no mínimo, as seguintes condições: (i) que, sem o acesso àquela estrutura não exista chance de competição, isto é, que a estrutura seja indispensável à coerência; (ii) que não seja economicamente eficiente nem possível, para novos entrantes, duplicar a estrutura; (iii) que o controle da estrutura gere ao seu titular o potencial de eliminar a concorrência; (iv) que a facilidade seja efetivamente essencial, como dispõe a literalidade da expressão, e não mera conveniência ou oportunidade menos dispendiosa para o concorrente; (v) que a recusa de disponibilização da essencialidade não possua razão econômica ou jurídica justificável e razoável.”

No caso envolvendo *EMBRATEL* e *INTELIG* contra a *TELESP*, *TELECOM*, e *TELEMAR*, foi obstado o acesso à rede de telefonia fixa comutada local das denunciadas através do aumento artificial de preços na cobrança pelo acesso<sup>22</sup>. As denunciadas alegaram que por serem originalmente prestadoras de serviço de telecomunicações de longa distância, não dispõem de redes de telecomunicações para provimento de serviços de telefonia fixa comutada local. Desta forma, dependeriam, para o fornecimento de serviços de telefonia fixa de longa distância aos seus usuários, da utilização da rede da operadora local (*TELESP*)<sup>23</sup>.

Em 2003, a *Intermarítima Terminais Ltda* protocolou uma representação contra a *Tecon Salvador S.A.* para apurar se as condutas praticadas pela segunda estariam

---

<sup>21</sup> SALGADO, L. H. Aspectos Jurídicos e Econômicos do Livre Acesso ao Mercado de Gás Natural. In: \_\_\_\_\_. Marcos regulatórios no Brasil: o que foi feito e o que falta fazer. Rio de Janeiro: Ipea, 2005. p. 329.

<sup>23</sup> Em que pesem as alegações das denunciadas, o CADE entendeu que não ficou comprovada existência das práticas de aumento artificial dos custos ou de discriminação de preços. No entanto, o acesso à *essential facilities* foi amplamente debatido no decorrer do processo administrativo. BRASIL. Conselho Administrativo de Defesa Econômica. Processo administrativo nº 53500.001821/2002. Empresa Brasileira de Telecomunicações S/A, Intelig Telecomunicações Ltda., Telecomunicações de São Paulo S/A, Brasil Telecom Participações S/A e Telemar Norte/Leste S/A. Conselheiro Relator: Roberto Augusto Castellano Pfeiffer. Acórdão de 8 de novembro de 2005. Disponível em: <[https://sei.cade.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md\\_pesq\\_processo\\_exibir.php?0c62g277GvPsZDAxAO1tMiVcLFcFMR5UuJ6rLqPEJuTUu08mg6wxLt0JzWxCOR9mNcMYP8UAjTVP9dxRfPBcQ7TDDxqy8dcgCd5oBjGSvc9B\\_iRxKa6FcVN\\_cTH7fjc](https://sei.cade.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_processo_exibir.php?0c62g277GvPsZDAxAO1tMiVcLFcFMR5UuJ6rLqPEJuTUu08mg6wxLt0JzWxCOR9mNcMYP8UAjTVP9dxRfPBcQ7TDDxqy8dcgCd5oBjGSvc9B_iRxKa6FcVN_cTH7fjc)>. Acesso em: 4 de ago. de 2018.

consubstanciadas em suposta discriminação e criação de dificuldade de acesso de concorrentes ao cais público arrendado pela companhia, mesmo quando os berços de atracação encontravam-se vagos. O voto do Conselheiro Abraham Benzaquen Sicsú foi no sentido de afastar a tese de obstrução de acesso pela Tecon, pois a representada obteve exclusividade de operação do cais em decorrência de processo licitatório regular, e portanto, os investimentos empreendidos pela Tecon foram motivados pelo seu direito de utilização exclusiva<sup>24</sup>.

Dessa forma, conclui-se que a atribuição temporária de exclusividade à Tecon superam os prejuízos advindos da restrição do acesso a concorrentes. Além disso, identificou-se que o impedimento não significava empecilho à Intermarítima, na medida em que, na época, novos berços de atracação para navios de grande porte estavam sendo construídos no porto de Salvador.

Sugerindo uma divisão entre os autores norte americanos e europeus sobre o tema, Paula Forgioni leciona que<sup>25</sup>:

*“Para a maioria dos autores norte-americanos, bem como para a atual composição da Suprema Corte, a imposição de acesso seria contrária ao verdadeiro espírito do antitruste e desestimularia a busca das empresas pelo diferencial competitivo e pela eficiência. De outro lado, muitos autores e julgadores europeus veem a atribuição desse acesso forçado como a única ou a melhor forma de se garantir o estabelecimento ou a manutenção de concorrência efetiva no mercado.”*

## **2. Livre Acesso Às Infraestruturas De Gás Na Legislação Aplicável**

Desde a abertura da indústria, é tema recorrente na agenda pública a discussão de métodos para desenvolver o mercado de gás natural de forma a torna-lo mais eficiente a

---

<sup>24</sup> BRASIL. Conselho Administrativo de Defesa Econômica. Processo Administrativo. Processo administrativo nº 08012.005660/2003-19. Tecon Salvador S.A e Intermarítima Terminais Ltda. Conselheiro Relator: Abraham Benzaquem Sicsú. Acórdão de 1º de agosto de 2006. Disponível em: <[https://sei.cade.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md\\_pesq\\_processo\\_exibir.php?0c62g277GvPsZDAxAO1tMiVcL9FcFMR5UuJ6rLqPEJuTUu08mg6wxLt0JzWxCor9mNcMYP8UAjTVP9dxRfPBcfSKzJT93ML2Gx\\_TYOZS5yTQW4jfhPUGQrxEBMkhAgmu](https://sei.cade.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_processo_exibir.php?0c62g277GvPsZDAxAO1tMiVcL9FcFMR5UuJ6rLqPEJuTUu08mg6wxLt0JzWxCor9mNcMYP8UAjTVP9dxRfPBcfSKzJT93ML2Gx_TYOZS5yTQW4jfhPUGQrxEBMkhAgmu)>. Acesso em: 01 ago. 2018.

<sup>25</sup> FORGIONI, Paula A. Os fundamentos do Antitruste, 5ª ed., rev., atual. e ampl. São Paulo: Revista dos Tribunais, 2012. p. 320.

partir da remoção de entraves legais e regulatórios, que impeçam uma maior concorrência no setor.

As tentativas iniciais de flexibilização do setor e introdução de concorrência na indústria de gás natural não surtiram efeitos significativos. A Lei n.º 9.478/1997 manteve a hegemonia da Petrobras como principal agente ao não promover uma separação vertical no *upstream*, *downstream* e *midstream*, dando margem a comportamentos discriminatórios, como *self-dealing* e preços não isonômicos.

Em 2009 foi promulgada a Lei do Gás, que assegurou o acesso de terceiros a gasodutos de transporte, respeitado um período de exclusividade de forma que haja um incentivo ao investidor. No entanto, o mesmo tratamento não foi conferido às demais instalações do mercado de gás. Vejamos:

*“Art. 32. Fica assegurado o acesso de terceiros aos gasodutos de transporte, nos termos da lei e de sua regulamentação, observado o disposto no § 2º do art. 3º e no § 3º do art. 30 desta Lei.”*

*“Art. 45. Os gasodutos de escoamento da produção, as instalações de tratamento ou processamento de gás natural, assim como os terminais de liquefação e regaseificação, não estão obrigados a permitir o acesso de terceiros.”*

Em vista das discussões no âmbito do Gás para Crescer, foi publicado em 3 de dezembro de 2019, o Decreto n.º 9.616, que alterou o Decreto n.º 7.382/2010 para prever que a negativa de acesso à gasodutos de escoamento, instalações de tratamento ou processamento, terminais de gás natural liquefeito, e a unidades de liquefação e regaseificação de gás que configure conduta anticompetitiva sujeitará os agentes às sanções cabíveis previstas na Lei n.º 12.529/2011, a Lei de Defesa da Concorrência.

De acordo com o novo decreto, a ANP deverá estabelecer as diretrizes para elaboração conjunta de códigos comuns de acesso e definirá procedimentos para solução de conflitos, quando as tratativas de acesso não tiverem êxito. Vejamos os termos do Decreto n.º 7.382/2010, alterado pelo Decreto n.º 9.616/2018:

*“Art. 62. Os gasodutos de escoamento da produção, as instalações de tratamento ou processamento de gás natural, assim como os terminais de*

*GNL e as unidades de liquefação e de regaseificação, não estão obrigados a permitir o acesso de terceiros.*

*Parágrafo único. A negativa de acesso que configure conduta anticompetitiva sujeitará os agentes às sanções cabíveis, conforme o disposto na Lei nº 12.529, de 30 de novembro de 2011. (Incluído pelo Decreto nº 9.616, de 2018)*

*Art. 62-A A ANP, por meio de ato normativo, estabelecerá as diretrizes para a elaboração conjunta de códigos comuns de acesso, amparados nas boas práticas internacionais, pelos agentes detentores ou operadores de instalações de escoamento, de processamento e de terminais de GNL, com vistas à eficiência global das infraestruturas e a minimização de impactos ambientais. (Incluído pelo Decreto nº 9.616, de 2018)*

*Parágrafo único. A ANP definirá os procedimentos a serem adotados para a solução de conflitos entre agentes econômicos nas hipóteses em que as tratativas de acesso não tiverem êxito, com ênfase na conciliação e no arbitramento. (Incluído pelo Decreto nº 9.616, de 2018)”.*

Importante salientar que os termos da Lei do Gás não foram alterados. Nesse sentido, é aparente que comandos díspares estejam sendo emanados por ambas as normas. Ao mesmo tempo que a lei parece autorizar que o acesso seja negado, o decreto faz referência à aplicação de sanção, quando houver negativa fundada em conduta anticompetitiva.

### **3. Conflito Hierárquico Ou Interpretação Constitucional?**

A partir do apontamento feito acima, vislumbramos ao menos duas interpretações possíveis com relação à aplicação dos termos do decreto. A primeira de que há conflito hierárquico entre normas, do qual prevalece os termos da lei em detrimento do que diz o decreto.

Isto porque, no sistema jurídico brasileiro, é preceito basilar que “ninguém será obrigado a fazer ou deixar de fazer alguma coisa senão em virtude de lei”, conforme os termos do artigo 5º, inciso II da Constituição Federal.

Nesses termos, a doutrina reconhece os seguintes pressupostos inerentes à supremacia da lei, nas palavras de Ricardo de Barros Leonel<sup>26</sup>:

*“Isto invoca a idéia de supremacia da lei, dentro da estrutura hierarquizada do ordenamento jurídico, pois situada ela num patamar imediatamente inferior ao da própria Constituição, que figura no ápice do sistema normativo. Esta idéia de primazia da lei, de acordo com autorizada doutrina, envolve uma tríplice dimensão, pois: a) a lei é o ato estatal de vontade “mais forte”; b) tem prevalência com relação a todos os demais atos do Estado, particularmente aqueles produzidos pelo Poder Executivo, como regulamentos e atos administrativos; c) está no topo da escala hierarquizada das normas, ressalva feita à Constituição.”*

Nesse sentido, os termos do Decreto n.º 9.616/2018 deveriam estar adstritos ao que diz a lei, e, portanto, a inserção pretendida no Decreto n.º 7.382/2010 deveria ser refletida também na lei (mediante devido processo legislativo), para que não haja argumentação pela ilegalidade do decreto.

Outra interpretação possível é o Decreto n.º 9.616/2018 está conferindo interpretação constitucional aos termos da lei, com fundamento no artigo 5º, inciso XXIII da Constituição Federal, que determina que propriedade deverá atender a sua função social e no artigo 170, que preceitua os princípios da ordem econômica<sup>27</sup>. Nesse caso, o interesse jurídico estaria na proteção da livre concorrência, na atração de novos players, e no aumento da demanda de gás no mercado brasileiro.

### **Considerações Finais**

Apesar dos marcos regulatórios da indústria, ainda se vê que a Petrobras possui forte presença em diversos segmentos. Acredita-se que é vital que seja conferido acesso à terceiros às infraestruturas de tratamento, processamento, regaseificação e escoamento, na medida em que a lei faculta ao detentor a concessão do acesso.

O Decreto n.º 9.616/2018 pretendeu destravar este ponto fazer alterações no decreto regulamentador da lei do gás. No entanto, entende-se que ainda restam dúvidas

---

<sup>26</sup> LEONEL, Ricardo de Barros. Limites do poder regulamentar. Disponível em: <<http://www.revistajustitia.com.br/links/arts.2.php>>. Acesso em: 20 mar. 2019.

<sup>27</sup> SALGADO, L. H. Aspectos Jurídicos e Econômicos do Livre Acesso ao Mercado de Gás Natural. In: \_\_\_\_\_. Marcos regulatórios no Brasil: o que foi feito e o que falta fazer. Rio de Janeiro: Ipea, 2005. p. 329.

quanto à aplicação da teoria das instalações essenciais à indústria de gás, as quais podem ocasionar disputas.

Em celebração à maior segurança jurídica possível e para potencialização do fator atrativo de investimentos, entende-se recomendável que seja realizada alteração na Lei do Gás nos mesmos termos da atual redação do Decreto n.º 9.616/2018.

### **Referências**

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Considerações sobre alguns aspectos do desenvolvimento da indústria do gás natural. Maio de 2017. Disponível em: <[http://www.anp.gov.br/images/Consultas\\_publicas/2018/TPC/TPC6-2018/Nota\\_04\\_2017.pdf](http://www.anp.gov.br/images/Consultas_publicas/2018/TPC/TPC6-2018/Nota_04_2017.pdf)>.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Desverticalização na Indústria do Gás Natural. Junho de 2018. Disponível em: <[http://www.anp.gov.br/images/Consultas\\_publicas/2018/TPC/TPC6-2018/NT\\_04\\_2018.pdf](http://www.anp.gov.br/images/Consultas_publicas/2018/TPC/TPC6-2018/NT_04_2018.pdf)>.

ARAGÃO, Alexandre Santos de. Direito dos serviços públicos, 4. ed. Belo Horizonte: Fórum, 2017.

BRASIL. Conselho Administrativo de Defesa Econômica. Processo Administrativo. Processo administrativo nº 08012.005660/2003-19. Tecon Salvador S.A e Intermarítima Terminais Ltda. Conselheiro Relator: Abraham Benzaquem Sicsú. Acórdão de 1º de agosto de 2006. Disponível em: <[https://sei.cade.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md\\_pesq\\_processo\\_exibir.php?0c62g277GvPsZDAxAO1tMiVcL9FcFMR5UuJ6rLqPEJuTUu08mg6wxLt0JzWxCor9mNcMYP8UAjTVP9dxRfPBcfSKzJT93ML2Gx\\_TYOZS5yTQW4jfhPUGQrxEBMkhAgmu](https://sei.cade.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_processo_exibir.php?0c62g277GvPsZDAxAO1tMiVcL9FcFMR5UuJ6rLqPEJuTUu08mg6wxLt0JzWxCor9mNcMYP8UAjTVP9dxRfPBcfSKzJT93ML2Gx_TYOZS5yTQW4jfhPUGQrxEBMkhAgmu)>.

BRASIL. Conselho Administrativo de Defesa Econômica. Processo administrativo nº 53500.001821/2002. Empresa Brasileira de Telecomunicações S/A, Intelig Telecomunicações Ltda., Telecomunicações de São Paulo S/A, Brasil Telecom Participações S/A e Telemar Norte/Leste S/A. Conselheiro Relator: Roberto Augusto Castellano Pfeiffer. Acórdão de 8 de novembro de 2005. Disponível em: <[https://sei.cade.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md\\_pesq\\_processo\\_exibir.php?0c62g277](https://sei.cade.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_processo_exibir.php?0c62g277)>.

GvPsZDAxAO1tMiVcLFcFMR5UuJ6rLqPEJuTUu08mg6wxLt0JzWxCor9mNcMYP8  
UAjTVP9dxRfPBcQ7TDDxqy8dcgCd5oBjGSvc9B\_iRxKa6FcVN\_cTH7fjc>.

BRASIL. Conselho Administrativo de Defesa Econômica. Processo Administrativo. Processo administrativo nº 08012.005660/2003-19. Tecon Salvador S.A e Intermarítima Terminais Ltda. Conselheiro Relator: Abraham Benzaquem Sicsú. Acórdão de 1º de agosto de 2006. Disponível em:

<[https://sei.cade.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md\\_pesq\\_processo\\_exibir.php?0c62g277GvPsZDAxAO1tMiVcL9FcFMR5UuJ6rLqPEJuTUu08mg6wxLt0JzWxCor9mNcMYP8UAjTVP9dxRfPBcfSKzJT93ML2Gx\\_TYOZS5yTQW4jfhPUGQrxEBMkhAgmu](https://sei.cade.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_processo_exibir.php?0c62g277GvPsZDAxAO1tMiVcL9FcFMR5UuJ6rLqPEJuTUu08mg6wxLt0JzWxCor9mNcMYP8UAjTVP9dxRfPBcfSKzJT93ML2Gx_TYOZS5yTQW4jfhPUGQrxEBMkhAgmu)>.

FORGIONI, Paula A. Os fundamentos do Antitruste, 5ª ed., rev., atual. e ampl. São Paulo: Revista dos Tribunais, 2012.

JUSTEN FILHO, Marçal. O direito das Agências Reguladoras Independentes. São Paulo: Dialética, 2002.

LEONEL, Ricardo de Barros. Limites do poder regulamentar. Disponível em: <<http://www.revistajustitia.com.br/links/arts.2.php>>.

ORGANISATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPMENT. The essential facilities concept. Paris: OECD, 1996, p. 89 Disponível em: <<http://www.oecd.org/competition/abuse/1920021.pdf>>.

SALGADO, L. H. Aspectos Jurídicos e Econômicos do Livre Acesso ao Mercado de Gás Natural. In: \_\_\_\_\_. Marcos regulatórios no Brasil: o que foi feito e o que falta fazer. Rio de Janeiro: Ipea, 2005. p. 329.

SAMPAIO, Patrícia Regina Pinheiro. Regulação e Concorrência – A atuação do CADE em setores de infraestrutura. São Paulo: Saraiva, 2013. p. 196.

### **Biografia Dos Autores**

**Carolina Araujo De Azevedo Pizoeiro** é advogada e professora adjunta de Direito Internacional Privado na Universidade Federal do Rio de Janeiro.

**José Eduardo Siqueira** é advogado e pós-graduando em Direito e Economia da Regulação e da Concorrência pela UERJ. Atuou na área de Petróleo e Gás em reconhecidos escritórios de advocacia no Brasil.

E-mail: [jose.eduardo.siqueira@outlook.com](mailto:jose.eduardo.siqueira@outlook.com)



## CAPÍTULO X

### **O potencial elétrico renovável em prol do desenvolvimento sustentável: o uso de resíduos agroindustriais na matriz energética brasileira**

CLAUDIA RIBEIRO PEREIRA NUNES<sup>1</sup>

PRISCILA ELISE ALVES VASCONCELOS<sup>2</sup>

**Resumo:** As questões envolvendo a proteção e preservação ambiental estão sendo muito discutidas ao longo dos últimos vinte anos. A busca pela sustentabilidade passou a ser algo inerente a todas as atividades. Um dos maiores desafios está na mudança da matriz elétrica, onde o uso de fontes não renováveis traduzem um impacto ambiental negativo, além dos altos custos de investimento. Com base nisso, foi desenvolvida a pesquisa para demonstrar como é possível respeitar princípios basilares da Constituição da República do Brasil e desenvolver o setor elétrico, beneficiando assim a sociedade. Foi realizado um estudo bibliográfico com base em literatura multidisciplinar, dados oficiais e artigos científicos das principais bases de dados. Ao fim, verifica-se a efetiva urgência na mudança em prol de toda a sociedade.

**Palavras-Chave:** Agronegócios; Biomassa; Matriz Elétrica.

#### **Introdução**

O Brasil é um país cuja base da economia é o setor de Agronegócios. Sendo um dos maiores produtores de cana-de-açúcar do mundo, produz muito resíduo advindo da atividade.

Estudos já revelaram o potencial energético e elétrico que a biomassa da cana-de-açúcar possui quando usada como uma fonte renovável. Através do seu uso não só pelas usinas sucroenergéticas mas também por produtores autônomos, é possível adquirir energia limpa, reduzir a quantidade de resíduos, preservar o meio ambiente, fixar a população naquela região e alcançar a sustentabilidade.

Com base nessas diretrizes o presente trabalho foi desenvolvido, de forma a aplicar os princípios da dignidade da pessoa humana e do meio ambiente equilibrado – garantias constitucionais no Brasil – a geração de energia elétrica renovável através da biomassa de cana-de-açúcar.

Foi realizado um estudo interdisciplinar para agregar valores e possíveis soluções às atuais problemáticas de demanda energética e aumento progressivo de resíduos sólidos,

---

<sup>1</sup> UCM/ES

<sup>2</sup> UVA/BR

em busca do desenvolvimento sustentável, princípio inerente ao direito ambiental e previsto na Declaração do Rio<sup>3</sup>.

## **1. Da Tutela Constitucional Ambiental**

Nos últimos anos, a constitucionalização do Direito, a valorização do meio ambiente e o uso de energias renováveis, onde o Brasil inclusive é signatário de vários tratados internacionais, acabam repercutindo na relação entre a dignidade da pessoa humana e o meio ambiente sustentável, princípios másteres, vistos como premissas básicas para todo e qualquer ato que envolva direitos e deveres do cidadão. Caracterizam-se como direitos difusos e coletivos<sup>4</sup>.

A Constituição da República do Brasil de 1988, ao dispor acerca das garantias e princípios fundamentais, elencou o direito ao meio ambiente equilibrado como cláusula pétrea. Passa a ser inadmissível no ordenamento jurídico brasileiro a redução ou extinção dos direitos e garantias previstos como petrificados.

A problemática apontada nos estudos que necessita ser deslindada é se realmente as fontes renováveis iriam ou não reduzir os resíduos produzidos e os gases de efeito estufa (GEE) emitidos na atmosfera, bem como se se adequam às políticas públicas atuais, como a política nacional de resíduos sólidos e política nacional energética em égide no Brasil.

A necessidade na mudança da matriz elétrica ocorre pela crescente preocupação ambiental de forma que não atinja o desenvolvimento econômico e social. É nesse momento em que há a correlação ao princípio da dignidade da pessoa humana, uma vez que o princípio do meio ambiente equilibrado previsto na Constituição da República de 1988 – artigo 225, caput – é também um direito fundamental.

A preservação de um meio ambiente saudável, a fim de alcançar a sustentabilidade e o desenvolvimento digno da pessoa humana, além de verificar as políticas públicas existentes para a cogeração através da biomassa de cana de açúcar estão diretamente ligados ao princípio da dignidade da pessoa humana.

---

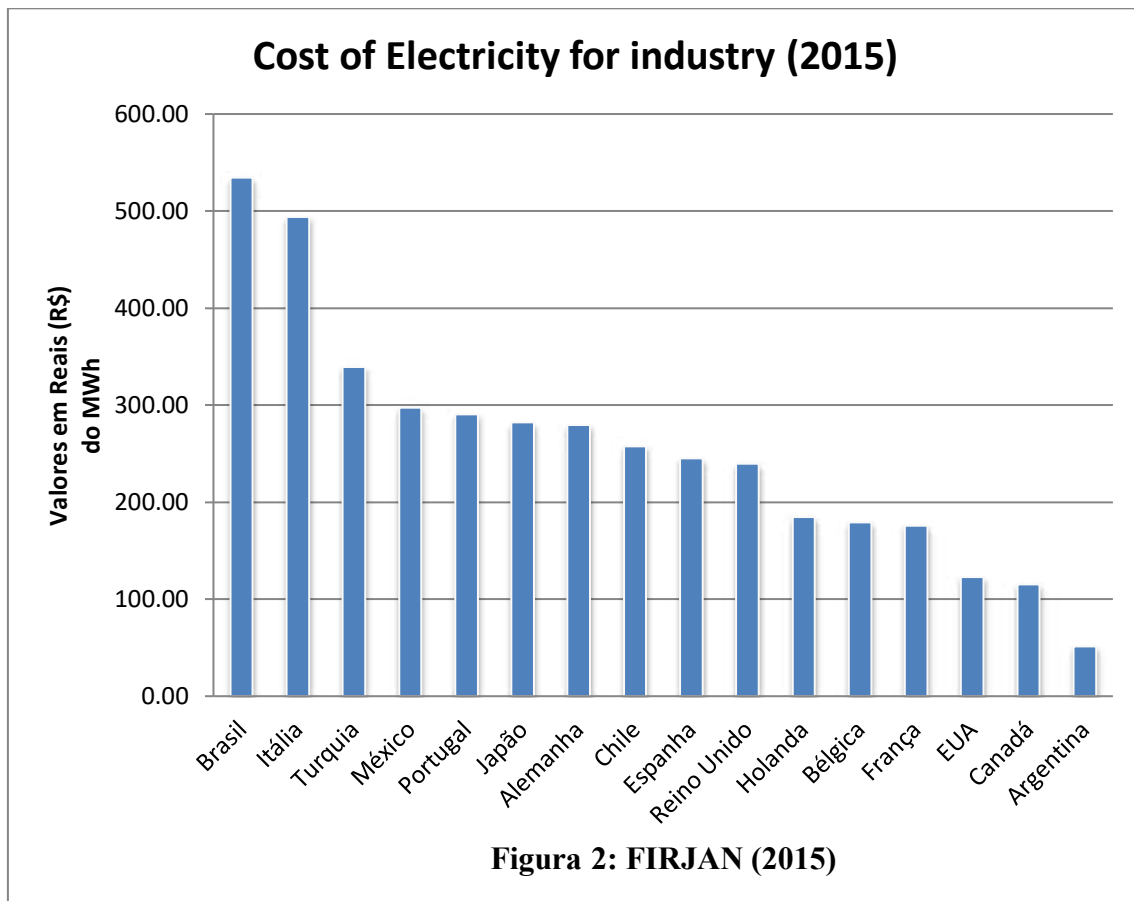
<sup>3</sup> ONU. Declaração do Rio. 1992. Disponível em <http://www.onu.org.br/rio20/img/2012/01/rio92.pdf> Acessado em: 01 jun 2017.

<sup>4</sup> FIORILLO, Celso Antônio P. Princípios do Direito Processual Ambiental. São Paulo. Ed. Saraiva. 6ª. ed. 2016.

Cuida-se de um princípio descrito no artigo 3o da Constituição da República de 1988, sendo um dos fundamentos da Carta. Ao correlacionar o tema, atinge não só o indivíduo no meio urbano como também no meio rural.

## 2. Das Políticas Públicas

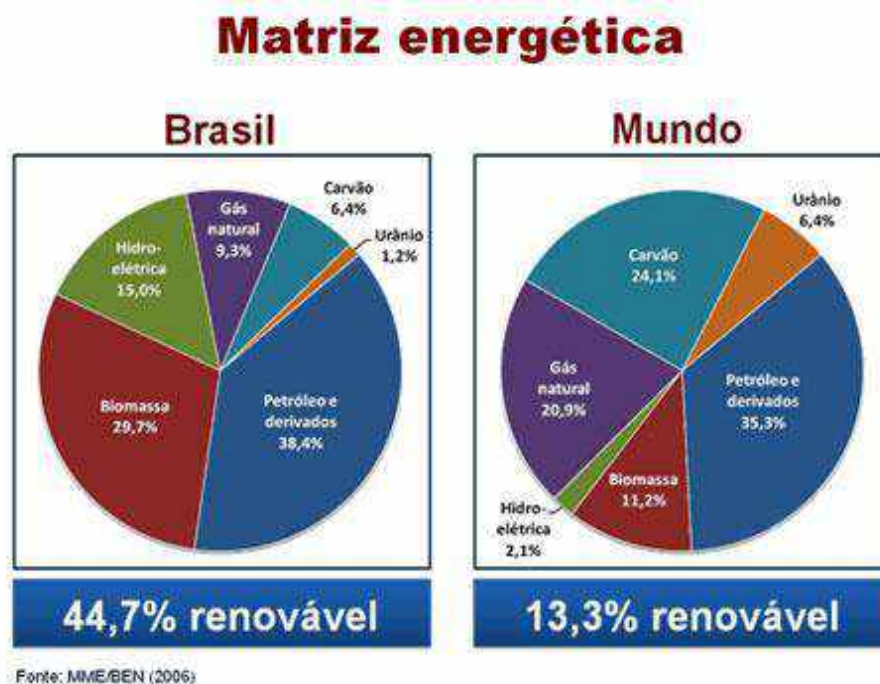
O foco da pesquisa é a de verificar qual a melhor forma de desenvolver políticas eficazes para a geração de energia limpa, preservação ambiental e melhor qualidade de vida (econômica, social e ambiental - sustentabilidade). Para isso, primeiramente devemos saber quanto custa a Energia no Brasil em 2015 (e continua alto ate a presente data - 2019):



Ao tratar de fontes de energia elétrica renováveis, percebe-se de imediato que há uma grande preocupação não só no Brasil como no mundo, em virtude dos impactos ambientais causados pelas fontes mais utilizadas. Questões envolvendo o uso de fontes

poluentes ou fontes limpas já saturadas, como as hídricas (hidroelétricas), precisam ser revistas de forma a não inviabilizar a cogeração e, por consequência, o consumo.

Abaixo, apresenta-se o gráfico do MME com a matriz de energia no Brasil em comparação com o mundo, em 2006:



Além do meio ambiente se tratar de uma preocupação mundial, com o constante crescimento populacional e seu reflexo no índice de desenvolvimento humano – IDH-, há uma necessidade em buscar soluções para o aumento da demanda por energia elétrica renovável, com o menor impacto possível, possuidora de potencialidade equivalente ou superior das fontes poluidoras (petróleo, carvão mineral, gás natural) e não renováveis. Para isso, muitos estudos envolvendo as mais diversas áreas da ciência vêm sendo realizados em prol de alternativas viáveis no aspecto econômico e ambientalmente, a fim de suprir a demanda atual e iminente.

Em meados de 2017, países com desenvolvimento avançado, como França e Alemanha, divulgaram a produção exclusiva de carros elétricos a partir de 2030. A

---

<sup>5</sup> VASCONCELOS, P. E. A.; VASCONCELOS, P. S. Responsabilidade Ambiental e Sustentabilidade das Usinas de Bioenergia. In: X CBPE Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, 2016, Gramado, RS. Oferta e Demanda de Energia: O papel da tecnologia da Informação na Integração dos Recursos, 2016.

França, inclusive, destacou pela imprensa que até 2040 serão banidos os veículos movidos à combustão<sup>6</sup>.

Questiona-se se realmente as fontes renováveis iriam ou não reduzir os resíduos produzidos e os gases de efeito estufa (GEE) emitidos na atmosfera, bem como se se adequam às políticas públicas atuais, como a política nacional de resíduos sólidos e política nacional energética em égide no Brasil.

Tal mudança deve ser vista como uma prioridade. Além da questão econômico-financeira, há a preponderância em efetivação de princípios constitucionais que serão alcançados se medidas pertinentes forem realizadas.

No período correspondente aos anos de 2015 a 2018, o Brasil esteve no topo dos países com o maior custo de energia elétrica<sup>7</sup>.

Essa informação é um tanto quanto assustadora e incompreensível quando se verifica que é um país de dimensões continentais, uma riqueza natural invejável por outras sociedades, além de ter um alto índice de capacidade de suas fontes renováveis.

É possível que pequenas usinas termoeletricas com tecnologia simples podem gerar energia elétrica limpa e renovável capaz de atender a demanda da agricultura familiar e se o impacto é positivo no quesito eletricidade, custos e desenvolvimento social.

### **3. O Princípio Do Meio Ambiente Equilibrado Na Carta De 1988 E A Matriz De Energia No Brasil**

O princípio da dignidade da pessoa humana é trazido como um dos princípios basilares da Carta de 1988, artigo 1º, inciso III, como o primeiro fundamento de todo um sistema constitucional<sup>8</sup>. O princípio deve ser observado em todo e qualquer subsistema jurídico do Brasil<sup>9</sup>.

---

<sup>6</sup> AMBIENTE E ENERGIA. França proibirá venda de veículos a gasolina e diesel até 2040. Disponível em < <https://www.ambienteenergia.com.br/index.php/2017/07/franca-proibira-venda-de-veiculos-gasolina-e-diesel-ate-2040/32125>> . Acesso em 10 jul 2017.

<sup>7</sup> Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro – FIRJAN. Quanto custa a energia elétrica para a pequena e média indústria no Brasil?. Disponível em <<http://www.firjan.com.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=2C908A8A559C8BA001563303D3744A1B&inline=1>>. Acessado em: 13 out 2016. Gazeta do Povo. Brasil caminha para ter a energia mais cara do planeta. Disponível em <<https://www.gazetadopovo.com.br/economia/brasil-caminha-para-ter-a-energia-mais-cara-do-planeta-86tyszyyp8czy77fbcvtovdsq/Copyright>>. Acesso em 10 de abr 2019. Revista VEJA. Brasil piora no ranking e passa a ser a 6ª. Energia mais cara do mundo. Disponível em <<https://veja.abril.com.br/blog/impavido-colosso/brasil-piora-em-ranking-e-passa-a-ser-o-6-com-a-energia-mais-cara-do-mundo/>> Acesso em 28/04/2019.

<sup>8</sup> NUNES, Luiz Antonio Rizzatto. O princípio constitucional da dignidade da pessoa humana – doutrina e jurisprudência. São Paulo. Editora Saraiva. 2002.

<sup>9</sup> *Id.* 4

A pessoa humana é tida como um valor-fonte de onde emanam todos os demais valores objetivos, sendo imprescindível a observância e respeito<sup>10</sup>.

Acerca da tutela ambiental, pós Constituição da República, muitas outras legislações começam a surgir buscando a melhor proteção e preservação do meio ambiente.

Em 1997, é publicada a Lei 9.478/1997, que trata da Política Energética Brasileira, onde os interesses preponderantes estão na proteção ao meio ambiente; valorização dos recursos energéticos; identificação das soluções mais adequadas para o suprimento da energia elétrica nas diversas regiões do país; utilização de fontes alternativas de energia, mediante o aproveitamento econômico dos insumos disponíveis e das tecnologias aplicáveis, dentre outros.

Uma das grandes preocupações mundiais está não apenas na proteção ao meio ambiente, mas também em desenvolver energias limpas e renováveis, com potencialidade equivalente às advindas de combustíveis fósseis.

No Brasil, há espaço para um maior crescimento de bioenergias. A tutela ambiental na modalidade preservação e sustentabilidade estaria garantida com o desenvolvimento da bioenergia<sup>11</sup>.

Bioenergia é definido como um tipo de energia obtida através de recursos naturais advindos da biomassa, sendo a cana-de-açúcar a mais comum e utilizada tanto para geração de etanol, biodiesel como energia elétrica<sup>12</sup>.

A bioeletricidade, energia gerada a partir da biomassa de matéria orgânica (geralmente origem vegetal e resíduos animais) passa a ser utilizada com o objetivo de conservar e proteger o meio ambiente. Caracterizada como fonte termelétrica renovável, é responsável atualmente por cerca de 8% da energia gerada no Brasil. Para Tolmasquim<sup>13</sup>, há um grande potencial prospectivo no uso dessa fonte de energia.

---

<sup>10</sup> NERY, Rosa Maria de Andrade. *Noções preliminares de direito civil*. São Paulo. Editora Revista dos Tribunais. 3<sup>a</sup>. ed. 2002

<sup>11</sup> *Id.* 5

<sup>12</sup> MeioAmbiente. Conceito de Bioenergia. 2013. Disponível em <<http://meioambiente.culturamix.com/gestao-ambiental/conceito-de-bioenergia-3>> Acessado em: 05/06/2019.

<sup>13</sup> Tolmasquim, Mauricio T (organizador). *Energia Renovável*. Disponível em <<http://www.epe.gov.br/Documents/Energia%20Renov%C3%A1vel%20-20Online%2016maio2016.pdf>> Acessado em: 26/06/2019.

Vianna<sup>14</sup> aduz que mesmo sendo a cogeração através da biomassa fonte energética causadora de emissão de CO<sub>2</sub> na atmosfera, esse percentual é aproximadamente 75% menor que as emissões causadas pelos combustíveis fósseis provenientes de petróleo, como a gasolina.

Acerca do princípio do desenvolvimento sustentável, trazido pelo Relatório de Brundtland e posteriormente pela Declaração do Rio<sup>15</sup>, aduz que é necessário o respeito às ordens econômicas, ambientais e sociais para que seja alcançado. De acordo com o princípio 04 da Declaração, visando o alcance do desenvolvimento sustentável, é preciso que a proteção ambiental constitua o processo de desenvolvimento, não podendo ser verificada de forma isolada.

Além da questão econômica, que envolve o uso de fontes naturais renováveis para produção de energia e o custo da sua produção, há a relação direta com a redução de resíduos sólidos advindos do uso da biomassa da cana de açúcar (bagaço), por exemplo. Ocorrendo a diminuição de resíduos, há o cumprimento do Protocolo de Kyoto, do qual o Brasil é signatário, além da adequação à Política Nacional de Resíduos Sólidos (Lei no. 12.305/2010).

Entretanto, alguns desafios precisam ser analisados para a maior participação de biomassa como fonte de energia elétrica. Questões que ultrapassam o desenvolvimento sustentável e a melhor qualidade de vida das pessoas precisam ser analisadas sob a luz do Direito não só na vertente Ambiental como também Constitucional.

A valorização da figura do homem natural e a elevação ao status de *clausula pétre*a fez com que alcançasse uma posição de centralidade em relação ao sistema positivo, sendo o meio ambiente diretamente voltado à satisfação das necessidades humanas<sup>16</sup>.

Imprescindível lembrar que os princípios constitucionais que fundamentam a ordem econômica devem observar a defesa do meio ambiente, tendo um tratamento privilegiado aqueles agentes econômicos que consigam reduzir os possíveis danos ambientais<sup>17</sup>.

---

<sup>14</sup> VIANNA, João Nildo de S. Energia e Meio Ambiente no Brasil. In: Bursztyn, Marcel (org.). A Dificil Sustentabilidade. 2ª. Ed. Rio de Janeiro: Editora Garamond Ltda. 2001.

<sup>15</sup> União das Nações Unidas – ONU. Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente. 1972. Disponível em <<https://nacoesunidas.org/agencia/pnuma/>>. Acessado em: 03/06/2019.

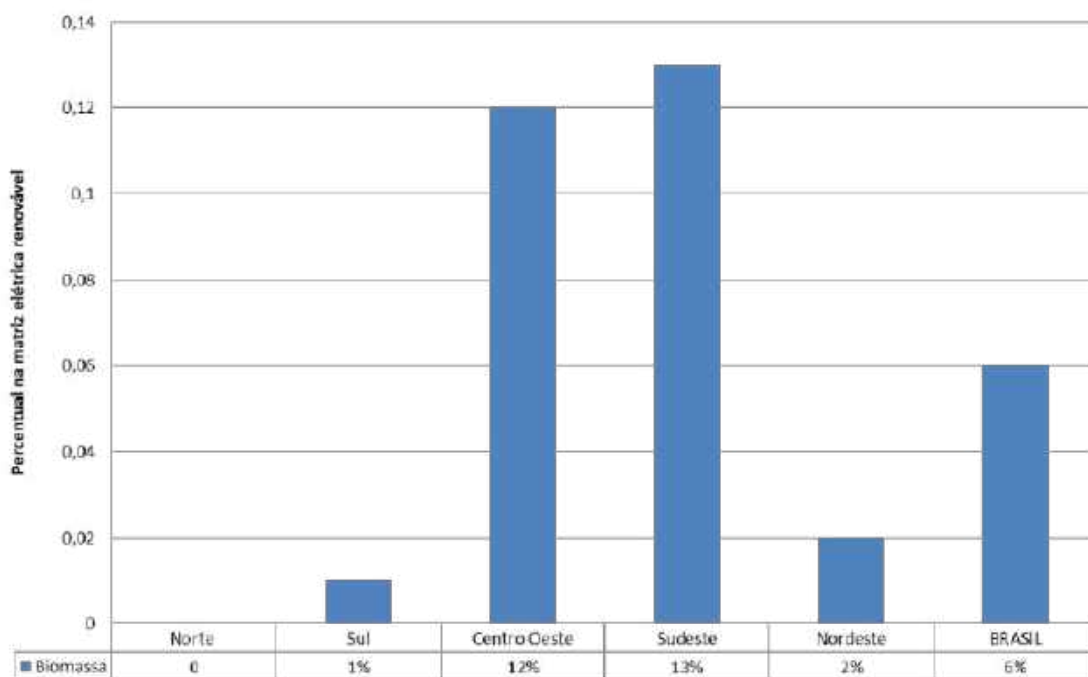
<sup>16</sup> FIORILLO, Celso Antônio P. Curso de Direito Ambiental Brasileiro. São Paulo. Ed. Saraiva. 16a. ed. 2015

<sup>17</sup> AMADO, Frederico. Direito Ambiental. São Paulo: Ed. Metodo, 3 ed., 2012.

No Brasil, segundo Hinrichs e Kleinbach<sup>18</sup>, há uma vantagem em comparação a outros países por este possuir uma grande reserva energética renovável, derivada da cana-de-açúcar: o etanol, que é um combustível renovável com taxas de emissões de gases poluentes inferiores quando comparado aos derivados de petróleo.

Para Landau<sup>19</sup>, Vasconcelos e Carpio<sup>20</sup>, a bioeletricidade produzida no Brasil através da cogeração a partir da biomassa da cana de açúcar (bagaço e palha – resíduos) transformará o país num potencial produtor de energia limpa, renovável e eficiente.

Na data desta pesquisa, o panorama da utilização do potencial por Região no país ainda é muito baixo em comparação ao potencial que se apresenta. Observa-se que a região norte não usa a energia advinda da biomassa, a região sul somente utiliza um por cento (1%), a região nordeste somente dois por cento (2%), as regiões do centro oeste e do sudeste são as que mais usam essa fonte de energia, mas, mesmo assim, com índices inferiores a quinze por cento (15%), conforme o gráfico abaixo obtido no site do pelo Ministério de Minas e Energia Brasileira:



<sup>18</sup> HINRICHS, Roger A., Kleinbach, Merlin. Energia e Meio Ambiente. EUA. Thomson. 3 ed., 2003.

<sup>19</sup> LANDAU, Elena. É preciso aumentar a diversificação da matriz energética brasileira. Revista Opiniões – sobre cogeração e energia elétrica. São Paulo, janeiro/março de 2008. Disponível em <<http://raceadm3.nuca.ie.ufrj.br/buscarace/Docs/elandau4.pdf>> Acessado em: 01/09/2019.

<sup>20</sup> VASCONCELOS, P. S.; CARPIO, L. G. T. 2014. Estimating the economic costs of electricity deficit using input-output analysis: the case of Brazil. Online published in 02/12/2014: <<http://dx.doi.org/10.1080/00036846.2014.982858>>. Applied Economics. Printed Version published in Volume 47, 9, p. 916-927, 2015.



Com uma análise da tabela acima, verifique se há muito espaço para o desenvolvimento da atividade no país.

#### **4. Da Legislação Brasileira Sobre Energia**

De acordo com Fiorillo<sup>21</sup>, a Lei 9.478/98, devidamente atualizada pela Lei 11.097/2005, tem por objetivo não apenas disciplinar o aproveitamento racional de algumas fontes de energia no plano infraconstitucional, mas também na fixação de deveres e direitos adaptados ao uso das fontes de energia de acordo com as necessidades de brasileiros e estrangeiros residentes no Brasil, em conformidade com a ordem econômica nacional fundada na Constituição da República do Brasil de 1988.

Em 2001, com o advento da Lei 10.295/2001, a União aprovou a Política Nacional de Conservação e Uso Racional de Energia, cujo objetivo era a alocação eficiente de recursos energéticos e a preservação do meio ambiente.

Em 2002, publica-se a Lei 10.438/2002. Surge o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA -, que tem o objetivo de aumentar a participação de fontes alternativas renováveis (pequenas centrais hidrelétricas, usinas eólicas e empreendimentos termelétricos a biomassa) na produção de energia elétrica, privilegiando empreendedores que não tenham vínculos societários com concessionárias de geração, transmissão ou distribuição.

O cálculo das cotas é baseado no Plano Anual do Proinfa (PAP) elaborado pela Eletrobras e encaminhado para a ANEEL. O custo do programa, cuja energia é contratada pela Eletrobras, é pago por todos os consumidores finais (livres e cativos) do Sistema Interligado Nacional (SIN), exceto os classificados como baixa renda.

O valor de custeio do PROINFA é dividido em cotas mensais, recolhidas por distribuidoras, transmissoras e cooperativas permissionárias e repassadas à Eletrobras. Do valor total do custeio para o programa, R\$ 2,4 bilhões serão recolhidos pelas distribuidoras, R\$ 206,1 milhões pelas transmissoras e R\$ 17,7 milhões pelas cooperativas (permissionárias). O cálculo das cotas foi definido com base no mercado verificado no SIN, no período de setembro de 2013 a agosto de 2014.

O principal objetivo do PROINFA é fomentar a participação de energia elétrica produzida por empreendimentos de produtores independentes autônomos. As fontes aqui

---

<sup>21</sup> *Id.* 4

são de energia eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa. E, consideram-se autônomos os produtores independentes cuja sociedade não é concessionária de serviço público ou de uso de bem público de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica, nem seus controladores ou de outra sociedade controlada ou coligada com o controlador comum.

A política sobre energias renováveis e não renováveis destacou o Brasil, considerado um dos maiores produtores de energia renovável do mundo, uma vez que o país possui uma das matrizes energéticas mais limpas do mundo, onde mais de 45% de toda a energia utilizada é gerada a partir de fontes renováveis.

Imprescindível destacar que o Brasil, em 2015, em evento realizado em Paris, paralelamente a COP 21, foi reconhecido como campeão em energia limpa. As fontes renováveis correspondiam a aproximadamente 78% da geração de energia do Brasil, superando cerca de três vezes a média mundial, com 20,3% de fontes renováveis, sendo mais de 40% advindas do carvão<sup>22</sup>.

## **5. A Pesquisa De Campo No Mato Grosso Do Sul: Complexo De Assentamentos Itamarati I E Itamarati II, Localizado Em Ponta Porã**

Através do estudo de casos na região do cone-sul do estado de Mato Grosso do Sul, foi realizada uma análise *in loco* de forma a verificar se os resíduos gerados na produção de cana-de-açúcar (bagaço, ponta e palha) são suficientes para se transformarem em matéria-prima (biomassa) capaz de gerar energia elétrica limpa e renovável suficiente para suprir a demanda elétrica regional.

A pesquisa tem por base a necessidade de eletricidade daquela população (em torno de 30 mil famílias), de forma a reduzir a quantidade de resíduos produzidos transformando-os em subprodutos da cultura de cana-de-açúcar.

No ano de 2018, a Embrapa Energia (Brasília, DF) juntamente com a Universidade Federal da Grande Dourados – UFGD – iniciou um trabalho social na qualidade de programa de extensão, que foi acrescido de um projeto de pesquisa para apurar os dados da atividade econômica<sup>23</sup> para assessorar a população dos assentamento

---

<sup>22</sup> CERNE. Centro de Estudos Naturais e Energia. Brasil é campeão em energia limpa. Disponível em <<http://cerne.org.br/brasil-e-campeao-em-energia-limpa/>> Acessado em: 02/09/2019.

<sup>23</sup> Todas as informações relacionadas a uma pesquisa de campo na localidade de Ponta Porã foram extraídas do projeto de pesquisa do Mestrado de Agronegócios da UFGD. Na entrevista realizada com Paulo Valmir Miranda, que é um dos agricultores que apostou na lavoura de soja para biocombustível, o agricultor relatou que: "... de oito hectares de seu lote no projeto de assentamento Itamarati II, três reservados para a soja, qual rendimento deve chegar a 120 sacas ". E acrescenta em tom de avaliação que "... uma lavoura mais

localizado no município de Ponta Porã (MS) com relação a possibilidade de cogeração de eletricidade em suas propriedades rurais. O objetivo geral era de abastecimento, mas com o sucesso do programa tornou-se também um programa de geração de renda e trabalho.

Resumidamente, o complexo de assentamentos Itamarati I e Itamarati II, localizado em Ponta Porã retomou a produção de soja, que fez a fama mundial da ex-fazenda, e colhe 18 mil toneladas do grão por safra.

Estas centenas de agricultores familiares beneficiários do Programa Nacional de Reforma Agrária, juntos, descarregaram sete mil toneladas destinadas à produção de farelo e de biodiesel no posto de coleta instalado dentro dos assentamentos Itamarati I e Itamarati II. Abaixo, apresenta-se a foto do assentamento Itamarati I e II:



O montante de grãos representa quase metade das 45 mil toneladas absorvidas pela Granol, uma das empresas que atua no mercado em Mato Grosso do Sul nesse setor.

Depois de estocada, a produção segue para Osvaldo Cruz (SP), onde é esmagada. A parte volumosa, 80%, vira farelo para ração animal e exportação. O remanescente, 20%, é o rendimento da planta em óleo.

---

viável no assentamento hoje". GESSULLI AGRIBUSINESS. Itamarati produz 18 mil toneladas de soja pra biocombustível Disponível em: <<https://www.suinoculturaindustrial.com.br/imprensa/itamarati-produz-18-mil-toneladas-de-soja-para-biocombustivel/20090319-110809-3078>> Acessado em 29/10/2019.

Para desenvolver ainda mais a atividade, foi aportada uma diferença o preço da oleaginosa, o que tornou-se um atrativo oferecido pelas fabricantes de biocombustíveis interessadas em obter o Selo Social. Pelo programa do Selo Social, as empresas participantes precisam adquirir uma porcentagem da matéria prima de assentados agricultores familiares. Em troca do desenvolvimnto dos agricultores, as empresas recebem incentivos fiscais e facilidades de financiamento do governo federal para desenvolver suas atividades em um empreendimento *winer-winer*.

O programa de extensão e de pesquisa fizeram tanto sucesso que, além de Ponta Porã, a indústria em estudo mantém mais seis unidades de recebimento em assentamentos do Estado. O prazo de entrega dos graos no Itamarati I e II encerra-se todo abril, junto com o final da safra da soja na região.

### **Considerações Finais**

Mediante todo o exposto, é possível verificar que mesmo sendo um conceito aberto e mutável, uma vez que se alcance um meio ambiente favorável é possível ter a efetivação do princípio da dignidade da pessoa humana.

Através da pesquisa, foi possível verificar que a busca por novas fontes de energia elétrica e conseqüente mudança na matriz brasileira e mundial, está diretamente relacionado à qualidade de vida do ser humano.

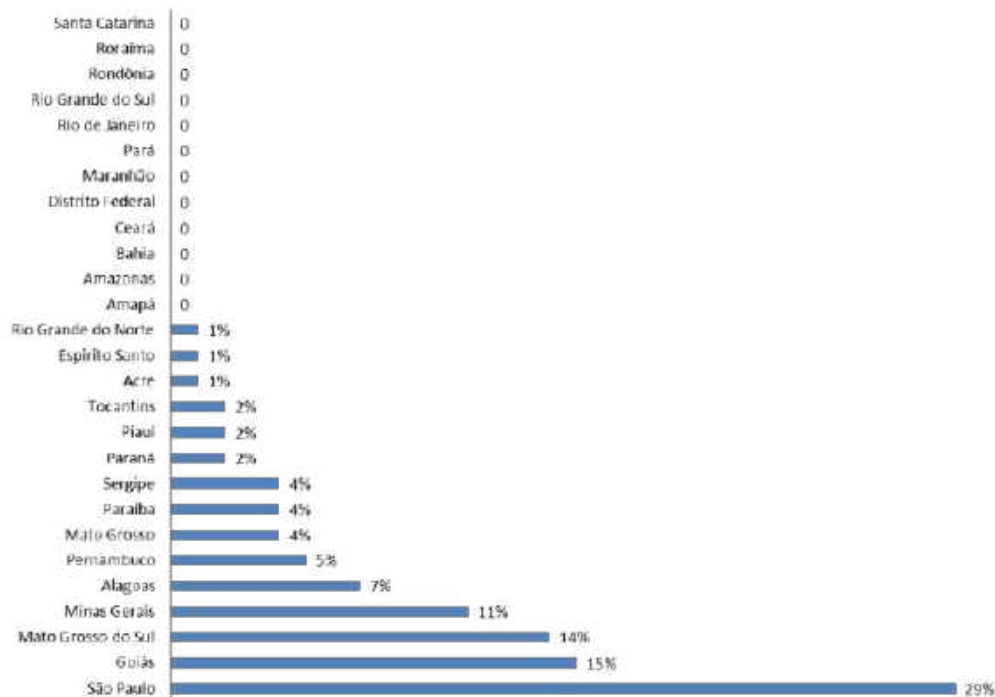
Redução de resíduos que podem ser reaproveitados já fazem parte de políticas públicas não só brasileiras como mundiais.

A partir desse momento em que o Estado, exercendo seu poder soberano, começar a efetivamente participar da vida de sua sociedade é que será possível alcançar os objetivos traçados nos tratados internacionais não só de meio ambiente como também de direitos humanos.

A eletricidade se torna um produto para “gente como a gente”, o que significa uma outra fonte de renda para os agricultores familiares. No processo, as usinas também estarão economizando dinheiro e reduzindo a demanda por energia externa, além de aproveitar um novo produto que pode ser vendido ao mercado regulado ou ao mercado de energia livre.

Em situações difíceis (o que pode ocorrer com as mudanças climáticas que o mundo enfrenta), os agricultores familiares podem contar com a geração de energia com biomassa para aumentar a lucratividade, mesmo que esse não seja o principal objetivo da sua atividade.

Apresenta-se o gráfico abaixo de cogeração através da Biomassa de Cana de açúcar (2018) por Estados, extraído do MME para que se observe que é possível o desenvolvimento de programas e projetos de biomassa no Brasil:



Sendo assim, é da maior importância o desenvolvimento da Biomassa no Brasil como instrumento de desenvolvimento sustentável, bem como observa-se a necessidade das instituições institucionais organizarem seus programas de programa de extensão e de pesquisa conjugados visando apoiar o engrandecimento país.

### Referências Bibliográficas

AMADO, Frederico. Direito Ambiental. São Paulo: Ed. Metodo, 3 ed., 2012.

AMBIENTE E ENERGIA. França proibirá venda de veículos a gasolina e diesel até 2040. Disponível em <<https://www.ambienteenergia.com.br/index.php/2017/07/franca-proibira-venda-de-veiculos-gasolina-e-diesel-ate-2040/32125>>. Acesso em 10/07/2019.

CAVALCANTI, Caio César Torres (Coord.). O Direito da Energia no Contexto Ibero-Brasileiro. Rio de Janeiro: Synergia Editora, 2017.

CERNE. Centro de Estudos Naturais e Energia. Brasil é campeão em energia limpa. Disponível em <<http://cerne.org.br/brasil-e-campeao-em-energia-limpa/>> Acessado em: 02 dez 2016.

FIORILLO, Celso Antônio P. Curso de Direito Ambiental Brasileiro. São Paulo. Ed. Saraiva. 16a. ed. 2015.

\_\_\_\_\_. Princípios do Direito Processual Ambiental. São Paulo. Ed. Saraiva. 6ª. ed. 2016.

FIRJAN - Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro – Quanto custa a energia elétrica para a pequena e média indústria no Brasil?. Disponível em <<http://www.firjan.com.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=2C908A8A559C8BA001563303D3744A1B&inline=1>>. Acessado em: 13/10/2019.

GAZETA DO POVO. Brasil caminha para ter a energia mais cara do planeta. Disponível em <<https://www.gazetadopovo.com.br/economia/brasil-caminha-para-ter-a-energia-mais-cara-do-planeta-86tyszyyp8czy77fbcvtovdsq/Copyright>>. Acesso em 10/10/2019.

GESSULLI AGRIBUSINESS. Itamarati produz 18 mil toneladas de soja pra biocombustível. Disponível em: <<https://www.suinoagricultural.com.br/imprensa/itamarati-produz-18-mil-toneladas-de-soja-para-biocombustivel/20090319-110809-3078>> Acessado em 29/10/2019.

GOMES, Carla Amado; SAMPAIO, Jorge Silva. “Biocombustíveis: a caminho de uma ‘sociedade de reciclagem’”. In: e-Pública – Revista Eletrônica de Direito Público, v. 4, n. 3, pp. 390-418, nov. 2017.

\_\_\_\_\_; SCHREIBER, Anderson; GIORDANO, Nathalie (Coord.). Sustentabilidade e energia: um diálogo ibero-brasileiro. Rio de Janeiro: PGE-RJ, Centro de Estudos Jurídicos - CEJUR, 2018. E-book disponível em: <<https://www.pge.rj.gov.br/comum/code/MostrarArquivo.php?C=MzMxOA%2C%2C>>

HINRICHS, Roger A., Kleinbach, Merlin. Energia e Meio Ambiente. EUA. Thomson. 3 ed., 2003.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). Energy Efficiency Market Report 2016. Disponível em: <<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/mediumtermenergyefficiency2016.pdf>>. Acesso em: 02/09/2018.

LAMBERT, Rosebud Jasmine; SILVA, Patrícia Pereira da. "The challenges of determining the employment effects of renewable energy". In: Renewable & Sustainable Energy Reviews, v. 16, issue 7, pp. 4667-4674, set. 2012.

LANDAU, Elena. É preciso aumentar a diversificação da matriz energética brasileira. Revista Opiniões – sobre cogeração e energia elétrica. São Paulo, janeiro/março de 2008. Disponível em <<http://raceadm3.nuca.ie.ufrj.br/buscarace/Docs/elandau4.pdf>> Acessado em: 01 dez 2016.

MEIOAMBIENTE. Conceito de Bioenergia. 2013. Disponível em <<http://meioambiente.culturamix.com/gestao-ambiental/conceito-de-bioenergia-3>> Acessado em: 05/07/2019.

NERY, Rosa Maria de Andrade. Noções preliminares de direito civil. São Paulo. Editora Revista dos Tribunais. 3ª. ed. 2002

NUNES, Luiz Antonio Rizzatto. O princípio constitucional da dignidade da pessoa humana – doutrina e jurisprudência. São Paulo. Editora Saraiva. 2002.

ONU - União das Nações Unidas – Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente. 1972. Disponível em <<https://nacoesunidas.org/agencia/pnuma/>>. Acessado em: 012/09/2019.

\_\_\_\_\_. Declaração do Rio. 1992. Disponível em <<http://www.onu.org.br/rio20/img/2012/01/rio92.pdf>> Acessado em: 10/06/2019.

TOLMASQUIM, Mauricio T (organizador). Energia Renovável. Disponível em <<http://www.epe.gov.br/Documents/Energia%20Renov%C3%A1vel%20-20Online%2016maio2016.pdf>> Acessado em: 26/09/2019.

VASCONCELOS, P. E. A.; VASCONCELOS, P. S. Responsabilidade Ambiental e Sustentabilidade das Usinas de Bioenergia. In: X CBPE Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, 2016, Gramado, RS. Oferta e Demanda de Energia: O papel da tecnologia da Informação na Integração dos Recursos, 2016.

VASCONCELOS, P. S.; CARPIO, L. G. T. 2014. Estimating the economic costs of electricity deficit using input–output analysis: the case of Brazil. Online published in 02/12/2014: <<http://dx.doi.org/10.1080/00036846.2014.982858>>. Applied Economics. Printed Version published in Volume 47, 9, p. 916-927, 2015.

VEJA. Brasil piora no ranking e passa a ser a 6ª. Energia mais cara do mundo. Disponível em <<https://veja.abril.com.br/blog/impavido-colosso/brasil-piora-em-ranking-e-passa-a-ser-o-6-com-a-energia-mais-cara-do-mundo/>> Acesso em 28 abr 2019.

VIANNA, João Nildo de S. Energia e Meio Ambiente no Brasil. In: Bursztyn, Marcel (org.). A Difícil Sustentabilidade. 2ª. Ed. Rio de Janeiro: Editora Garamond Ltda. 2001.

SANTOS, Maria João; FERREIRA, Paula; ARAÚJO, Madalena. "Least-cost 100% renewable electricity scenarios". In: *13th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, Porto, 2016, pp. 1-6.

SILVA, Patrícia Pereira da. O Sector da Energia Eléctrica na União Europeia: Evolução e Perspectivas. Coimbra: Imprensa da Universidade de Coimbra, 2007.

### **Biografia Das Autoras**

**Claudia Ribeiro Pereira Nunes** é graduada pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro em 1991, com Doutorado em Direito e Economia. Pesquisadora do GGINNS e trabalha no GIESA, desde 2016, e em Yale, desde 2018, atuando nas áreas de governance,



innovation and sustainability. Tem experiência nas áreas de climate change, bioenergy e bioeconomy.

E-mail: [claudrib@ucm.es](mailto:claudrib@ucm.es)

**Priscila Elise Alves Vasconcelos** é advogada, graduada pela Universidade Cândido Mendes, RJ. Doutoranda em Direito pela Universidade Veiga de Almeida (RJ). Mestre em Agronegócios (UFGD). Especialista em Meio Ambiente pela COPPE UFRJ. Bolsista PROSUP CAPES UVA. Brasil. Professora Substituta da Universidade Federal da Grande Dourados, Faculdade de Direito e Relações e Internacionais, MS.

E-mail: [prisvascon@gmail.com](mailto:prisvascon@gmail.com)

## CAPÍTULO XI

### **Instrumentation and control development applied to hydrogen and ion lithium energy storage systems**

ELÓI FONSECA<sup>1</sup>

DIEGO HENRIQUE DO AMARAL<sup>2</sup>

BRUNA MALAGUTI<sup>3</sup>

GABRIEL DE SOUZA CORDEIRO<sup>4</sup>

FELIPE EMANUEL SALES<sup>5</sup>

VICTOR HUGO PAEZANE DOS ANJOS<sup>6</sup>

NAIARA DE SOUZA LIMA<sup>7</sup>

**Resumo:** Uma etapa essencial na pesquisa de eficiência energética em microrredes de energia constituídas por sistemas fotovoltaicos e eólicos é a solução das limitações inerentes a intermitência destes sistemas. Neste contexto as tecnologias aplicadas a instrumentação e controle devem ser modeladas de forma a permitir o efetivo gerenciamento da energia gerada, do processo de armazenamento e distribuição de acordo com os requisitos das cargas alimentadas pela microrrede de energia considerando as possibilidades de expansão modular de capacidade de geração. A Companhia Energética de São Paulo (CESP) desenvolve desde 2017 pesquisa aplicada a metodologias inovativas para o gerenciamento de armazenamento de energia aplicado a Redes Inteligentes de Energia (REI) empregando avaliação de comportamento por análise de modelo preditivo consistindo de infraestrutura de pesquisa de experimento de armazenamento com banco de baterias de íon lítio e sistema de armazenamento em hidrogênio por eletrólise empregando tecnologia PEM, alimentados por conjunto de plantas solares, aerogeradores e usina termosolar interconectados como microrrede de energia. O desenvolvimento de um sistema robusto de instrumentação e controle aplicado ao projeto inclui a implementação e teste de sistemas dedicados, modulares com capacidade de integração sem fio e ferramentas de segurança de dados por criptografia ponto a ponto embarcada. Os dados coletados em instrumentação de dados serão empregados para geração de modelo comportamental dos subsistema de geração, armazenamento e distribuição, sendo base para a elaboração de modelo preditivo e controle ativo preventivo a ser testado na infraestrutura de

---

<sup>1</sup> Universidade Estadual Paulista “Júlio De Mesquita Filho” (Unesp)

<sup>2</sup> Universidade Estadual Paulista “Júlio De Mesquita Filho” (Unesp)

<sup>3</sup> Universidade Estadual Paulista “Júlio De Mesquita Filho” (Unesp)

<sup>4</sup> Universidade Estadual Paulista “Júlio De Mesquita Filho” (Unesp)

<sup>5</sup> Universidade Estadual Paulista “Júlio De Mesquita Filho” (Unesp)

<sup>6</sup> Universidade Estadual Paulista “Júlio De Mesquita Filho” (Unesp)

<sup>7</sup> Universidade Estadual Paulista “Júlio De Mesquita Filho” (Unesp)

pesquisa. Para estes objetivos foi implantado laboratório de redes inteligentes como cadeia reduzida de rede de energia para realização de testes em ambiente controlado e geração de modelos representativos de comportamento para subsidiar os testes de controle e segurança do sistema.

**Palavras-Chave:** instrumentação, controle, armazenamento.

## **Introdução**

No conceito de cidades inteligentes [1], visualiza-se a necessidade de operação cooperativa em estrutura composta de edificações com crescente implantação de sistemas de geração de energia elétrica distribuída, como sistemas fotovoltaicos, aerogeradores, termosolares e a biomassa fornecendo energia para cargas como equipamentos diversos e iluminação, distribuídos de forma distinta entre eles com potencial de carga e demanda variável. Num contexto geral com a infraestrutura convencional disponível não é possível determinar detalhes mais precisos do que a demanda total consumida, estimada por leituras pontuais ou acumulativas, em medidores centralizados no fornecimento de energia de cada fonte incluindo a própria rede comercial. O estabelecimento de medidores com capacidade de monitoramento e registro de dados distribuídos de forma a permitir uma estimativa em segmentos estratégicos da rede elétrica e pontos potencialmente impactantes como redes de sistemas de iluminação, climatizadores e dispositivos de elevado consumo permitirá obter um diagnóstico de consumo instantâneo, definindo perfis de variação de carga e métricas de eficiência energética ao comitê de energia local, construindo assim uma rede integrada de múltiplos *Meter Data Collecting* (MDC) [2]. A implementação de uma rede de medidores distribuídos numa infraestrutura dinâmica sujeita a expansões e alterações futuras coloca como requisito a modularidade e adaptabilidade, empregando para sua interconexão transceptores sem fio com tecnologia e topologia também modulares, expansíveis e integradas, incluindo neste contexto experimentos com rádio definido por software com objetivo de obter perfis de frequência e de modulação adequados aos requisitos de ambientes com distância e relevo acentuados onde não existam meios convencionais de comunicação de dados já instalados [3]. O grande desafio tecnológico e potencial de inovação é integrar componentes de tecnologia disponíveis *commercial off the shelf*, para aplicações de medição, registro e telecomunicações, onde requisitos como protocolos físicos e lógicos são variados e na maioria deles não padronizados. O projeto tem a premissa de gerar uma rede integrada empregando tecnologias distintas de medição e

comunicação através de interfaceamento por módulos de integração desenvolvidos quando necessário, parametrização dos dispositivos e criptografia de segurança dos dados transmitidos, além de disponibilizar os dados obtidos e registrados a aplicativos compatíveis com dispositivos móveis como *smartphones* e *tablets*, permitindo o acesso remoto ágil e apropriado como apoio à decisão e suporte à segurança da rede, o que será aplicável a projetos de *Smart Grids*, num servidor atuando como *Meter Data Management* (MDM).

## 1. Contextualização Da Pesquisa

Atualmente a pesquisa de eficientes tecnologias em geração, armazenamento e distribuição a partir de fontes de energia renovável RES (*renewable energy sources*) constitui importante etapa para a implantação de contínuo fornecimento de energia em uma rede de energia elétrica, em função da intermitência e instabilidade das RES fotovoltaicas e eólicas.

A partir da Chamada de P&D Estratégico nº 21/2016 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), foi iniciada em 2017 na Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho” (UNESP) pesquisa do projeto da Companhia Energética de São Paulo - CESP P&D 00061-0054/2016 para o desenvolvimento de inovadoras metodologias de gerenciamento de redes inteligentes (*Smart Grid Management*) empregando a análise de modelo preditivo [3][4], proposta para um sistema híbrido de armazenamento de energia constituído por banco de baterias de íon-lítio e sistema de armazenamento em hidrogênio por eletrólise alimentado por um conjunto de plantas fotovoltaicas e torres com aerogeradores interconectadas como uma micro rede de energia[2]. O desenvolvimento de sistema robusto de instrumentação e controle aplicado ao projeto contempla o desenvolvimento e testes de uma malha de controle que inclui a integração wireless e acesso seguro com criptografia ponto a ponto própria aplicável a microrredes de energia como instalações. A pesquisa faz parte de uma estrutura que foi iniciada com a implantação de um parque fotovoltaico e eólico com investimentos da Companhia Energética de São Paulo (CESP) em projetos de chamadas ANEEL anteriores, sendo agora complementada com a abordagem do armazenamento e despacho de energia. Os requisitos de qualidade e eficiência energética poderão ser verificados nos experimentos realizados e modelos comportamentais definidos para elaboração de modelos matemáticos representativos a partir da análise preditiva dos dados coletados. No contexto da crescente

utilização de geração distribuída, microrredes de energia e disponibilidade de recursos com eficiência, espera-se colaborar com a geração de ferramentas a partir da análise preditiva como base para a análise prospectiva habilitando o desenvolvimento de sistemas de controle e monitoramento adequados aos perfil de expansão do emprego de energia renovável distribuída [6].

Os objetivos da pesquisa no projeto são:

- Oferecer potenciais respostas ao desafio tecnológico de inovação ao integrar componentes de tecnologia disponíveis *commercial off the shelf*, para aplicações de medição, registro e telecomunicações, onde requisitos como protocolos físicos e lógicos são variados e na maioria deles não padronizados.

- Desenvolvimento de inovadoras metodologias de gerenciamento de redes inteligentes (*Smart Grid Management*) empregando a análise de modelo preditivo, proposta para um sistema híbrido de armazenamento de energia constituído por banco de baterias de íon-lítio e sistema de armazenamento em hidrogênio por eletrólise.

- Suporte tecnológico a implantação de contínuo fornecimento de energia com elevada estabilidade em frequência e tensão simultaneamente apresentando baixa distorção harmônica em uma micro rede de energia elétrica, em função da intermitência e instalabilidade das RES fotovoltaicas e eólicas através do armazenamento e controle dinâmico do despacho.

- Redução de custos operacionais e riscos potenciais ao controle do sistema por eventuais intermitências e flutuações não previstas, através de controle preditivo e preventivo suportado por monitoramento em tempo real.

- Desenvolvimento de sistema robusto de instrumentação e controle aplicado ao projeto contempla o desenvolvimento e testes de uma malha de controle que inclui a integração wireless e acesso seguro com criptografia ponto a ponto própria aplicável a microrredes de energia como instalações.

O diagrama básico do projeto P&D 00061-0054/2016 da Companhia Energética de São Paulo – CESP é apresentada na Fig 1.

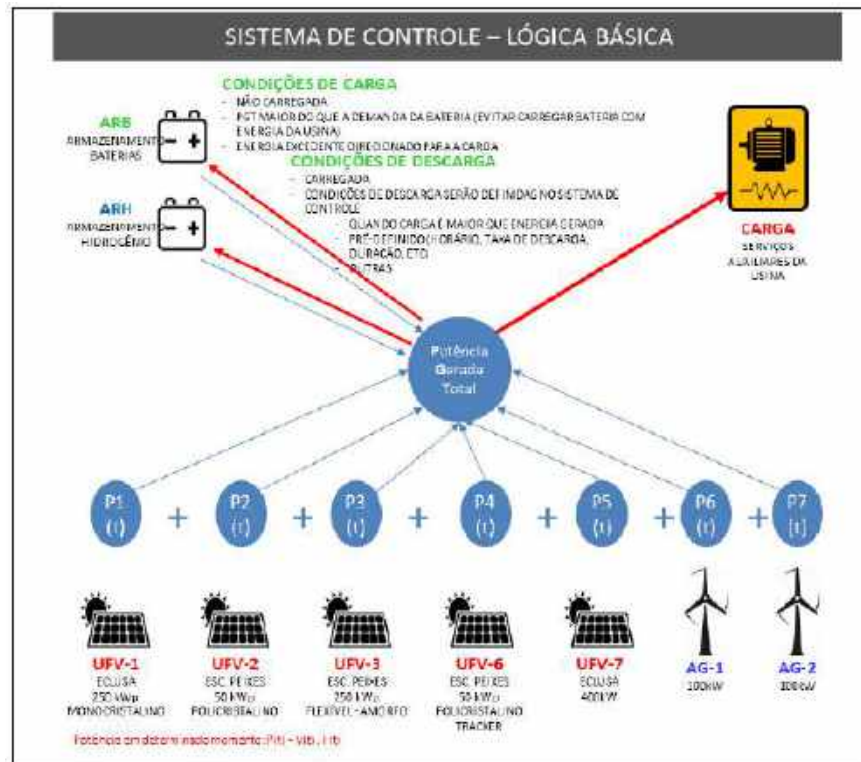


Figura 1: Estrutura em bloco do P&D 00061-0054/2016 [2]

A Fig. 2 apresenta o layout das plantas de microgeração e cargas do sistema no projeto, das quais os blocos de armazenamento e controle estão contratados e atualmente em fase de implantação para a pesquisa. As plantas geradoras do projeto são constituídas de aerogeradores e distintas tecnologias de células fotovoltaicas, assim como modelos de inversores de fabricantes diferentes, sendo a capacidade de geração distribuída não uniformemente na rede, sendo duas plantas com capacidade 250kWp sendo uma cristal amorfo flexível e uma silício policristalino, duas plantas com capacidade de 50 KWp sendo ambas monocristalinas uma com mecanismo de apontamento (suntracker) a outra fixa, duas com capacidade de 25kWp ambas em estruturas flutuantes instaladas no lago de usina hidroelétrica de Porto Primavera, sendo uma de cristal amorfo flexível e a outra de silício monocristalino, uma planta com capacidade de 400kWp sendo de silício monocristalino, duas torres aerogeradoras de 100kWp cada, sistema de armazenamento com hidrogênio e sistema de armazenamento com baterias de íon-lítio.

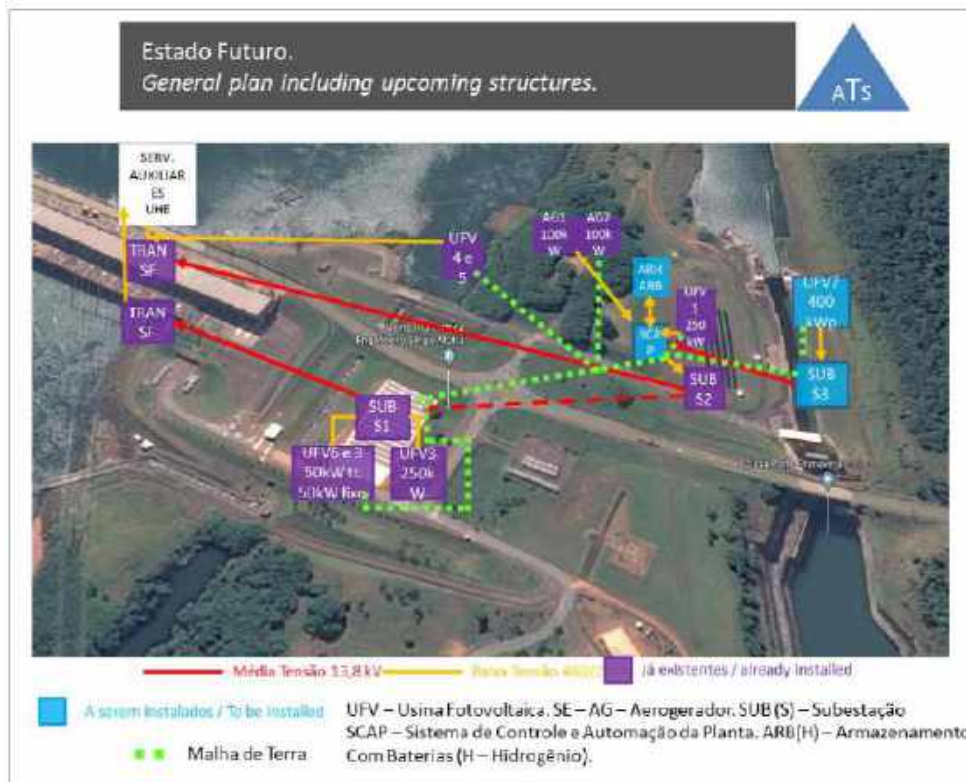


Figura 2: Distribuição física das plantas geradoras [2].

Com o suporte técnico e financeiro da CESP está sendo implantado um laboratório de pesquisa com cadeia reduzida de geração, armazenamento e distribuição de energia elétrica renovável no campus de Rosana da UNESP [Fig. 3] constituída de aerogerador de 2,4kW<sub>p</sub>, planta solar de 3kW<sub>p</sub> com baterias de nanocarbono, sistema de armazenamento em hidrogênio por eletrolizador e célula combustível de 2,5kW, banco de baterias de 3kW de íon-lítio e sistema de instrumentação para cada subsistema, sendo uma estrutura laboratorial delineada para permitir a realização de ensaios e testes em escala reduzida com maior flexibilidade e agilidade. Esta estrutura de ensaios e coleta de dados com plantas reais e em cadeia reduzida laboratorial permitirá de forma mais concreta testar os dispositivos de monitoramento e controle desenvolvidos e suportar adicionalmente pesquisadores de graduação e pós-graduação em pesquisas derivadas e executar treinamento de capacitação e operação de sistemas de energia renovável.

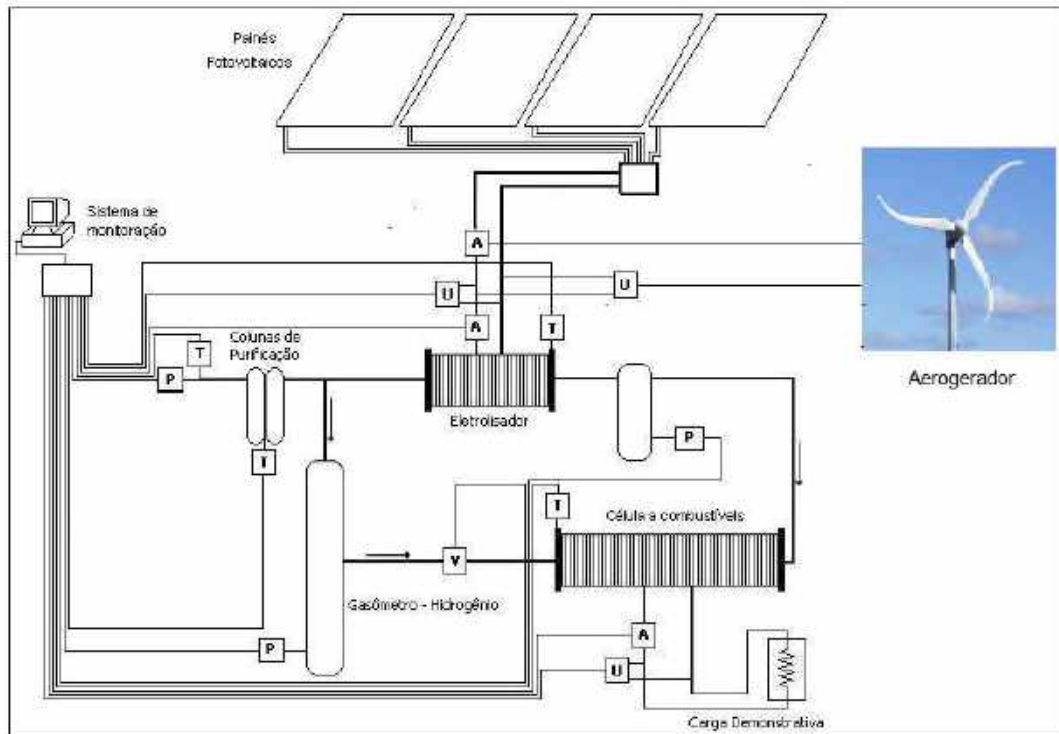


Figura 3: Estrutura em bloco dos medidores inteligentes.

## 2- Metodologia

A pesquisa baseia-se na análise preditiva onde dados históricos são empregados para previsão de eventos futuros através da representação por modelos matemáticos consistentes. Os modelos preditivos desenvolvidos serão testados com dados atualizados para previsão de comportamento e tomada de decisões de ações executadas para obter os melhores resultados.

A análise preditiva permitirá assim desenvolver a análise prescritiva como o próximo objetivo pois a análise preditiva cria uma estimativa de tendencia de comportamento enquanto a análise prescritiva é um ramo da análise de dados que emprega modelos preditivos para sugerir ações a serem tomadas a fim de obter os melhores resultados [7]. Os diagrama bloco dos sistemas de aquisição de dados com desenvolvimento de firmware de medidores inteligentes é apresentado na Fig. 4.



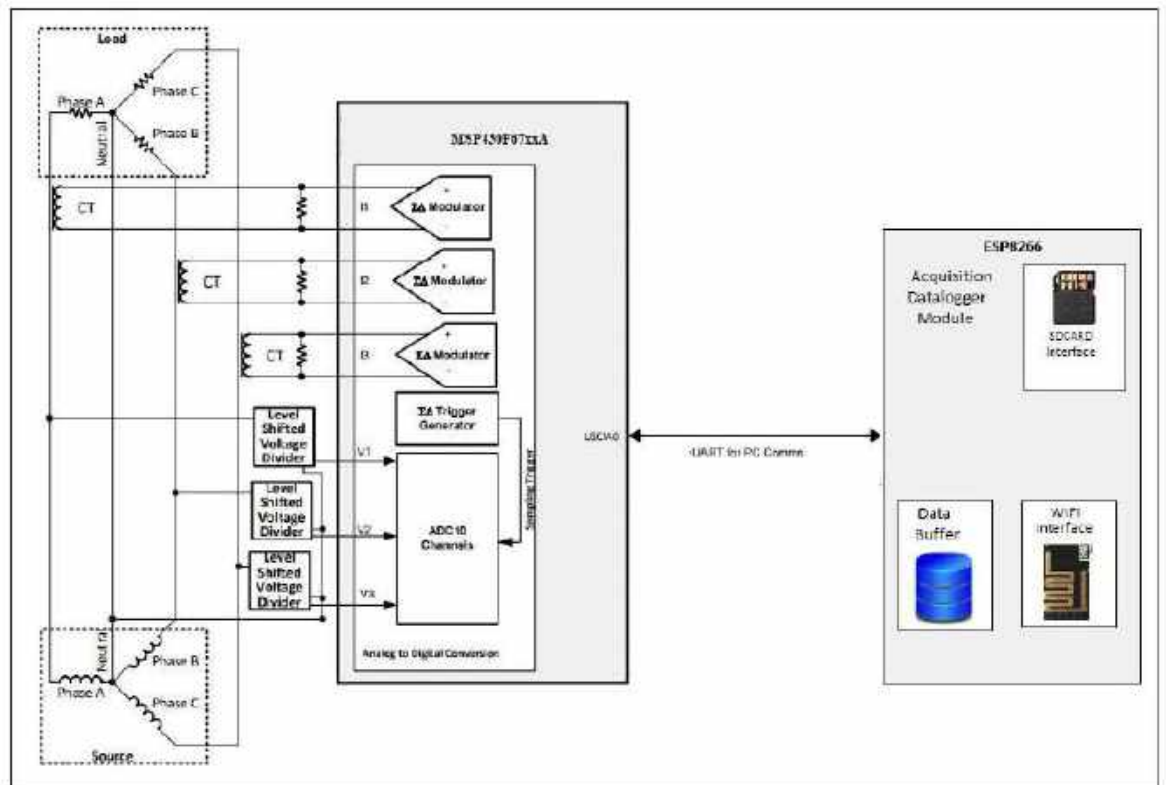


Figura 4: Estrutura em bloco dos medidores inteligentes empregados [3].

O gerenciamento da rede de energia inteligente usando modelo preditivo será baseado em processamento de dados e controle a partir de uma rede modular e expansível de instrumentação empregando tecnologias com capacidade de extração de componentes através de análise por Processadores da família MSP430F67xxA para medidas de energia [8], que permitem obter informações contínuas e detalhadas sobre parâmetros da geração, armazenamento e distribuição de cada segmento da rede, sendo estes dados organizados e armazenados em banco de dados relacional dedicado para suportar a análise e processamento posterior. Estes medidores incorporam a biblioteca de energia MSP430F67641A da Texas Instruments, que permite extrair parâmetros individuais por fase como  $V_{rms}$ ,  $V_{pico}$ ,  $I_{rms}$ ,  $I_{pico}$ ,  $P_{var}$ ,  $P_{real}$ , Fator de Potência e tres métodos de cálculo de Distorção Harmônica Total (TDHIEC\_F, TDHIEC\_E e TDHIEEE) em taxa de amostragem programável até 8096 amostras/segundo [9]. A compreensão da influencia de cada elemento constituinte da rede, fatores de variação e tipo de carga, interação entre fontes de geração distintas integradas em rede a partir dos dados adquiridos pela instrumentação permitirá desenvolver modelos

matemáticos e estatísticos representativos comportamentais, como base para o desenvolvimento de inovadores mecanismos de controle ativo que permitam reduzir de forma significativa as oscilações e anomalias decorrentes das interações em conexão em redes de energia. O emprego de rede de instrumentação automatizada com tecnologias compatíveis com integração em rede na concepção de IoT (Internet of Things) em comunicação wireless, permitirá também o desenvolvimento de smart meters adaptados a aplicações de monitoramento e controle detalhado de microrredes de energia renovável [1]. Nestes medidores são empregadas para instrumentação de corrente bobinas de Rogowski [9][10] tecnologia que apresenta vantagem sobre outros tipos de transformadores de corrente pelo emprego de núcleo de ar que ao contrário do núcleo de ferro apresenta uma baixa indutância permitindo assim resposta a rápidas variações de corrente elétrica. Outro fator relevante é a não saturação comum aos núcleos de ferro, sendo altamente linear mesmo quando submetido a elevadas intensidades de corrente típicas em aplicações em micro redes de energia elétrica. A rede de comunicação de dados do sistema segue o padrão proposto pelos conceitos de *Internet of Things* (IoT) onde os elementos constituintes do sistemas são pontos de acesso de Entrada/Saída (*Nodes*), pontos de tráfego e concentração de dados (*Gateways, Bridges* ou *Routers*) ou pontos de acesso a internet propriamente (*Cloud*) todos estes possuindo componentes *Commercial Off The Shelf* para implementação soluções modulares e incrementais como apresentado na Fig 5.

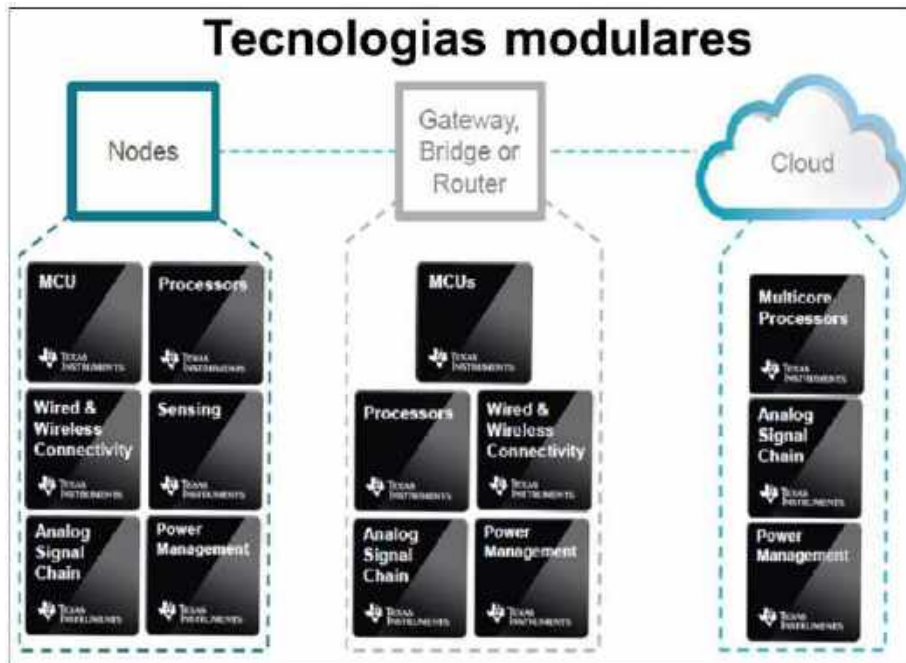


Figura 5: Elementos constituinte de rede de comunicações de sistemas IoT de energia [1].

A estrutura lógica definida para estes elementos depende de sua aplicação [11], sendo exemplificada na Fig. 6, onde pode-se notar que distintas camadas de implementação suportam as aplicações necessárias para as funcionalidades de cada elemento.

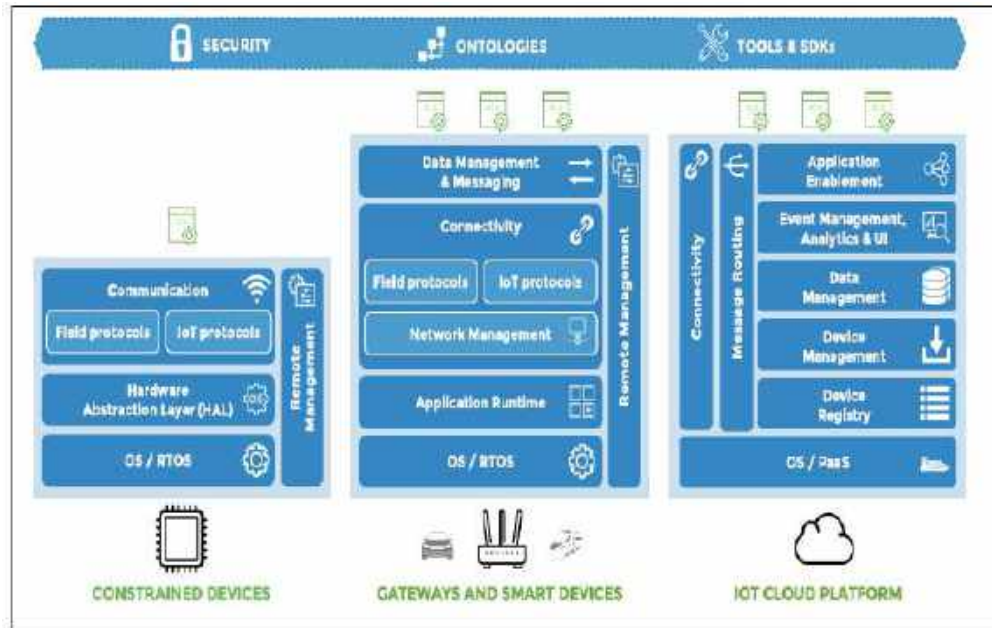


Figura 6:

Estrutura em bloco dos medidores inteligentes [11].

A arquitetura funcional e o backbone de tráfego de dados pode ser resumida na Fig. 7, onde se vê a base de implementação de monitoramento e controle remoto de dispositivos externos através de roteamento no conceito de IoT.

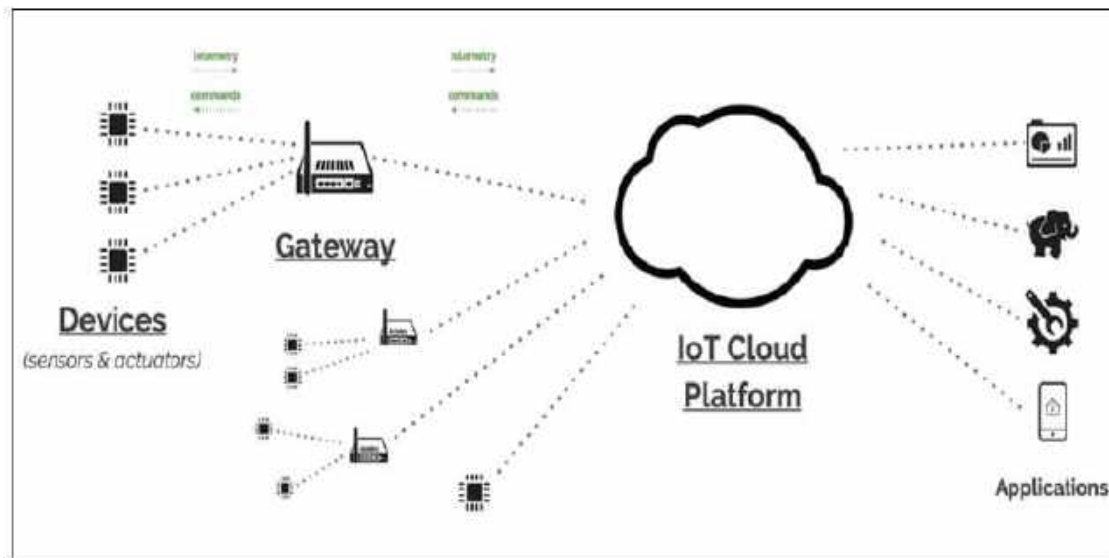


Figura 7: Estrutura funcional de monitoramento e controle em IoT [11].

Foram adquiridos e estão sendo inicialmente empregados em desenvolvimento e testes módulos de desenvolvimento de smart meters, sistemas integrados de tempo real e nódulos de comunicação alguns dos quais são apresentados na Fig. 8.



Figura 8: Módulos de desenvolvimento inicialmente empregados na pesquisa.

O acesso a dados de monitoramento e controle de sistemas de geração, armazenamento e distribuição de energia é crítico pois pode comprometer a segurança de operação de instalações civis, assim uma linha de pesquisa em andamento no projeto é o desenvolvimento de infraestrutura embarcada de criptografia ponto a ponto e não somente no acesso externo ao servidor. Foram selecionados e adquiridos módulos de desenvolvimento que empregam microcontroladores com capacidade dedicada de criptografia de dados, onde se torna mais flexível o desenvolvimento de algoritmos e geração e distribuição de chaves dinâmicas nos subsistemas [Fig. 9].

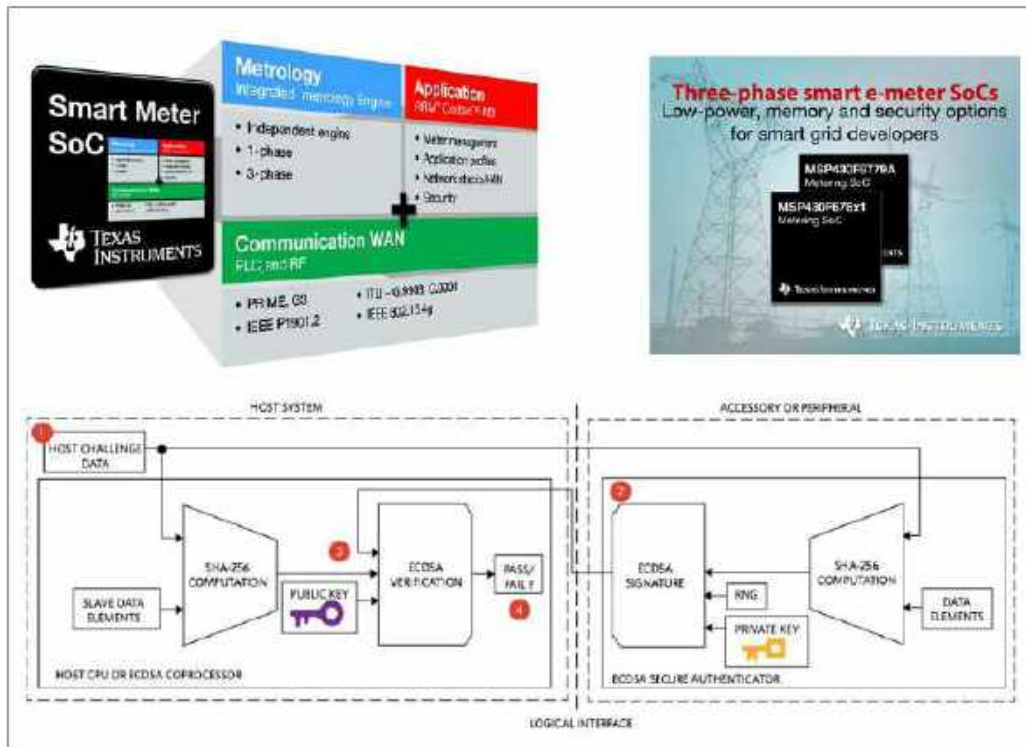


Figura 9: Inclusão de criptografia de dados em *smart meters* [1].

Neste contexto para atingir os objetivos de acesso remoto a dados do projeto, o sistema deverá permitir a aquisição de informações provenientes de instrumentação das plantas de geração, sistema de armazenamento e de distribuição de energia elétrica, para composição de dados em banco de dados relacional. As características desejáveis e as mandatórias das informações a serem obtidas através de monitoramento servem como regras de desenvolvimento seguidas nas fases posteriores do processo de desenvolvimento e implantação do Sistema de Gerenciamento do Banco de Dados Relacionais do projeto. A integração entre sistemas será abordada em linhas de requisitos, ações, metodologias e tecnologias a empregar para implementação do sistema de instrumentação completo. O modelo funcional do projeto do Sistema Gerenciador de banco de Dados do projeto está descrito em blocos na Fig. 11. Será empregada para fins de descrição uma relação de entradas e saídas inerentes a cada processo individual e uma representação gráfica do processo. A aquisição e registro de dados de energia necessita de projeto de banco de dados relacional que permitirá o desenvolvimento e a implantação de serviços de gerenciamento da organização e armazenamento de informações aquisitadas através da instrumentação do laboratório de pesquisas de geração, sistemas de



armazenamento e distribuição de energia elétrica dentro do projeto ANEEL P&D 00061-0054/2016. Neste contexto, o sistema deverá permitir a aquisição de dados provenientes de instrumentação das plantas de geração, sistema de armazenamento e de distribuição de energia elétrica, provendo o acesso ao banco de dados via interfaces remotas de clientes via web. A figura 10 a seguir apresenta a abordagem de desenvolvimento do sistema prevista para o projeto completo a ser utilizada para desenvolvimento, simulação e análise.

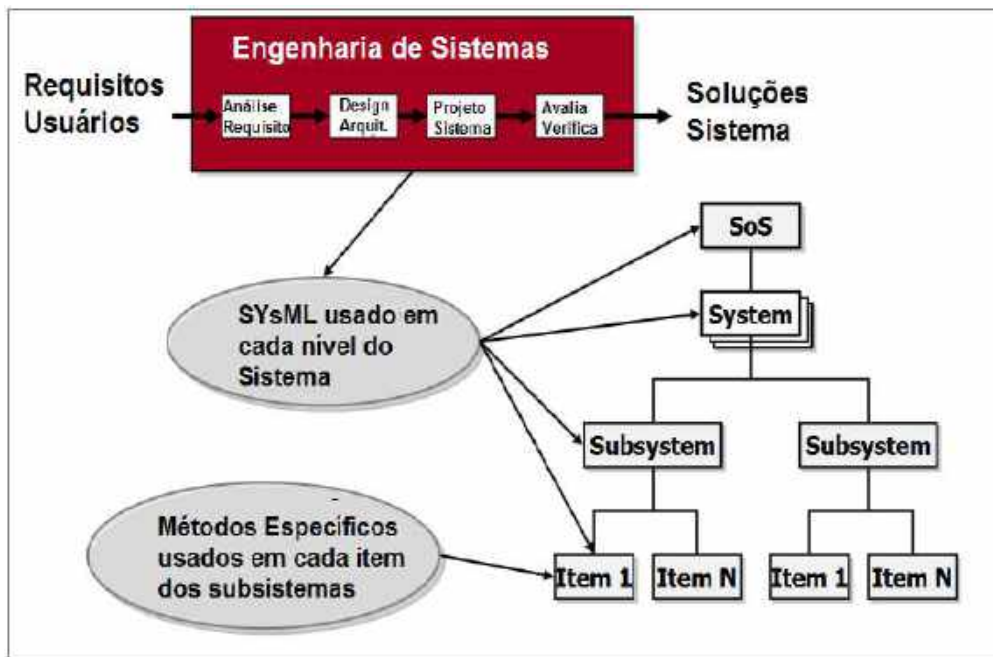
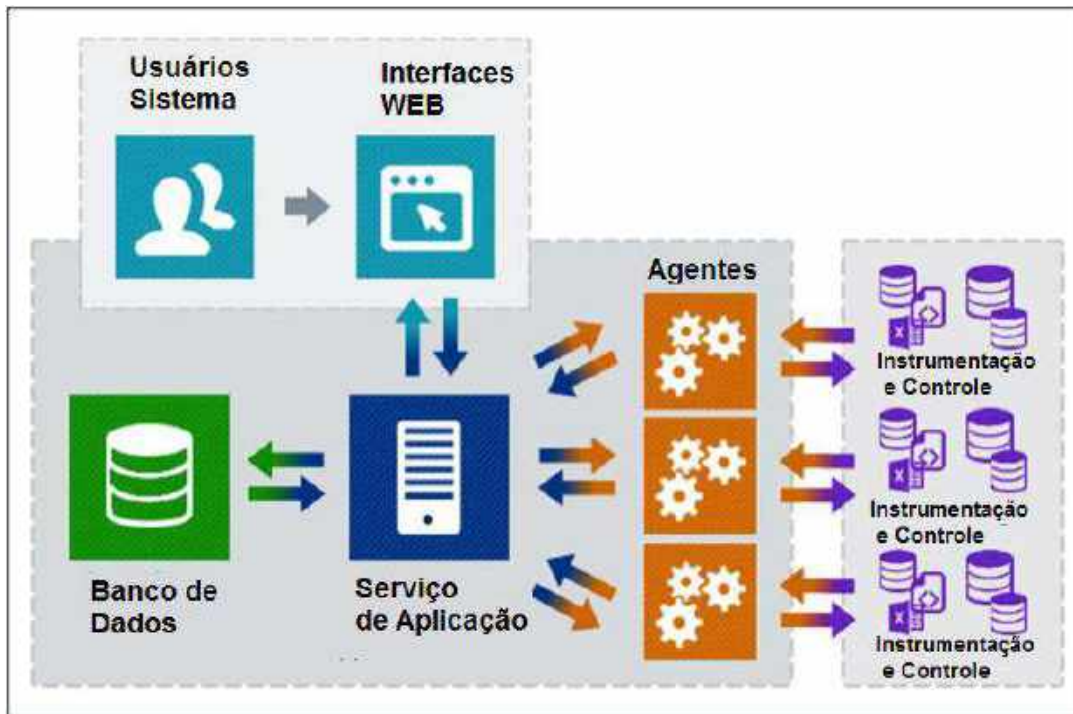


Figura 10: Estrutura descrição sistema em SYsML.

A abordagem de requisitos do sistema será elaborada usando descrição em SYsML, que permitirá empregar os conceitos de desenvolvimento ágil integrado, com as características de modularidade e reusabilidade desejáveis ao contexto do projeto. A idéia inicial é priorizar o emprego de ferramentas abertas para gerenciamento de bancos de dados relacionais como MySQL e PHP. Uma proposta inicial de *backbone* para a arquitetura do sistema é apresentada na Fig. 11, onde o acesso dos usuários ao sistema é gerenciado por serviços de interface WEB, enquanto a coleta de dados de instrumentação e mensagens de controle e segurança como chaves de acesso, atualizações necessários são estabelecidos através de comunicação multiagentes com os segmentos de plantas e dispositivos monitorados/controlados.



Figura

11: Estrutura em bloco funcional de registro e acesso a dados.

A definição geral da troca de informações no banco de dados é constituída dos seguintes fluxos de dados (Fig. 12):

a) Entradas:

- Comunicação com supervisório
- Comunicação com Inversores das Plantas
- Comunicação com Smart Meters
- Comunicação com Sistema Hidrogênio
- Comunicação com Instrumentação Baterias Ion-Lítio
- Comunicação com Instrumentação Estação solarimétrica
- Comunicação com Instrumentação Estação anemométrica
- Comunicação com Sistemas de Comunicação

b) Saídas:

- Informações Alerta para Supervisório
- Informações para Sistema Gerenciador de Banco de Dados
- Sinais de Controle de Interfaces de Instrumentação
- Sinais de Controle de Interfaces de Comunicação de Dados



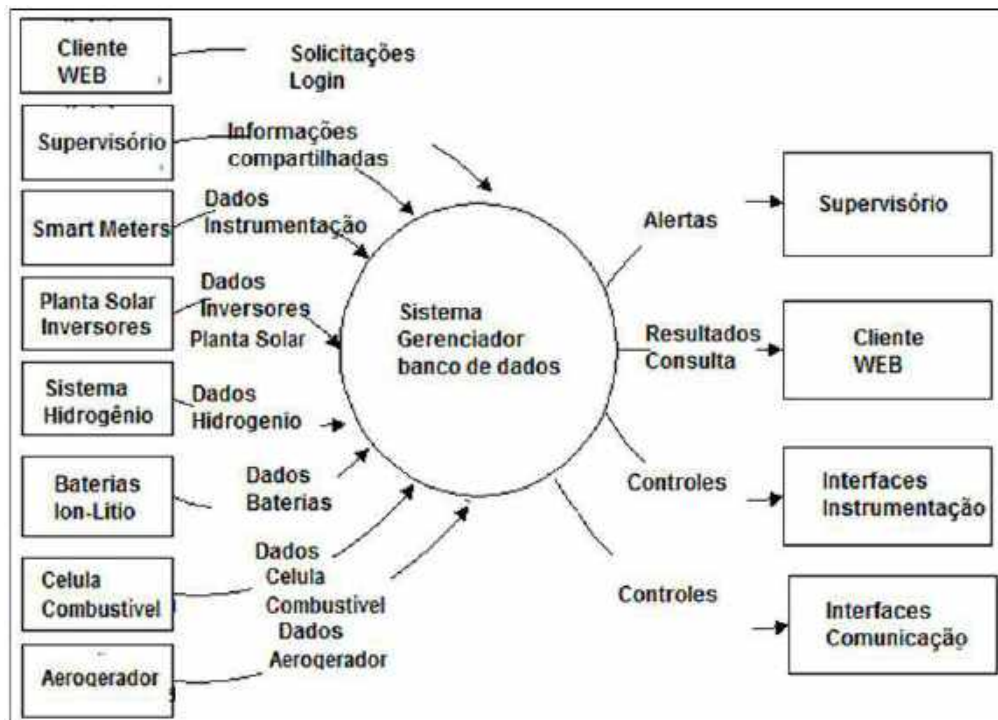


Figura 12: Diagrama de fluxo de dados [3].

O desenvolvimento e implantação dos serviços de gerenciamento de banco de dados está sendo elaborado em desenvolvimento de equipe de Tecnologia da Informação (TI) onde a documentação técnica inclui as ferramentas de análise essenciais como Diagramas de fluxo de dados (DFD) de cada função, Diagramas de entidade relacionamento (DER), Modelo Operacional (MO), Dicionário de dados e descrição de tabelas do sistema.

### Considerações Finais

As plantas de geração fotovoltaicas e aerogeradores encontram-se em operação nominal com supervisório em solução comercial implantado. Os testes com os modelos de desenvolvimento de *smart meters* em laboratório apresentaram-se satisfatórios, sendo que o monitoramento monofásico e trifásico com determinação de parâmetros parâmetros individuais por fase como  $V_{rms}$ ,  $V_{pico}$ ,  $I_{rms}$ ,  $I_{pico}$ ,  $P_{var}$ ,  $P_{real}$ , Fator de Potência e tres métodos de cálculo de Distorção Harmônica Total (TDHIEC\_F, TDHIEC\_E e TDHIEEE) em taxa de amostragem programável foram realizados entre 50 e 4096 amostras/segundo, os dados aquisitados foram

enviados a módulos externos de armazenamento em dispositivos de estado sólido (cartão SD 8Gbytes), permitindo assim manter um registro de dados contínuo em taxas elevadas para testes iniciais. A cadeia reduzida de geração, armazenamento e distribuição está em processo de aquisição e implantação, sendo prevista sua operacionalidade parcial em agosto de 2018 e total em janeiro de 2019. As soluções tecnológicas desenvolvidas terão aplicação em eficiência energética e gestão de geração de energia distribuída, pois a análise preditiva de comportamento das interações entre distintas fontes geradoras e variação de cargas acopladas a microrede de energia permitirá através de análise prescritiva elaborar modelos de controle com maior confiabilidade e eficiência.

Principais aplicações potenciais comerciais:

- Estruturas de suporte a segurança de dados IoT em sistemas distribuídos de microgeração, armazenamento e distribuição de energia.
- Estruturas de suporte a automação e controle preditivo e preventivo de microredes de energia em sistemas off-grid e on grid.
- Controle, eficiência e segurança em clusters de sistemas de armazenamento em hidrogênio modulares.
- Controle, eficiência e segurança em clusters de sistemas de armazenamento em baterias de íon lítio modulares.

Entidades envolvidas no projeto: CESP, Base Energia Sustentável, ATS Tecnologia de Apoio e Serviços, MFAP Consultoria Elétrica e Comércio, IEE/USP – Instituto de Tecnologia e Ambiente da USP e UNESP/FEPISA – Fundação de Ensino, Pesquisa e Extensão de Ilha Solteira. Investimento total no projeto R\$ 29.660.353,98.

## **Referências Bibliográficas**

[1] Texas Instruments Incorporated (2016) The Internet of Things: Opportunities & Challenges, disponível em <[http://www.ti.com/ww/en/internet\\_of\\_things/pdf/14-09-17-IoTforCap.pdf](http://www.ti.com/ww/en/internet_of_things/pdf/14-09-17-IoTforCap.pdf)> , Acesso em 25/10/2017 .

- [2] Markovic, D.S., Zivkovic, D., Branovic, I., Popovic, R. and Cvetkovic, D. (2013) Smart Power Grid and Cloud Computing. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 24, 566-577. Disponível em <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2013.03.068>> , Acesso em 15/08/2017.
- [3] Fonseca, E. et all (2018) Gerenciamento de Redes de energia inteligentes (REI) empregando análise por modelo preditivo empregando redes modulares expansíveis de instrumentação, Anais do XVI Congreso Ibérico y XII Congreso Iberoamericano de Energía Solar, Madri 20-22 Junho 2018, pp 923-929.
- [4] Choi, C.-S., Ian, J.I., Park, W.-K., Jeong, Y.-K. and Lee, I.-W. (2011) Proactive Energy Management System Architecture Interworking with Smart Grid. *Proceedings of the IEEE 15th International Symposium on Consumer Electronics*, Singapore, 1-4.
- [5] Frey, S., Disch, S., Reich, C., Knahl, M. and Clarke, N. (2015) Cloud Storage Prediction with Neural Networks. *Proceedings of the Sixth International Conference on Cloud Computing, GRIDs, and Virtualization*, Nice, 22-27 Março 2015, pp 68-72.
- [6] Ribeiro, P. F. et all (2014) *Power systems signal processing for smart grids*, John Wiley & Sons, ISBN-13: 978-1119991502.
- [7] Markovic, D.S., Zivkovic, D., Branovic, I., Popovic, R. and Cvetkovic, D. (2013) Smart Power Grid and Cloud Computing. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 24, 566-577. Disponível em <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2013.03.068>> , Acesso em 10/07/2017.
- [8] Mesganaw, M. (2016) TIDUB70A Total Harmonic Distortion Measurement For Energy Monitoring, TEXAS Instruments Technical Manual. Disponível em <[www.ti.com/lit/ug/tidub70a/tidub70a.pdf](http://www.ti.com/lit/ug/tidub70a/tidub70a.pdf)> , Acesso em 25/10/2017.
- [9] Mesganaw, M., Venkat, K. (2014) Interfacing the MSP430AFE25x-Based Single-Phase E-Meter With a Host Processor, Texas Instruments. Application report SLAA632, Disponível em <<http://ti.com/lit/ug/slaa632/slaa632.pdf>> Acesso em 13/11/2017
- [10] FREESCALE SEMICONDUCTOR INC. (2011) MQX-Enabled MCF51EM256 Single-Phase Electricity Meter Reference Design Using the MCF51EM256, MC1322x and MMA7660FC, Rev. 0, Disponível em <[http://www.nxp.com/files/32bit/doc/ref\\_manual/DRM121.pdf](http://www.nxp.com/files/32bit/doc/ref_manual/DRM121.pdf)>, Acesso em 28/10/2017.

[11] ECLIPSE IOT WORKING GROUP (2016) The Three Software Stacks Required for IoT Architectures, IoT software requirements and how to implement them using open source technology, Disponível em <<https://iot.eclipse.org> > , Acesso em 28/10/2017.

### **Biografia Dos Autores**

**Elói Fonseca** é engenheiro ambiental, graduado pela Universidade Federal de São Carlos em 2016, tecnólogo em telecomunicações aeronáuticas pelo Centro Integrado de Instrução da Aeronáutica em 2001 e tecnólogo em processamento de dados pela Universidade Estadual de Goiás em 2001 com mestrado pelo Instituto Tecnológico de Aeronáutica em 2008 e doutorado em engenharia eletrônica e computação pelo Instituto Tecnológico de Aeronáutica em 2015. Trabalha na empresa Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho” desde 2016, atuando na área engenharia de energia. Atuou ou tem experiência nas áreas de eletrônica aplicada, instrumentação e controle.

E-mail: [eloifonseca1@gmail.com](mailto:eloifonseca1@gmail.com)

**Diego Henrique Amaral** é aluno do curso de engenharia de energia na Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho” desde 2015. Atualmente participa de iniciação científica em projeto de pesquisa nas áreas de eletrônica aplicada, instrumentação e controle.

E-mail: [diego.amaral@unesp.br](mailto:diego.amaral@unesp.br)

**Bruna Malaguti** é aluna do curso de engenharia de energia na Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho” desde 2015. Atualmente participa de iniciação científica em projeto de pesquisa nas áreas de eletrônica aplicada, instrumentação e controle.

E-mail: [bru\\_malaguti@hotmail.com](mailto:bru_malaguti@hotmail.com)

**Naiara De Souza Lima** é aluna do curso de engenharia de energia na Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho” desde 2015. Atualmente participa de iniciação científica em projeto de pesquisa nas áreas de eletrônica aplicada, instrumentação e controle.

E-mail: [naiaras.l@outlook.com](mailto:naiaras.l@outlook.com)

**Gabriel De Souza Cordeiro** é aluno do curso de engenharia de energia na Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho” desde 2015. Atualmente participa de iniciação científica em projeto de pesquisa nas áreas de eletrônica aplicada, instrumentação e controle.

E-mail: [gabriel.cordeiro@unesp.br](mailto:gabriel.cordeiro@unesp.br)

**Felipe Emanuel Sales** é aluno do curso de engenharia de energia na Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho” desde 2015. Atualmente participa de iniciação científica em projeto de pesquisa nas áreas de eletrônica aplicada, instrumentação e controle.

E-mail: [felipe\\_emanuel\\_sales@hotmail.com](mailto:felipe_emanuel_sales@hotmail.com)

**Victor Hugo Paezane Dos Anjos** é aluno do curso de engenharia de energia na Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho” desde 2015. Atualmente participa de iniciação científica em projeto de pesquisa nas áreas de eletrônica aplicada, instrumentação e controle.

E-mail: [victor.hugo.anjos@hotmail.com](mailto:victor.hugo.anjos@hotmail.com)

## CAPÍTULO XII

### **Privacidade – uma nova dimensão a ser considerada nas redes elétricas inteligentes?**

FERNANDO AMARAL DE ALMEIDA PRADO JUNIOR<sup>1</sup>

ANA LÚCIA RODRIGUES DA SILVA<sup>2</sup>

**Resumo:** Vivemos num ambiente em que a privacidade morreu. Qualquer um pode filmar ou investigar uma vida qualquer sem que a própria pessoa tenha nenhum conhecimento sobre isto. Este fenômeno parece ter surgido com o advento da internet e das tecnologias de comunicação, no entanto a preocupação com a Privacidade remonta ao século XIX conforme sua definição clássica: “Direito de estar só”. O interesse pelo tema deixou de ser importante durante muito tempo, renascendo nos anos 60, durante o Governo Lyndon Johnson nos EUA. A partir daí o interesse pelo tema só vem crescendo à medida que as tecnologias propiciam cada vez mais acesso aos dados e informações gerais dos cidadãos. Este artigo é composto de 6 seções, sendo que na primeira, os autores exemplificam situações onde a privacidade das pessoas é infringida por razões comerciais, ideológicas ou ainda de posicionamento perante políticas públicas. Nesta primeira seção são também apresentados exemplos sobre as diferentes dimensões da privacidade e seu enfraquecimento como direito fundamental em uma sociedade que convive com riscos crescentes na segurança pública.

No segundo capítulo são analisadas as definições e as diferentes dimensões da privacidade.

Na terceira seção os autores discutem o conceito da privacidade junto às Redes Elétricas Inteligentes - REIs e as oportunidades e ameaças que podem decorrer da inferência de posse e hábitos de consumo associados a equipamentos elétricos. Discute-se ainda a percepção dos consumidores à respeito da propriedade das informações das características de seu consumo por parte das concessionárias de distribuição. Para esta análise são utilizados os estudos desenvolvidos pela Accenture em 17 países com mais de 9 mil entrevistas.

Na quarta seção, são analisadas as vertentes regulatórias e os cuidados que as agências devem ter em relação aos consumidores de energia. Especial destaque, é dado à experiência americana que estabelece critérios à respeito da posse e armazenamento das informações geradas nas relações de consumo entre clientes de energia elétrica e as concessionárias.

A experiência canadense também merece destaque nesta quarta seção pelo pioneirismo da existência de um Comissariado dedicado ao tema da privacidade, tendência esta já seguida pela Nova Zelândia, Austrália e Alemanha. O conceito de Privacidade pelo Projeto (“Privacy by Design- PbD”) desenvolvido pela Dra. Cavoukian primeira Comissária do “Information and Privacy Commissioner- IPC” é estudado à luz das possibilidades que as REIs propiciam.

---

<sup>1</sup> SINERCONSULT

<sup>2</sup> SINERCONSULT

Na quinta seção são analisados aspectos virtuosos a respeito do uso de informações das REIs como por exemplo eficiência energética, incentivo ao uso de energias renováveis de pequena escala, gestão de emissões de gases de efeito estufa e alternativas de Resposta da Demanda frente a intermitência crescente dos sistemas elétrico.

A sexta e última seção deste artigo discute as principais recomendações a serem consideradas na dimensão regulatória, em especial. A sexta seção também apresenta as conclusões dos autores sobre o tema, bem como tece indagações sobre o futuro do tema em uma indústria em permanente transformação.

Este artigo foi desenvolvido como uma das etapas de pesquisa do projeto de Pesquisa e Desenvolvimento do programa da ANEEL denominado Projeto IRIS- Integração de Renováveis Intermitentes: Um modelo de Simulação da Operação do Sistema Elétrico Brasileiro, para Apoio ao Planejamento, Operação, Comercialização e Regulação- Código Aneel PD-0610-1004/2015. O referido projeto tem como empresa proponente a AES Uruguaiana Empreendimentos S/A e como empresas cooperadas AES Tietê Energia S/A; Cia Energética Rio das Antas; Foz do Chapecó Energia S/A; Campos Novos Energia S/A; Paulista Lajeado Energia S/A; Energética Barra Grande S/A; Cia Energética Potiguar; Cia Energética Manauara; Cia Energética Candeias; Itiquira Energética S/A e Barra do Braúna Energética S/A.

**Palavras-Chave:** Privacidade; Redes Elétricas Inteligentes; Regulação, Direitos do consumidor; Oportunidades.

#### **1. A privacidade na vida das pessoas – Uma visão social e histórica do contexto.**

A privacidade tem sido cada vez menos respeitada nesses tempos de tecnologias de comunicação. Parte deste desrespeito decorre da facilidade que as redes sociais propiciam para “investigar” a vida das pessoas nesses aplicativos, e em outra vertente, ainda mais significativa este interesse pelas informações pessoais decorre do poder que a disponibilidade da informação oferece aos negócios.

Como exemplo da primeira vertente, podemos utilizar o recente caso do Centro Acadêmico XI de Agosto da Centenária Faculdade de Direito da Universidade de São Paulo (1827) que ao longo de sua história teve entre seus alunos 9 presidentes da República do Brasil, inúmeros governadores e centenas de pessoas de proeminência na vida política e empresarial brasileira, tendo seu nome associado a luta pela redemocratização nos anos 70 e 80 e pelos direitos civis em geral (USP, 2019). Surpreendentemente o Centro acadêmico XI de Agosto que tem seu nome associado à história da Faculdade do Largo de São Francisco realizou uma triagem a respeito dos alunos que tinham adentrado no vestibular de 2018, com classificações a respeito de preferências sexuais, políticas, classificação com conotações racistas e a respeito de uso de drogas (Toledo, 2018). O fato foi considerado um escândalo pois este procedimento não condiz com as tradições da faculdade e levou a direção da escola a instalar uma Comissão para avaliar o caso. Não se conhecem providências tomadas.

Na vertente que utiliza do conhecimento do cadastro de clientes para benefício comercial, pode-se citar o caso da grande corporação “Amazon” que ao utilizar drones para entrega de pequenas encomendas aproveita este artefato para identificar as condições de telhados e de jardins, para em seguida oferecer serviços de manutenção, conforme noticiado no Jornal Folha de São Paulo (FSP, 2017).

Também não é surpresa para nenhum usuário de compras “on line” que após navegar em procura de um hotel em determinada cidade, passe a receber ofertas de serviços, como por exemplo o aluguel de um carro na mesma localidade ou indicações de restaurantes. Todas estas oportunidades decorrem de sofisticados algoritmos que investigam seus interesses e usam esse conhecimento para ofertas conexas.

No entanto a privacidade pode ter inúmeras outras dimensões inclusive no combate ao crime. Em 2000 a policia de Los Angeles desconfiava que uma determinada pessoa produzia “maconha” em sua casa. Para melhor desenvolver seus produtos utilizava lâmpadas especiais para catalisar a produção. A policia utilizou equipamentos especiais para detectar o calor decorrente do uso dessas lâmpadas e com informações da conta da concessionária identificou consumo diferente do padrão das residências similares na área. De posse desses dados, um mandado de busca foi emitido e o cidadão foi preso. No entanto houve recursos baseados na disponibilidade das informações de consumo pela concessionária para a policia, sem o devido mandado judicial prévio, o que levou a posterior soltura do acusado (Oyez, 2017).

A primeira definição formal a respeito da privacidade pode ser encontrada no artigo de Warren e Brandeis (Brandeis nessa oportunidade era um dos juízes da Suprema Corte Americana), “The Right to Privacy” (Warren, Brandeis, 1890), conceituada na oportunidade como “O direito de ficar só”. Empresas, grupos de pessoas ou indivíduos não podem afetar a decisão de reclusão ou solidão individual.

O tema deixou de ser objeto de estudos por muitos anos, até que em 1949, George Orwell publicou o romance futurista “1984”, distopia na qual existiria em um futuro distante um governo totalitário que teria a sociedade sobre controle, vigiada e em constante observação.

A privacidade voltou a causar impacto nos EUA nos anos 60 durante os governos Lyndon B. Johnson. O presidente LBJ tinha muitas ambições de realizar avanços na sociedade, particularmente em um projeto que ele denominou “The Great Society”. O presidente LBJ foi o presidente que mais conseguiu aprovar leis durante seus anos de governo na história americana, sempre no intuito de melhorar as condições de vida da



pobreza e reduzir as desigualdades, inclusive aquelas decorrentes do racismo ainda muito presente naquela década. Parte deste sucesso se deveu ao fato que ele não hesitava em usar instrumentos de pressão junto aos congressistas, que beiravam a chantagem, a partir de informações pessoais, obviamente causando o constrangimento que este processo levava na perda de privacidade (Califano, 1991). Todo este processo chamou a atenção da imprensa e da academia para o tema.

Simultaneamente ao governo LBJ foi publicado o livro “Naked Society” (Packard, 1964), um dos primeiros a levantar as questões relativas ao impacto da tecnologia em observar e registrar comportamentos individuais, gostos, opiniões tornando mais fácil monitorar as pessoas com óbvios impactos na privacidade. As tecnologias da época, a que o autor se refere, eram microfones e câmeras escondidas, polígrafos entre outras técnicas investigativas. Particularmente as gravações escondidas viriam a cobrar seu preço no segundo governo Nixon levando-o a renúncia. Com o advento das tecnologias digitais, internet, redes sociais as percepções de Packard (1964) foram em muito ampliadas. Muitos anos depois, o professor Busch (2010) avaliou que à medida que o custo de armazenagem e manipulação das informações se barateiam, aumentam os riscos que a privacidade seja desrespeitada.

É importante destacar que o conceito de privacidade difere do conceito de liberdade. Um indivíduo que cumpra uma pena de prisão pode ter direito a privacidade de sua correspondência por exemplo. Este direito nem sempre é respeitado em nome da segurança ou da potencialidade que esse detento possa ter em produzir e gerenciar outros crimes mesmo estando preso (Boatright, 2000).

A privacidade tem sido considerada um conceito fraco, inclusive certos autores questionam se a privacidade seria mesmo um direito. Conceitos fortes tem sempre uma definição clara e sua transgressão constitui um delito ético (Charters, 2002). Na privacidade, isto nem sempre ocorre, como no exemplo anterior a respeito de um hipotético presidiário ou na prevenção de atos de terrorismo (onde o eventual direito de privacidade de informações sobre suspeitos é suplantado por questões de segurança nacional). O mesmo autor (Charters, 2000) discute a possibilidade de prejudicar um indivíduo (com a perda de privacidade) em nome do benefício coletivo. Assim a “fraqueza” do direito diria respeito ao fato que a privacidade é por si própria um tema de individualidade, enquanto que consequências da falta de controle sobre os indivíduos pode (em tese) levar a consequências para o coletivo (Busch, 2010).

Outra justificativa para esta fragilidade decorre da preservação de um direito como consequência da perda de outro direito. Para exemplo desta situação está a busca de informações financeiras de uma pessoa para garantir que as transações comerciais sejam seguras.

Outro autor (Quinn, 2008) também se ocupou das preocupações relacionadas a privacidade frente ao avanço da tecnologia, em especial em relação a dois aspectos muito importantes que apelidou jocosamente como sendo as Leis de Frankenstein, fazendo paradigma com o famoso romance de terror gótico. Quinn (2008) explica essas “leis”: a primeira diz respeito das Consequências não previstas de uma determinada ação ou de uma determinada tecnologia e a segunda perante as Responsabilidades de suas ações à posteriori que podem não ser enfrentadas ou gerenciadas (à semelhança do que acontece no romance com o medico que realizou o experimento descrito no romance).

Em que pese o aumento do risco de perda da privacidade em decorrência da tecnologia, existe um movimento que associa (novas) oportunidades comerciais a um aumento da instrumentação para cercear os riscos dessas ocorrências, como bem exemplifica De Luca (2019) com o “slogan” recentemente anunciado pelo presidente da Apple<sup>3</sup> - “O que acontece em seu iPhone fica em seu iPhone”.

O mesmo autor (De Luca, 2019) acredita que o “Facebook” e o “Google” seriam mais afetados em sua base de negócios com a ampliação das restrições de uso das informações de seus clientes. O tema também foi objeto de um artigo de grande repercussão na Harvard Business Review tratando da conjuntura de políticas atuais das “start ups” de tecnologia, que durante muitos anos foram valorizadas pelas suas possibilidades disruptivas. O artigo defende que este período está acabando por conta das novas tendências (Taneja, 2019).

O fenômeno de cerceamento desses riscos de perda da privacidade pela via regulatória também tem crescido como evidencia o surgimento de Comissariados de Serviço Público dedicados ao controle e proteção da privacidade, como vai ser mais bem detalhado em seção subsequente.

Apesar desse movimento no sentido de refrear o acesso tecnológico a informações privadas, é possível perceber que muitos ainda desconhecem as possibilidades de captura de suas informações privadas através de algoritmos sofisticados que inferem preferências a partir de uma simples pesquisa de um determinado produto na internet

---

<sup>3</sup> Tim Cook anunciou recentemente que “Em 2019 é a hora de defender a privacidade, sua, minha, de todos nós” (De Luca, 2019).

(Charters, 2002, Castro, 2018). Desconhecendo estas possibilidades, por pressuposto, as pessoas serão mais vulneráveis à perda de sua privacidade.

## **2.Privacidade – Aspectos conceituais.**

Para complementar as definições iniciais de Warren e Brandeis, pode-se recorrer a muitas outras definições<sup>4</sup>, por exemplo, “a habilidade de uma pessoa em controlar a exposição e a disponibilidade de informações sobre si. Exercitando a capacidade de existir na sociedade de forma anônima, inclusive (se for o caso) com o uso de um disfarce de pseudônimo” (Wikipédia, 2019), ou ainda "O direito à privacidade, é aquele de não ser monitorado, de não ser registrado e de não ser reconhecido (direito de não ter registros pessoais publicados) - transcendendo, pois, nas sociedades informacionais, os limites de mero direito de interesse privado para se tornar um dos fundamentos do Estado Democrático de Direito” (Vianna, 2007). O mesmo autor (Vianna, 2007), considera que existem várias dimensões da privacidade: a política, do consumidor, sobre questões médicas, de dados pessoais e de família e da privacidade em geral envolvendo escolhas (sexuais, de consumo, de hábitos entre outras).

A privacidade em todas estas vertentes pode ser dividida em 4 níveis: Privacidade de informação pessoais (proteção de dados, fatores relacionados com condições físicas, mentais, psicológicas, ideológicas, culturais, escolhas e hábitos individuais entre outras), Privacidade de comunicação (inviolabilidade de correspondências físicas ou eletrônicas ou nenhum cerceamento nas possibilidades de comunicação, censura ou monitoramento), Privacidade Corporal<sup>5</sup> (recusa em fazer testes com substâncias corpóreas e aceitar sondagens invasivas), e Privacidade territorial (proteção contra invasão da residência, escritórios e outros lugares de propriedade e intimidade privada). Dentre estas dimensões para efeito deste artigo ressaltam como mais importantes as dimensões de informação e de comunicação.

---

<sup>4</sup> Como já discutido não existe uma definição clara e inequívoca para a privacidade fato que inclusive demonstraria a fraqueza da sua aplicação como um direito inalienável.

<sup>5</sup> A corte de Justiça do Estado de Virginia foi acionada por um cidadão americano que potencialmente tinha em seu corpo um projétil de arma de fogo resultado de ação policial em um roubo. Como o suspeito conseguira evadir-se, sendo preso posteriormente, a polícia desejava fazer a extração da bala para comprovar ser o acusado, o assaltante cujo roubo fora reprimido. No entanto, o caso foi analisado em outra instância pela Suprema Corte Americana que negou a possibilidade dessa cirurgia para produzir provas contra a própria pessoa alegando direito à privacidade. (Silva Neto, 2017).

Em resumo a privacidade tem uma conceituação de negação `a “intrusão”, e esta pode vir de muitas e diferentes direções com também diferentes intensidades (Busch, 2010).

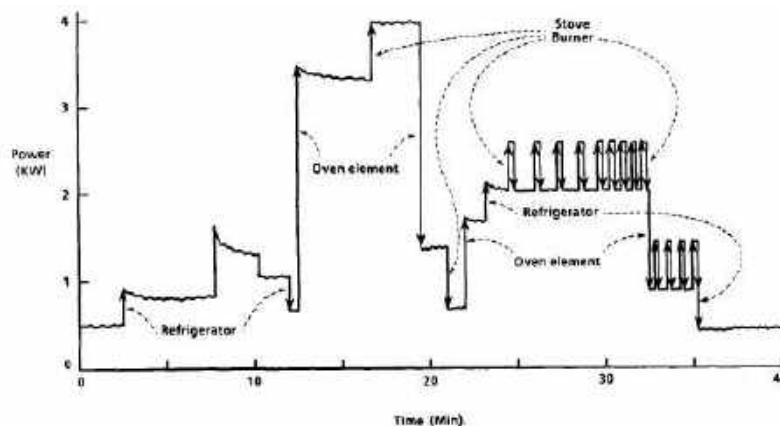
O NIST- National Institute of Standards and Technology<sup>6</sup> em seus manuais chama a atenção que não se pode confundir privacidade com confidencialidade, sendo as informações confidenciais aquelas cujo acesso deve ser limitado apenas àqueles que dela necessitam e cuja veiculação irrestrita possa causar prejuízo ou danos diversos.

## 2. Redes Elétricas Inteligentes- REIs e a Privacidade

Com o advento das Redes Elétricas Inteligentes- REIs, será possível inferir a posse de equipamentos elétricos (de posse residencial, de posse industrial e ou comercial e inclusive aqueles de posse móvel como os equipamentos de mobilidade elétrica), características de seu uso intensidade de seu consumo, horários de uso, estabilidade de seu consumo na linha do tempo e outros recortes que se possam conceber). Relativamente à mobilidade elétrica, a partir de localizações das instalações elétricas onde se processam as atividades de recarga, poder-se-á inferir trajetos frequentes.

A figura 01 mostra um exemplo dessas possibilidades de inferência na busca de informações sobre o consumo de equipamentos elétricos.

**Figura 01- Exemplo do perfil de consumo de equipamentos elétricos.**



Fonte: Quinn (2008)

O conhecimento das particularidades de uso dos equipamentos elétricos cria um sem número de oportunidades comerciais a respeito da inferência dos hábitos das pessoas

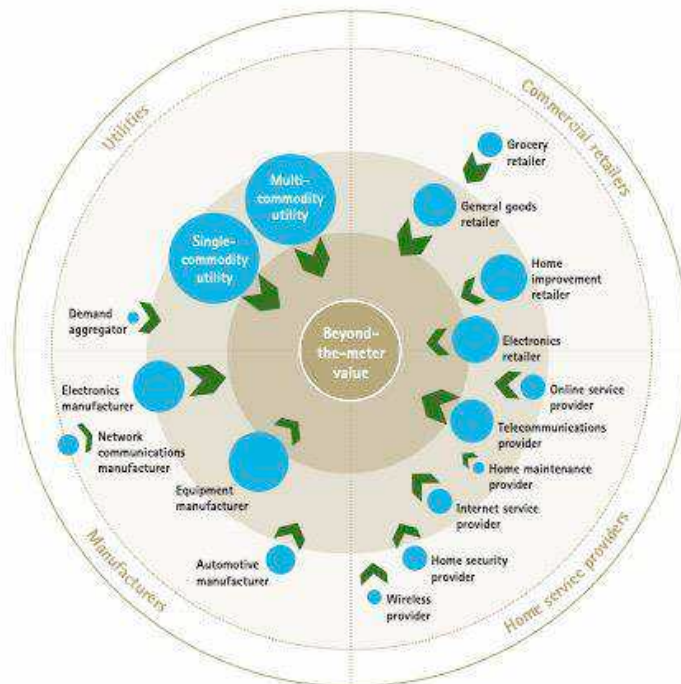
---

<sup>6</sup> NIST é uma agência governamental não regulatória que tem por missão promover a inovação e competitividade da indústria americana, promovendo a metrologia e os padrões a serem observados entre outros aspectos.

e ou empresas. Apenas para citar uns poucos exemplos podemos citar as possibilidades de comercialização de equipamentos para substituir outros já obsoletos (por exemplo com consumo superior à média dos consumos de equipamentos mais modernos disponíveis em residências de renda similar), hábitos de consumo relacionados a horários de uso desses equipamentos<sup>7</sup>.

O consumo e o horário de consumo caracterizam também diferentes “proxys” de renda. Não surpreendentemente empresas de geo-marketing buscam informações a respeito de consumo de energia nas redondezas de onde se deseja estudar a localização de um determinado empreendimento comercial. A figura 02 apresenta um rol de possibilidades de uso comercial das informações a respeito do uso de energia elétrica (quantidades e horários de uso)

**Figura 02 Potencial de usos das informações de consumo de energia elétrica para atividades comerciais.**



Fonte: Quinn (2008)

<sup>7</sup> Por exemplos horários de assistir televisão (o que precifica os horários a serem comercializados em propaganda pelas mídias) ou sendo mais agressivo a respeito dos comportamentos sociais, quais consumidores chegam em casa depois dos horários dos fechamentos de bares.

Claro que a criatividade das atividades empresariais pode ampliar ainda em muito as atividades descritas na figura 02.

Há que se perguntar, no entanto se estas informações podem ou não serem disponibilizadas pelas Concessionárias de Distribuição ou se elas dependeriam de uma autorização explícita dos usuários. Na tentativa de responder esta questão, a Accenture realizou pesquisa em 2010, a respeito desse tema. A figura 3 apresenta os resultados dessa pesquisa. Chama a atenção o desconhecimento e falta de um posicionamento efetivo de parte dos consumidores em relação a estes temas (cerca de um terço de todos os consumidores não tem uma opinião formada).

A semelhança do desconhecimento das possibilidades dos algoritmos para fazer descobertas sobre seus hábitos de consumo e pessoais, muitos consumidores também não conseguem antever o potencial de informações que advém do uso de energia elétrica em suas unidades consumidoras. Na figura 3 fica evidente esta conclusão.

Cabe observar que as informações de consumo não se restringem a oportunidades comerciais, mas que atingem inúmeras oportunidades relacionadas a indústria de energia elétrica como mais bem detalhado na seção 5.

É importante ressaltar que os riscos de perda de privacidade não estão restritos as REIs, podemos elencar entre outros: pedágios com pagamento via cartão de crédito ou outros sistemas automáticos, monitoramento de transações bancárias via apps de crédito, imagens as mais variadas e aplicativos de trânsito (“Waze” por exemplo).

**Figura 03 - A quem pertencem as informações de uso das informações de consumo.**



Fonte: Accenture (2010)

### **3. Privacidade, Regulação e as REIs.**

Toda a conjuntura de aumento da complexidade da sociedade e do avanço das tecnologias da informática, do barateamento do acesso a informações, estocagem de dados e manipulação dos mesmos, bem como do aumento dos direitos dos cidadãos a partir de um mundo mais democrático, tem levado frequentemente ao estabelecimento de políticas públicas que visem a proteção dos consumidores, em tese hipossuficientes, em relação as grandes corporações. O mesmo acontece com o interesse dos pesquisadores em abordar o tema da privacidade e no interesse específico deste artigo, sua relação com as redes elétricas inteligentes.

Por exemplo nos EUA já existem legislações e normas regulatórias na maioria dos Estados tratando de REIs, no entanto apenas em Oklahoma existem regras para tratar da privacidade. Nesse Estado podem ser utilizadas as informações a respeito da quantidade de energia consumida em uma determinada unidade consumidora, características deste consumo, aí incluídos os horários de utilização e os eletrodomésticos eventualmente utilizados. O consumidor, no entanto, tem direito de conhecer as informações constantes no cadastro da concessionária e nenhuma correlação individual de sua identificação como pessoa física é permitida, por exemplo seu endereço ou seu cadastro no seguro social.

O Canadá foi o pioneiro em criar um Comissariado para tratar do tema privacidade (obviamente não restrito a REIs). No Canadá existe desde 1995 a entidade publica Information and Privacy Commission of Ontario. Além do Canadá já tomaram iniciativas para criar agências de regulação sobre o tema privacidade, Nova Zelândia, Austrália e Alemanha. Nos EUA como ficou evidente, as Comissões de Serviço Público de Energia vêm tratando deste tema embora não existam ainda Comissões de Serviço Público dedicadas ao tema.

A Agencia canadense também desenvolveu o conceito de Privacidade no Projeto (Privacy by Design PbD em sua denominação original), conceito que defende que a privacidade não pode ser alcançada apenas por meio de regulamentos e legislação, mas

---

<sup>8</sup> Alabama, Arizona, Califórnia, Colorado, Connecticut, Delaware, District of Columbia, Florida, Georgia, Hawaii, Idaho, Illinois, Indiana, Kansas, Kentucky, Louisiana, Maine, Maryland, Michigan, Minnesota, Montana, Nevada, New Hampshire, New York, North Dakota, Ohio, Oklahoma, Oregon, Rhode Island., South Carolina, South Dakota, Tennessee, Texas, Utah, Virginia, Washington, Wisconsin, Wyoming.

sim precisa ser um conceito inserido desde o início do desenvolvimento de qualquer tecnologia ou qualquer novo negócio ou atividade (IPC 2001, Cavoukian, 2012).

A existência dessas agências de regulação evidencia a preocupação com o tema de direitos à privacidade, sendo que entre as múltiplas preocupações dessas entidades encontram-se os aspectos relacionados à tecnologia e em especial as REIs. A tendência é que exista um crescimento dessas atividades regulatórias nos próximos anos.

Interessante notar que algumas iniciativas que se assemelham aos conceitos iniciais de Warren e Brandeis (1890) podem causar dúvida no seu controle regulatório na atualidade.

Os mecanismos de controle criados à semelhança do cerceamento de ligações comerciais, com criações de listas de proibições (don't call) podem produzir efeito negativo na internet. Explicando melhor, um sistema equivalente (don't track) impedindo o rastreamento de temas de interesse do consumidor pode provocar uma avalanche de e-mails e mensagens dos mais diversos temas que não guardem nenhuma correlação com o interesse potencial do consumidor/ cliente. Isto aconteceria pois não haveria nenhum filtro para o envio das mensagens, e o consumidor passaria a receber "spams" os mais variados. Qualquer legislação que impedisse o envio de mensagens não teria valor internacionalmente e, portanto, a quantidade de mensagens seria maior do que se houvesse um filtro prévio determinado pelos interesses rastreados pela internet.

#### **4. Aspectos virtuosos das REIs na indústria de energia elétrica.**

Múltiplas oportunidades surgem a respeito do uso de informações possibilitadas pelo uso das REIs.

No Brasil, o principal direcionador de preços de curto prazo é a hidrologia, mas à semelhança do resto do mundo com o crescimento da inserção de fontes renováveis intermitentes, a carga passará a ser fundamental neste tema. As REIs podem em muito colaborar nesse conhecimento, mas é preciso ressaltar que ele não fica restrito apenas à precificação, podendo também melhorar o aumento da confiabilidade da operação (que se torna mais complexa com as fontes intermitentes) e com o surgimento de prosumidores, na mesma dimensão as possibilidades de ações da resposta da demanda complementam o aspecto virtuoso do conhecimento da carga. Aqui vale uma ressalva, que este conhecimento é construído com a agregação de informações individuais dos consumidores, mas que não precisa ser individualizada afetando a privacidade de cada um.



O conhecimento do consumo horário dos consumidores propicia ações de eficiência energética; ações de planejamento de suprimento, ações de corte do funcionamento de equipamentos elétricos (ex. termostato), ações de planejamento da expansão da infraestrutura<sup>9</sup>, possibilidade de design mais assertivo para tarifas dinâmicas (preços horários por exemplo), oferta de serviços na modalidade “plug and pay” (portabilidade??), geração de conhecimento e informações para geo-marketing (consumo de energia elétrica em determinados equipamentos associados a renda) entre outras. Em todas estas alternativas a privacidade dos consumidores pode em certa medida ser afetada.

Finalmente se for conhecido o perfil horário de utilização de energia de um determinado consumidor, seria possível conhecer as emissões de Gases de Efeito Estufa - GEE com maior assertividade.

Outras possibilidades de uso dessas informações além das óbvias possibilidades comerciais são relatadas na literatura. Por exemplo a presença do consumidor em uma residência em caso de conflitos sobre guarda de menores, ou uso de equipamentos de ginástica (esteiras) para clientes de planos de saúde merecerem um determinado desconto em suas mensalidades. Ainda mais, esta disponibilidade de informações abre um enorme campo de pesquisas acadêmicas sobre as particularidades do uso de energia, entre outros recortes já se identificou investigações a respeito de particularidades associadas a gênero, idade, etnia, raça, e ainda pessoas com distúrbios psicológicos (Quinn, 2008).

## **5. Análise de um futuro equilibrado entre a privacidade e as REIs-Comentários finais.**

Este artigo tem por pressuposto que a realidade indica que as REIs se inserem na ordem dos avanços da sociedade que podem ser considerados inexoráveis. Na mesma medida, outros avanços ocorrem na mesma percepção, por exemplo: fontes de geração intermitentes, geração distribuída (prosumidores), problemas climáticos e uma busca incessante de competitividade pelas empresas. Se estas considerações estiverem corretas, as informações à respeito do uso de eletricidade farão diferença importante na indústria de energia, conseqüentemente discussões à respeito da privacidade inevitavelmente estarão em pauta.

---

<sup>9</sup> Postergações de investimentos com base em melhor informação permitem uma redução dos impactos ambientais das obras associadas.

Isto posto, faz sentido usar os referenciais já desenvolvidos pelo IPC (Cavoukian e outros, 2010) que entendem que a abrangência do uso de informações ainda não esta suficientemente compreendida.

A Dra. Cavoukian (2010) chama a atenção para que o avanço das medidas de proteção ao cidadão precisam contemplar:

- As Regulações devem ser proativas e não reativas.
- O conceito da Privacidade deve ser parâmetro básico das políticas envolvendo informações a respeito de terceiras partes (default.). Respeito pela privacidade como conceito.
- A Privacidade prevista no Projeto é uma alternativa que deve ser sempre priorizada (PbD)
- Evitar-se falsas escolhas → Privacidade x Segurança (o jogo não precisa ser de soma zero).
- Privacidade deve permear o ciclo inteiro de interações.
- Todo o relacionamento comercial deve promover a visibilidade e transparência das ações. O consumidor deve ser sempre informado sobre todas as interações que permeiem as relações entre a empresa e o cliente da mesma.
- Informações para estudos e pesquisas devem evitar a possibilidade de identificação individual de uma persona.
- Detenção de fraudes precisa cuidar para evitar-se falsos positivos.

Os autores acreditam que os temas conexos com a privacidade irão ganhar importância na indústria de energia elétrica e que este ganho de relevância vai acontecer pelo crescimento das REIs e da crescente presença de energias renováveis intermitentes.

### **Referencias bibliográficas**

- (1) USP - Universidade de São Paulo. **Faculdade do Largo de São Francisco**. Disponível em <http://www.direito.usp.br>, acesso em 12 de maio de 2019.
- (2) Toledo, L. F. **Alunos do Direito da USP fazem mapa ideológico**. Jornal Folha de São Paulo, edição de 12 de abril de 2018.
- (3) FSP- Folha de São Paulo. **Drones da Amazon podem espionar os clientes**. FSP, Caderno de Mercado, 27 de julho de 2017.

- (4) Oyez- Supreme Court Recourses. **Kyllo X United States**. Disponível em <https://www.oyez.org/cases/2000/99-8508>, acesso em 14 de agosto de 2017.
- (5) Warren, S. D., Brandeis, L. D. **The right to Privacy**. Harvard Law Review, vol. IV, issue 5, 1890.
- (6) Orwell, G. **1984**. Companhia das Letras, 2009.
- (7) Califano Jr., J. A. **The triumph & tragedy of Lyndon Johnson**. Touchstone Books, N. Y., 1991.
- (8) Packard, V. **The naked society**. David Mckay Publications, USA, 1964.
- (9) Busch, A. **The regulation of privacy**. Jerusalem Papers in Regulation and Governance, WP-26, 2010.
- (10) Boatright, M. **Privacy, ethics and conduct of business**. Prentice Hall press, 3<sup>rd</sup> ed., p.159-183, NJ, 2000.
- (11) Charters, D. **Electronic monitoring and privacy issues in business: the ethics of the double click experience**. Journal of Business Ethics, vol 35, issue 4, p.243-254, 2002.
- (12) Quinn, E. L. **Privacy and the new energy infrastructure**. Center for energy and environmental Security -CEES, WP-09-001, 2008.
- (13) De Luca, C. **A Apple tem muito a ganhar com a cruzada pela proteção dos dados pessoais**. Blog porta 23. Disponível em <https://porta23.blogosfera.uol.com.br/2019/01/21/a-apple-tem-muito-a-ganhar-com-a-cruzada-pela-protecao-de-dados-pessoais>, acesso em 15 de maio de 2019.
- (14) Taneja, H. **The era of “move fast and break things” is over**. Harvard Business Review, disponível em [www.hbr.org/2019/01/the-era-of-move-fast-and-break-things-is-over](http://www.hbr.org/2019/01/the-era-of-move-fast-and-break-things-is-over), acesso em 15 de maio de 2019
- (15) Castro, R. **Sem saída - os espões do ciberespaço sabem tudo sobre você**. Jornal Folha de São Paulo, 30 de março de 2018.
- (16) Wikipédia. **Privacidade**. Disponível em <https://pt.wikipedia.org/wiki/Privacidade>, acesso em 14 de maio de 2019.
- (17) Vianna, T. **Transparência pública, Opacidade privada**. Editora Revan, R.J., 2007.
- (18) Silva Neto, M. J. **A Suprema Corte dos Estados Unidos e o direito à intimidade**. Escola Superior do Ministério Público da União. Disponível em

<http://boletimcientifico.escola.mpu.mp.br/boletins/bc-28-e-29/a-suprema-corte-dos-estados-unidos-e-o-direito-a-intimidade>. Acesso em julho de 2017.

(19) Accenture. **Greentech media's 2010 North America Smart grid deployment**. 2010.

(20) IPC Information and Privacy Commissioner. **Privacy Impact Assessment - a user guide**. Canada 2001.

(21) Cavoukian, A. **Smart meters in Europe: Privacy by design at its best**. IPC, Canada 2012

(22) Castro, D. **Policy makers should opt out of "do not track"**. ITIF- The Information Technology & Innovation Foundation, 2010.

(23) Cavoukian, A., Polonetsky, J., Wolf, C. **Smart privacy for the smart grid: embedding privacy into the design of electricity conservation**. Journal of Identify in the information Society, vol3, issue2, p.275-294, 2010.

### **Biografia Dos Autores**

**Fernando Amaral De Almeida Prado Jr**, Engenheiro Civil pela Unicamp (1977), Curso de Especialização em Administração Contábil e Financeira- CEAG- FGV-SP (1989), mestrado em Planejamento de Sistemas Energéticos pela Unicamp (1994), doutorado em Planejamento de Sistemas Energéticos pela Unicamp (1999) e pós-doutorado pela Universidade de São Paulo (2006) e pela Unicamp (2014). É professor colaborador de pós-graduação da USP. Desde 2001, é sócio gerente da empresa Sinerconsult – Consultoria e Treinamento, onde atua como consultor de empresas além de atuar Projetos de Pesquisa e Desenvolvimento.

E-mail: [fernando@sinerconsult.com.br](mailto:fernando@sinerconsult.com.br)

**Ana Lúcia Rodrigues Da Silva** possui graduação em Física pela UNESP (1986), Mestrado (1992) e Doutorado (1998) em Planejamento de Sistemas Energéticos pela Faculdade de Engenharia Mecânica da Unicamp, onde realizou seu pós-doutorado (2009). É pós-doutora também pela Faculdade de Engenharia Civil, Arquitetura e Urbanismo da Unicamp (2011). Atualmente é professora do SENAC e sócia gerente da empresa Sinerconsult – Consultoria e Treinamento. Autora dos livros Monografia Fácil (2005), Marketing Energético (2009), Energetic Marketing (Alemanha, 2010), Comportamento do Grande Consumidor de Energia Elétrica (2011) e Cruzeiros Marítimos (2017).

E-mail: [ana@sinerconsult.com.br](mailto:ana@sinerconsult.com.br)

## CAPÍTULO XIII

### **Reestruturação do setor elétrico brasileiro: a passagem para um modelo de competição no varejo**

GABRIEL JAMUR GOMES<sup>1</sup>

**Resumo:** O trabalho analisa as fases do setor elétrico nacional e, de modo prospectivo, as atuais mudanças institucionais à luz do modelo proposto por Hunt e Shuttleworth – baseado na competição na cadeia de eletricidade. Segundo os autores, os diferentes formatos setoriais passam de modo progressivo de estruturas monopolísticas para outras de competição mais acentuada.

Historicamente, o setor se formou em monopólios privados verticalmente integrados de âmbito local (ca. 1890 a 1940). Posteriormente foram estatizados em monopólios públicos verticalmente integrados em nível regional/nacional (ca. 1940 a 1990) – sobretudo com a conformação do sistema Eletrobrás.

Na década de 1990, promoveu-se a desverticalização da cadeia produtiva (etapas de geração, transmissão, distribuição e comercialização), bem como a privatização de diversos segmentos, inserindo a competição entre agentes públicos e privados. A chamada Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB) edificou, por meio das Leis 9.074/1995, 9.427/1996 e 9.648/1998, modelo de competição no atacado e no varejo apenas para grandes consumidores (Consumidores Livres), no Mercado Atacadista de Energia (MAE).

Devido à crise energética de 2001, implementou-se nova reconfiguração setorial com as Leis 10.847/2004 e 10.848/2004. Aumentou-se a intervenção estatal nas relações setoriais e modificou-se a estrutura competitiva para novo modelo híbrido, que conjuga aspectos de comprador único (no Ambiente de Contratação Regulada) e de competição no varejo somente para grandes consumidores (Ambiente de Contratação Livre – ACL).

Porém, referido modelo atualmente está em crise devido a múltiplos fatores, com especial atenção: mudanças implementadas pela Medida Provisória 579; redução do teto do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD); risco hidrológico e Mecanismo de Realocação de Energia (GSF – *Generation Scaling Factor*); aumento da judicialização, criando-se condições desiguais e problemas de liquidez na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Tudo isso em meio a uma das maiores crises político-institucionais no país desde a redemocratização. Estes e outros aspectos criam insegurança jurídica para novos investimentos, retiram recursos essenciais do setor, contribuem para o esgotamento do modelo tradicional de planejamento, operação e expansão, diminuindo a confiabilidade na garantia de suprimento e aumentando tarifas para consumidores finais. A resposta a esses problemas vem sendo desenhada por meio do aprofundamento da atuação da iniciativa privada, sobretudo por meio privatização da Eletrobrás e com uma reforma que visa a competição no varejo inclusive para pequenos consumidores. Nesta, propõe-se revisão da sistemática de formação de preço e funcionamento do mercado, internalização de externalidades ambientais, separação do lastro e energia e redução dos

---

<sup>1</sup> Universidade de Brasília

limites para acesso ao ACL. Contudo, o cenário é de incerteza, pois não há concordância entre os diversos agentes setoriais quanto ao conteúdo dessas reformas e a tendência é que dificultem ainda mais a atuação estatal no planejamento e na coordenação setorial.

**Palavras-Chave:** Setor elétrico brasileiro; regulação; competição e escolha na cadeia produtiva; varejo.

## **Introdução**

O setor elétrico brasileiro passa por profunda transição, tanto com a perspectiva liberalizante do atual governo quanto com a reforma proposta nos projetos de lei em tramitação no Congresso Brasileiro. Estes, sob a singela alegação de “portabilidade da conta de luz”, propõem marcantes alterações na estrutura competitiva do setor.

Nesse caminhar, o presente trabalho visa a analisar a conformação da estrutura competitiva do setor elétrico brasileiro, com os diferentes modelos empregados ao longo da formação do parque energético do país, até chegar na atual proposta de competição no varejo. Possui, então, como objetivos secundários apresentar: (i) modelo proposto por Hunt e Shuttleworth – baseado na competição na cadeia de eletricidade; (ii) a evolução da estrutura competitiva setorial até chegar no modelo atualmente em vigor; (iii) os pontos centrais da nova reforma setorial que está em gestação no Legislativo e como ela constrói uma marco setorial baseado na competição no varejo.<sup>2</sup>

Inicia-se a exposição com a apresentação dos aspectos gerais dos modelos setoriais baseados na competição da cadeia produtiva de eletricidade.

## **1. Estruturação Do Setor Elétrico A Partir Do Modelo Hunt-Shuttleworth**

Segundo Hunt e Shuttleworth, sob o prisma da competição e da escolha, existem quatro modelos teóricos de estruturação do setor elétrico, estando eles divididos entre aqueles baseados em regime de monopólio e os conformados progressivamente a um regime de competição. Tais categorias possuem necessidades regulatórias distintas e diferentes estruturas contratuais, a partir da realidade de cada país, aproximando-se mais ou menos de alguma das configurações a seguir indicadas.<sup>3</sup>

### **1.1 Monopólios verticais, setoriais e regionais**

---

<sup>2</sup> Para o aprofundamento dos temas aqui tratados, recomenda-se a dissertação *Relações Contratuais de Comercialização na Regulação Jurídica do Mercado Brasileiro de Energia Elétrica* do autor do presente artigo, utilizada como base para elaboração do presente texto.

<sup>3</sup> PAIXÃO, Leonardo André. Aspectos Institucionais do setor elétrico brasileiro. In: DI PIETRO, Maria Sylvia Zanella (coord.). *Direito regulatório: temas polêmicos*. 2. ed. rev. e ampl. Belo Horizonte: Fórum, 2004, p. 342-344.

Até a década de 1980, os setores elétricos eram vistos como monopólios naturais de cadeia produtiva verticalizada. Ou seja, o agente monopolista detém todas as etapas desta, desde a geração até a distribuição em baixa voltagem para o consumidor final, havendo, assim, monopólio sobre a produção e a venda de energia elétrica. Há também a “integração vertical por contrato”, no qual um agente tem monopólio sobre a distribuição e outro agente sobre a geração, podendo o primeiro comprar eletricidade apenas do segundo.

Além dos *monopólios verticalizados* existem os modelos de *monopólios setoriais* (quando o monopolista detém alguns, porém, não todos processos básicos da cadeia produtiva do setor de energia elétrica) e os de *monopólios regionais* (o agente monopolista detém um dos segmentos da cadeia de energia elétrica em um território delimitado).

Nos monopólios baseados em integração vertical da cadeia produtiva, a possibilidade de operações econômicas entre agentes é limitada, ocorrendo marginalmente, ou como medida de segurança de suprimento, entre diferentes monopólios verticais (eg. entre diferentes monopólios regionais, ou entre estruturas de diferentes países, mediante operações de importação e exportação de energia).

Nos monopólios públicos verticalizados, o Estado exerce praticamente todas as etapas da cadeia produtiva de energia, ou seja, de geração, de transmissão, de distribuição e de comercialização, embora sejam admitidas pequenas participações privadas. Tal modelo frequentemente tem origem em sistemas que eram inicialmente privados e sofreram processos de estatização.<sup>4</sup>

Um aspecto relevante deste modelo de monopólio decorre da facilidade na implementação de obrigações relacionadas a políticas públicas ao agente monopolista, o que resta dificultado em estruturas onde há maior pulverização e competição entre os agentes.

Como desvantagens, destacam-se o difícil aumento de eficiência, uma vez que há menor incentivo nesse sentido para o agente monopolista, pois formação de preço é feita apenas mediante análise de custo. Ou seja, a regulação da tarifa se dá normalmente pelo custo do serviço, modelo historicamente adotado no setor elétrico do Brasil.<sup>5</sup>

---

<sup>4</sup> PAIXÃO, Leonardo André. Aspectos Institucionais do setor elétrico brasileiro. In: DI PIETRO, Maria Sylvia Zanella (coord.). *Direito regulatório: temas polêmicos*. 2. ed. rev. e ampl. Belo Horizonte: Fórum, 2004, p. 342-344.

<sup>5</sup> PIRES, José Claudio Linhares; PICCININI, Maurício Serrão. *Mecanismos de regulação tarifária do setor elétrico: a experiência internacional e o caso brasileiro*. Rio de Janeiro: BNDES, 1998, p. 9. Calha também

Destarte, são repassados ao consumidor grande parte das falhas e problemas do agente monopolista. Além disso, a assimetria de informação dificulta a atuação do órgão regulador, principalmente no que toca a aferição do efetivo custo de produção e o respectivo repasse de ganhos de eficiência para as tarifas.

Ainda, frequentemente os preços para o usuário final não são proporcionais aos custos efetivos da cadeia produtiva. Isso se dá mediante a utilização da tarifa como mecanismo de política econômica, seja subsidiando-a, seja utilizando-a como subsídio indireto. O problema desse uso é que ele não reflete a estrutura de custos do setor, o que acaba minando sua sustentabilidade ao longo prazo.

Outra possibilidade de estrutura setorial monopolística baseada em integração vertical decorre dos monopólios privados verticalmente integrados, cuja nota diferenciadora é o fato da cadeia produtiva ser de propriedade de agentes privados. Em tais casos, faz-se necessária forte atuação regulatória estatal, de modo a corrigir as ineficiências do mercado a fim de proteger o consumidor do poder de mercado do agente monopolista.

O modelo baseado em monopólios verticalizados foi prevalente por quase um século por diversas razões. Dentre elas, merece relevo a possibilidade de viabilização de sistemas de transmissão e distribuição de larga escala e a implantação de usinas de geração de elevado porte, em razão da economia de escala necessária para implementá-las.

Todavia, foi superada a visão de que seria impossível ou indesejável a competição no setor elétrico, sendo possível a construção de modelos competitivos.

## **1.2 Competição por Comprador Único ou “Purchasing Agency Model”**

Como segundo modelo de estrutura do setor energia elétrica, apresenta-se o de comprador único, ou *Purchasing Agency Model*, no qual uma “agência de compra de energia” adquire toda a energia produzida pelos agentes geradores que atuam em competição e a revende para as distribuidoras<sup>6</sup> ou, ainda, é composto pelas próprias

---

mencionar que “A tarifação pelo custo do serviço, também conhecida como regulação da taxa interna de retorno, é o regime tradicionalmente utilizado para a regulação tarifária dos setores de monopólio natural. Através desse critério, os preços devem remunerar os custos totais e conter uma margem que proporcione uma taxa interna de retorno atrativa ao investidor.” *Ibidem*, p. 10.

<sup>6</sup> eg. Modelo da Irlanda do Norte.



distribuidoras que atuam em *pool* na compra da energia ofertada pelos geradores.<sup>7</sup>

O traço característico desta categoria é permitir competição na geração, incentivando a redução de preços, bem como o aumento da capacidade instalada a partir da construção de novos empreendimentos e do aumento da eficiência. Ressalte-se que o este último fator é crucial, tendo em vista que os custos de geração representam a maior parte do valor final ao consumidor de energia elétrica.

Tal modelo não é monopolístico. Embora o agente comprador possa fazer parte de uma cadeia produtiva verticalizada, ao deter parte dos agentes de geração, ainda assim, existem outros produtores independentes de energia (PIE) no mercado, que irão vender sua energia a ele. Pode estar também baseado numa estrutura totalmente desverticalizada, na qual o comprador não detém agente de geração ou de distribuição.<sup>8</sup>

Os preços de compra da energia pelo comprador único precisam ser regulados, pois este detém o monopsonio<sup>9</sup> perante os agentes de geração e o monopólio frente aos agentes de distribuição – caso o comprador não seja composto por um *pool* de distribuidoras (como ocorre no ambiente de contratação regulada brasileiro). Para evitar a discriminação entre os agentes de geração, o regulador deverá realizar leilões de compra ou impor regras que impeçam tal tipo de prática.

Por outro lado, a atuação do regulador pode ser para justamente discriminar os geradores por decorrência de suas fontes de geração e seus custos de produção, a fim de: estimular determinadas fontes em relação a outras; garantir a compra de energia de produtores mais eficientes; ou equalizar os preços de venda de energia elétrica no mercado; dentre outros.

Ainda que seus preços não reflitam os custos de eventual estrutura de livre concorrência, tal modelo fomenta a competição entre os agentes de geração,

---

<sup>7</sup> eg. Modelo dos Estados Unidos da América sob a *Public Utility Regulatory Act* (PURPA, Pub L. No. 95-617, 92, Stat. 3117, Nov-1978), e no Brasil o Ambiente de Contratação Regulada de Energia sob a Lei n.º 10.848/2004, regulamentada pelo Decreto 5.163/2004, conforme será visto nos tópicos subseqüentes.

<sup>8</sup> A desverticalização ou desagregação vertical implica na segregação da cadeia produtiva do setor, separando as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia.

<sup>9</sup> O monopsonio é uma estrutura de mercado cuja característica essencial é haver um único comprador para o produto de vários fornecedores. No caso do setor de energia, um grupo unificado de distribuidoras para um conjunto amplo de geradores. Nesse sentido, destaca Fábio Nusdeo: “[Monopsonio] Corresponde à recíproca do monopólio no campo da procura. A atitude do monopsonista será quase sempre a de retardar as suas compras tanto quanto possível, a fim de forçar os vendedores a lhe entregar o produto a um preço mais baixo.” De acordo com tal autor os agentes vendedores têm procurado se defender de duas formas: “[...] ou recorrendo aos governos, no sentido de ser arbitrado um preço justo, ou seja, razoável para estimulá-los a continuarem no ramo, ou então promovendo a sua própria concentração, mediante formação de cooperativas ou empresas por eles controladas, a fim de poderem também se apresentar frente aos [...] [monopsonistas] como um bloco e não como um conjunto disperso de unidades isoladas.” NUSDEO, Fábio. *Curso de economia*. São Paulo: RT, 1997, p. 276.

diferentemente do regime de monopólio.<sup>10</sup> Desta feita, o modelo é considerado intermediário para países que pretendem implementar sistemas de competição a partir de mercados de energia elétrica monopolísticos, mas ainda não possuem as estruturas para a implementação de modelos competitivos mais sofisticados.<sup>11</sup>

### **1.3 Competição no Atacado**

Na estrutura de competição no atacado, os distribuidores podem comprar energia elétrica individualmente e diretamente dos agentes vendedores (comercializadores, geradores, produtores independentes ou autoprodutores) em operações bilaterais de compra e venda. Porém, os consumidores de menor porte (eg. residenciais) – consumidores cativos – não podem optar por suas fontes de aquisição de energia, mantendo-se o monopólio de venda das distribuidoras. As transações geralmente ocorrem num mercado atacadista de energia, cuja nota diferencial frente ao modelo anterior é que diversos agentes podem nele atuar, ao invés de uma única agência ou *pool*.

Em tal modelo, há maior desverticalização da cadeia produtiva de energia, ou integração vertical de baixo percentual, ocorrendo competição tanto nas atividades de geração quanto de comercialização (no atacado).

A atuação regulatória para a garantia do bom funcionamento neste modelo é importante principalmente para garantir o livre acesso às redes, o controle das tarifas dos consumidores cativos, a supervisão do mercado atacadista e prevenção contra condutas anticoncorrenciais, principalmente na geração e distribuição.

Tendo em vista sua estrutura pulverizada, é relevante existir um agente externo, independente das partes atuantes, que coordene e garanta a frequência e voltagem do sistema de transmissão e o coordene o despacho das usinas geradoras. Além disso, é preciso a existência de mercado *spot*<sup>12</sup>, que faça a contabilização das operações de compra e venda realizadas entre os agentes comercializadores e defina o preço *spot* desse

---

<sup>10</sup> KIRSCHEN, Daniel; STRBAC, Goran. *Fundamentals of power system economics*. Chichester: John Wiley and Sons, 2004, p. 6.

<sup>11</sup> “On the whole, Model 2 [comprador único] is a good transition model in places where the more sophisticated arrangements needed for a more complete market structure are not in place and would be hard to establish.” HUNT, Sally; SHUTTLEWORTH, Graham. *Competition and Choice in Electricity*. Nova York: John Wiley and Sons, 1996, p. 51.

<sup>12</sup> O mercado *spot* pode ser definido da seguinte forma: “the market where a contract, commodity, or asset is traded for its most immediate or next-avaible contracting and delivery. The immediacy of delivery is a function of the market characteristics. In American power markets, the spot market is generally regarded as the delivery-into-next day or day-ahead market.” WENGLER, John. *Managing energy risk: a nontechnical guide to markets and trading*. Tulsa: PennWell Books, 2001, p. 360. Por sua vez, o preço *spot* é o preço de disponibilidade de energia em tal mercado.

mercado.

Dentre os problemas e riscos do modelo de atacado está o *self-dealing* decorrente da propriedade de distribuidoras e usinas geradoras por um mesmo grupo econômico. Em tais casos, as distribuidoras podem preferir comprar energia das suas próprias geradoras, inclusive por preços acima aos de mercado, pois poderá repassar o excesso de custo aos consumidores sobre os quais mantém o monopólio (mesmo que a tarifa possa estar sujeita a regulação). Além disso, tendo em vista que estas geradoras podem vender energia por preços mais altos, perde-se incentivo a aumentos de eficiência e ampliação do parque gerador.

Não fosse suficiente, é necessário controlar por meio de mecanismos regulatórios o poder de mercado de agentes geradores que antes detinham monopólio de geração e passaram a ter fatias de mercado significativas no mercado competitivo. Tal aspecto pode representar importante barreira de entrada a novos atores, e abre a possibilidade de distorções no processo de formação de preços no mercado *spot*. Restam também aumentados os custos de transação do setor, uma vez que passam a ser necessários contratos de comercialização e contratos de acesso às redes aos agentes de maneira mais intensa.

O modelo de competição no atacado apresenta como vantagem uma maior competição na formação dos preços de atacado, por serem essencialmente de mercado.<sup>13</sup> O processo de formação de preços baseado em uma estrutura de competição naturalmente irá selecionar as fontes de geração mais eficientes (ainda que não necessariamente possuam menor impacto ambiental). Ainda, os riscos da atividade de geração voltam a ser controlados pelos próprios agentes geradores e possuem maior dificuldade de serem repassados para os consumidores. É preferível que o gerenciamento desses riscos seja assumido pelo gerador, que detém maior conhecimento e está mais próximo da atividade do que o órgão regulador.

#### 1.4 Competição no Varejo

O estágio mais avançado numa estrutura competitiva no setor elétrico se dá no modelo de competição no varejo. Nele, os consumidores (inclusive os de pequeno porte) podem escolher o seu fornecedor de energia, sendo garantido o acesso a todos os

---

<sup>13</sup> KIRSCHEN, Daniel; STRBAC, Goran. *Fundamentals of power system economics*. Chichester: John Wiley and Sons, 2004, p. 6.

geradores, aumentando, assim, a pressão na estrutura competitiva do mercado. Em síntese, segundo os Hunt e Shuttleworth, a ideia central é: “*Muitos consumidores fazem um mercado mais competitivo do que poucos consumidores – eles procurarão novos fornecedores e pressionarão os atuais.*”<sup>14</sup>

Há, dessa forma, um mercado de atacado, tal qual no modelo anterior, em que os compradores irão competir pela compra da energia dos agentes geradores, e estes últimos, respectivamente, pela venda de tal energia. A existência de um mercado *spot*, embora seja preferível no modelo de competição no atacado, é essencial no modelo de competição do varejo. Aliás, sempre é necessário quando operações de comercialização de energia se dão em redes de propriedade alheia. Torna-se assim necessário um agente externo com a função de intermediação, coordenação e a contabilização das operações realizadas no mercado de atacado – ressalte-se que esta função não é de comprador único como no segundo modelo, pois tal agente não tem a finalidade de adquirir energia.

Desta forma, ocorre nesse modelo a separação completa das operações de compra e venda em relação ao transporte de energia elétrica em níveis de alta e baixa voltagem – atividades de transmissão e distribuição. As empresas distribuidoras não detêm o monopólio de suprimento dos mercados locais, mesmo estando estes cobertos somente pela sua rede. No caso, o livre acesso às redes ocorrerá tanto na transmissão quanto na distribuição, restando apenas o monopólio de manutenção e operação destas redes.<sup>15</sup> Distribuição e venda não precisam necessariamente estar juntas, sendo opcionais. Aliás, destaca-se a importância da separação entre a atividade de distribuição e a de comercialização neste modelo, uma vez que o distribuidor-comercializador naturalmente tenderá a favorecer seus consumidores.<sup>16</sup> Há, portanto, necessidade de sólida regulação.

Nessa estrutura, há a nova função do agente comercializador de energia, que irá comprar energia no atacado e revendê-la no mercado de varejo, inclusive para pequenos consumidores. Todavia, devido aos altos custos de transação, apenas os consumidores de maior porte tendem a comprar energia diretamente dos agentes geradores no mercado de atacado.<sup>17</sup> Os consumidores de menor e médio porte irão adquirir energia dos referidos

---

<sup>14</sup> Tradução livre de: “*Many costumers make a more competitive market than few costumers – they will search out new suppliers and put pressure on incumbents.*” HUNT, Sally; SHUTTLEWORTH, Graham. *Competition and Choice in Electricity*. Nova York: John Wiley and Sons, 1996, p. 70.

<sup>15</sup> KIRSCHEN, Daniel; STRBAC, Goran. *Fundamentals of power system economics*. Chichester: John Wiley and Sons, 2004, p. 6.

<sup>16</sup> JAMISON, Mark A. *Industry structure and pricing: the new rivalry in infrastructure*. Norwell: Kluwer Academic Publishers, 2000, p. 64.

<sup>17</sup> KIRSCHEN, Daniel; STRBAC, Goran. *Fundamentals of power system economics*. Chichester: John Wiley and Sons, 2004, p. 6.

agentes comercializadores, que irão atuar em regime de competição, revendendo energia contratada no mercado de atacado.<sup>18</sup>

O principal aspecto positivo deste modelo decorre do aumento da concorrência no lado do suprimento da demanda e no lado do consumo, incrementando no longo e curto prazo a eficiência na produção, aumentando investimentos e melhorando o perfil de consumo. Uma vez estabelecido esse sistema, as tarifas ao consumidor final não mais serão necessariamente reguladas. Haverá competição entre os comercializadores para o fornecimento de energia aos consumidores de menor porte, pressionando para baixo a estrutura tarifária com a formação de preços efetivamente de mercado. Serão reguladas apenas as tarifas de transporte de energia (transmissão e distribuição), uma vez que tais atividades são monopólios naturais.<sup>19</sup>

Ademais, acaba por gerar uma maior pressão junto às empresas de distribuição de energia no que toca o repasse de preços aos seus consumidores, ante a possibilidade de perda de grandes clientes (e bons clientes) ao mercado atacadista de energia.<sup>20</sup> Isso é considerado um avanço em relação ao modelo de competição no atacado, porque o monopólio das distribuidoras sobre os consumidores cativos em tal estrutura não incentiva que estas adquiram energia a custo baixo ou repassem ganhos de eficiência.

De forma geral, ao passo em que há por um lado teoricamente o aumento máximo da competição entre os agentes de mercado, por outro, restam reduzidos os mecanismos de intervenção estatal no setor elétrico.

Ainda assim, esse seria o modelo mais avançado, resultando numa estrutura de mercado mais eficiente e transparente. Verifica-se na perspectiva de Hunt e Shuttleworth

---

<sup>18</sup> KIRSCHEN, Daniel; STRBAC, Goran. *Fundamentals of power system economics*. Chichester: John Wiley and Sons, 2004, p. 6.

<sup>19</sup> KIRSCHEN, Daniel; STRBAC, Goran. *Fundamentals of power system economics*. Chichester: John Wiley and Sons, 2004, p. 6. Por ser um setor de economia de escala com altas exigências mínimas de capital, restam configuradas elevadas barreiras de entrada que impedem ou dificultam a competição, assim, em diversos segmentos de sua cadeia produtiva estão presentes monopólios naturais da atividade. Fábio Nusdeo aponta a necessidade de regulação estatal de monopólios naturais para evitar malefícios ao mercado consumidor: “Seriam as próprias condições estruturais-tecnológicas desses setores a impedirem a sua organização em regime de concorrência. A existência de monopólios naturais exige a proteção dos consumidores contra os seus malefícios, o que leva à inescapável necessidade de regulação, para lidar com essas estruturas de mercado. As formas mais comumente adotadas no caso de monopólios naturais são a nacionalização das empresas atuantes no setor e/ou a criação de órgãos reguladores especiais, quando mantidas elas em direito privado. Em termos substantivos, isto implica o estabelecimento de mecanismos diretos ou indiretos de preços administrados e o controle da entrada de novos agentes no setor, a fim de permitir o aproveitamento dos ganhos de eficiência, presumivelmente associados à exploração da atividade por apenas uma única unidade econômica. Nesses casos extremos não se pode falar em concorrência, muito embora existam casos intermediários onde ela se mostra viável e deve ser estimulada pelos reguladores.” NUSDEO, Fábio. *Curso de economia*. São Paulo: RT, 1997, p. 274-275.

<sup>20</sup> CAMARGO, Ivan. Análise do processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro. *Revista Brasileira de Energia*, Itajubá, v.11, n. 2, jul./dez. 2008.

uma evidente tendência “evolutiva” entre os diferentes tipos de estruturas competitivas, sob a ideia de que “mais consumidores aumentam mais a competição do que poucos consumidores”. De acordo os autores, a adoção desse modelo pode ser o pivô ideal para reduzir ineficiências dos modelos anteriores, principalmente aquelas ligadas ao favorecimento de estruturas burocráticas e setoriais antiquadas.

Nota-se aqui uma valsa em dois compassos: de um lado, há progressivamente a criação de uma estrutura de mercado competitivo onde antes havia uma estrutura monopolista fortemente apoiada no Estado; de outro, há um decréscimo do espaço de atuação do Estado no setor, com a redução da possibilidade de utilização das estruturas setoriais para a implantação de políticas públicas. Verifica-se que os diferentes modelos expostos possuem progressivamente um viés liberalizante, deixando cada vez mais ao mercado a responsabilidade pela definição da alocação de recursos e investimentos ao setor, assentada no fundamento econômico da eficiência. Caberá ao Estado, principalmente, a atuação regulatória com fins de corrigir potenciais falhas de mercado, em especial, aquelas ligadas ao acesso às redes e ao controle de monopólios naturais.

Cumpra agora analisar como tal perspectiva se deu historicamente na conformação do setor elétrico brasileiro.

## **2. Formação Do Atual Modelo Regulatório Do Setor Elétrico Brasileiro A Partir De Sua Estrutura Competitiva**

É possível traçar um paralelo entre as diferentes conformações do setor brasileiro de energia e os modelos competitivos por estas estruturados.

Note-se que a análise a ser realizada não tem por foco os modelos regulatórios em si ou sua construção histórica, estudados já com um certo grau de profundidade pela literatura<sup>21</sup>, mas sim, o liame entre estes e a estrutura competitiva formada ao longo da construção histórica do setor – apresentada em seus caracteres essenciais. Ressalte-se que as mudanças não se deram de maneira estanque, mas com transições iniciadas por crises, nos quais os diferentes modelos se sobrepuseram.

Feitas as advertências iniciais, passa-se a apresentá-los.

---

<sup>21</sup> Por exemplo: LANDAU, Elena (org.). *Regulação jurídica do setor elétrico*. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2006. SANCHES, Luiz Antonio Ugeda. *Curso de direito da energia – da história*. São Paulo: Instituto Geodireito, 2011. t. 1. CAMPOS, Clever Mazzoni. *Curso básico de direito de energia elétrica*. São Paulo: Synergia, 2010.

## 2.1 O mercado de energia no Brasil e os monopólios privados verticalmente integrados

O setor de energia dava seus primeiros passos no Brasil ao final do século XIX; em 1889, ocorre a instalação da primeira usina de exploração da energia hidráulica no país (e da América do Sul), a Hidrelétrica Marmelos-Zero, no rio Paraibuna, em Minas Gerais, para fornecimento de energia ao município de Juiz de Fora, em especial para a indústria têxtil de seu proprietário, Bernardo Mascarenhas.<sup>22</sup> Dez anos depois da primeira central elétrica do mundo – a de Thomas Edison para o serviço de energia elétrica da cidade de Nova York.<sup>23</sup>

Esse período era caracterizado por cadeias produtivas do setor elétrico de âmbito local, não interligadas, em grande parte voltadas à autoprodução de energia de empreendimentos empresariais, que atendiam a cidades e localidades específicas, notadamente como insumo para a iluminação pública e para o setor de transportes urbanos – bondes elétricos. A energia elétrica era considerada, nesse período inicial, assunto de interesse local, cujo regime jurídico era regulado principalmente por contratos municipais. Tais contratos eram impulsionados por empresários interessados em explorar a atividade e tinham por objeto a cessão de uso do solo em caráter de exclusividade, sob a noção de “monopólios de área”. A entrega de energia elétrica era considerada mera atividade-meio da regulamentação dos serviços de transporte urbano e iluminação pública, possuindo natureza jurídica estritamente civil e contratual.<sup>24</sup>

Prevalencia no Brasil o modelo de monopólio privado verticalmente integrado no setor de energia, o mais indicado à realidade nacional de então, tendo-se em vista a incapacidade do Estado em promover os massivos investimentos necessários para a implementação da nascente tecnologia da energia elétrica no país.

As políticas de Estado, nesse período, foram marcadas pela tentativa descentralizada de atração de investidores estrangeiros para o país que tivessem a tecnologia e o capital necessários para implantação do parque energético brasileiro em nível local ou regional. Tendo em vista a pulverização de tal estrutura regulatória em diversos tipos de interesses locais, prevalecia um modelo descentralizado com baixa

---

<sup>22</sup> CENTRO DE MEMÓRIA DA ELETRICIDADE. *Concessões de Energia Elétrica no Brasil*. Disponível em: <[http://www.memoria.eletronbras.com/serv\\_dnae2.asp](http://www.memoria.eletronbras.com/serv_dnae2.asp)>. Acesso: em 7/1/2011.

<sup>23</sup> EXÉRCITO BRASILEIRO. *Energia elétrica no Brasil – da primeira lâmpada à Eletrobrás*. Rio de Janeiro: Biblioteca do Exército, 1977, p. 53.

<sup>24</sup> SANCHES, Luiz Antonio Ugeda. *Curso de direito da energia – da história*. São Paulo: Instituto Geodireito, 2011. t. 1, p. 73-74. Segundo o autor, o monopólio de área pode ser considerado um antecedente histórico do monopólio natural, que será explicitado adiante.

intervenção estatal. O vulto dos investimentos permitiu que os contratos de concessão ou permissão fossem de longo prazo (de 80 a 90 anos), com garantia de rentabilidade mínima do capital investido (em torno de 5 a 6%) pelo Poder Público e adoção de "Cláusula-Ouro" como base para correção monetária das tarifas – estas poderiam ser assim reajustadas conforme as variações cambiais.<sup>25</sup>

Desta feita, companhias estrangeiras de energia operavam em regime de concessões ou permissões outorgadas, principalmente, pelos Estados e municípios.<sup>26</sup> Tais empresas detinham monopólios regionais e verticalizados das cadeias produtivas de energia elétrica no país. O cenário até a década de 1930 era de concessões ou serviços municipais de eletricidade. Pulverizado, assim, em pequenas companhias próximas aos seus centros de consumo que detinham todas as etapas da cadeia produtiva em âmbito local.<sup>27</sup> Em tal contexto, a atividade era considerada meramente acessória da atividade de geração, esta considerada a mais importante.<sup>28</sup>

Em grande medida, a energia elétrica não era vista em tal período como suporte da atividade econômica de um ponto de vista estrutural, mas sim, mero serviço fornecido às populações urbanas (principalmente para transporte público, iluminação pública ou doméstica), diferentemente das estradas de ferro, por exemplo.<sup>29</sup> No entanto, com a percepção crescente da vinculação entre indústria e energia elétrica, progressivamente esse cenário começa a se alterar. Ademais, com o afastamento dos centros de produção de energia elétrica para locais distantes dos centros de consumo, a partir da necessidade de empreendimentos de maior porte, tendo em vista as necessidades energéticas do país, a atividade se tornou mais complexa e o serviço passou a transcender o interesse local.

---

<sup>25</sup> CENTRO DE MEMÓRIA DA ELETRICIDADE. *Concessões de Energia Elétrica no Brasil*. Disponível em: <[http://www.memoria.eletronbras.com/serv\\_dnae2.asp](http://www.memoria.eletronbras.com/serv_dnae2.asp)>. Acesso: em 7/1/2011. “Questão importante em tais contratos dizia respeito à necessidade de prever a atualização tarifária, em face de continuada, embora em geral modesta, desvalorização da moeda. Uma solução foi a introdução da Cláusula-Ouro, de especial relevância para as empresas de capital estrangeiro, que tinham interesse em adquirir divisas para cobertura de encargos financeiros externos e remessa de dividendos. Por esse mecanismo, as tarifas eram definidas parcialmente em papel-moeda e em ouro, o valor desse atualizado pelo câmbio médio mensal.” LEITE, Antônio Dias. *A energia do Brasil*. 2. ed. rev. ampl. Rio de Janeiro: Elsevier, 2007, p. 58.

<sup>26</sup> Embora não possuísse dispositivos específicos sobre a matéria, a Constituição Federal de 1891 estabelecia, a partir de uma leitura sistemática (especialmente dos artigos 64, art. 68, art. 9º, § 4º, e art. 31, 6º) que era competência dos Estados promoverem as outorgas de concessão ou permissão para aproveitamento e utilização das quedas d’água para a atividade de geração de energia (dependendo de o rio atravessar mais de um Estado ou não), e competência dos municípios a concessão dos serviços locais de distribuição.

<sup>27</sup> EXÉRCITO BRASILEIRO. *Energia elétrica no Brasil – da primeira lâmpada à Eletrobrás*. Rio de Janeiro: Biblioteca do Exército, 1977, p. 56.

<sup>28</sup> WALTENBERG, David A. M. O Direito da energia elétrica e a ANEEL. In: SUNDFELD, Carlos Ari. (org.) *Direito administrativo econômico*. São Paulo: Malheiros, 2000. p. 354.

<sup>29</sup> JOHNSON, Bruce Banner. et al. *Serviços públicos no Brasil: mudanças e perspectivas*. São Paulo: Edgard Blücher, 1996, p. 61.



## 2.2 O Processo De Estatização Das Cadeias Produtivas De Energia E A Formação De Monopólios Públicos Verticalmente Integrados

Ao longo do século XX, ocorreu um processo de federalização das competências do setor e de estatização de sua cadeia produtiva em regime de monopólio.

A ocorrência de crises de fornecimento na década de 1920, destacando-se as crises de São Paulo, em 1924 e 1925, aliadas a expressivos lucros em relação aos seus investimentos, geraram desconfiança em relação às empresas estrangeiras e questionamentos a respeito da efetividade estrutura setorial vigente até então – cujo cenário de monopólios privados regionais fora intensificado pelo processo de consolidação do setor liderado pelos grupos *American & Foreign Power* (Amforp) e *Light*, que dava a essas empresas controle nas áreas mais desenvolvidas do país. No final dos anos 1930, controlavam juntas nada menos que setenta por cento da capacidade instalada total no país.<sup>30</sup>

Há mudança desse quadro durante os anos 1930, decorrente da consolidação da percepção que a energia elétrica era um elemento central para o desenvolvimento do Brasil, sendo necessário um controle mais intenso por parte do Estado, federalizando-se a competência para a regulamentação de tais serviços. Luiz Antônio Ugeda Sanches, destaca três movimentos em tal processo: “(i) a transformação da energia de fato em direito, em interesse público federal; (ii) os preparativos para que o Estado pudesse exercer uma posição econômica dominante no setor (estatização), verticalizando a cadeia energética sob o comando de empresas públicas; (iii) a indução da industrialização do país, que pressupõe abundância energética”.<sup>31</sup>

No contexto da Revolução de 1930, de forte embate entre forças políticas nacionalistas e privatistas no setor elétrico<sup>32</sup>, a Cláusula-Ouro foi então tornada ilegal, através da Lei Oswaldo Aranha (Decreto n.º 23.501/1933), que determinou como nula qualquer estipulação em ouro ou determinada espécie de moeda que não o mil réis.

O Código de Águas (Decreto n.º. 24.643/1934), verdadeiro momento de inflexão

---

<sup>30</sup> MEDEIROS, Reginaldo Almeida. *O capital privado na reestruturação do setor elétrico brasileiro*. São Paulo: Departamento de Patrimônio Histórico, 1996, p. 31.

<sup>31</sup> SANCHES, Luiz Antonio Ugeda. *Curso de direito da energia – da história*. São Paulo: Instituto Geodireito, 2011. t. 1, p. 133.

<sup>32</sup> Nomenclatura de tais grupos, cujo embate de certa forma perdurou durante toda a história do setor, de acordo com: MEDEIROS, Reginaldo Almeida. *O capital privado na reestruturação do setor elétrico brasileiro*. São Paulo: Departamento de Patrimônio Histórico, 1996, p. 36.

no tratamento da energia elétrica, foi então publicado depois de longa tramitação, dando início a um movimento progressivo de centralização, estatização e monopolização do setor por empresas públicas de energia.<sup>33</sup>

As diretivas do Código de Águas encontraram-se refletidas e consolidadas na Constituição da República de 1934, destacando-se o estabelecimento da competência privativa da União para legislar sobre águas e energia hidrelétrica, restando supletiva a competência dos Estados para legislar tais temas; constitucionaliza o regime de concessões e autorizações de aproveitamentos energéticos hidráulicos; estabelece um regime de progressiva nacionalização para o Setor e de revisão dos contratos existentes para a sua adequação à legislação; e estabelece política de revisão tarifária que garante ao concessionário apenas uma retribuição justa ou adequada.<sup>34</sup>

A política tarifária foi regulamentada apenas pelo Decreto-Lei n.º 3.128/1941, que definiu as regras para a definição do custo histórico, estabelecendo em dez por cento a taxa de remuneração do investimento a ser computado no cálculo das tarifas.<sup>35</sup>

Nesse cenário, Getúlio Vargas atuou para implementar a indústria de base no país, eletrointensiva, o que aumentou as necessidades energéticas do país e reforçou a percepção de que a energia elétrica era necessária ao crescimento nacional.

A Constituição da República de 1946 repete as Constituições anteriores no que toca à concessão de uso de potenciais energéticos hidráulicos, aprofunda a federalização setorial ao afirmar em seu art. 5º, inciso XV, alínea I, a competência da União para legislar sobre energia elétrica.<sup>36</sup>

---

<sup>33</sup> As transferências de aproveitamentos energéticos já estavam suspensas desde 1931, até sua aprovação devido ao Decreto n.º 20.395/1931.

<sup>34</sup> Luiz Antonio Ugeda Sanches sublinha que a federalização da competência sobre a matéria iniciada em tal período persiste até os dias de hoje. “[...] entendimento que os mecanismos de outorga, as diretrizes políticas e a competência para legislar sobre essa matéria deveriam ser da União, premissa existente até os dias atuais.” SANCHES, Luiz Antonio Ugeda. *Curso de direito da energia – da história*. São Paulo: Instituto Geodireito, 2011. t. 1, p. 138.

<sup>35</sup> “Esse decreto de 1941 testemunha a não aplicação das normas do Código de Águas até essa data, provavelmente por impossibilidade do poder concedente viabilizar aquela aplicação e também pela resistência que as empresas do setor opunham ao Código de Águas.” JOHNSON, Bruce Banner *et al.* *Serviços públicos no Brasil: mudanças e perspectivas*. São Paulo: Edgard Blücher, 1996, p. 63.

<sup>36</sup> “Art 5º da Constituição da República de 1946: Compete à União:

XV - legislar sobre:

l) riquezas do subsolo, mineração, metalurgia, águas, energia elétrica, floresta, caça e pesca;”

A importância de tal Constituição para a infraestrutura nacional é ressaltada por Luiz Antonio Ugeda Sanches: “A Constituição Federal de 1946 pode ser considerada um momento de inflexão da infraestrutura nacional, haja vista a sinalização de atuação estatal direta nos setores de capital intensivo, notadamente o energético. É a primeira Carta que enuncia expressamente a competência da União para legislar sobre energia, em especial a elétrica, bem como as riquezas do subsolo. Ao prever a competência para legislar sobre energia elétrica, a Constituição Federal de 1946 emancipou o conceito de eletricidade do aproveitamento hídrico, de forma a reconhecer juridicamente a existência tecnológica de outras matrizes

Esse processo é intensificado com a inauguração de empresas públicas para atuar no setor, marcado principalmente pela criação da primeira estatal federal do setor, através do Decreto-lei n.º 8.031/1945, a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF), em 1945, para a construção da Usina de Paulo Afonso e preferência de todo o potencial hidrelétrico do Rio São Francisco (Decreto n.º 19.706/1945). Esta vem acompanhada de outras iniciativas em âmbito estadual com diferentes modelos de financiamento apoiados no conhecimento e engenharia das empresas estrangeiras que aqui atuavam.<sup>37</sup>

A Central Elétrica de Furnas é então formada por Juscelino Kubitschek, em 1957, para a geração e transmissão de energia para os Estados da Região Sudeste, a partir do aproveitamento hidrelétrico do rio Grande. Ainda que fosse controlada pelo Governo Federal, a empresa contava com participação acionária da *Light*, Amforp, Cemig e do Departamento de Assuntos Energéticos do Estado de São Paulo.<sup>38</sup>

A criação do Ministério das Minas e Energia, promovida pela Lei n.º 3.782/1960, altera a institucionalidade setorial, eis que este veio a substituir o Ministério da Agricultura que coordenava o setor desde a formação deste. Ao novo Ministério foram incorporados, o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (CNAEE – instituído pelo Decreto-lei n.º 1.285/1939 e subordinado diretamente à Presidência da República) e a Divisão de Águas do Ministério da Agricultura.

Depois de anos de resistência por parte dos concessionários privados<sup>39</sup>, é

---

pela separação entre energia elétrica e água." SANCHES, Luiz Antonio Ugeda. *Curso de direito da energia – da história*. São Paulo: Instituto Geodireito, 2010. t. 1, p. 181.

Gilberto Bercovicci aponta que a concessão para exploração dos aproveitamentos hidráulicos é uma concessão de uso, não uma concessão de direito real de uso. Para maiores detalhes sobre concessão de uso e natureza jurídica dos potenciais hidráulicos ver: BERCOVICCI, Gilberto. A regulação dos potenciais de energia hidráulica e o seu “aproveitamento ótimo”. *Revista de Direito Público da Economia*. Belo Horizonte, ano 9, n. 35, p. 31-48, abr./jun. 2009, p. 32.

<sup>37</sup> LEITE, Antônio Dias. *A energia do Brasil*. 2. ed. rev. ampl. Rio de Janeiro: Elsevier, 2007, p. 97-98.

<sup>38</sup> SANCHES, Luiz Antonio Ugeda. *Curso de direito da energia – da história*. São Paulo: Instituto Geodireito, t. 1, p. 122.

<sup>39</sup> Getúlio Vargas em sua famosa carta-testamento ressalta os obstáculos enfrentados com o já existente projeto de formulação da Eletrobrás, decorrente do Plano Nacional de Eletrificação elaborado pela sua Assessoria Econômica do Gabinete Civil da Presidência: “Quis criar a liberdade nacional na potencialização das nossas riquezas através da Petrobras e, mal começa esta a funcionar, a onda de agitação se avoluma. A Eletrobrás foi obstaculada até o desespero. Não querem que o trabalhador seja livre.” VARGAS, Getúlio. *Carta testamento*. Disponível em: <<http://cpdoc.fgv.br/producao/dossies/AEraVargas2/artigos/AlemDaVida/CartaTestamento>>. Acesso em 19/04/2013.

A respeito de tal processo de embates quanto à implementação da Eletrobrás, é ilustrativo o exposto por Reginaldo Medeiros: “Sentindo que a posição dos nacionalistas se solidificara com a apresentação do projeto da Eletrobrás, os privatistas organizaram uma Semana de Debates sobre energia elétrica, em 1956, em conjunto com o Instituto de Engenharia de São Paulo, para estancar, com argumentos técnicos qualificados, o projeto da Eletrobrás e defender uma firme atuação do Estado em favor das concessionárias particulares, nacionais e estrangeiras. [...] Duas forças políticas parecem ter contribuído decisivamente para a aprovação do projeto da Eletrobrás, em 1961, e conseqüentemente para a consolidação definitiva do

formada, no governo de Jânio Quadros, por intermédio da Lei n.º 3.890/1961, a Centrais Elétricas Brasileiras S.A., conhecida pela sigla Eletrobrás, em 1962, para atuar na organização e planejamento do setor, gerir recursos setoriais, em especial aqueles do Plano Federal de Eletrificação, atuar em toda a cadeia produtiva de energia e agir como *holding* das empresas federais de energia – a ela foram incorporadas a ela FURNAS e CHESF.<sup>40</sup>

O processo de reestruturação empresarial do setor em torno do Estado é intensificado durante a ditadura militar com a compra das empresas do grupo AMFORP pelo Estado por meio da Lei n.º 4.428/1964 e a consolidação destas, em conjunto com FURNAS e CHESF, na Eletrobrás.

A Constituição de 1967 e a Emenda Constitucional n.º 1/1969 mantiveram as disposições anteriores relativas ao setor de eletricidade e às respectivas competências da União a tal respeito. Entretanto, o art. 8º, inciso XV, alínea ‘b’, da CF/1967, mantido pela EC n.º 1/1969, estabelece de forma clara a competência da União para “explorar, diretamente ou mediante autorização ou concessão: os serviços e instalações de energia elétrica de qualquer origem ou natureza.”

Nesse período, o Estado se envolveu em grandes projetos de transmissão e geração, merecendo destaque a construção de Itaipu na Região Sul, bem como a usina de Tucuruí na Região Norte.

Por decorrência de tais projetos, de matriz principalmente hidráulica, durante tal expansão também foi realizado o processo de integração da estrutura de transmissão nacional, a fim de mitigar o risco hidrológico, formando o que viria a ser Sistema Integrado Nacional (SIN) e os sistemas regionais isolados. O processo de estatização da estrutura setorial culmina com a aquisição da *Light*, em janeiro de 1979.

Nota-se assim um progressivo processo de federalização das competências

---

modelo das estatais do setor elétrico: I) as classes médias urbanas que já haviam participado decisivamente da vitoriosa campanha pela constituição do monopólio estatal do petróleo. Estavam associadas ao novo modelo de desenvolvimento fundado na substituição de exportações e visualizavam, na expansão da economia, a superação dos atrasos, bem como a eliminação dos estrangulamentos estruturais, II) as novas estatais estaduais que se formavam em diversos estados (a ‘cemiguite’) e desejavam um tratamento mais técnico para as questões da eletricidade, que o BNDE, por ser um banco de desenvolvimento, não lhes poderia oferecer.” MEDEIROS, Reginaldo Almeida. *O capital privado na reestruturação do setor elétrico brasileiro*. São Paulo: Departamento de Patrimônio Histórico, 1996, p. 44-45.

<sup>40</sup> Foram constituídas ao longo dos anos quatro subsidiárias da Eletrobrás de âmbito regional: operando na Região Norte e em parte da Região Centro-Oeste, a Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (Eletronorte); para operar na Região Nordeste, a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf); Região Sudeste e em parte da Região Centro-Oeste, a Furnas Centrais Elétricas S.A; e na Região Sul do país, a Centrais Elétricas do Sul do Brasil S.A. (Eletrosul).

relativas à produção e fornecimento de energia elétrica e a estatização da cadeia produtiva, por meio da aquisição das principais empresas então existentes e a constituição de empresas públicas. De forma geral, as empresas federais eram responsáveis pela atividade de geração e transmissão, enquanto as empresas estaduais estavam focadas principalmente em atividades de distribuição aos seus mercados consumidores locais (todavia, deve-se ter o cuidado de ressaltar que tal assunção não pode ser compreendida de forma rígida, pois havia estatais federais de distribuição e estaduais que atuavam em transmissão e geração).

Desta feita, observa-se no Brasil, durante o período que se inicia na década de 1920 e finda no final da década de 1980-início dos anos 1990, a passagem do modelo de monopólio privado verticalmente integrado regional para um monopólio estatal verticalmente integrado de caráter nacional, no qual a atuação dos agentes privados passou a ser minoritária, restando relegada a segundo plano.

Devido à forma de monopólio estabelecida, caracterizada por ser intervencionista e centralizada, foi possível a reorganização do setor e a mobilização dos vultosos recursos necessários para a implementação de um parque energético que fosse de alguma forma adequado às necessidades de desenvolvimento industrial do Brasil e que permitisse o atendimento de sua população.

### **4.3 O Re-Seb E A Tentativa De Implementação De Um Modelo Pleno De Competição No Atacado No Brasil**

O modelo de monopólio estatal verticalizado começa a apresentar sinais de desgaste, principalmente a partir do final da década de 1970.

Era usual a manutenção de preços artificialmente baixos da tarifa de energia como forma de incentivo para a criação de um parque industrial nacional e sua utilização como instrumento de controle inflacionário, o que gerou um elevado déficit setorial afetando sua sustentabilidade a longo prazo.<sup>41</sup> Mostrava-se elevado o grau de inadimplência intrasetorial, sendo notória, por exemplo, a inadimplência da CESP em relação ao pagamento de contas de suprimento de Furnas e Itaipu durante década de 1980 e início dos anos 1990. De igual forma, havia forte ingerência política e desvio de finalidade das empresas estatais, principalmente no âmbito dos estados, com denúncias de favorecimento político e desvios de recursos, o que gerou empresas ineficientes e

---

<sup>41</sup> LANDAU, Elena; SAMPAIO, Patrícia. O setor elétrico em uma visão introdutória. In: \_\_\_\_\_ (org.). *Regulação jurídica do setor elétrico*. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2006. p. 369.

deficitárias ao longo dos anos, reforçando o desgaste deste modelo.

A promulgação da Constituição de 1988 trouxe impactos que afetaram diretamente o setor de energia. Se, por um lado, houve repetição das Cartas anteriores na distribuição de competências, as quais foram mantidas com a União, por outro, os art. 153 e 155 extinguiram o imposto único sobre energia elétrica, passando o setor a ser tributado como qualquer atividade industrial, afetando assim o equilíbrio financeiro das empresas.

Desta feita, mostrava-se necessária a ampliação dos investimentos, uma vez que o tripé de sustentação estava “quebrado”, pois: i) as tarifas, correspondentes a um terço dos recursos setoriais estavam congeladas desde a década de 1970 e não correspondiam aos verdadeiros custos das empresas; ii) a maior parte dos tributos específicos, representante de outro terço dos recursos, acabou eliminada pela Constituição da República de 1988; iii) o terço final, advindo dos empréstimos externos também foi estancado, devido às dificuldades para a captação de recursos junto a instituições financeiras internacionais para empreendimentos estatais.<sup>42</sup>

Assim, o setor de energia elétrica no pós-Constituição da República de 1988, está em profunda crise, que, aliás, perpassava toda a economia brasileira do período. Tal cenário ensejou o processo de reestruturação do setor elétrico de caráter desestatizante e liberalizante, com ênfase na busca pela inserção da competição na cadeia produtiva de eletricidade, que durou durante praticamente toda a década de 1990.<sup>43</sup>

Tal concepção privilegia o mercado como o provedor primário de serviços públicos, afastando a atuação econômica direta do Estado no domínio econômico, passando este a assumir o papel de regulador, com a função de assegurar a qualidade,

---

<sup>42</sup> LEITE, Antônio Dias. *A energia do Brasil*. 2. ed. rev. ampl. Rio de Janeiro: Elsevier, 2007, p. 291-292.

<sup>43</sup> A noção de reestruturação do setor elétrico é diversa da noção de privatização, em tal contexto. Nesse sentido: “Restructuring and privatisation are different dimensions of change. Restructuring is about commercial arrangements for selling energy: separating or ‘unbundling’ integrated industry structures and introducing competition and choice. Privatisation is a change from government to private ownership, and is the end-point of a continuum of changes in ownership/management. In the UK, when the electricity industry was privatized, it was also restructured. The two need not go together. They are almost separate dimensions of change. However, there is a practical logic linking the two dimensions.” HUNT, Sally; SHUTTLEWORTH, Graham. *Competition and Choice in Electricity*. Nova York: John Wiley and Sons, 1996, p. 11. “Reestruturação e privatização são diferentes dimensões de mudança. Reestruturação é sobre acordos comerciais para a venda de energia: separação ou “desverticalização” de estruturas industriais integradas e introdução da competição e escolha. Privatização é uma mudança de propriedade estatal para privada, e é o ponto final de um processo de mudanças quanto à propriedade/gestão. No Reino Unido, quando a indústria de eletricidade foi privatizada, também foi reestruturada. Os dois não precisam estar juntos. Eles quase são diferentes dimensões de mudança. No entanto, há uma ligação lógica entre as duas dimensões.” [tradução livre]

disponibilidade e modicidade tarifária de tais serviços.<sup>44</sup>

Inspirada no REVISE (Revisão Institucional do Setor Elétrico), a Lei n.º 8.631/1993, previa a orientação comercial das empresas a partir de resultados operacionais baseados em eficácia da gestão, buscando estabelecer relacionamentos baseados em contratos, dando fim ao regime de remuneração garantida e à equalização tarifária.

São considerados marcos iniciais da liberalização e privatização do setor elétrico o Decreto n.º 915/1993, o Decreto n.º 1.009/1993 e a Portaria n.º 337/1994, que estabelecem a criação de consórcios entre concessionárias, agentes autoprodutores para exploração de aproveitamentos energéticos que estavam com projetos em atraso, assegurando-se o livre acesso às redes de transmissão, competição na geração e definindo-se as condições de comercialização da energia decorrente de tais projetos – processos estes convalidados em medida provisória, depois convertida na Lei n.º 9.074/1995.<sup>45</sup>

A Lei n.º 9.074/1995, que versa de modo geral sobre a prorrogação das concessões, representa um aprofundamento do regime de concessões da Lei n.º 8.987/1995 no que toca ao setor elétrico. O principal aspecto de tal texto legal é a desverticalização da cadeia produtiva de eletricidade, não apresentada de modo explícito, mas implícita em relação às suas determinações. De tal modo, permitiu-se a segregação das concessões do setor, implementando a competição nos segmentos nos quais esta era possível (geração e comercialização) e regulando as demais atividades consideradas monopólios naturais (transmissão e distribuição).<sup>46</sup> Desta forma, separou-se o serviço de transporte (quais sejam: as redes de transmissão e distribuição da energia elétrica, respectivamente) da *commodity* transportada.<sup>47</sup> Assim, o livre acesso às redes, condição

---

<sup>44</sup> A modicidade tarifária é questionada como um objetivo passível de ser imposto de maneira sustentada no setor elétrico, por impactar negativamente na capacidade de investimento para a expansão do parque energético e no equilíbrio econômico-financeiro das empresas de energia. LEITE, Antônio Dias. *A energia do Brasil*. 2. ed. rev. ampl. Rio de Janeiro: Elsevier, 2007, p. 382.

<sup>45</sup> LEITE, Antônio Dias. *A energia do Brasil*. 2. ed. rev. ampl. Rio de Janeiro: Elsevier, 2007, p. 141.

<sup>46</sup> “Dentro dessa perspectiva de ambiente privado, entendeu-se conveniente estabelecer condições de competição, para o quê as diversas atividades setoriais deveriam ser segmentadas, sendo que a geração e a comercialização, esta segregada da distribuição seriam dela preservadas. Isso determinou a adoção, dentre as diretrizes norteadoras do processo de reestruturação setorial, do postulado da competição, onde fosse possível, e da manutenção e reforço da regulação, onde fosse necessária.” WALTENBERG, David A. M. O direito da energia elétrica e a ANEEL. In: SUNDFELD, Carlos Ari. (org.) *Direito administrativo econômico*. São Paulo: Malheiros, 2000. p. 358.

<sup>47</sup> “The big idea which underlies the new world of competition and choice in electricity is that is possible and desirable to separate the transportation from the thing transported. That is, electric energy as a product can be separated commercially from transmission as a service.” [grifo no original] HUNT, Sally; SHUTTLEWORTH, Graham. *Competition and Choice in Electricity*. Nova York: John Wiley and Sons, 1996, p. 1. “A grande idéia que subjaz ao novo mundo da competição e da escolha em eletricidade é que é possível e desejável separar o transporte da coisa transportada. Isto é, energia elétrica como um produto

necessária para a desverticalização, também restou estabelecido por tal texto legal.<sup>48</sup> Outro aspecto relevante foi a criação da figura do Produtor Independente de Energia (artigos 11 a 14), entendido como pessoa jurídica que individualmente ou consorciada possui concessão ou autorização para a produção de energia elétrica destinada ao comércio, por sua conta e risco (*caput* do art. 11). Ou seja, há o reconhecimento explícito da possibilidade do exercício das atividades de geração em caráter estritamente comercial. Ainda, foi criada a figura do consumidor livre de energia, que possui o direito de comprar diretamente sua energia do consumidor que optar, em oposição ao consumidor cativo, vinculado às concessionárias de energia.<sup>49</sup>

Como órgão regulatório, instituiu-se a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), criada pela Lei 9.427/1996, incumbida de assegurar o correto funcionamento do sistema, garantindo, essencialmente, a expansão da oferta em um ambiente competitivo, bem como o respeito e proteção aos direitos dos usuários. Sua finalidade central é “regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal” (art. 2º). Contudo, a Agência enfrentou problemas no contexto de sua criação, destacando-se: a confusão da função de Poder Concedente entre ANEEL e MME; a ineficácia do seu Contrato de Gestão; as deficiências regulatórias nos segmentos desverticalizados; contingenciamento orçamentário; e falta de mão de obra suficiente sob regime estatutário.<sup>50</sup>

Com a implementação de tais medidas, restaram assentadas as fundações para o efetivo processo de reestruturação setorial, com inspiração marcadamente liberal, a fim de estabelecer relações de mercado onde quer que estas fossem possíveis. Foi então proposta de reestruturação do setor, em processo que se desenvolveu entre agosto de 1996

---

pode separada comercialmente da transmissão como um serviço.” [tradução livre] De acordo com tais autores, a separação entre produto e transporte decorre da percepção que a geração não era mais um monopólio natural, tendo em vista que era possível a construção de usinas menores e mais eficientes por uma gama maior de produtores e, inclusive, consumidores autoprodutores.

<sup>48</sup> “Art. 15. § 6º É assegurado aos fornecedores e respectivos consumidores livre acesso aos sistemas de distribuição e transmissão de concessionário e permissionário de serviço público, mediante ressarcimento do custo de transporte envolvido, calculado com base em critérios fixados pelo poder concedente.”

<sup>49</sup> Inicialmente o art. 15 da lei estabelecia que os consumidores livres seriam aqueles com carga igual ou maior que 10.000 kW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV. Posteriormente, esse montante foi reduzido para carga igual ou superior a 3.000 kW, em tensão igual ou superior a 69 kV (§ 2º). Ainda, de início seria possível apenas a compra de energia de determinado Produtor Independente, apenas depois de três anos da publicação da lei que seria possível estender tal opção de compra a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do sistema interligado que estivesse o consumidor livre (§ 1º).

<sup>50</sup> SANCHES, Luiz Antonio Ugeda. *Curso de direito da energia – da história*. São Paulo: Instituto Geodireito, 2011, t. 1, p. 298.



e o final de 1997, recebendo o nome de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB). Os paradigmas de base do modelo brasileiro são principalmente os processos liberalizantes de reforma do sistema elétrico chileno e do sistema britânico, iniciada em março de 1990, que implementava um modelo de competição no atacado como primeiro passo para se chegar ao modelo de competição no varejo no Reino Unido.

O modelo setorial estruturado pelo RE-SEB (a Lei n.º 9.648/1997, originada da MP n.º 1.531-18) calcava-se na liberalização da comercialização de energia elétrica, que passaria a se dar por meio de contratos bilaterais livremente pactuados entre produtores (independentes) e compradores (concessionários de distribuição e consumidores livres). Foi também introduzida por tal lei (art. 4º) a figura dos comercializadores de energia (regulamentada pela Resolução ANEEL n.º 265/1998), que dependem de autorização da ANEEL para funcionamento, poderiam comprar energia dos produtores e revendê-la para os compradores (consumidores livres e distribuidoras), sob a justificativa de dinamizar as transações e pressionar a redução de preços.

Para tanto, a Lei n.º 9.648/1997 estabeleceu mecanismos de comercialização independente dos mecanismos de despacho.

No que se refere à comercialização de energia, foi criado o Mercado Atacadista de Energia (MAE) para contabilizar as diferenças entre as necessidades e os montantes contratados, negociação dessa energia secundária e definição do preço *spot* da energia. Seu núcleo central era fundado na livre comercialização de eletricidade entre empresas de distribuição e de geração com base em contratos bilaterais de médio e longo prazo. Assentado no art. 12 da Lei n.º 9.648/1998, o MAE foi instituído em 1998 por Acordo Multilateral de todas as empresas que atuavam no setor, homologado pela ANEEL por meio da Resolução ANEEL n.º 18/1998<sup>51</sup>. A ASMAE (Administradora do Mercado Atacadista de Energia) era a pessoa jurídica de direito privado responsável por controlar a efetiva entrega da energia contratada, os consumos dos agentes compradores, a contabilização das operações e a determinação do preço de liquidação das operações de curto prazo (mercado *spot*), sendo financiada por rateio dos custos administrativos pelos participantes. A tarifa de comercialização de curto prazo do Mercado Atacadista equivalia ao preço *spot*, definido a partir de ferramentas computacionais.

As geradoras poderiam vender sua produção energética em tal mercado por intermédio de contratos de curto, médio e longo prazo para as distribuidoras de energia,

---

<sup>51</sup> Na verdade o MAE apenas entrou em funcionamento em 2000, com a homologação de suas regras pela ANEEL na Resolução ANEEL n.º 290/2000.

consumidores livres e comercializadores. Porém, enfrentavam o risco de colocar energia no mercado *spot* e observar a redução do preço abaixo dos seus custos, devido à oferta excessiva de eletricidade. Os contratos bilaterais serviriam para a proteção de tais riscos, comprometendo-se com condições preestabelecidas por médio ou longo prazo. Por sua vez, tais instrumentos contratuais geravam risco de vender energia por maior prazo abaixo do preço *spot*, em caso de alta do mercado de curto prazo.

Por sua vez, os compradores deveriam então fazer sua análise de risco entre a decisão de comprar os excedentes de energia no mercado *spot* ou assegurar seu suprimento por intermédio de contratação bilateral de médio e longo prazo. Para as distribuidoras o modelo apresentava a vantagem de permitir assegurar o exatamente necessário para o aumento (mediante a compra de energia) ou redução (através da venda de excedentes) da demanda. Contudo, havia o risco de volatilidade dos preços, que, caso subissem acima dos valores fixados pela ANEEL, o custo adicional não poderia ser repassado diretamente aos consumidores cativos. Uma vez que não havia mercado de futuros, a proteção contra tais riscos se dava através dos contratos bilaterais. Estes, por sua vez, geravam o risco de sobrecontratação de energia elétrica. A ANEEL permitia a exposição de até quinze por cento de contratos com prazo de dois anos no mercado *spot*. De qualquer forma, considera-se que tal dinâmica de mercado expõe os consumidores cativos a sérios riscos durante a escassez de oferta.<sup>52</sup>

Quanto à política tarifária, a RE-SEB propunha valores de comercialização liberados entre os agentes geradores e os consumidores livres. Em relação aos consumidores cativos, o regime anterior e os contratos de concessão previam o repasse dos custos de aquisição de energia nas tarifas cobradas pelas distribuidoras. Porém, a fim de promover a modicidade tarifária e a compra eficiente de energia, estabeleceram-se limites de repasse dos custos de contratação de eletricidade pelos distribuidores aos usuários finais (fixados pela ANEEL no elemento “Valor Normativo”, calculado a partir do valor de aquisição de energia elétrica pelas distribuidoras e outros critérios, na forma da Resolução ANEEL n.º 266/1998 e alterações posteriores).

Em paralelo aos novos mecanismos de comercialização de energia, foi estruturado o despacho independente de energia nos sistemas interligados de transmissão, através de um agente criado especialmente para tal fim: o Operador Nacional do Sistema

---

<sup>52</sup> *Ibidem*, p. 149.

(ONS).<sup>53</sup> O ONS é uma pessoa jurídica de direito privado, autorizada pelo Poder Concedente, regulado e fiscalizado pela ANEEL, constituída pelos agentes de mercado do setor elétrico. Possui a responsabilidade de coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados, na forma do art. 13, da Lei n.º 9.648/1998.

Por fim, tem-se a privatização de empresas estatais no setor (estaduais e parte do sistema Eletrobrás) a fim reduzir a participação do Estado, transformando-o de prestador em regulador. Com isso buscava-se promover uma desconcentração no setor, por meio de pulverização da participação das controladas da Eletrobrás em diversas empresas, deixando na *holding* apenas os ativos estratégicos que não poderiam ser vendidos (*exempli gratia* Termonuclear S/A).

Tem-se, assim, que o modelo setorial implementado no RE-SEB e pelas demais alterações ocorridas na década de 1990 representa a reestruturação do setor elétrico, com vistas a substituir a atuação monopolística do Estado, construída ao longo de mais de setenta anos, transferindo-a para agentes privados em regime de competição. Tais mudanças decorrem do próprio processo de reestruturação do Estado brasileiro do período, que visava alterar o seu papel de provedor de serviços públicos para regulador de atividades privadas exercidas no mercado, ainda que estas fossem de “relevante interesse econômico geral” – para utilizar a nomenclatura da experiência europeia consagrada a partir de semelhantes reformas ocorridas no processo de conformação da União Europeia.

Notam-se, nos pilares do processo de reestruturação do setor de energia brasileiro, todos os elementos essenciais de um modelo de competição no atacado. Segmentou-se a cadeia produtiva de forma a permitir o livre comércio (a ser

---

<sup>53</sup> Luiz Gustavo Kaercher Loureiro ressalta a importância do papel do agente coordenador do despacho de energia no sistema: “Deixando de lado explicações e perplexidades físicas e técnicas, é importante ter presente que tal nota distintiva [impossibilidade de estocagem e consumo instantâneo de toda a energia gerada] – conjugada a outra que será vista a seguir, i.e., a da interligação elétrica - faz surgir a necessidade de um sujeito que, não se limitando a gerar, a transmitir ou distribuir energia, tenha uma visão completa do sistema, desde o comportamento das unidades geradoras até o dos centros de consumo. Trata-se de um ‘operador do sistema’, entidade (a tarefa hoje não está à medida de um só homem) que deve ter acesso prévio e, também, em tempo real a todas as informações acerca do comportamento da demanda (‘carga’ no jargão elétrico) de um dado sistema, bem como plena disponibilidade para coordenar a geração de energia nas usinas na medida da necessidade (coordenar ou determinar o ‘despacho’). Como não se pode guardar energia elétrica nem se pode gerar em excesso (sob pena de comprometimento da estabilidade de todo o sistema), este operador do sistema deve garantir – sob certos pressupostos de segurança e economicidade, cfe. adiante - que a produção se iguale, a todo o instante, ao consumo.” LOUREIRO, Luiz Gustavo Kaercher. Introdução ao regime jurídico da indústria elétrica: premissas gerais. *Revista de Direito da Universidade de Santa Cruz do Sul*, Santa Cruz do Sul, n. 28, p. 156, jul./dez. 2007.

progressivamente implementado) de energia entre agentes compradores (distribuidoras, consumidores livres e comercializadores) e agentes vendedores (geradores e comercializadores), em relações contratuais bilaterais desenvolvidas num mercado de atacado formalizado (MAE). Assim, há competição no atacado, no que se refere à venda de energia pelos vendedores às distribuidoras e comercializadores e aos grandes consumidores livres.

Esperava-se que, com a introdução da competição na geração de energia e com a imposição de um processo de formação de preços que refletisse os custos reais do sistema, fosse reduzido o preço da energia elétrica e obtidos ganhos de eficiência na indústria como um todo, de forma a atrair o capital privado para o setor e, assim, garantir os investimentos necessários para a expansão do sistema.<sup>54</sup>

Não obstante as promessas declaradas, a privatização do setor elétrico não foi bem sucedida, com resultados distantes do que fora prometido.<sup>55</sup> Tal afirmação se justifica na medida em que, quanto à modicidade tarifária, houve um escalonamento das tarifas no período pós-privatização que impactou negativamente a população de baixa renda<sup>56</sup>. No que se refere aos investimentos privados e estrangeiros na expansão do sistema, não foram tantos quanto se prometeu e, ainda, insuficientes, principalmente, em geração e transmissão. Por fim, havia perspectiva de melhoria da qualidade do serviço, a qual não se verificou, ao contrário: a qualidade do serviço decaiu a ponto de ocorrer uma crise de racionamento de energia que paralisou o país em 2001.

#### **2.4 O “Novíssimo Modelo Do Setor Elétrico” Como Um Sistema Híbrido De Competição No Atacado E De Comprador Único**

Os investimentos decorrentes das reformas realizadas na década de 1990 demoraram a surtir efeitos no setor. A falta de instalações de transmissão de energia elétrica, a utilização de um modelo energético baseado na matriz hidráulica – cujo prazo de instalação é maior do que das usinas térmicas – e a retomada do crescimento da economia após anos de estagnação (pressionando, portanto, o setor elétrico), agravaram

---

<sup>54</sup> SILVA, Edson Luiz. *Formação de preços em mercados de energia elétrica*. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 2001, p. 13.

<sup>55</sup> ROSA, Luiz Pinguelli. A crise energética: causas e medidas de mitigação. In: BRANCO, Adriano Murgel (org.). *Política energética e crise de desenvolvimento*. São Paulo: Paz e Terra, 2002. p. 92.

<sup>56</sup> COHEN, Claude; MENDONÇA, Rosane; CHAGAS, Mônica; AGUIAR, Anna C. *O papel das tarifas de energia elétrica na queda da desigualdade de renda no Brasil*. Texto para Discussão. Rio de Janeiro: CEDE-UFF, 2008, n. 11, p. 20.

mais ainda o risco de déficit de energia no país. Embora o governo federal houvesse estabelecido algumas medidas já ao final da década de 1990, com o intuito de prevenir uma crise de desabastecimento de energia elétrica no Brasil, elas se mostraram insuficientes para debelar a crise energética de 2001-2002.<sup>57</sup>

Com o encerramento do racionamento em 2002 e o novo governo que assumiu em 2003, foi considerada necessária a revisão do marco normativo setorial, com foco na reestruturação da sistemática de geração e de comercialização de energia elétrica, principalmente às distribuidoras.<sup>58</sup> O aspecto central de tal processo de revisão era a persecução da modicidade tarifária.

A nova conformação setorial é baseada numa estrutura de maior regulação estatal e de planejamento determinativo pelo Estado (aplicáveis a todos os agentes setoriais) em substituição ao planejamento indicativo do modelo anterior. Segundo o Ministério das Minas e Energia (MME), o chamado “Novíssimo Modelo” tem três objetivos essenciais: (i) garantir a segurança de suprimento de energia elétrica; (ii) promover a modicidade tarifária, por meio da contratação eficiente de energia para os consumidores regulados; (iii) promover a inserção social no Setor Elétrico, em particular pelos programas de universalização de atendimento.<sup>59</sup>

---

<sup>57</sup> Dentre tais medidas merece destaque o Programa Prioritário de Termelétricidade (Decreto no. 3.371/2001) (PPT), oferecendo os seguintes benefícios aos agentes privados para a construção de Usinas Termelétricas (de 49 autorizações concedidas apenas treze usinas foram efetivamente construídas, sendo que quase todas elas foram com participação da Petrobrás):

- a) Garantia de repasse às tarifas de distribuição dos valores provenientes de contratos de compra e venda de energia termelétrica (VN);
- b) Assunção do risco cambial associado ao gás natural (importado da Bolívia) pela Petrobrás;
- c) Garantia de financiamento do empreendimento do BNDES. Ver SCHIRATO, Vitor Rhein. Geração de energia elétrica no Brasil: 15 anos fora do regime de serviço público. *Revista de Direito Público da Economia – RDPE*, Belo Horizonte, a. 8, n. 31, p. 141-167, jul./set. 2010.

<sup>58</sup> A transição entre o Governo Fernando Henrique Cardoso e o Governo de Luís Inácio Lula da Silva, ocorrida entre 2002 e 2003, implicou numa alteração fundamental no modelo setorial baseada em fundamentos ideológicos distintos. O projeto de reestruturação, elaborado inicialmente por Ildo Sauer (USP-IEE), Luiz Pinguelli Rosa (UFRJ-COPPE) e Maurício Tolmasquim (UFRJ-COPPE) partia de premissas diversas do modelo e governo anterior. Numa análise comparativa elaborada por Antônio Dias Leite, os fundamentos ideológicos da reforma realizada no RE-SEB foram: “a) do mérito inquestionável da economia de mercado, b) do demérito da administração pública em empresas atuantes na área econômica, c) da desnecessidade de um planejamento estratégico de longo prazo, coordenado pelo governo. Pouca atenção foi dispensada, então, às bases físicas da estrutura do setor elétrico.” Por sua vez, em antítese, na “reforma da reforma” realizada pelo governo seguinte, o mesmo autor destaca os seguintes fundamentos ideológicos: “a) da possibilidade de assegurar, por via institucional, a modicidade tarifária entendida como tarifas baixas - não obstante a elevação inexorável dos custos de novos projetos hidrelétricos e da alta previsível do preço dos combustíveis; b) da confiança na eficácia da ação do Estado mediante empresas públicas; c) da desconfiança no comportamento das empresas privadas, diante do seu objetivo dominante de lucro; e d) da necessidade de planejamento estratégico de longo prazo a cargo do governo, visando fundamentalmente assegurar o suprimento de energia elétrica.” LEITE, Antônio Dias. *A energia do Brasil*. 2. ed. rev. ampl. Rio de Janeiro: Elsevier, 2007, p. 378.

<sup>59</sup> MME. *Modelo Institucional do Setor Elétrico*. Disponível em: <www.mme.gov.br>. Acesso em: 02/01/2011.

A implementação da reforma se deu com dois marcos normativos principais: a Lei n.º 10.847/2004 (advinda da MP n.º 145/2003, e regulamentada pelo Decreto n.º 5.184/2004), que cria a Empresa de Pesquisa Energética S/A (EPE - empresa pública federal responsável pela realização de estudos e planejamento do setor, bem como, pelo registro das unidades geradoras de energia); e a Lei n.º 10.848/2004 (decorrente da conversão da MP n.º 144/2003, e regulamentada pelo Decreto n.º 5.163/2004), que reestruturou o modelo regulatório setorial, marcadamente quanto ao regime de comercialização de tal energia.

A reforma não representou completa ruptura com o modelo anterior, pois manteve uma série de aspectos do RE-SEB ligados à participação privada no setor em regime de competição. Assim, persistiu a divisão entre consumidores livres e cativos.<sup>60</sup> Assegurou-se a manutenção do livre acesso às redes de transmissão e distribuição. Manteve-se o despacho independente de energia através do ONS (porém, este passou a sofrer maior ingerência estatal, com o recuo da sua governança privada a partir designação de seus diretores pelo MME, incluindo-se seu presidente). Por fim, preservou-se a possibilidade de contratação bilateral livre de consumidores livres e comercializadores, conforme será demonstrado na sequência.

A desintegração vertical da cadeia produtiva restou reforçada ao ser vedado o exercício da atividade de distribuição em conjunto com qualquer outra (geração, transmissão e comercialização para consumidores livres). No mesmo sentido, impediu-se às geradoras que fazem parte no SIN a sua atuação como coligadas ou controladoras de distribuidoras.<sup>61</sup> Finalmente, no sentido de aprofundamento da desverticalização, foi

---

<sup>60</sup> Aliás, o Decreto n.º 5.249/2004 deixou de requerer tensão mínima de 69kV aos consumidores livres, mantendo-se a carga de 3MW. Isso permitiu uma maior ampliação do contingente de consumidores livres, que passou de quarenta em 2004 para 613 em 2013. CCEE. *Infomercado*, n. 72, ago. 2013. Disponível em: <www.ccee.org.br>. Acesso em: 10/08/2013.

<sup>61</sup> “Art. 8º. Os arts. 4º, 11, 12, 15 e 17 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, passam a vigorar com as seguintes alterações:

Art. 4º. .... [..]

§ 5º. As concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica que atuem no Sistema Interligado Nacional – SIN não poderão desenvolver atividades:

I - de geração de energia elétrica;

II - de transmissão de energia elétrica;

III - de venda de energia a consumidores de que tratam os arts. 15 e 16 desta Lei, exceto às unidades consumidoras localizadas na área de concessão ou permissão da empresa distribuidora, sob as mesmas condições reguladas aplicáveis aos demais consumidores não abrangidos por aqueles artigos, inclusive tarifas e prazos;

IV - de participação em outras sociedades de forma direta ou indireta, ressalvado o disposto no art. 31, inciso VIII, da Lei n.º 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, e nos respectivos contratos de concessão; ou

V - estranhas ao objeto da concessão, permissão ou autorização, exceto nos casos previstos em lei e nos respectivos contratos de concessão. [...]

vedado o *self-dealing* que ocorria no RE-SEB.

Por outro lado, aumentou a atuação interventiva do Estado, principalmente no que toca às atividades de planejamento e monitoramento, bem como em relação ao regime de aquisição de energia pelas distribuidoras.

Mas a principal alteração em relação a tal modelo setorial se refere à dinâmica de comercialização de energia, com maior intervenção estatal no que toca à comercialização de energia, especialmente em relação às distribuidoras – que atendem aos consumidores cativos. Em linhas gerais, o modelo trouxe nova disciplina para as atividades de geração e comercialização de energia com a criação do ambiente de livre contratação e do ambiente de contratação regulada.

O art. 4º da Lei n.º 10.848/2004 autoriza a instituição da Câmara de Comercialização de Contratos de Energia Elétrica (CCEE), pessoa jurídica de direito privado, como instituição sucessora do MAE, principalmente no que toca à contabilização e a liquidação de diferenças contratuais no curto prazo e de conformação do mercado de atacado. Acrescente-se que a CCEE assume um novo papel ao realizar os leilões por delegação da ANEEL, para venda de energia aos distribuidores e ao atuar como interveniente e administradora dos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR).

No Ambiente de Contratação Regulada (ACR) a comercialização de energia elétrica apenas pode ser realizada por meio de leilões públicos promovidos pela ANEEL, no âmbito da CCEE.

A comercialização no ACR se destina apenas ao suprimento de energia elétrica às concessionárias de distribuição de energia elétrica. Estas não podem mais adquirir energia fora do ACR<sup>62</sup>, uma vez que o *self-dealing* fora revogado pela Lei n.º

---

§ 7º. As concessionárias e as autorizadas de geração de energia elétrica que atuem no Sistema Interligado Nacional – SIN não poderão ser coligadas ou controladoras de sociedades que desenvolvam atividades de distribuição de energia elétrica no SIN.”

<sup>62</sup> As distribuidoras que fazem parte dos sistemas isolados, e as que fizerem parte do SIN, mas possuírem mercado próprio inferior a 500 GWh/ano poderão adquirir energia elétrica de forma diversa dos referidos leilões, na forma do art. 2º, §12, da Lei n.º 10.848/2004 e do art. 16, do Decreto n.º 5.163/2004:

“Lei n.º 10.848/2004 – Art. 2º As concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN deverão garantir o atendimento à totalidade de seu mercado, mediante contratação regulada, por meio de licitação, conforme regulamento, o qual, observadas as diretrizes estabelecidas nos parágrafos deste artigo, disporá sobre: [...]

§ 12. As concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica que tenham mercado próprio inferior a 500 (quinhentos) GWh/ano ficam autorizadas a adquirir energia elétrica do atual agente supridor, com tarifa regulada, ou mediante processo de licitação pública por elas promovido ou na forma prevista neste artigo, sendo que na licitação pública poderão participar concessionárias, permissionárias, autorizadas de geração e comercializadoras. (Redação dada pela Lei n.º 11.075, de 2004)”

10.848/2004, e, via de regra, não há mais contratação direta e bilateral entre distribuidoras e geradores – para garantia da segurança jurídica do setor foram mantidos os contratos firmados até então.

O suprimento de energia dos distribuidores é disputado pelos agentes geradores, produtores independentes e comercializadores de energia (cadastrados na EPE) em leilão regulado pela ANEEL e realizado no âmbito da CCEE, no qual prevalecem os menores lances de venda. O montante de energia elétrica adquirida pelo *pool* de compradores é dividido entre as distribuidoras na proporção das declarações das necessidades de energia prestadas por estas.<sup>63</sup> Destaque-se que as companhias distribuidoras não atuam de forma individualizada no leilão de energia, mas sim, sob a forma de *pool* como um comprador único. Somente após a realização do leilão, que os montantes de energia são individualizados sob a forma de Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR).

A criação do ACR, segundo a proposta inicial do MME, constitui a base da modicidade tarifária no “Novíssimo Modelo” por promover a contratação eficiente de energia pelos agentes distribuidores, que repassam seus ganhos com a redução do seu custo aos seus consumidores cativos – de menor porte.<sup>64</sup>

Na definição de tal modelo, são três as características que buscam gerar eficiência. Primeiramente, a aquisição de energia destinada ao mercado cativo se dá apenas por intermédio de leilões reversos, sob a modalidade de “menor tarifa”. Ainda, as empresas distribuidoras formam um *pool* a fim de obterem economia de escala na contratação de energia de novos empreendimentos, repartirem riscos e condições contratuais, bem como, tornarem equânimes as tarifas de suprimento. Por fim, ocorre de maneira separada, mediante licitação, a contratação de energia de novos

---

“Decreto n.º 5.163/2004 – Art. 16. Os agentes de distribuição que tenham mercado próprio inferior a 500 GWh/ano poderão adquirir energia elétrica:

I - por meio dos leilões de compra realizados no ACR;

II - de geradores distribuídos, na forma dos arts. 14 e 15;

III - com tarifa regulada do seu atual agente supridor; ou

IV - mediante processo de licitação pública por eles promovido. [...]”

<sup>63</sup> PACHECO, Adriane Cristina Spicciati. A contratação da compra e venda de energia elétrica pelas concessionárias de distribuição. In: LANDAU, Elena (org.). *Regulação jurídica do setor elétrico*. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2006. p. 386.

<sup>64</sup> MME. *Modelo Institucional do Setor Elétrico*. Disponível em: <www.mme.gov.br>. Acesso em: 02/01/2011. Sérgio Bajay e outros apontam que as estatais participantes dos leilões também possuem importante papel para o controle do poder dos agentes privados, oligopolistas em tal contexto, ao influírem na determinação do preço máximo leilão de forma articulada com o Poder Público. BAJAY, Sérgio V.; CORREIA, Tiago B.; CORREIA, Paulo B. Perspectivas de competição entre empresas privadas e estatais pela expansão da oferta de energia elétrica no Brasil – Uma proposta de modelagem, com base na teoria dos jogos. *Revista Brasileira de Energia*, São Paulo, vol. 10, n. 1, 2004.



empreendimentos de geração (“leilões de energia nova”, mais cara, pois atende a expansão da demanda através de empreendimentos ainda não amortizados) e dos empreendimentos existentes (“leilões de energia velha”, baseada em capacidade de geração já instalada e depreciada, portanto, mais barata).

Do ponto de vista competitivo, a partir do modelo Hunt-Shuttleworth, considera-se que o ACR constitui um modelo de Competição por Comprador Único. Ainda que não haja a figura de uma Agência Compradora que adquira toda a energia do mercado e a revenda às Distribuidoras do *Purchasing Agency Model* tradicional, existe um verdadeiro monopólio do *pool* dos agentes distribuidores para a aquisição da energia disponível para o Mercado Cativo.

Conforme o exposto gera-se competição entre os agentes produtores, com o intuito de reduzir a tarifa aos consumidores finais.<sup>65</sup> Ainda, ao dissociar os leilões de energia de empreendimentos existentes de geração e os leilões de energia de novos empreendimentos, busca também assegurar a expansão do sistema.

Por sua vez, no Ambiente de Contratação Livre (ACL), os termos e condições contratuais são livremente pactuados entre as partes, dando continuidade ao modelo de competição no atacado anterior. Deve-se ressaltar que podem participar do ACL os agentes geradores (incluídos os autoprodutores com excedentes), comercializadores e consumidores livres<sup>66</sup> (art. 47, do Dec. n.º 5.163/2004). Em tal ambiente, todos os agentes geradores com capacidade disponível podem comercializar a energia gerada por suas usinas com qualquer agente comprador de energia.

Tais operações são juridicamente conformadas por meio de Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Livre (CCEAL). Estes são contratos bilaterais de longo ou curto prazo com condições estipuladas de livre modo entre as partes (diferentemente dos CCEAR), devendo ser apenas informados pela CCEE, por meio de Procedimento de Comercialização, não sendo necessária homologação pela ANEEL.

Os agentes vendedores podem optar por comercializar sua energia em qualquer dos dois ambientes, todavia, devem respeitar suas garantias físicas e atender a quantidade mínima de energia a ser destinada ao ACR, imposta pelos editais de leilões de energia

---

<sup>65</sup> Esse caráter de unicidade do *pool* de agentes distribuidores é ressaltado pelo MME: “*Em termos comerciais, o ACR poderia ser visualizado como uma ‘cooperativa’ que agrega as demandas de vários distribuidores e tem contratos com um conjunto de geradores.*” MME. *Modelo Institucional do Setor Elétrico*. Disponível em: <[www.mme.gov.br](http://www.mme.gov.br)>. Acesso em: 02/01/2011.

<sup>66</sup> Consumidores livres são aqueles definidos pelo art. 16 da Lei n.º 9.074/1995: “*É de livre escolha dos novos consumidores, cuja carga seja igual ou maior que 3.000 kW, atendidos em qualquer tensão, o fornecedor com quem contratará sua compra de energia elétrica*”.

nova ou pelos contratos de concessão de serviço público de geração.<sup>67</sup>

Desta forma, tem-se no ACL um modelo de competição no atacado, no qual grandes consumidores livres e agentes vendedores estabelecem livremente e bilateralmente os preços e condições contratuais do fornecimento de energia.

No modelo brasileiro, o mercado de atacado pode ser acessado para compra apenas pelos comercializadores de energia e consumidores livres. Não possuem acesso ao mercado de atacado as distribuidoras e os consumidores cativos (que serão atendidos por estas no ACR).

Desta feita, considera-se que a atual conformação regulatória do setor de energia elétrica adota, no Brasil, um sistema competitivo híbrido, no qual coexistem um modelo de competição por comprador único e um modelo de competição no atacado.

### **3. O PL 1917/2015 E A “Portabilidade Da Conta De Luz” – Passagem Para A Competição No Varejo**

A intenção de passar para um modelo de competição no varejo no Brasil se dá a partir da grave crise setorial vivida pelo país. Em 11 de setembro de 2012 foi publicada a medida provisória n.º 579 (posteriormente convertida na Lei n.º 12.783/2013). Tinha o intuito de promover redução do custo da eletricidade no país em 20,2%. Para isso vinculou a renovação das concessões de geração (cujos investimentos de instalação já estavam em grande parte amortizados) à aceitação da venda de energia a preços definidos pela ANEEL às distribuidoras.

Na hipótese de o gerador concessionário optar pela renovação da sua concessão, a integralidade de sua garantia física seria alocada em cotas às distribuidoras conectadas ao SIN, recebendo esta pela energia assim contratada somente o valor de tarifa regulada pela ANEEL (Receita Anual de Geração – RAG).

Destaque-se que a competição é mínima na formação do preço da eletricidade em tal modelo, uma vez que a composição da tarifa leva em conta principalmente os custos do gerador com operação e manutenção, encargos etc. Justifica-se a referida alteração no marco regulatório sob a alegação que as usinas abrangidas pelo texto legal são mais antigas e já se encontram com seus ativos totalmente depreciados ou

---

<sup>67</sup> SCHIRATO, Vitor Rhein. Geração de energia elétrica no Brasil: 15 anos fora do regime de serviço público. *Revista de Direito Público da Economia – RDPE*, Belo Horizonte, a. 8, n. 31, p. 141-167, jul./set. 2010.

amortizados. Tais usinas, ainda que tivessem um custo de produção muito inferior às demais (que não possuem investimentos completamente amortizados e centrais de geração depreciadas), participavam dos leilões do ACR vendendo sua energia aos agentes de distribuição pelos mesmos valores dos outros geradores, incorporando no seu caixa os ganhos decorrentes.

A medida visou, portanto, a reduzir o custo de aquisição de energia para as concessionárias de distribuição e o repasse desses ganhos aos consumidores cativos, por meio da redução de tarifas. A ANEEL promove o rateio das cotas entre as concessionárias de distribuição, por meio de resolução passível de revisão periódica. A partir disso são entabulados Contratos de Cota de Garantia Física para formalizar a operação econômica em questão.

A MP n.º 579 causou um grande desarranjo institucional no setor às vésperas de um cenário de crise energética e foi alvo de pesadas críticas, sendo inclusive chamada no mercado como “11 de setembro do Setor Elétrico”.<sup>68</sup> As ações ordinárias da Eletrobrás chegaram a desvalorizar 45% em um ano.<sup>69</sup> Passados mais de 5 anos da medida, não houve ainda a plena recuperação do setor ante o risco regulatório criado no mercado de energia. Além disso, outros problemas surgem nesse contexto, podendo-se apenas citar como exemplos: redução do teto do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD); risco hidrológico e Mecanismo de Realocação de Energia (GSF – *Generation Scaling Factor*); aumento da judicialização, criando-se condições desiguais e problemas de liquidez na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Nesse cenário de crise, passam a ser discutidas no Legislativo mudanças na estrutura setorial, que culminam no Projeto de Lei (PL) n.º 1.917/2015 (além dos PLs 3.155/2019 e 5.917/2019) da Câmara dos Deputados. O projeto de lei estabelece como principal objetivo “criar as condições necessárias para que se expanda o acesso dos consumidores brasileiros de energia elétrica ao mercado livre, permitindo que contratem de outros fornecedores que não apenas a concessionária de distribuição à qual estão conectados”.

---

<sup>68</sup> Por exemplo: GODOI, Mauricio. *11 de setembro do setor elétrico*. Canal Energia. Disponível em: <[www.canalenergia.com.br](http://www.canalenergia.com.br)>. Acesso em: 20/03/2019. PIRES, Adriano; HOLTZ, Abel. O 11 de Setembro do setor elétrico. Disponível em: <<https://economia.estadao.com.br/noticias/geral,o-11-de-setembro-do-setor-eletrico-imp-,932073>>. Acesso em: 20/03/2019.

<sup>69</sup> RIZÉRIO, Lara. *Um ano do 11 de setembro para o setor elétrico: relembre a MP 579*. Disponível em: <<https://www.infomoney.com.br/mercados/um-ano-do-11-de-setembro-para-o-setor-eletrico-relembre-a-mp-579/>> Acesso em: 20/03/2019.

Para tanto, utiliza a expressão “portabilidade das contas de luz”, em apropriação da nomenclatura aos mecanismos de portabilidade instituídos no setor de telefonia, bancário e de planos de operadoras de saúde suplementar. Em verdade, tal expressão não faz muito sentido no setor elétrico, já que o usuário cativo de energia apenas muda de fornecedor e não irá “levar” nada para o novo operador contratado – diferentemente dos setores mencionados nos quais é transferido pelo usuário o seu número de telefone, seu crédito ou a carência do seu plano saúde.

A principal mudança quanto à estrutura competitiva do setor é a alteração do art. 16 da Lei n.º 9.074/1995, que estabelece a carga mínima para ingressar no ACL. De acordo com o dispositivo legal, “é de livre escolha dos novos consumidores, cuja carga seja igual ou maior que 3.000 kW, atendidos em qualquer tensão, o fornecedor com quem contratará sua compra de energia elétrica.” Conforme exposto anteriormente, apenas consumidores de maior porte (econômico, sobretudo) é que atendem esse patamar básico e podem ser considerados “livres” para adquirir energia por meio de CCEALs.

A principal estratégia no PL é a ampliação do mercado livre, permitindo-se progressivamente o ingresso de consumidores com menor carga. A atual redação do substitutivo do PL da Comissão Especial criada na Câmara dos Deputados define um processo escalonado de saída do ACR, com redução progressiva das cargas mínimas de acesso ao ACL. Isso se dá por meio de acréscimo dos parágrafos 1º a 8º no art. 16 da Lei n.º 9.074/1995. A saber:

Art. 16. [...]

§ 1º Após 1º de janeiro de 2020, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 2.000 kW (dois mil quilowatts).

§ 2º Após 24 (vinte e quatro) meses da entrada em vigor deste parágrafo, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 1.000 kW (mil quilowatts).

§ 3º Após 36 (trinta e seis) meses da entrada em vigor deste parágrafo, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 500 kW (quinhentos quilowatts).

§ 4º Após 48 (quarenta e oito) meses da entrada em vigor deste parágrafo, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 300 kW (trezentos quilowatts).

§ 5º Após 60 (sessenta) meses da entrada em vigor deste parágrafo, não se aplica o requisito mínimo de carga de que trata

o caput para consumidores atendidos em tensão igual ou superior a 2,3 kV.

§ 6º O regulamento deverá apresentar plano para extinção integral do requisito mínimo de carga para consumidores atendidos em tensão inferior a 2,3 kV, que deverá conter, pelo menos:

I - ações de comunicação para conscientização dos consumidores visando a sua atuação em um mercado liberalizado;

II - proposta de ações para aprimoramento da infraestrutura de medição e implantação de redes inteligentes, com foco na redução de barreiras técnicas e dos custos dos equipamentos;

e

III - separação das atividades de comercialização regulada de energia, inclusive suprimento de última instância, e de prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica.

§ 7º Após 72 (setenta e dois) meses da entrada em vigor deste parágrafo, não se aplica o requisito mínimo de carga de que trata o caput para consumidores atendidos em tensão inferior a 2,3 kV, observado o plano de que trata o § 6º.

§ 8º Aplicam-se as disposições deste artigo aos consumidores de que trata o art. 15.

Da análise do dispositivo, observa-se que a redução dos montantes mínimos de carga se dará em um fluxo anual, reduzindo para 300kW (um décimo do valor atual) em apenas quatro anos. Posteriormente, em cinco anos, serão eliminados os requisitos de carga a todos consumidores de alta tensão (Grupo A – até Subgrupo AS). O requisito mínimo de entrada deixará de ser aplicado consumidores de baixa tensão (Grupo B) após seis anos. Porém, a realização de campanhas informativas e o aprimoramento técnico da infraestrutura das redes de distribuição são estabelecidos como pré-condições para que isso ocorra.

Todos aqueles com carga inferior a 500kW que optarem pelo sistema serão denominados “consumidores varejistas” e devem ser representados na CCEE por uma diferente espécie de comercializador: o “agente varejista”. Tem-se, assim, a introdução de agregadores de carga na estrutura regulatória setorial brasileira. Isso é importante para reduzir os custos de transação das operações de compra e venda no ACL, gerando-se

maior eficiência ao concentrar em volumes maiores a aquisição pulverizada de pequenas cargas.

É relevante a introdução desses agentes. Por um lado, são reduzidos os custos administrativos de gestão dos contratos de comercialização dos consumidores de menor porte. Por outro, é assegurada maior força negocial ao se adquirir energia coletivamente em maiores quantidades. Eventuais comportamentos oportunistas dos agentes varejistas serão evitados pelo aumento da competição e devem ser desincentivados por meio da regulação.

O caráter progressivo da redução dos requisitos de ingresso é importante para o planejamento e gestão dos riscos pelos atores setoriais, especialmente os agentes de distribuição – já que eles perderão consumidores (com cargas já contratadas) para o mercado cativo e correm o risco de sofrer com sobrecontratação. Para minorar os impactos negativos do excesso involuntário de energia das distribuidoras, o texto do projeto prevê no artigo 16-C a cobrança de encargos tarifários de todos os consumidores do ACL e ACR, a partir de cálculos da ANEEL. Assim, é realizada a distribuição alocativa desses impactos por todo o mercado.

A partir desses aspectos essenciais, observa-se que o projeto de lei pretende realizar de modo gradual uma profunda alteração na estrutura competitiva do setor de energia elétrica brasileiro. Não é extinto o mercado de comprador único, mas é ampliado cada vez mais o de varejo. Primeiramente ingressam consumidores de maior porte – que possuem menor assimetria informacional ou disparidade de poder negocial. Num segundo momento, permite-se o surgimento dos agentes varejistas e o incremento de sua eficiência para atender os diferentes perfis de consumidores de menor porte que irão se agregar às suas operações.

Ao mesmo tempo, aumenta-se tanto a capacidade da CCEE de operar contratos em volumes maiores quanto a das distribuidoras de se adaptarem à perda de consumidores cativos e à competição pelo mercado. Isso porque será separada definitivamente a atividade de distribuição de energia da venda para os consumidores (hoje) cativos. Conforme indicado por Hunt e Shuttleworth, os agentes de distribuição passarão competir com os agentes varejistas pela venda de energia ao menor preço para os usuários finais, embora o fornecimento continue sendo feito pelo operador histórico do fio.

A partir da expectativa de maior eficiência do mercado livre e da respectiva redução do custo da energia na ponta da cadeia produtiva, o mercado cativo tende a diminuir significativamente de tamanho. Inclusive, em um futuro talvez não tão distante,

pode deixar de existir e seja implementado o mercado pleno de varejo – caso o modelo efetivamente funcione.

Se o PL for aprovado, tais medidas representarão enorme desafio para a estrutura institucional e regulatória do setor elétrico brasileiro. Historicamente, conforme demonstrado nos tópicos anteriores, ela foi pensada para a operação e negociação de grandes volumes de energia por meio de leilões e planejamento determinativo por parte do Estado. Assim, a mudança vai além da mera possibilidade de “portabilidade” dos serviços pelos consumidores finais, mas envolverá uma profunda reflexão sobre o papel dos agentes institucionais e do funcionamento do mercado.

## **Conclusão**

A partir do exposto no presente artigo, utilizando-se a nomenclatura de Hunt e Shuttleworth, constata-se que o setor elétrico brasileiro passou quatro diferentes modelos competitivos durante sua formação até os dias atuais. São eles: (i) monopólios privados verticalmente integrados de âmbito local (ca. 1890 a 1940); (ii) monopólios estatais verticalmente integrados regionais/nacionais (ca. 1940 a 1993); (iii) competição no atacado (ca. 1993 a 2004); (iv) modelo híbrido de competição por comprador único e competição no atacado (ca. 2004-atual).

Tais passagens não se deram de maneira estanque e não decorreram de desenhos artificiais ou abstratos da estrutura do setor elétrico. Decorreram da *necessidade* de se assegurar efetiva entrega de energia à população ao menor custo social possível. Quando tal objetivo não foi mais possível de ser alcançado por determinada estrutura, sucederam-se crises energéticas e econômicas que levaram a mudanças no desenho setorial.

Atualmente, o país vive um processo de crise – menos aguda que a de 2001, porém, é crise. A reforma proposta pelo PL n.º 1.917/2015 tende a mudar mais uma vez a estrutura competitiva setorial, por meio da passagem progressiva para um modelo de competição no varejo que irá conviver (por um bom tempo, possivelmente) com o modelo de comprador único no ACR. Embora a medida possa ser extremamente benéfica aos consumidores finais com o aumento da competição, aumentará a complexidade das relações entre os agentes e representará um grande desafio para o Estado e para o setor como um todo.

## **Bibliografia**

- BAJAY, Sérgio V.; CORREIA, Tiago B.; CORREIA, Paulo B. *Perspectivas de competição entre empresas privadas e estatais pela expansão da oferta de energia elétrica no Brasil – Uma proposta de modelagem, com base na teoria dos jogos*. Revista Brasileira de Energia, São Paulo, vol. 10, n. 1, 2004.
- BERCOVICCI, Gilberto. *A regulação dos potenciais de energia hidráulica e o seu “aproveitamento ótimo”*. Revista de Direito Público da Economia. Belo Horizonte, ano 9, n. 35, p. 31-48, abr./jun. 2009.
- CAMARGO, Ivan. *Análise do processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro*. Revista Brasileira de Energia, Itajubá, v.11, n. 2, jul./dez. 2008.
- CAMPOS, Clever Mazzoni. *Curso básico de direito de energia elétrica*. São Paulo: Synergia, 2010.
- CCEE. Infomercado, n. 72, ago. 2013. Disponível em: Disponível em: <www.ccee.org.br>. Acesso em: 10/08/2013.
- CENTRO DE MEMÓRIA DA ELETRICIDADE. *Concessões de Energia Elétrica no Brasil*. Disponível em: <http://www.memoria.elektrobras.com/serv\_dnae2.asp>. Acesso: em 7/1/2011.
- COHEN, Claude; MENDONÇA, Rosane; CHAGAS, Mônica; AGUIAR, Anna C. *O papel das tarifas de energia elétrica na queda da desigualdade de renda no Brasil*. Texto para Discussão. Rio de Janeiro: CEDE-UFF, 2008, n. 11.
- EXÉRCITO BRASILEIRO. *Energia elétrica no Brasil – da primeira lâmpada à Eletrobrás*. Rio de Janeiro: Biblioteca do Exército, 1977.
- GODOI, Mauricio. 11 de setembro do setor elétrico. Canal Energia. Disponível em: <www.canalenergia.com.br>. Acesso em: 20/03/2019.
- HUNT, Sally; SHUTTLEWORTH, Graham. *Competition and Choice in Electricity*. Nova York: John Wiley and Sons, 1996.
- JAMISON, Mark A. *Industry structure and pricing: the new rivalry in infrastructure*. Norwell: Kluwer Academic Publishers, 2000.
- JOHNSON, Bruce Banner et al. *Serviços públicos no Brasil: mudanças e perspectivas*. São Paulo: Edgard Blücher, 1996.
- KIRSCHEN, Daniel; STRBAC, Goran. *Fundamentals of power system economics*. Chichester: John Wiley and Sons, 2004.
- LANDAU, Elena (org.). *Regulação jurídica do setor elétrico*. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2006.



- LANDAU, Elena; SAMPAIO, Patrícia. *O setor elétrico em uma visão introdutória*. In: \_\_\_\_\_ (org.). *Regulação jurídica do setor elétrico*. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2006.
- LEITE, Antônio Dias. *A energia do Brasil*. 2. ed. rev. ampl. Rio de Janeiro: Elsevier, 2007.
- LOUREIRO, Luiz Gustavo Kaercher. *Introdução ao regime jurídico da indústria elétrica: premissas gerais*. *Revista de Direito da Universidade de Santa Cruz do Sul*, Santa Cruz do Sul, n. 28, p. 156, jul./dez. 2007.
- MEDEIROS, Reginaldo Almeida. *O capital privado na reestruturação do setor elétrico brasileiro*. São Paulo: Departamento de Patrimônio Histórico, 1996.
- MME. *Modelo Institucional do Setor Elétrico*. Disponível em: <[www.mme.gov.br](http://www.mme.gov.br)>. Acesso em: 02/01/2011.
- NUSDEO, Fábio. *Curso de economia*. São Paulo: RT, 1997.
- PACHECO, Adriane Cristina Spicciati. *A contratação da compra e venda de energia elétrica pelas concessionárias de distribuição*. In: LANDAU, Elena (org.). *Regulação jurídica do setor elétrico*. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2006.
- PAIXÃO, Leonardo André. *Aspectos Institucionais do setor elétrico brasileiro*. In: DI PIETRO, Maria Sylvia Zanella (coord.). *Direito regulatório: temas polêmicos*. 2. ed. rev. e ampl. Belo Horizonte: Fórum, 2004.
- PIRES, Adriano; HOLTZ, Abel. *O 11 de Setembro do setor elétrico*. Disponível em: <<https://economia.estadao.com.br/noticias/geral,o-11-de-setembro-do-setor-eletrico-imp-932073>>. Acesso em: 20/03/2019.
- PIRES, José Claudio Linhares; PICCININI, Maurício Serrão. *Mecanismos de regulação tarifária do setor elétrico: a experiência internacional e o caso brasileiro*. Rio de Janeiro: BNDES, 1998.
- RIZÉRIO, Lara. *Um ano do 11 de setembro para o setor elétrico: relembre a MP 579*. Disponível em: <<https://www.infomoney.com.br/mercados/um-ano-do-11-de-setembro-para-o-setor-eletrico-relembre-a-mp-579/>> Acesso em: 20/03/2019.
- ROSA, Luiz Pingueli. *A crise energética: causas e medidas de mitigação*. In: BRANCO, Adriano Murgel (org.). *Política energética e crise de desenvolvimento*. São Paulo: Paz e Terra, 2002.
- SANCHES, Luiz Antonio Ugeda. *Curso de direito da energia – da história*. São Paulo: Instituto Geodireito, 2011. t. 1.

SCHIRATO, Vitor Rhein. *Geração de energia elétrica no Brasil: 15 anos fora do regime de serviço público*. Revista de Direito Público da Economia – RDPE, Belo Horizonte, a. 8, n. 31, jul./set. 2010.

SILVA, Edson Luiz. *Formação de preços em mercados de energia elétrica*. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 2001.

SUNDFELD, Carlos Ari. (org.) *Direito administrativo econômico*. São Paulo: Malheiros, 2000.

VARGAS, Getúlio. *Carta testamento*. Disponível em: <<http://cpdoc.fgv.br/producao/dossies/AEraVargas2/artigos/AlemDaVida/CartaTestamento>>. Acesso em 19/04/2013.

WALTENBERG, David A. M. *O Direito da energia elétrica e a ANEEL*. In: SUNDFELD, Carlos Ari. (org.) *Direito administrativo econômico*. São Paulo: Malheiros, 2000.

WENGLER, John. *Managing energy risk: a nontechnical guide to markets and trading*. Tulsa: PennWell Books, 2001.

## **Biografia Do Autor**

**Gabriel Jamur Gomes** é Mestre em direito pela UFPR e Doutorando na UnB. Professor de Direito Privado na UnB. Advogado (2006) no escritório Xavier Vianna Bockmann Moreira (XVBM) em Curitiba e Brasília. Possui experiência em assessoria jurídica consultiva e contenciosa especialmente em infraestrutura nos setores energia, saneamento e rodovias. Membro da Comissão Especial de Saneamento, Recursos Hídricos e Sustentabilidade da OAB/Federal e da Sociedade Brasileira de Planejamento Energético (SBPE).

LinkedIn: [linkedin.com/in/gabrieljamur/](https://www.linkedin.com/in/gabrieljamur/)

Email: [gabriel@xvbm.com.br](mailto:gabriel@xvbm.com.br) | [gabrieljamur@outlook.com](mailto:gabrieljamur@outlook.com)

## CAPÍTULO XIV

### **Os aspectos técnicos, ecológicos e econômicos das minicentrals hidrelétricas como vantagens competitivas no âmbito da geração distribuída de energia no Brasil: um estudo de caso no Estado do Goiás**

GUSTAVO ANDRÉ SANTANA DE SÁ<sup>1</sup>

PEDRO MAGALHÃES SOBRINHO<sup>2</sup>

ANDREAS NASCIMENTO<sup>3</sup>

**Resumo:** A crescente demanda por energia elétrica e as preocupações inerentes às fontes geradoras que sejam capazes de atendê-las, com qualidade, quantidade e seguindo os padrões de sustentabilidade ambiental necessários, certamente devem fazer parte dos estudos de prospecção de potenciais elétricos e do planejamento estratégico para gestão de melhorias. Neste contexto, a implantação de centrais hidrelétricas de pequeno porte tem papel fundamental e amplamente conhecido, cujas vantagens estão relacionadas principalmente aos quesitos ambientais e técnicos, por se tratar de um tipo de empreendimento cujos trâmites para licenciamento ambiental são menos burocráticos e, igualmente, os processos de construção e entrega da energia gerada podem ser realizados no âmbito da geração distribuída, ou seja, o mais junto à carga possível. Já no quesito econômico, mesmo que a questão do investimento necessário à sua implantação possua um viés de cálculo já consolidado junto ao mercado, as centrais hidrelétricas de pequeno porte necessitam de um enquadramento comercial desenvolvido sob medida para que o empreendedor seja capaz de reverter o investimento em lucros com a venda de energia. Assim sendo, este artigo apresenta o estudo de caso da prospecção de uma minicentral geradora hidrelétrica em uma propriedade rural na cidade de Cocalzinho do Goiás/GO, apresentando todo o processo de prospecção desenvolvido conforme as diretrizes da ELETROBRAS, incluindo proposta de mecanização e *layouts* para implantação, bem como uma proposta inovadora para a comercialização da energia utilizando-se das vantagens da geração distribuída - GD.

Como resultado, além da configuração completa e dos referidos *layouts* sugeridos para a minicentral hidrelétrica, já considerando os quesitos técnicos e ambientais, o artigo apresenta resultados otimistas quanto à proposta de comercialização da energia gerada na modalidade de unidade consumidora. Dessa forma, pautada nas Resoluções 482/12 e 687/15 da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, tal comercialização no âmbito da geração distribuída mostrou-se de 3 à 5 vezes mais vantajosa do que a venda de energia no mercado regulado (geração centralizada), contribuindo para que o tempo de retorno do investimento seja entre 3 à 5 anos, conforme cada cenário avaliado.

**Palavras-Chave:** Minicentrals Hidrelétricas; Energia Renovável; Geração Distribuída; Novos modelos de Negócios; Vantagens Competitivas.

---

<sup>1</sup> UNESP

<sup>2</sup> UNESP

<sup>3</sup> UFES

## **Introdução**

O aumento da demanda por energia elétrica certamente é um tema que permeia as preocupações de toda a sociedade, tanto pela questão da disponibilidade quanto pelas questões socioambientais envolvidas, cujos custos vinculados refletem não somente a elaboração de projetos e implantação dos empreendimentos, mas também a certeza de que todos os processos sejam desenvolvidos com o mínimo impacto ambiental negativo possível.

Conforme Corrêa (2008), o potencial hidráulico é proporcionado pela vazão e pela concentração dos desníveis existentes ao longo de um rio. Isto pode dar-se de uma forma natural, quando o desnível está concentrado numa cachoeira; através de uma barragem, quando pequenos desníveis são concentrados na altura da barragem ou através de desvio do rio de seu leito natural, concentrando-se os pequenos desníveis nesses desvios.

Ao retratar as pequenas centrais hidrelétricas como empreendimentos capazes de atender as demandas técnicas e socioeconômicas, Fontes (2010) afirma que:

“aliado a incentivos fiscais, o tempo de execução do empreendimento e os danos ambientais, as pequenas centrais hidrelétricas se fortalecem com opção de energia elétrica em detrimento das grandes centrais, pois como afirmando ao longo do trabalho possuem menor proporção de dano no impacto ambiental (FONTES, 2010).”

De acordo com Tiago Filho et al (2006), as microcentrais hidrelétricas constituem-se como uma concepção diferente e mais simples das pequenas centrais hidrelétricas - PCH, o que faz com que as ações necessárias para sua implementação sejam diferentes em relação às centrais de maior porte. Neste sentido é possível elencar também as minicentrals como diferenciadas, tanto no quesito meio ambiente como no quesito técnico, dado sua baixa complexidade quando comparadas às grandes centrais geradoras hidrelétricas.

Pautado nos quesitos técnicos, econômicos e ambientais que tornam a implantação de um empreendimento do porte de uma minicentral hidrelétrica uma alternativa viável, este artigo apresenta um estudo de viabilidade para a implantação de uma central geradora hidrelétrica conforme as diretrizes para estudos e projetos de pequenas centrais hidrelétricas da ELETROBRAS (1997), cuja área pertencente à uma propriedade rural particular encontra-se no rio Oliveira Costa, na cidade de Cocalzinho de Goiás, no estado de Goiás, Brasil, conforme apresentado na Figura 1.



Figura 1 – Localização da área de estudo (Fonte: Adaptado de MARCUZZO, 2017)

Seguindo tais premissas, para a realização do presente estudo foram abordados os seguintes aspectos:

- Estudo topográfico da região do aproveitamento;
- Estudo hidrológico do curso d'água;
- Estudo hidroenergético para o local do aproveitamento;
- Elaboração de arranjo preliminar da central geradora;
- Análise qualitativa e quantitativa dos materiais de construção e;
- Estimativa de custos para a instalação da central.

Conforme cita o Professor Zulcy de Souza (1992), o impacto ambiental proveniente de uma central hidrelétrica no ecossistema deve ser avaliado no local, antes de qualquer tomada de decisão sobre a viabilidade do empreendimento, de seu arranjo final e sua operacionalidade (SOUZA, 1992).

De tal forma que, visando a questão da comercialização da energia elétrica gerada pela central geradora, será avaliado um cenário de comercialização no âmbito da geração distribuída de energia, através de um dos modelos de negócios inovadores no Brasil e somente possíveis a partir da publicação das normas 482/12 (ANEEL, 2012) e 687/15 (ANEEL, 2015) da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Neste ponto, realiza-se ainda uma comparação no quesito remuneração pela energia gerada com outra unidade geradora hidrelétrica localizada em Brasília/DF, conforme estudo de Sá et al (2017).

## **1. Objetivos**

O objetivo central desta pesquisa é avaliar a viabilidade técnica, econômica e ambiental da implantação de uma minicentral geradora hidrelétrica na área de estudo.

## **2. Metodologia**

Segundo Faria (2011), a prospecção de pequenas centrais hidrelétricas consiste na análise preliminar das características da bacia hidrográfica, quanto aos aspectos topográficos, hidrológicos, geológicos e ambientais, no sentido de verificar sua vocação hidroenergética. De tal forma que, para avaliar tal vocação procedeu-se com as avaliações que seguem:

### **2.1 Coleta de dados cartográficos e topográficos**

As coordenadas geográficas do aproveitamento (barragem e casa de máquinas) foram coletadas utilizando o equipamento DGPS (Diferential Global Position System). O Sistema DGPS consegue fornecer informações precisas ao usuário a respeito de sua localização através do emprego de estações base ou de referência fixas em terra. Estas estações, cujas coordenadas são conhecidas, monitoram os satélites visíveis em tempo

integral e repassam os valores corrigidos aos receptores GPS que estão ao alcance. A Figura 2 abaixo representa o funcionamento de um DGPS.

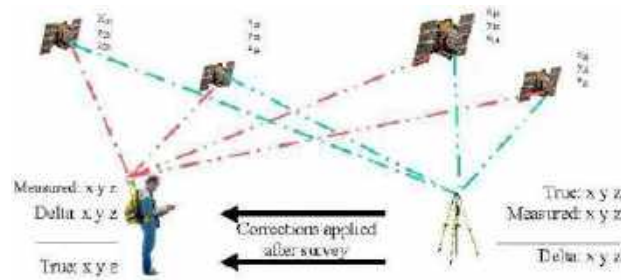


Figura 2 – Esquema de funcionamento do DGPS (Fonte: ARDUSIMPLE, 2018)

Os valores corrigidos são calculados da seguinte forma: a estação móvel recebe suas coordenadas por meio de satélites visíveis. Os valores recebidos, por diversos fatores, possuem erros e são comparados com as coordenadas reais (conhecidas) da base. Após um equacionamento matemático do próprio aparelho, dá-se a correção.

Dessa forma, foi possível obter as coordenadas do barramento para o aproveitamento em estudo. Essas coordenadas estão referenciadas no datum SAD 69, usualmente utilizado em levantamentos topográficos e estão apresentadas na Tabela 1 a seguir:

Tabela 1 – Localização do aproveitamento

| LOCAL       | UTM NORTE [M] | UTM ESTE [M] | LATITUDE       | LONGITUDE      |
|-------------|---------------|--------------|----------------|----------------|
| NA Montante | 8.273.446,685 | 743.452,360  | 15° 36' 18,19" | 48° 43' 46,17" |
| NA Jusante  | 8.274.468,980 | 744.441,482  | 15° 35' 44,60" | 48° 43' 13,35" |

A seguir é apresentado na Figura 3 um mapa rodoviário indicando os acessos ao município de Cocalzinho de Goiás, cuja área de interesse encontra-se situada às margens do rio Oliveira Costa, objeto de estudo desse artigo.

*Os aspectos técnicos, ecológicos e econômicos das minicentrals hidrelétricas como vantagens competitivas no âmbito da geração distribuída de energia no Brasil: um estudo de caso no Estado do Goiás*

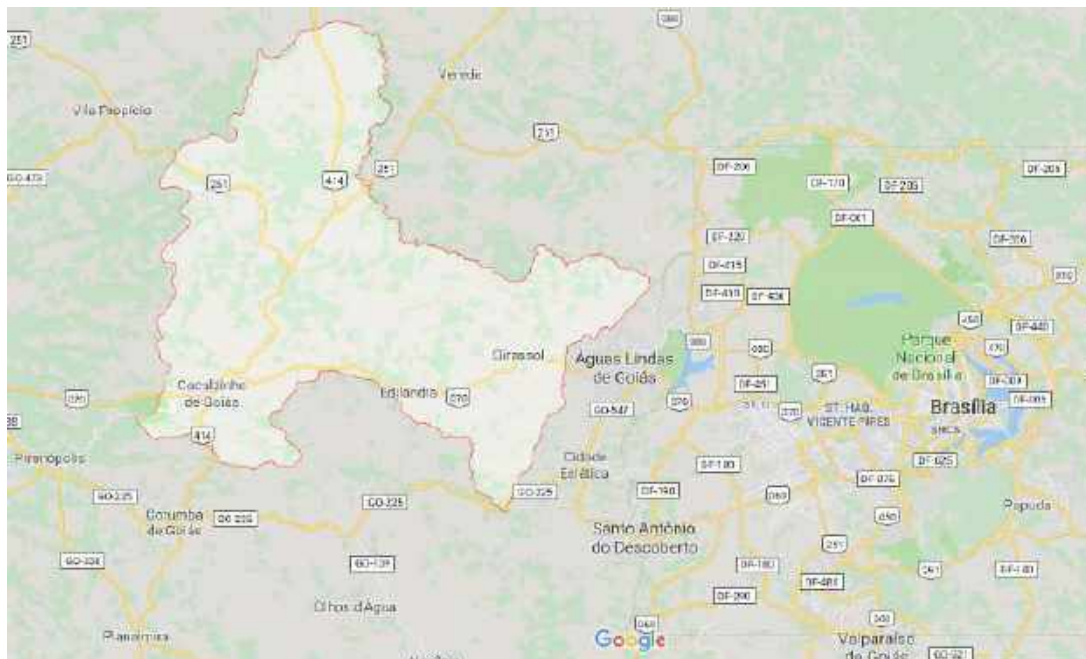


Figura 3 – Localização da cidade de Cocalzinho de Goiás/GO. (Fonte: Google Earth, 2018).

A área de drenagem foi determinada por planimetria computacional, utilizando-se tecnologia SRTM. Dessa forma, a Figura 4 mostra o contorno da área de drenagem para o local do aproveitamento sendo o valor total considerado para os estudos hidrológicos da central hidrelétrica de 124,77 km<sup>2</sup>.

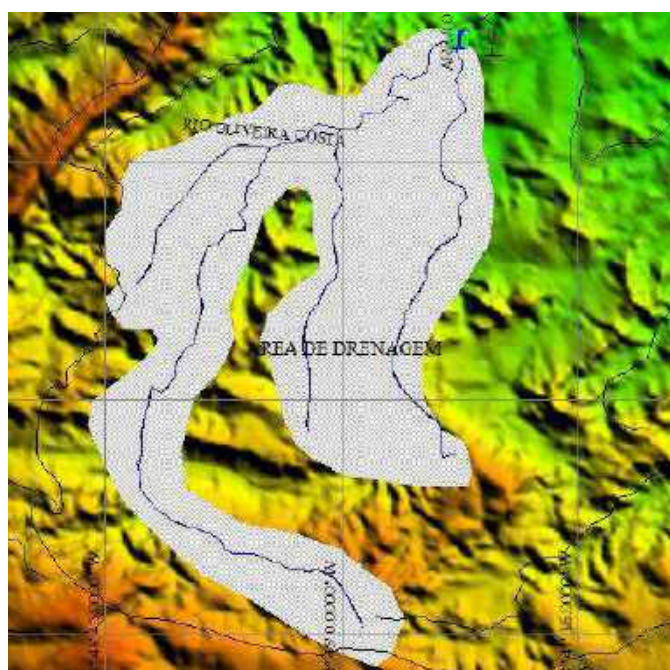


Figura 4 – Área de drenagem do ponto de estudo (Elaboração Própria)



A queda bruta disponível foi obtida usando-se o DGPS geodésico como mencionado anteriormente. As medições foram feitas a partir do nível d'água - NA, de modo que o desnível obtido representa apenas a queda natural, não considerando nesse caso a altura da barragem. Os valores de cotas altimétricas encontradas são mostrados na Tabela 2 a seguir.

Tabela 2 – Cotas obtidas através da medição com DGPS

| LOCAL                      | COTA [m] |
|----------------------------|----------|
| NA montante                | 730,99   |
| NA Jusante (canal de fuga) | 709,16   |

Foi considerada uma barragem de 6,00 metros de altura máxima, contados a partir do leito do rio, que será construída para abrigar as estruturas da tomada d'água e do início do canal de adução. Dessa forma, a cota normal de montante considerada para o aproveitamento é de 735,00 metros. Assim, a queda bruta foi obtida pela diferença entre os níveis d'água da barragem e canal de fuga. O valor obtido é 25,84 metros.

## 2.2 Estudos hidrológicos

Os estudos hidrológicos para o local do aproveitamento foram baseados na regionalização de vazões e correlação entre as estações fluviométricas mostradas na tabela 3.

As estações fluviométricas têm por finalidade medir o nível de uma determinada seção de um curso d'água, com o objetivo de determinar o volume de água escoada na unidade de tempo nesta seção. Estas consistem da instalação de réguas graduadas, escalonadas, ao longo da margem, de tal modo que um observador possa realizar as leituras de cota do rio. A Figura 5 apresenta uma estação fluviométrica típica, composta de 5 réguas graduadas.



Figura 5 – Exemplo de Estação fluviométrica típica, composta por 5 réguas limnimétricas (ANA, [])

Na escolha das estações fluviométricas para a realização dos estudos hidrológicos, buscam-se estações próximas do local em estudo, com distâncias de até 100 km, e de preferência, que pertençam ao mesmo curso d'água em estudo. Outras características também são levadas em consideração, como vazões específicas [ $Q_{esp}$  ( $m^3/s.km^2$ )] similares, e características de homogeneidade entre a sub-bacia com dados disponíveis e a sub-bacia definida pelo empreendimento. Para o estudo hidrológico em questão, foram selecionadas as estações fluviométricas mostradas na Tabela 3, que apresentam dados de medição consistentes.

Tabela 3 – Estações fluviométricas selecionadas para o estudo hidrológico (ANA, 2009)

| Estação                   | Código   | Vazão Média de Longo Termo [ $m^3/s$ ] | Área de Drenagem [ $km^2$ ] | Vazão Específica [ $m^3/s.km^2$ ] |
|---------------------------|----------|--|-----------------------------|-----------------------------------|
| Arelas                    | 60433000 | 20,97                                  | 1100,00                     | 0,0191                            |
| Brazilândia               | 60434500 | 0,36                                   | 21,30                       | 0,0170                            |
| Jaraguá                   | 20100000 | 33,47                                  | 1970,00                     | 0,0170                            |
| Ponte Anápolis - Brasília | 60430000 | 34,13                                  | 1650,00                     | 0,0207                            |
| Ribeirão das Antas        | 60432000 | 5,91                                   | 223,00                      | 0,0265                            |

Para o rio Oliveira Costa não consta a existência de estação fluviométrica que permita a obtenção direta de dados de vazão para o local do aproveitamento hidrelétrico. Desta forma, a caracterização do potencial hídrico de superfície do rio foi determinada por meio de um método indireto. O método adotado foi o estudo de regionalização de vazões médias de longo termo, utilizando dados de estações fluviométricas existentes nas bacias vizinhas.

A Figura 6 mostra o estudo de regionalização, efetuada para a região em estudo. As estações fluviométricas utilizadas são mostradas na Tabela 3.

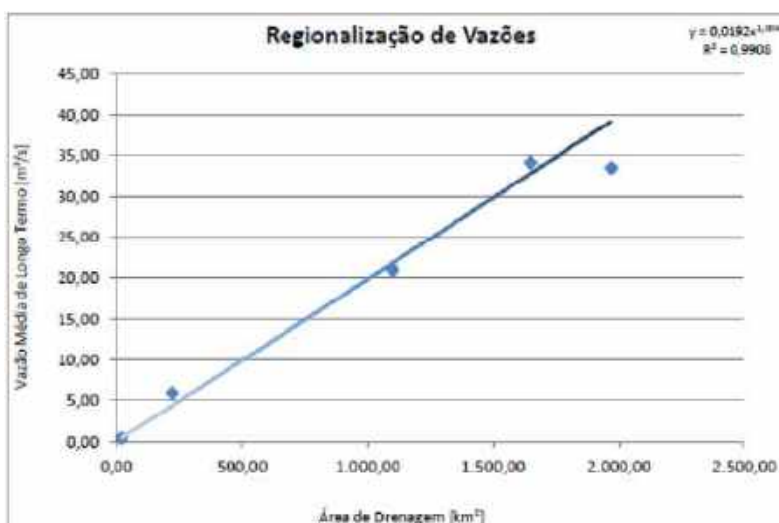


Figura 6 – Regionalização de vazões para obtenção da série histórica

Foi adicionada uma linha de tendência para a regionalização elaborada, de forma à obter-se a vazão para o local do aproveitamento, e desta forma, se verificar, através de comparação entre os dados obtidos, qual a estação fluviométrica que melhor se adequa para a obtenção de uma série histórica de vazões para o referido curso d'água.

Desta forma, considerando-se a área de drenagem do local do aproveitamento, obtém-se, através da equação mostrada acima, o valor de vazão de 2,44 m³/s. Comparando-se as estações fluviométricas selecionadas para o estudo com as características do local do aproveitamento (área de drenagem semelhante, altitude), a estação fluviométrica Ribeirão das Antas foi escolhida para a obtenção da série histórica, que será transposta para o eixo do aproveitamento.

Como a estação Ribeirão das Antas apresenta algumas falhas de observação, foi necessária a elaboração de correlações, para se determinar qual estação fluviométrica é mais adequada para efetuar o preenchimento das falhas. A seguir são apresentadas as correlações entre a estação fluviométrica Ribeirão das Antas com as demais estações fluviométricas (foram considerados apenas os mesmos períodos de observação para elaboração das correlações):

*Os aspectos técnicos, ecológicos e econômicos das minicentrals hidrelétricas como vantagens competitivas no âmbito da geração distribuída de energia no Brasil: um estudo de caso no Estado do Goiás*

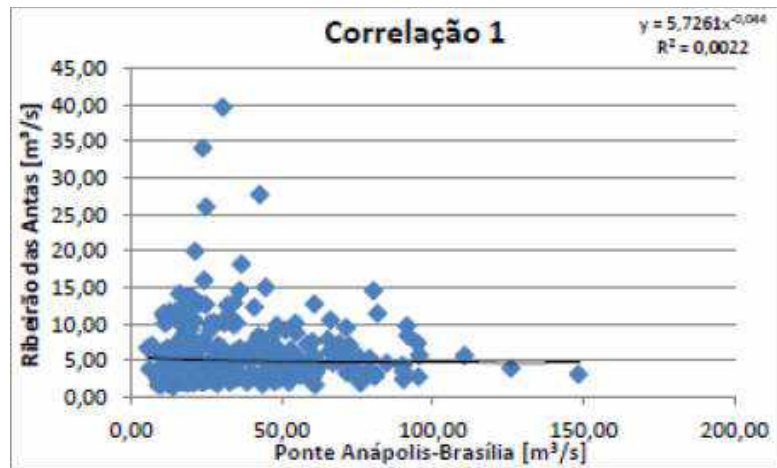


Figura 7 – Correlação E.F. Ribeirão das Antas X E.F. Ponte Anápolis-Brasília

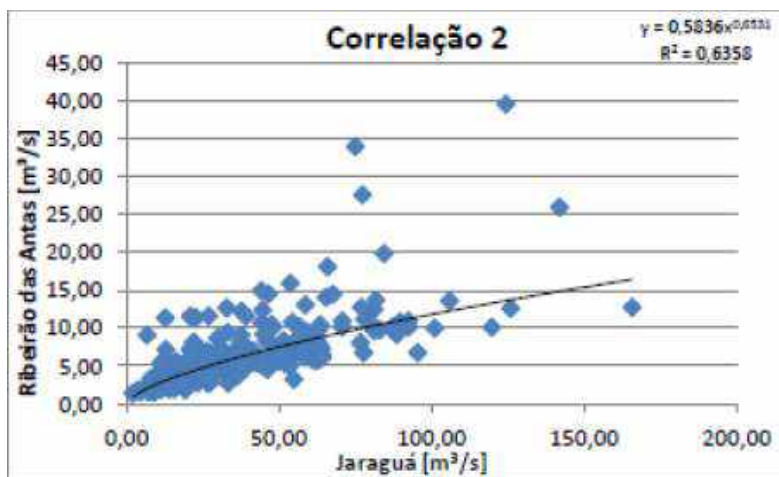


Figura 8 – Correlação E.F. Ribeirão das Antas X E.F. Areias

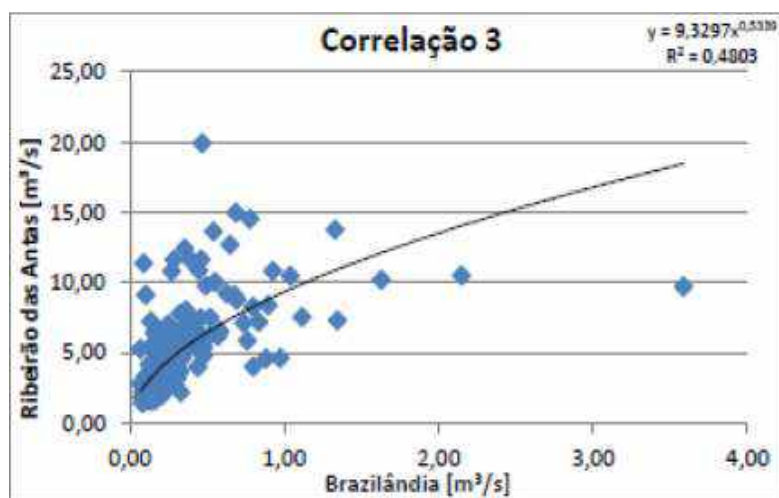


Figura 9 – Correlação E.F. Ribeirão das Antas X E.F. Areias

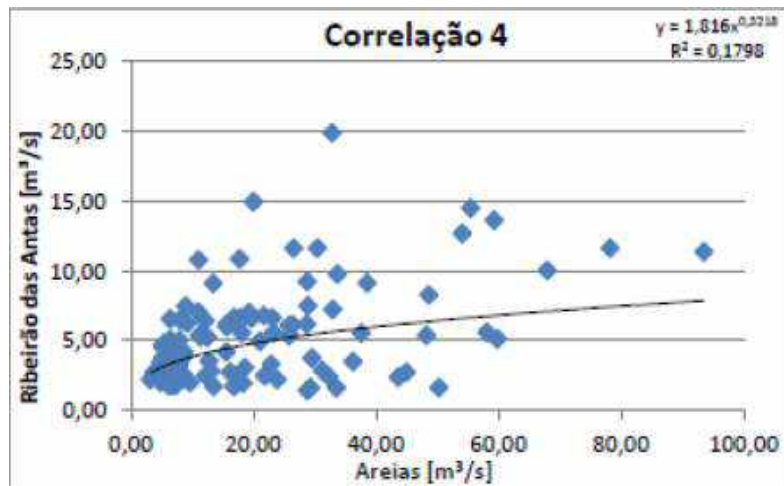


Figura 10 – Correlação E.F. Ribeirão das Antas X E.F. Areias

Conforme citado anteriormente, a estação fluviométrica Ribeirão das Antas apresenta algumas falhas de observação. Para o preenchimento dessas falhas utilizou-se a estação fluviométrica Jaraguá, visto que a referida estação apresenta a melhor correlação com a estação fluviométrica Ribeirão das Antas, minimizando os erros estatísticos vinculados ao estudo. Para o preenchimento das falhas da estação fluviométrica, aplicou-se a equação obtida através da correlação entre as estações Ribeirão das Antas e Jaraguá. Assim sendo foi avaliada a série histórica para a estação fluviométrica Ribeirão das Antas, onde alguns dados foram preenchidos através da correlação.

A série de vazões médias mensais para o rio Oliveira Costa no local do aproveitamento foi determinada usando uma relação de vazões médias mensais de longo termo entre esta seção e a estação fluviométrica Ribeirão das Antas e, como já mencionado anteriormente, a estação fluviométrica foi selecionada por pertencer a uma bacia vizinha a bacia do rio Oliveira Costa e, também, por esta estação possuir uma área de drenagem (223,00 km<sup>2</sup>) com valor próximo ao da área de drenagem do rio local do aproveitamento (124,77 km<sup>2</sup>).

A Figura 11 apresenta o fluviograma da estação fluviométrica Ribeirão das Antas preenchida no local do aproveitamento:

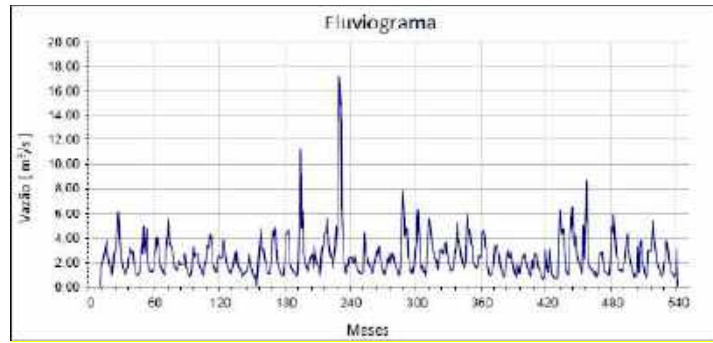


Figura 11 – Regime fluviométrico da estação fluviométrica Ribeirão das Antas Preenchida

Como pode ser observado, o regime fluviométrico apresenta uniformidade ao longo do período de dados registrados pela estação, apresentando apenas dois picos de vazão, que pode ser caracterizado como evento extremo. No restante do período de observação, as variações anuais são bem definidas de acordo com a variação climatológicas da região de estudo. Também a partir da série histórica obtida anteriormente, foi possível obter a curva de duração de vazões para o local do aproveitamento, representando os valores de vazão em função do tempo em forma de frequência.

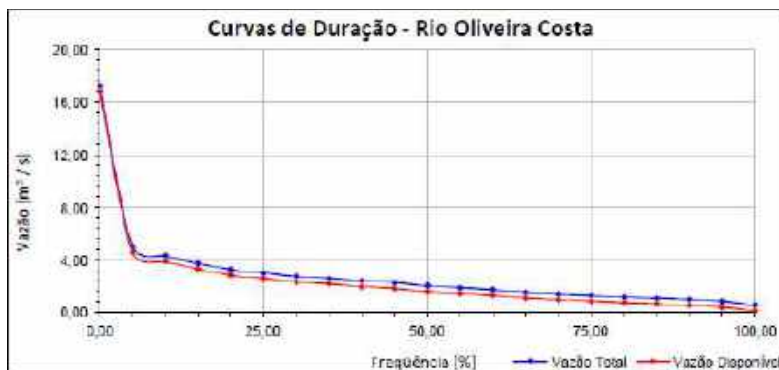


Figura 12 – Curva de duração da vazão total e da vazão disponível no local do aproveitamento

As vazões máximas e mínimas para o local foram determinadas, a partir dos registros diários da estação Ribeirão das Antas Preenchida com transposição para o local do barramento, usando métodos estatísticos. A vazão máxima foi calculada usando-se a equação de Gumbell, com um tempo de recorrência de 10 e 1.000 anos. Para o caso da vazão sanitária ou mínima, usou-se o critério da vazão com permanência de 95 % do

tempo. Os órgãos ambientais de Goiás estabelecem para a vazão ecológica 50% da Q95% (FIOREZE & OLIVEIRA, 2010).

As vazões máximas são importantes para verificação da capacidade do vertedouro para verter toda a água que não é turbinada na ocasião de eventos de cheia. As vazões mínimas são usadas para a determinação da vazão ecológica, isto é, a vazão mínima para o curso d'água no trecho entre a tomada d'água e o canal de fuga. Isso é feito de forma a garantir a sobrevivência da fauna aquática no trecho de vazão reduzida.

As figuras 13 e 14 apresentam, respectivamente, as curvas de vazões máximas e mínimas para o local do aproveitamento:

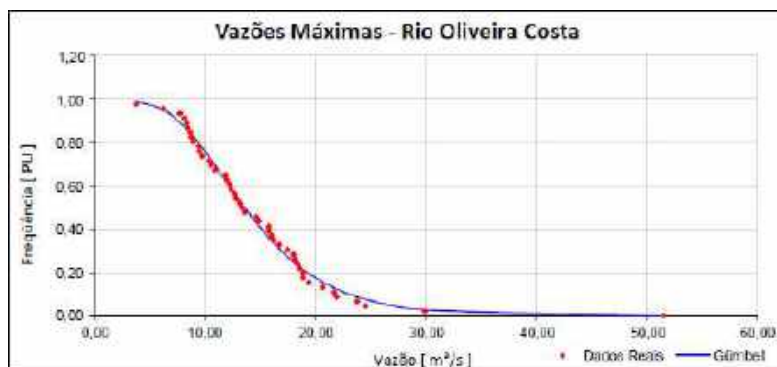


Figura 13 – Probabilidade de ocorrência das vazões máximas no local do aproveitamento

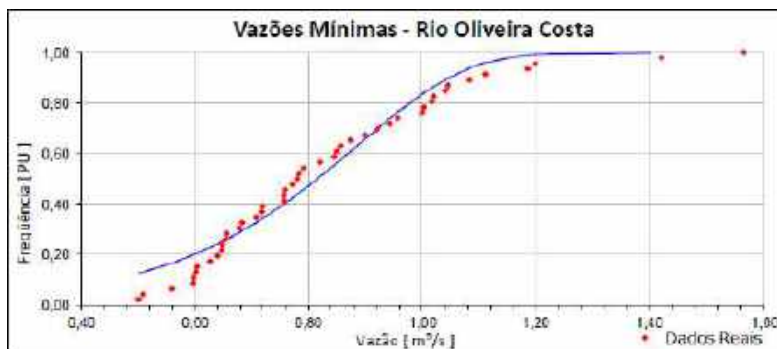


Figura 14 – Probabilidade de ocorrência das vazões mínimas no local do aproveitamento

A Tabela 4 a seguir, sintetiza os principais resultados obtidos através dos estudos hidrológicos conforme as diretrizes para estudos e projetos de pequenas centrais hidrelétricas da ELETROBRAS (1997):

Tabela 4 – Resumo dos estudos hidrológicos.



| VAZÕES CARACTERÍSTICAS   | SÍMBOLOS   | VALOR OBTIDO            |
|--------------------------|------------|-------------------------|
| Média de longo termo     | $Q_{MLT}$  | 2,44 m <sup>3</sup> /s  |
| Média mensal mínima      | $Q_{MIN}$  | 0,61 m <sup>3</sup> /s  |
| Média mensal máxima      | $Q_{MAX}$  | 17,24 m <sup>3</sup> /s |
| Média mensal firme (95%) | $Q_{95}$   | 0,88 m <sup>3</sup> /s  |
| Mínima de 7 dias         | $Q_{7/10}$ | 0,45 m <sup>3</sup> /s  |
| Ecológica (ou sanitária) | $Q_{ECO}$  | 0,44 m <sup>3</sup> /s  |
| De cheia (10 anos)       | $Q_{10}$   | 22,90 m <sup>3</sup> /s |
| De cheia (100 anos)      | $Q_{100}$  | 34,60 m <sup>3</sup> /s |
| De cheia (1000 anos)     | $Q_{1000}$ | 46,10 m <sup>3</sup> /s |
| Máxima diária registrada | $Q_{MD}$   | 31,65 m <sup>3</sup> /s |
| Mínima diária registrada | $Q_{mD}$   | 0,44 m <sup>3</sup> /s  |

### 2.3 Estudos hidroenergéticos

Com a disponibilidade hídrica determinada no capítulo anterior e a queda bruta medida, pode-se calcular agora, a potência a ser instalada e a energia a ser gerada, segundo as diretrizes para estudos e projetos de pequenas centrais hidrelétricas da ELETROBRAS (1997). Nessa fase do estudo a queda líquida será assumida como sendo 97% da queda bruta. A partir da definição do circuito de adução, esse valor deverá ser verificado, já que a porcentagem de perdas está diretamente ligada à cada acessório utilizado nos sistemas hidráulicos. A queda bruta medida, como já mostrado no item 3 do presente estudo, foi de 25,84 metros e a queda líquida considerada será de 25,06 metros.

Adotou-se para o rendimento das turbinas hidráulicas um valor de 90% e para o gerador elétrico 97,5% resultando um rendimento global de 87,75% para o grupo gerador, comum a equipamentos desse porte produzidos pelos fabricantes nacionais. A vazão de projeto e consequentemente a potência instalada foram fixadas baseando-se no critério simplificado da maximização do benefício líquido – CSMBL (NETO, 1992), conforme apresentado na Figura 15, que contém a curva de energia para a central hidrelétrica.



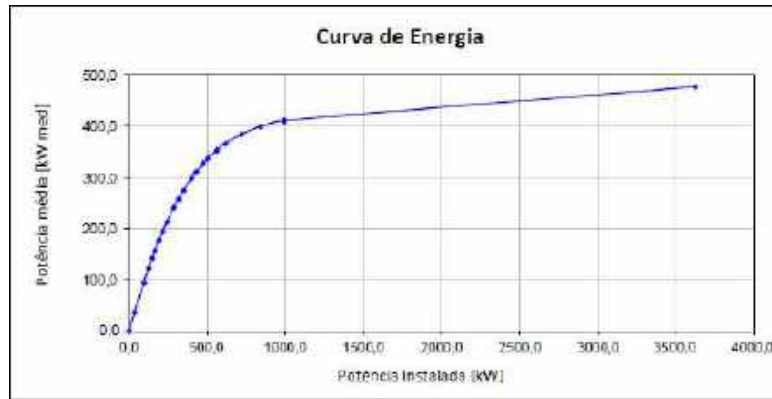


Figura 15 – Curva Energia para o aproveitamento

Seguindo as premissas das diretrizes da ELETROBRAS (1997) a energia elétrica a ser gerada foi calculada levando-se em consideração a variação das vazões ao longo do tempo, mas considerando um rendimento global constante. Da mesma forma, adotou-se para o cálculo da energia assegurada, um total de 400 horas de indisponibilidade forçada e 200 horas de indisponibilidade programada.

Para a obtenção do valor da vazão de projeto, também observou-se as diretrizes presentes no manual de PCH da Eletrobrás (1997), que determina que o fator de capacidade da central gire em torno de 55%. Assim, se considerarmos a vazão média de longo termo como vazão de projeto, 2,44 m<sup>3</sup>/s, o fator de capacidade da central estaria em torno de 64%. Elevando-se o valor da vazão turbinada para 3,10 m<sup>3</sup>/s, obtêm-se um fator de capacidade em torno de 55%, fixando-se dessa forma o valor da vazão de projeto. O cálculo da energia assegurada da central foi obtido segundo a portaria 463/09 da ANEEL (2009), que estabelece a seguinte fórmula para o cálculo:

$$EA = \left( \sum_{i=1}^n \min(Q_i - q_r) * 9,81 * (H_b - h) * \eta_{CG} \right) * (1 - TEIF) * (1 - IP) * \frac{1}{n * 1000}$$

Onde:

- EA – Energia Assegurada da central
- Q<sub>i</sub> – vazão média do mês i
- q<sub>r</sub> – vazão remanescente (sanitária)
- H<sub>b</sub> – altura de queda bruta
- h – altura correspondente às perdas hidráulicas
- GG – rendimento do grupo gerador

- TEIF – taxa equivalente a indisponibilidade forçada
- IP – indisponibilidade programada
- n – quantidade de meses do histórico de vazões

A Tabela 5 a seguir apresenta os resultados obtidos:

Tabela 5 – Resumo executivo dos resultados do estudo

| RESULTADOS          | UNIDADE           | APROVEITAMENTO |
|---------------------|-------------------|----------------|
| Vazão de projeto    | m <sup>3</sup> /s | 3,10           |
| Queda bruta         | m                 | 25,84          |
| Queda líquida       | m                 | 25,06          |
| Potência instalada  | MW                | 0,67           |
| Energia gerada      | MWh/ano           | 3.376,56       |
| Energia assegurada  | MWh/ano           | 3.214,67       |
| Fator de capacidade | %                 | 54,87          |

### 3. Resultados

#### 3.1 - Motorização sugerida

Dando continuidade ao seguimento das diretrizes do manual de prospecção de pequenas centrais hidrelétricas da Eletrobrás (1997), a definição do tipo de turbina e da quantidade de máquinas a serem instaladas deve ser estabelecida de modo que seja permitida uma operação flexível e com rendimentos elevados. Com a vazão de projeto calculada no capítulo anterior e com as informações sobre a queda líquida, determina-se o tipo mais adequado de turbina hidráulica para cada aproveitamento através do gráfico da Figura 16.

Procura-se utilizar equipamentos de rotação mais elevada para diminuir os custos do gerador elétrico, priorizando-se o acoplamento direto. Outra condicionante na seleção das turbinas é a altura máxima de sucção. Nesse caso, a preferência é por turbinas não afogadas. A quantidade de máquinas foi definida em função da vazão mínima a ser turbinada, não se permitindo operação em regiões com rendimento inferiores a 90% do rendimento nominal.

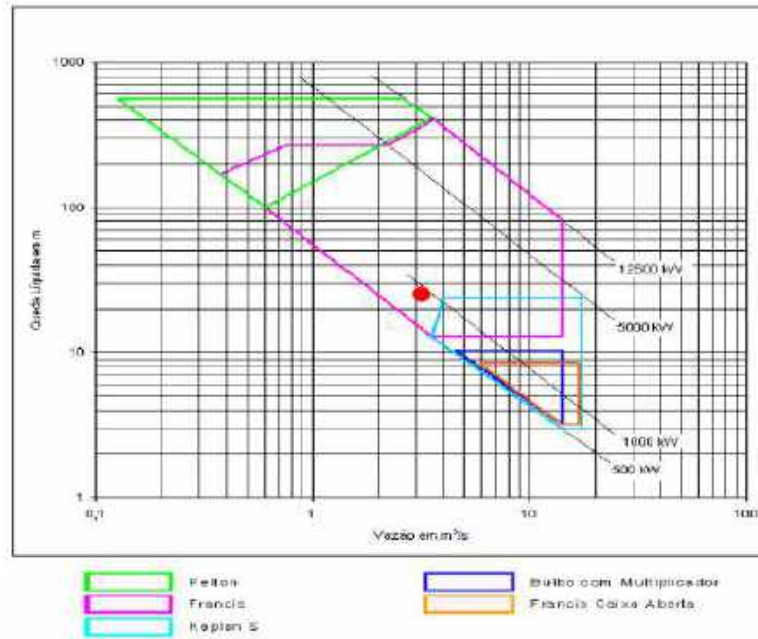


Figura 16 – Gráfico para seleção de turbinas hidráulicas (Fonte: Adaptado de ELETROBRAS, 1997)

Para as condições do aproveitamento em estudo, cuja vazão de projeto é igual a 3,10 m³/s e a queda líquida de 25,06 m, e através da observação do gráfico, é sugerido uma turbina tipo Francis de eixo horizontal com acoplamento direto ao gerador. As demais características calculadas para o grupo gerador estão apresentadas na Tabela 6 abaixo:

Tabela 6 – Especificações preliminares dos grupos geradores do aproveitamento

*Os aspectos técnicos, ecológicos e econômicos das minicentrals hidrelétricas como vantagens competitivas no âmbito da geração distribuída de energia no Brasil: um estudo de caso no Estado do Goiás*

| VARIÁVEIS                           | UNIDADES          | APROVEITAMENTO  |
|-------------------------------------|-------------------|-----------------|
| Número de turbinas                  | un                | 2               |
| Tipo de turbina                     | -                 | Francis simples |
| Rotação de cada turbina             | rpm               | 720             |
| nqa (rotação específica)            | -                 | 234,64          |
| Potência unitária nominal (turbina) | MW                | 0,35            |
| Altura máxima de sucção             | m                 | 4,66            |
| Vazão unitária                      | m <sup>3</sup> /s | 1,55            |
| Vazão mínima                        | m <sup>3</sup> /s | 1,08            |
| Acoplamento ao gerador              | Tipo              | Direto          |
| Potencia unitária nominal (gerador) | kVA               | 0,44            |
| Fator de potencia                   | -                 | 0,80            |
| Rotação de cada gerador             | rpm               | 720             |
| Número de pares de pólos do gerador | pp                | 5               |

### 3.2 - Estimativa de custos e análise econômica

Os custos referentes aos equipamentos hidromecânicos e eletromecânicos, isto é, turbinas, válvulas borboleta, geradores, painéis e seus acessórios foram obtidos a partir do estudo de Magalhães (2009), intitulado Estimação de Custos para Projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas, sendo mostrados na Tabela 7 a seguir:

Tabela 7 – Custos estimados para a implantação da CGH Oliveira Costa (MAGALHÃES, 2009)

| ESTRUTURA                                     | TIPO                                | CUSTO R\$    |
|---|-------------------------------------|--------------|
| Barragem                                      | CCR                                 | 472.500,00   |
| Tornada d'água                                | Concreto armado                     | 191.866,00   |
| Canal de adução                               | Escavado em rocha e revestido       | 418.670,00   |
| Câmara de carga                               | Concreto armado                     | 183.366,00   |
| Conduto Forçado / Blocos de apoio e ancoragem | Aço / Concreto armado               | 171.963,00   |
| Turbinas e válvulas                           | Francis simples                     | 952.687,00   |
| Geradores                                     | Gerador síncrono                    | 355.781,00   |
| Transformadores e Painéis                     | -                                   | 383.500,00   |
| Linhas de transmissão                         | 5,0 km de linhas trifásicas 13,8 kV | 450.000,00   |
| Custos ambientais                             | 3 % total obras civis               | 107.409,00   |
| Valor total estimado                          | -                                   | 3.687.742,00 |
| Custo R\$ / kW                                | -                                   | 5.504,09     |

Aos custos dos equipamentos hidromecânicos e eletromecânicos, que correspondem a cerca de 30% do valor total de implantação da central geradora em estudo, estão somados os custos das obras civis, tais como, sistema de adução, condutos forçados, casa de máquinas, linhas de transmissão, e outras despesas como licenciamento ambiental e custos de engenharia e de projeto. Desse modo estima-se um custo de R\$ 3.687.742,00 para a CGH Oliveira Costa, com custos de R\$ 5.504,09 por kW instalado.

### 3.3 - Avaliações em campo e arranjos sugeridos

Ao desenvolver as avaliações em campo, conforme descrito no item 3 deste estudo, pode-se avaliar pontos para locação dos arranjos necessários à construção da central geradora hidrelétrica em comento. A figura 17 a seguir apresenta uma imagem do local avaliado para a localização da casa de máquinas e bacia de dissipação da referida central hidrelétrica:



Figura 17: Local avaliado para a implantação da casa de máquinas e bacia de dissipação

Da mesma forma, apresenta-se na figura 18 o local avaliado dentro da área de estudo para a implantação do barramento, sendo importante destacar que a função deste não será a de acumulação de água e sim a regularização da vazão de adução para a utilização pela central geradora hidrelétrica (ELETROBRAS, 1997).





Figura 18: Local avaliado para o barramento (Fonte: Arquivo pessoal do autor)

Uma vez avaliado o posicionamento para a casa de máquinas e barramento, pôde-se elaborar um esboço esquemático com todos os componentes da central geradora em estudo, o qual é apresentado na figura 19 abaixo:

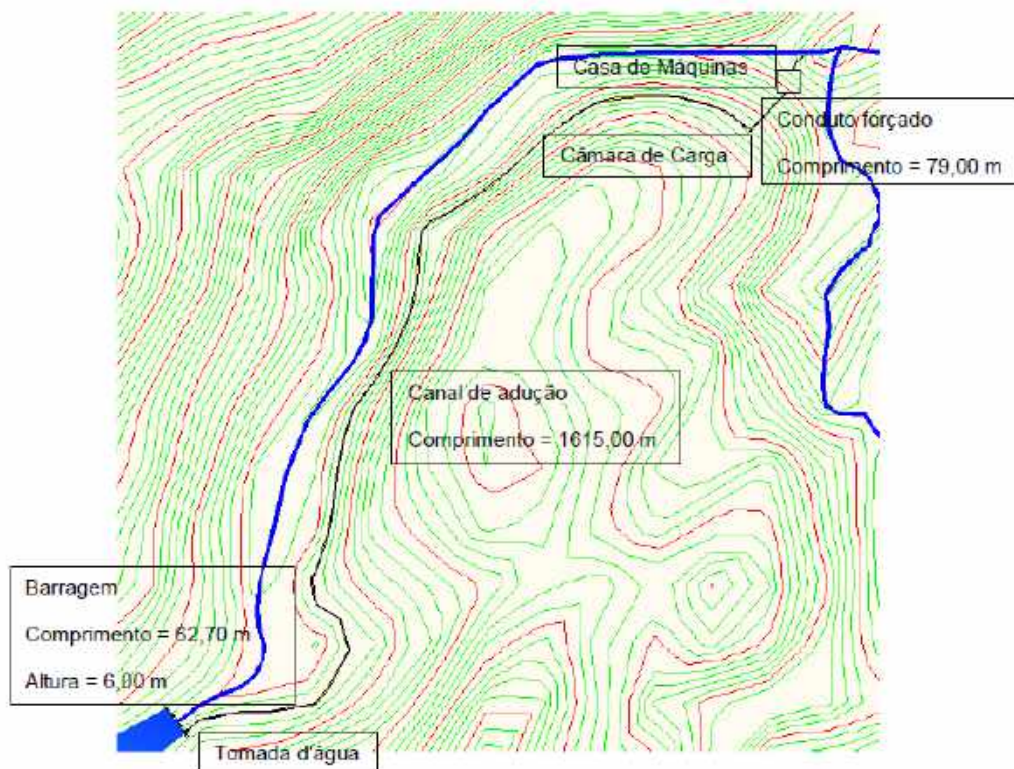


Figura 19: Arranjo esquemático da central geradora hidrelétrica

Conforme o arranjo avaliado pelo estudo, o conduto forçado terá um comprimento médio de 79 metros, correspondente ao trecho da câmara de carga até a casa de máquinas (Fig. 19). Para o canal de adução, cuja locação é visualizada na figura 19 entre o barramento e a câmara de carga, o comprimento médio total será de 1.615 metros. Já para o barramento, calcula-se as dimensões de altura em 6 metros, com um comprimento de 62,7 metros (ELETROBRAS, 2017).

### **3.4 - Proposta de comercialização da energia gerada**

Conforme apresentado no estudo hidroenergético (item 3) a potência total instalada da central geradora hidrelétrica será de 0,67 MW, podendo enquadrar-se como minigeração distribuída, conforme Art. 2º da Resolução 482/12 da ANEEL:

II - Minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5MW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. (ANEEL, 2012)

Assim sendo e, conforme as referidas resoluções 482/12 (ANEEL, 2012) e 687/15 (ANEEL, 2015), o empreendimento em questão poderá solicitar acesso ao sistema de distribuição local como uma unidade consumidora, a qual estará vinculada ao CPF ou CNPJ do proprietário rural e desfrutará do sistema de compensação de energia elétrica, em conformidade com a Resolução 687/15 da ANEEL:

III - sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e

posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa; (ANEEL, 2015)

Posteriormente às etapas que tratam da formalização da inserção da energia gerada na rede de distribuição local e consequente emissão dos créditos de energia para a unidade consumidora à qual a minicentral hidrelétrica estará vinculada, o proprietário poderá aderir à forma de contrato de locação dos equipamentos de geração de energia, neste caso a referida minicentral, para uma cooperativa ou consórcio de geração de energia (ANEEL, 2012), transferindo ao arrendatário dos equipamentos não somente a titularidade da unidade consumidora junto à concessionária local, mas também os créditos de energia vinculados à mesma:

VII – geração compartilhada: caracterizada pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada (ANEEL, 2012).

Desta forma o proprietário da minicentral geradora hidrelétrica não estaria vendendo energia elétrica ao consumidor cativo (ANEEL, [ ]), o que lhe é proibido, mas sim realizando a locação de equipamentos de geração de energia para uma entidade reconhecida e autorizada pela resolução 482/12 da própria ANEEL (2012). A proibição da venda de energia por unidade monetária (R\$/kWh) é regulada pela Resolução 687/15 da ANEEL (2015), como segue:

“Art. 6-A A distribuidora não pode incluir os consumidores no sistema de compensação de energia elétrica nos casos em que for detectado, no documento que comprova a posse ou propriedade do imóvel onde se encontra



instalada a microgeração ou minigeração distribuída, que o consumidor tenha alugado ou arrendado terrenos, lotes e propriedades em condições nas quais **o valor do aluguel** ou do arrendamento **se dê em reais por unidade de energia elétrica**”

Quanto à remuneração do empreendedor, o aluguel do potencial instalado da geração hidrelétrica (kW) ao arrendatário que lhe pagará um valor fixo mensal para poder usar os equipamentos da geração e produzir a própria energia hidrelétrica, independente da quantidade gerada (kWh), torna-se legalmente aceito pela agência reguladora, conforme ofícios nº 0275/2016-SRD-SGT-SRM-SCG/ANEEL e nº 0284/2016-SRD/ANEEL (ANEEL, 2016). Dessa forma é possível criar um cenário para o mecanismo de remuneração proposto pelo estudo, considerando o valor da tarifa de aplicação pela concessionária do estado do Goiás para o subgrupo B1, na modalidade branca e classe residencial, que é de R\$ 0,54173 e não inclui ICMS, PIS, COFINS (ANEEL, 2018).

O modelo de negócios proposto pelo estudo em comento, avalia que o valor contratual mensal a ser cobrado do arrendatário (cooperativa ou consórcio), embora haja a proibição de cobrança de energia por unidade monetária, seja calculado para fins de fluxo de caixa do investidor e inclua um desconto de 20 à 30% para cada kwh compensado como crédito pelo arrendatário, ou seja, o equipamento locado ao arrendatário lhe produzirá uma quantidade de energia mínima, garantida por contrato de performance, que permitirá comparar os custos entre a energia proveniente da concessionária e da minicentral, onde tal diferença deve girar em torno dos 20 à 30% de redução no custo. Dessa forma, a cooperativa ou consórcio teria viabilidade para compartilhar os créditos de energia com seus associados ofertando um desconto inferior, o que ainda sim lhes garantiria uma redução em suas contas de energia.

Tabela 8 – Resumo dos cenários da receita, custo e lucro bruto da locação da minicentral hidrelétrica

*Os aspectos técnicos, ecológicos e econômicos das minicentrals hidrelétricas como vantagens competitivas no âmbito da geração distribuída de energia no Brasil: um estudo de caso no Estado do Goiás*

| CENÁRIO | ESTIMATIVA DE GERAÇÃO DE ENERGIA (MWh/mês) | RECEITA MENSAL PELO ALUGUEL DA USINA | TARIFA APLICADA PELA CONCESSIONÁRIA POR kWh | CUSTO DA GERAÇÃO PRÓPRIA POR kWh | ECONOMIA PROPORCIONADA AO ARRENDATÁRIO | CUSTO MENSAL DE O&M | LUCRO BRUTO MENSAL DO ALUGUEL DA USINA |
|---------|--|--------------------------------------|---|----------------------------------|--|---------------------|--|
| 1       | 268  | R\$ 115.776,00                       | R\$ 0,54                                    | R\$ 0,43                         | 20%                                    | R\$ 9.219,35        | R\$ 106.556,65                         |
| 2       | 268  | R\$ 101.304,00                       | R\$ 0,54                                    | R\$ 0,38                         | 30%                                    | R\$ 9.219,35        | R\$ 92.084,65                          |
| 3       | 268  | R\$ 72.360,00                        | R\$ 0,54                                    | R\$ 0,27                         | 50%                                    | R\$ 9.219,35        | R\$ 63.140,65                          |

Como resultado da análise financeira, a tabela 8 acima apresenta três cenários que demonstram o lucro bruto mensal da locação vinculado à economia com as contas de energia que é proporcionada ao arrendatário da usina, quando comparados os custos da energia fornecida pela concessionária e pela geração própria. O valor do lucro bruto mensal foi obtido de forma a subtrair-se da receita mensal o custo de operação e manutenção – O&M, estimado em 3% ao ano do valor total do investimento (tabela 11 – Custo em R\$/kW instalado), conforme metodologia de Braga (2014).

Para cada cenário ofertou-se uma vantagem diferenciada para o arrendatário, a qual é inversamente proporcional ao faturamento do empreendedor. Como o custo bruto total do investimento pode ser calculado conforme dados da Tabela 11, multiplicando-se a potência instalada total (0,67 MW) pelo valor de R\$ 5.504,09 (MAGALHÃES, 2009), tem-se um investimento total de R\$ 3.687.740,30. Assim é possível calcular-se um valor de *payback* bruto, no qual ressalta-se não existe a incidência de impostos ou taxas de quaisquer magnitude, a não ser aqueles justificados no estudo (custos de O&M).

Tabela 9 – Lucro bruto anual e *payback* bruto para cada cenário do estudo

| CENÁRIO | LUCRO BRUTO ANUAL | PAYBACK BRUTO (ANOS) |
|---------|-------------------|----------------------|
| 1       | R\$ 1.278.679,79  | 2,9                  |
| 2       | R\$ 1.105.015,79  | 3,3                  |
| 3       | R\$ 757.687,79    | 4,9                  |

Finalmente, o estudo avalia que o cenário 2 da tabela 9 apresenta um valor de *payback* bruto atrativo, pelo fato de que tanto o empreendedor se beneficiaria com a renda auferida pela locação, como também o arrendatário (cooperativa ou consórcio) teria um benefício médio de 30% sobre o valor da energia que normalmente pagaria à concessionária local, podendo repassar integralmente ou em cotas à seus associados, gerando assim fonte de renda para a continuação de suas atividades associativas. Ainda no quesito econômico, cabe a comparação entre a produção e venda de energia entre a

CGH em estudo, cuja potência média instalada é de 0,67 MW e o valor da energia negociada pelo método proposto chegaria à R\$ 432/MWh, com uma PCH de 30 MW retratada pelo estudo de Sá et al (2017), onde a energia média foi vendida no mercado regulado por cerca de R\$ 81,09/MWh no ano de 2010 em contratos de longo prazo que encontram-se em vigência até a data atual.

Quadro 1 – Comparação entre os valores brutos de geração e venda de energia pelo cenário 1

| Geração e venda de energia pela PCH de 30 MW instados<br>Mercado Regulado - Geração Centralizada         |                               |                               |                                |
|--|-------------------------------|-------------------------------|--------------------------------|
| ANO  | Geração média mensal(MWh/mês) | Lucro líquido anual (Mil R\$) | Preço médio de venda (R\$/MWh) |
| 2010   | 107.171,76                    | R\$ 8.691.000,00              | R\$ 81,09                      |
| Geração e venda de energia pela CGH de 0.67 MW instados<br>Locação de equipamentos - Geração Distribuída |                               |                               |                                |
| ANO  | Geração média mensal(MWh/mês) | Lucro líquido anual (Mil R\$) | Preço médio de venda (R\$/MWh) |
| 2019   | 3.216,00                      | R\$ 1.389.312,00              | R\$ 432,00                     |

Seguindo os valores apresentado no quadro 1 acima é possível avaliar os demais cenários propostos para a locação da pequena usina hidrelétrica, onde a comparação entre tais valores e a vantagem sobre a comercialização pelo mercado regulado.

Quadro 2 – Comparação entre os cenários de valores da locação da pequena usina hidrelétrica

|  | CENÁRIO 1  | CENÁRIO 2  | CENÁRIO 3  |
|--|------------|------------|------------|
| VALOR EQUIVALENTE DA LOCAÇÃO DA USINA POR MWh GERADO | R\$ 432,00 | R\$ 378,00 | R\$ 270,00 |
| VANTAGEM COM RELAÇÃO À VENDA NO MERCADO CENTRALIZADO | 533%       | 466%       | 333%       |

Assim, pode-se concluir através do quadro 2 que em termos de valores brutos, o valor atribuído à locação da CGH em estudo poderá gerar uma vantagem econômica que varia de 333% à 533% quando comparado com a venda de energia no âmbito da geração centralizada, via contratos regulados pela câmara de comercialização de energia elétrica – CCEE.

## **Considerações Finais**

Buscando avaliar os resultados frente aos objetivos do estudo, inicialmente quanto à questão da viabilidade técnica, foi possível desenvolver o estudo de caso em comento e apresentar resultados coerentes com as diretrizes para estudos e projetos de pequenas centrais hidrelétricas da ELETROBRAS (1997). Significa dizer que foi possível apresentar um arranjo esquemático padrão, conforme as referidas diretrizes, para o qual não houve pontos de atenção especiais a não ser aqueles relacionados naturalmente com as avaliações convencionais para avaliação de potencial e desenvolvimento de pequenas centrais geradoras hidrelétricas. Dessa forma, como se trata de um empreendimento particular e cujo funcionamento independe de processo licitatório, além de inserir-se no sistema interligado nacional - SIN como geração distribuída – GD, cabe ao proprietário solicitar junto à concessionária local o parecer de acesso ao sistema de distribuição local, como unidade consumidora (ANEEL, 2012). A concessionária por sua vez será obrigada a formalizar tal situação através de um registro de central geradora de capacidade reduzida junto à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (BRASIL, 1995).

No tocante ao aspecto ambiental do estudo, conclui-se que a implantação da minicentral geradora tem um viés positivo, tanto no tocante à questão burocrática quanto na questão efetiva da eficiência ecológica. Isso pois, de acordo com os procedimentos e critérios utilizados para o licenciamento ambiental (CONAMA, 1997) a viabilidade da implantação de uma minicentral hidrelétrica que opere à fio d'água é tida como atividade de impactos negativos reduzidos, ou seja, à critério, uma pequena central hidrelétrica causa menos danos ao meio ambiente quando comparada à uma grande central hidrelétrica que opere com barramento de acumulação de água. Espera-se portanto que haja uma maior agilidade no tocante à aprovação dos pedidos de licenciamento ambiental para empreendimentos deste porte, seguindo os protocolos padrão máximos de 6 meses para tais avaliações pelos órgãos (CONAMA, 1997), diferentemente de outras situações que também envolvam pequenas centrais hidrelétrica de potência instalada de até 30 MW, onde conforme revelou estudo de Sá et al (2017, uma solicitação de renovação de licença ambiental para operação de uma pequena central hidrelétrica – PCH levou cerca de 4 anos.

Por último e não menos importante, a questão econômica ligada ao retorno financeiro da minicentral hidrelétrica estudada mostrou-se vantajosa, cujo *payback* bruto de 3,3 anos pode potencializar o interesse de proprietários rurais em empreender através

de sistemas de geração de energia hidrelétrica de pequeno porte, no âmbito da geração distribuída – GD e através de modelos de negócios proporcionados pelas Resoluções 482/12 (ANEEL, 2012) e 687/15 (ANEEL, 2015). Nesse ponto, mesmo analisado em valores brutos, a comparação entre os valores da venda de energia no ambiente regulado de comercialização e da locação da minicentral geradora para uma cooperativa ou consórcio de geração de energia, o estudo aponta a existência de vantagens financeiras consideráveis para o modelo de negócios proposto pelo estudo, impactando diretamente no *payback* do investimento.

### Referências Bibliográficas

Agência Nacional de Águas – ANA. **INVENTÁRIO DAS ESTAÇÕES FLUVIOMÉTRICAS**. 2009. Disponível em: <<http://arquivos.ana.gov.br/infohidrologicas/InventariodasEstacoesFluviometricas.pdf>>. Acesso em: 11/12/2018.

Agência Nacional de Águas – ANA. **HIDROLOGIA: Medindo as Águas do Brasil – Noções de Plu e Fluviometria**. Disponível em: <[https://capacitacao.ead.unesp.br/dspace/bitstream/ana/122/1/\\_Apostila\\_Medindo\\_as\\_%C3%81guas\\_-\\_ANA.pdf](https://capacitacao.ead.unesp.br/dspace/bitstream/ana/122/1/_Apostila_Medindo_as_%C3%81guas_-_ANA.pdf)>. Acesso em: 05/02/2019.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **PORTARIA Nº 463, DE 3 DE DEZEMBRO DE 2009**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/prt2009463mme.pdf>>. Acesso em 11/11/2018.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução nº 482 de 17 de abril de 2012: **Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 10 mar. 2017.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 687, de 24 de Novembro de 2015: **Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 20 set. 2018.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Publicador de conteúdo.[]**. **Consumidor Cativo**. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/busca?p\\_p\\_id=101&p\\_p\\_lifecycle=0&p\\_p\\_state=maximized](http://www.aneel.gov.br/busca?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized)>

&p\_p\_mode=view&\_101\_struts\_action=%2Fasset\_publisher%2Fview\_content&\_101\_returnToFullPageURL=%2Fweb%2Fguest%2Fbusca&\_101\_assetEntryId=15046283&\_101\_type=content&\_101\_groupId=656835&\_101\_urlTitle=consumidor-cativo&inheritRedirect=true>. Acesso em: 06/02/2019.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Publicador de conteúdo. **Ofício nº 0284/2016-SRD/ANEEL.** 2016. Disponível em: <[https://static1.squarespace.com/static/564b5502e4b0d99d7201f782/t/57b584bdf7e0ab8ef2f0ca01/1471513791204/RESPOSTA\\_PEDIDO\\_Ofcio+n+0284-2016-SRD-ANEEL+%2848554.001768-2016-00%29.pdf](https://static1.squarespace.com/static/564b5502e4b0d99d7201f782/t/57b584bdf7e0ab8ef2f0ca01/1471513791204/RESPOSTA_PEDIDO_Ofcio+n+0284-2016-SRD-ANEEL+%2848554.001768-2016-00%29.pdf)>. Acesso em: 06/02/2019

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Publicador de conteúdo. **Ofício nº 0275/2016-SRD-SGT-SRM-SCG/ANEEL.** 2016. Disponível em: <[https://static1.squarespace.com/static/564b5502e4b0d99d7201f782/t/57b584a0f7e0ab8ef2f0c98f/1471513763057/RESPOSTA\\_PEDIDO\\_Ofcio+n+0275-2016-SRD-SGT-SRM-SCG-ANEEL%2848554.001741-16-00%29.pdf](https://static1.squarespace.com/static/564b5502e4b0d99d7201f782/t/57b584a0f7e0ab8ef2f0c98f/1471513763057/RESPOSTA_PEDIDO_Ofcio+n+0275-2016-SRD-SGT-SRM-SCG-ANEEL%2848554.001741-16-00%29.pdf)>. Acesso em: 06/02/2019.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 2.470, DE 16 DE OUTUBRO DE 2018.** Disponível em: <[https://www.enel.com.br/content/dam/enel-br/one-hub-brasil---2018/tarifas-taxas-impostos/goi%C3%A1s/REH\\_2470-2018-Enel\\_Goias.pdf](https://www.enel.com.br/content/dam/enel-br/one-hub-brasil---2018/tarifas-taxas-impostos/goi%C3%A1s/REH_2470-2018-Enel_Goias.pdf)>. Acesso em 06/02/2019.

ARDUSIMPLE. **Real time differential GPS.** Disponível em: <https://www.ardusimple.com/but-what-is-rtk-gnss/>. Acesso em: 15/12/2018.

BRAGA, L. B. **Aspectos Técnicos, Econômicos e Ecológicos de Processos de Produção de Hidrogênio.** 2014. 140 f. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) – Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2014.

BRASIL. LEI Nº 9.074, DE 7 DE JULHO DE 1995: **Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências.** Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/LEIS/L9074compilada.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L9074compilada.htm)>. Acesso em 20/11/2018.

CONAMA - Conselho Nacional de Meio Ambiente. **Resolução nº 237 de 1997. Dispõe sobre a revisão e complementação dos procedimentos e critérios utilizados para o licenciamento ambiental.** Disponível em:

<<http://www.mma.gov.br/port/conama/legiabre.cfm?codlegi=237>>. Acesso em: 28/06/2017.

CORRÊA, A. S. P. **Novas tendências nos estudos de potenciais hidrelétricos: metodologia de prospecção e análise de aproveitamentos com base em sistema de informação geográfica – SIG**. 2008. Dissertação (Mestrado). Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI. Disponível em: <[http://bdtd.ibict.br/vufind/Record/UFEI\\_ace1034703e6056195e02454bf9b0186](http://bdtd.ibict.br/vufind/Record/UFEI_ace1034703e6056195e02454bf9b0186)>. Acesso em 11/12/2018.

ELETROBRAS. **Diretrizes para projetos de PCH**. 1997. Disponível em: <<http://eletrobras.com/pt/Paginas/Manuais-e-Diretrizes-para-Estudos-e-Projetos.aspx>>. Acesso em: 20/11/2018.

FARIA, F. A. M. **Metodologia de prospecção de pequenas centrais hidrelétricas**. 2011. Dissertação (Mestrado). Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia Hidráulica e Sanitária. Disponível em: <<http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3147/tde-01062011-125528/pt-br.php>>. Acesso em: 23/12/2018.

FILHO, G.L.T; et al. **Um Panorama das Pequenas Centrais no Brasil; Simpósio de Pequenas e médias centrais hidrelétricas**. Florianópolis. 2006. Disponível em: <<http://www.cbdb.org.br/texto/pchv.htm>>. Acesso em: 10/11/2018.

FONTES, G.A; XAVIER, Y.M.A; GUIMARÃES, P.B.V. **Princípio fundamental ao meio ambiente: pequenas centrais hidrelétricas na matriz energética brasileira**. 2010. Disponível em: <<https://periodicos.ufrn.br/constituicaoegarantiadedireitos/article/view/4388>>. Acesso em: 11/12/2018.

MAGALHÃES, R. N. **Estimação de custos para projetos de pequenas centrais hidrelétricas**. 2009. Dissertação (Mestrado). Instituto de Recursos Naturais – Universidade Federal de Itajubá. Disponível em: <<http://livros01.livrosgratis.com.br/cp134026.pdf>>. Acesso em: 22/10/2018.

MARCUZZO, F. F. N. **Mapa de Bacias e Sub-Bacias do Brasil**. 2017. Disponível em: <[https://www.researchgate.net/profile/Francisco\\_Marcuzzo/publication/291116249\\_Mapa\\_das\\_Bacias\\_e\\_Sub-Bacias\\_do\\_Brasil\\_-\\_MAP\\_OF\\_BASINS\\_AND\\_SUB-BASIN\\_HYDROGRAPHIC\\_OF\\_BRAZIL\\_-](https://www.researchgate.net/profile/Francisco_Marcuzzo/publication/291116249_Mapa_das_Bacias_e_Sub-Bacias_do_Brasil_-_MAP_OF_BASINS_AND_SUB-BASIN_HYDROGRAPHIC_OF_BRAZIL_-)

*Os aspectos técnicos, ecológicos e econômicos das minicentrals hidrelétricas como vantagens competitivas no âmbito da geração distribuída de energia no Brasil: um estudo de caso no Estado do Goiás*

[\\_Mapa\\_de\\_las\\_cuencas\\_y\\_subcuencas\\_de\\_Brasil\\_-\\_baxipendehecipendededetu\\_-\\_Carte\\_des\\_bassins\\_et\\_sous-bassins\\_/links/5845a5bc08ae61f75dd7c9a9/Mapa-das-Bacias-e-Sub-Bacias-do-Brasil-MAP-OF-BASINS-AND-SUB-BASIN-HYDROGRAPHIC-OF-BRAZIL-Mapa-de-las-cuencas-y-subcuencas-de-Brasil-baxipendehecipendededetu-Carte-des-bassins-et-sous-bassins.pdf](#)>. Acesso em: 22/12/2018.

NETO, A.A. **Os métodos quantitativos de análise de investimentos**. 1992. Disponível em: <[http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S1413-92511992000300001](http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1413-92511992000300001)>. Acesso em: 17/12/2018.

SOUZA, Zulcy. **Centrais hidrelétricas: Dimensionamento de Componentes**. 1992. São Paulo: Edgard Blücher.

SÁ, G.A.S; SOBRINHO, P.M; NASCIMENTO, A. **Os Desafios da Regularização Ambiental de Uma Pequena Central Hidrelétrica no Ano de 2013, Cujos Aspectos e Impactos Estão Relacionados aos Equipamentos e Sistemas Produtivos de 1962**. The 12th Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission – CLAGTEE. Mar del Plata, Argentina. 2017.

TIAGO FILHO, G. L.; GABETTA, J. H; CAMPOS, B.T.L.C. **As microcentrais hidrelétricas ( $\mu$ ch) como alternativa de atendimento as comunidades isoladas – um estudo de caso**. 2006. Disponível em: <[http://www.proceedings.scielo.br/scielo.php?pid=MSC0000000022006000100019&script=sci\\_arttext](http://www.proceedings.scielo.br/scielo.php?pid=MSC0000000022006000100019&script=sci_arttext)>. Acesso em: 08/11/2018.

## **Biografia Dos Autores**

**Gustavo André Santana De Sá** é Engenheiro Ambiental, graduado pela Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI, com especializações em gestão da responsabilidade social e engenharia de segurança do trabalho. É Mestre em Engenharia Mecânica, na área de energia e Doutorando no mesmo programa, pela Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho – UNESP no Campus de Guaratinguetá. Possui experiência de 10 anos no setor elétrico brasileiro, tendo atuado em empreendimentos de geração hidrelétrica, solar fotovoltaica e implantação de linhas de transmissão de energia nas regiões centro oeste, nordeste e sudeste do Brasil. Foi bolsista da Fundação Parque Tecnológico Itaipu – FPTI e da CAPES.

E-mail: [gustavodesa.efei@gmail.com](mailto:gustavodesa.efei@gmail.com)



**Pedro Magalhães Sobrinho**, possui graduação em Engenharia Mecânica pela Universidade de Taubaté, Mestrado em Engenharia Mecânica pela Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho - UNESP, Doutorado em Engenharia Mecânica e Livre Docência em Engenharia Térmica pela mesma universidade, onde atualmente é professor adjunto.

E-mail: [sobrinho@feg.unesp.br](mailto:sobrinho@feg.unesp.br)

**Andreas Nascimento** é graduado em Engenharia de Computação pela Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI e em Engenharia de Petróleo pela Montanuniversität Leoben - Áustria (MUL) Mestre em Engenharia de Energia e Engenharia de Petróleo na UNIFEI e MUL, respectivamente, possui Doutorado em Engenharia Mecânica pela Universidade Estadual Paulista - UNESP e atualmente é professor efetivo da Universidade Federal Do Espírito Santo – UFES.

E-mail: [andreas.nascimento@ufes.br](mailto:andreas.nascimento@ufes.br)

## CAPÍTULO XV

### **A utilização de sistemas de armazenamento de energia para suavização de potência a partir da geração eólica interligada à rede elétrica**

GUSTAVO LUNA<sup>1</sup>

PEDRO ROSAS<sup>2</sup>

GUSTAVO MEDEIROS<sup>3</sup>

WENDELL TEIXEIRA<sup>4</sup>

**Resumo:** Neste artigo é apresentada uma metodologia para dimensionar um sistema de armazenamento de energia aplicado à geração eólica, com o objetivo de suavizar a energia gerada que é fornecida à rede elétrica, reduzindo assim possíveis níveis de instabilidade, como, por exemplo, desregulação da tensão na conexão causado pela interconexão de sistemas. O sistema de armazenamento usado para suavizar a potência eólica gerada são baterias (Battery Energy Storage Systems - BESS) envolvidas na operação de carga e descarga, fazendo a compensação gerada pela energia eólica. Para atestar a metodologia, é apresentado um caso utilizando uma série temporal da energia gerada em um parque eólico e, em seguida, é feita a análise da variabilidade, a partir do sinal obtido como resultado da geração do vento rajada.

**Palavras-Chave:** Suavização de potência. Geração eólica. BESS. Armazenamento de Energia.

#### **Introdução**

Com a crescente preocupação ambiental, a geração eólica vem aumentando sua participação na matriz energética, o que, conseqüentemente, diminui a capacidade de se adequar a rede a ela conectada, seja na transmissão ou distribuição de energia, aumentando com isso a preocupação em relação a essa interligação do sistema eólico, pois, devido à intermitência do vento, o qual segue um padrão estocástico, como a variação de frequência, potência e tensão são intensificados. É importante destacar que a depender da quantidade e disposição geográfica dos aerogeradores, a potência entregue à rede (potência de saída) pode ser naturalmente suavizada devido ao cancelamento de picos de potência, ou seja, quanto mais aerogeradores estiverem conectados em um único ponto, menor será a variação da potência de saída registrada.

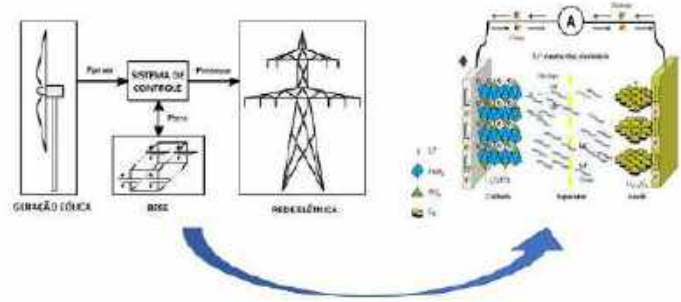
---

<sup>1</sup> UFPE

<sup>2</sup> UFPE

<sup>3</sup> UFPE

<sup>4</sup> CPFL Energia



Objetivando a melhoria da conexão eólica com a rede elétrica, uma opção é a utilização de sistemas de armazenamento de energia em baterias de íons de lítio - BESS (*Battery Energy Storage System*) - Fig.1, já que possui um tempo de resposta menor para atender a demanda de potência, carregando ou descarregando conforme solicitação do sistema. O BESS é formado por acumuladores químicos conectadas através de conversores e sistemas de controle. Para simular a operação de um BESS aplicado à suavização de potência, foi proposto um sistema de controle utilizando a ferramenta computacional MATLAB®, na qual o BESS é configurado para tentar suprir a diferença entre a potência gerada e prevista. Essa previsão considera uma rede neural que prevê a potência eólica gerada no próximo passo e o valor do estado de carga da bateria – SOC (*State of Charge*), fazendo com que a bateria possa sofrer carregamento, descarregamento ou manter o mesmo estado de carga. Como a previsão é realizada a cada hora, se não houver extrapolação de limites de bateria, a suavização de potência segue na forma de degraus, evitando picos na rede de transmissão/distribuição. Essa simulação tem como resposta não só a energia eólica suavizada, mas também a análise do comportamento da bateria, do SOC, da potência injetada ou absorvida pela bateria, sua energia processada e sua vida útil. Como a tecnologia de baterias utilizada é o íons de lítio, seu tempo de resposta não é considerado porque este tipo de bateria opera em grande quantidade de ciclos de carga e descarga em curtos intervalos de tempo.

### **Fig. 1: Diagrama do Sistema de Armazenamento de Energia com Baterias**

A utilização de energias renováveis, nomeadamente a energia eólica, registou um aumento notável no fornecimento de energia elétrica, devido a várias razões, entre as quais a preocupação ambiental e o efeito de estufa [1]. Embora a energia eólica seja limpa e renovável, seu uso massivo pode resultar em vários problemas para operar o sistema de energia elétrica. Problemas como a flutuação de energia podem levar a variações de tensão e oscilações de frequência, esses efeitos já foram relatados em [2]. O principal motivo relacionado a todos os problemas das turbinas eólicas ao sistema elétrico é a intermitência e a variabilidade do vento que, em condições específicas, podem comprometer o fornecimento de energia elétrica e até mesmo outros problemas, como a instabilidade do sistema de potência [2-3].

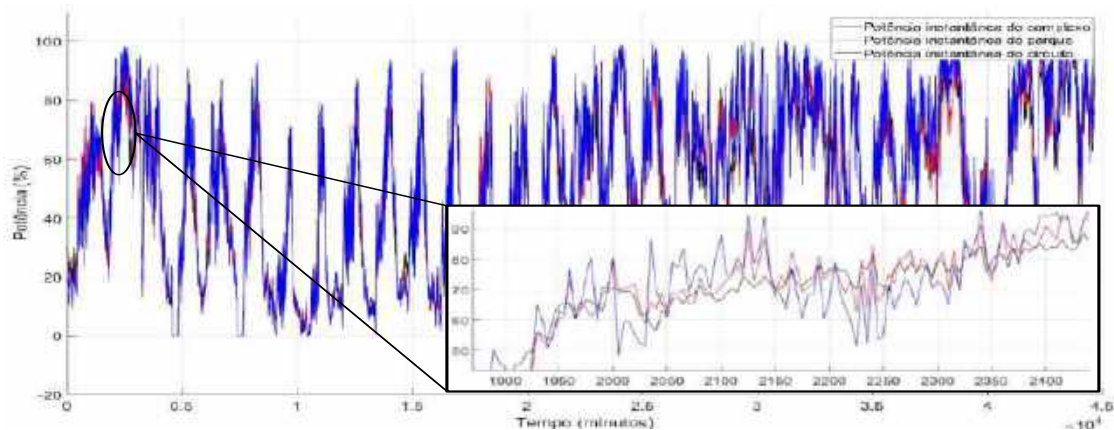
A energia resultante para fornecer energia elétrica provém de outras centrais elétricas, como a hidroelétrica e o gás natural na Região (Nordeste do Brasil) [4]. À medida que a participação da energia eólica aumenta na matriz elétrica local, outras fontes de energia reduzem suas ações, o que leva à redução na frequência e na regulação de tensão. Isso acaba agravando os impactos da integração da energia eólica nessa região, e se os projetos de energia solar na região também forem levados em conta, a intermitência na mesma região pode se tornar uma preocupação séria para o operador do sistema de energia. Como esperado, quanto mais diversificado for o mix de fontes de energia, mais o sistema pode acomodar as flutuações da energia eólica (e solar), mas neste caso particular, essa não será a condição real.

Considerando os planos esperados para instalar cada vez mais parques eólicos na região e as usinas de energia solar projetadas, este trabalho apresenta uma abordagem para usar o BESS (Battery Energy Storage Systems) para reduzir a flutuação de energia dos parques eólicos. Como outras funções, o BESS poderá regular a tensão e a frequência, bem como reduzir os impactos da aceleração de fontes renováveis.

### **Objetivos**

Neste artigo, o principal objetivo refere-se ao dimensionamento do BESS e seu uso na redução da flutuação de potência, uma operação conhecida como suavização de potência. Antes de apresentar a operação do BESS e seu dimensionamento, aqui é apresentada uma breve descrição do principal problema: O comportamento do vento. A

energia eólica flutua devido à variação do vento que atua em cada turbina no parque eólico. O vento tem um comportamento espacial e temporal que no parque eólico leva ao cancelamento de potência (de picos). Grandes parques eólicos com grande número de turbinas eólicas apresentam menor variação de potência normalizada quando comparados a parques eólicos com menor número de turbinas eólicas. Esta é uma consequência do alisamento espacial e do cancelamento do pico de potência causado pela turbulência que atua em cada rotor da turbina eólica. Um exemplo deste cancelamento de pico é apresentado na Fig 2.



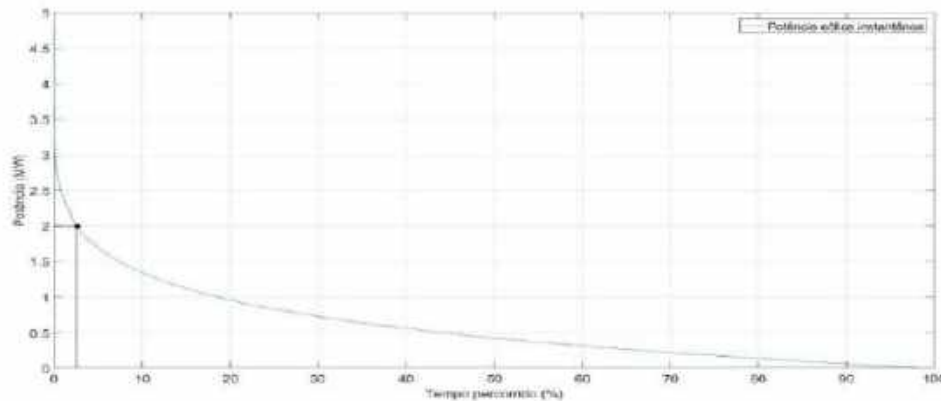
**Fig. 2: Potência gerada a partir de: Um circuito com 05 turbinas, um parque eólico com 12 turbinas e um complexo eólico com 36 turbinas.**

## **Metodologia**

A primeira etapa desse projeto é definir a tecnologia e o tamanho do BESS. Para definir o tamanho da bateria foi utilizada uma metodologia de curva de duração. A potência elétrica de saída do complexo eólico, classificada como potência sincronizada de cada circuito (5-8 turbinas eólicas) foi processada e a curva resultante usada para definir o tamanho da bateria. Neste primeiro passo, a bateria é considerada ideal e o tempo de resposta é negligenciável. Nesta fase, esta aproximação é válida uma vez que íon de lítio é a tecnologia adotada para a bateria.

Como o orçamento também não permite o tamanho infinito da bateria, optou-se por um banco de baterias com 2MW/2MWh seguindo os preços-alvo esperados do mercado. Como um dos objetivos do projeto é identificar os impactos nos diferentes tamanhos dos parques eólicos, um grande parque eólico com possíveis configurações também foi escolhido para ser usado como estudo de caso, veja o próximo tópico.

Como explicado anteriormente, o tamanho do BESS relacionado às flutuações da energia eólica é feito (também) na base estatística. Para esse propósito, a flutuação de energia é calculada em cada hora usando os dados disponíveis do parque eólico. A curva de duração resultante da flutuação de potência é então computada e os efeitos do BESS são calculados em termos de % dos casos abaixo de um valor de potência decidido pelo BESS. Na Fig 3, é apresentada a curva de duração da flutuação de potência e o valor da bateria de 2MW mostrado.



**Fig. 3: Curva de duração de flutuação de potência em base horária para um circuito em parque eólico**

Assim, um BESS com 2 MW reduziria 98% das flutuações deste circuito, o que resulta em uma boa operação de suavização. A mesma curva deve ser aplicada a uma combinação de circuitos e para todo o complexo eólico. Neste caso, o 2MW BESS reduzirá 65% da flutuação de energia de todo o parque eólico (potência nominal de 105,6 MW). A Tabela 1 apresenta as especificações básicas do BESS e a Tabela 2 apresenta os limites operacionais considerando o Estado da Carga (SOC).

| Battery                   | Value |
|---------------------------|-------|
| Rated Power               | 2 MW  |
| Maximum power discharging | 2 MW  |
| Maximum power charging    | 2 MW  |
| Rated Energy BESS         | 2 MWh |

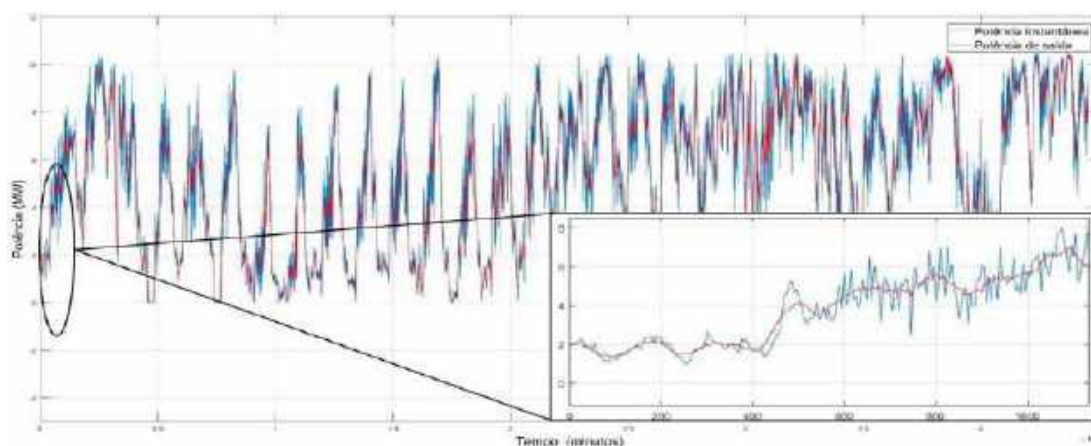
Tabela 1 – Especificação básica do BESS

| SOC         | %  |
|-------------|----|
| SOC initial | 50 |
| Minimal SOC | 20 |
| Maximum SOC | 95 |

Tabela 2 – Informação básica dos limite de operação do BESS

## Resultados

Os resultados da operação do BESS e seus impactos na redução da flutuação de energia são muito eficazes. Na Fig. 4 também é mostrado através de um zoom a potência da rede elétrica fornecida por este circuito mostrando a redução na flutuação de energia.



**Fig.4 – Simulação da potência gerada antes e depois da operação do BESS: Em vermelho com operação do BESS e em azul dados de geração do parque eólico.**

### **Considerações Finais**

Embora a bateria tenha sido considerada ideal, as simulações da aplicação do método para suavizar a saída de potência mostram resultados satisfatórios. A maioria dos picos de potência foi reduzida e a maior parte da flutuação instantânea de energia também foi convertida em níveis elevados de produção de energia, com variações menores. Outro ponto é que os limites impostos à operação da bateria foram respeitados durante a simulação, onde o SOC ficou entre 20 e 80%. As ferramentas e a análise dos resultados corroboram a aplicação do BESS para reduzir as variações de potência nos parques eólicos. Também é importante afirmar que os resultados podem levar a impactos reduzidos na qualidade de tensão da energia eólica. Na sequência do projeto, a ideia é aplicar o BESS a todo o parque eólico, e depois ao complexo, avaliando os impactos nos diferentes tamanhos dos parques eólicos.

### **REFERÊNCIAS**

- [1] G. Shafiullah, A. M. Oo, A. S. Ali e P. Wolfs, “Potential challenges of integrating large-scale wind energy into the power grid—A review”.
- [2] H. Zhao, Q. Wu, S. Hu, H. Xu e C. N. Rasmussen, “Review of energy storage system for wind power integration support,” 2014.

[3] F.-J. Lin, H.-C. Chiang, J.-K. Chang e Y.-R. Chang, “Intelligent wind power smoothing control with BESS”.

[4] Mohammad T.Zareifard, Andrey V.Savkin, “Model Predictive Control for Wind Power Generation Smoothing with controlled Battery Storage Based on A Nonlinear Battery Mathematical Model” São Paulo, IEEE, 2015.

## **Biografia Dos Autores**

### **Gustavo José Luna Filho**

Graduado em Engenharia Elétrica com habilitação em eletrônica, possui pós graduação em Engenharia de Suprimentos em petróleo e gás natural com especialização em classificação de áreas para instalações elétricas em ambientes com atmosferas explosivas, mestrado em processamento de energia renovável, doutorado em andamento em utilização de armazenamento de energia para sistemas híbridos de geração de energia renovável, transmissão e distribuição conectados à rede elétrica pela UFPE e MBA em gestão de projetos pela UNESA. Atua em projetos de pesquisa e desenvolvimento em armazenamento de energia, integração de fontes renováveis e mobilidade elétrica para empresas de geração, transmissão e distribuição de energia. É professor de cursos de graduação e pós-graduação em Engenharia e professor formador no IFPE em sistemas de energia renovável.

### **Pedro André Carvalho Rosas**

Possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Pernambuco (1996), mestrado em Engenharia Mecânica pela Universidade Federal de Pernambuco (1999) e doutorado em Engenharia Elétrica na Universidade Técnica da Dinamarca (2003). Atualmente é professor Adjunto 1 da Universidade Federal de Pernambuco. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Geração da Energia Elétrica, atuando principalmente nos seguintes temas: turbinas eólicas, qualidade de energia, integração elétrica de novas fontes, armazenamento e mobilidade elétrica. Atualmente coordena o projeto da chamada estratégica 21 da ANEEL sobre aplicação de armazenamento em centrais eólicas com objetivo de viabilizar sistemas de armazenamento.

### **Wendell William Teixeira**

Mestrando em engenharia elétrica pela UNICAMP, possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho (2014). Atualmente é Analista de Inovação do Grupo CPFL Energia. Tem experiência profissional como Engenheiro Desenvolvedor de Produtos na França onde estudou Engenharia de Sistemas Industriais pela Ecole D'ingénieur Du Val de Loire. No Brasil, atua desde 2014 no design, estruturação, desenvolvimento e gestão de projetos de P&D ANEEL, especialista em mobilidade elétrica, armazenamento de energia e inteligência artificial aplicada aos processos da distribuidora. Foi responsável pela estratégia e implementação do Living



Lab de Mobilidade elétrica do Grupo CPFL Energia por meio do projeto de P&D ANEEL PA0060 "Emotive", que contou com mais de 30 Eletropostos e uma Frota de 16 veículos elétricos.

**Gustavo Medeiros de Souza Azevedo**

Possui graduação (2001-2005), mestrado (2006-2007) e doutorado (2007-2011) em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Pernambuco. Trabalhou como pesquisador visitante na Universidade Politécnica da Catalunha, Espanha, de 2008 a 2009 como parte do programa de doutorado sanduíche. Desde janeiro de 2014, atua como Professor Adjunto A no Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Eletrônica de Potência, atuando principalmente nos seguintes temas: microrredes, geração distribuída, energias renováveis, sistemas fotovoltaicos e qualidade de energia.

## CAPÍTULO XVI

### **Principais aspectos do licenciamento ambiental para captura e estocagem de dióxido de carbono no Brasil**

HIRDAN K. DE MEDEIROS COSTA<sup>1</sup>

RAÍSSA M. L. M. MUSARRA<sup>2</sup>

**Resumo:** Este trabalho tem o objetivo de expor os principais aspectos do licenciamento ambiental da captura e estocagem de dióxido de carbono no Brasil. Para tanto, aborda de modo geral o panorama da tecnologia de CCS e, paralelamente, a atual configuração relativa ao licenciamento ambiental no Brasil, para, finalmente, traçar conclusões sobre quais aspectos do licenciamento recaem sobre tais atividades no atual cenário normativo brasileiro. Faz-se uso de estudo de caso, focando as particularidades do licenciamento para o mesmo, qual seja, CCS em cavernas de sal offshore na região do Pré-sal no Brasil para atender emissões oriundas da indústria de petróleo e gás natural. O método de pesquisa é o monográfico com estudo de caso, com técnicas de pesquisa bibliográfica e normativa, em conjunto com analogia respaldada no Direito Brasileiro.

**Palavras-Chave:** Licenciamento ambiental; Cavernas de Sal; Carbon Capture and Storage; Mitigação de Emissões de Dióxido de Carbono.

#### **Introdução**

Os principais aspectos do licenciamento ambiental da captura e estocagem de dióxido de carbono no Brasil, em especial ao objeto de estudo de caso, ou seja, a utilização de cavernas de sal para estocagem geológica na região do Pré-sal são o mote deste trabalho. Aborda, assim, a tecnologia de CCS e a atual configuração relativa ao licenciamento ambiental no Brasil, e sua conseqüente repercussão quanto às atividades de CCS em questão.

O método monográfico (LAKATOS e MARCONI, 1991) reputou-se o mais adequado para a condução da pesquisa, pois o mesmo permite observar a especificidade do caso a fim de obter generalizações, e, diante da incipiente discussão acadêmica sobre o objeto no país, apesar de alguns aspectos tecnológicos já em andamento no Brasil, prioriza-se o estudo de caso, e utiliza-se as técnicas de pesquisa bibliográfica e normativa. Considerando a lacuna de normativa específica no ordenamento jurídico brasileiro para tratar do tema aqui exposto, utiliza-se a analogia presente na Lei de Introdução às Normas

---

<sup>1</sup> PPGE/IEE/USP

<sup>2</sup> PROCAM/IEE/USP

do Direito Brasileiro<sup>3</sup>, entendida como processo integrativo para aplicação de normas já existentes em casos semelhantes para a condução das atividades de CCS no Brasil.

Parte-se, portanto, da analogia para tratar o enquadramento do licenciamento das atividades relativas à captura e estocagem de carbono. Assim, no primeiro momento, procedemos à sua descrição e, posteriormente, à normativa já existente para atividades similares, apontando respostas à seguinte pergunta: Quais regras se aplicam ao licenciamento ambiental de atividades de captura e estocagem de carbono, e, mais especificamente, àquelas relacionadas à utilização de cavernas de sal como *locus* de estocagem?

### **1. CCS E O Contexto Tecnológico**

Captura e armazenamento de carbono, do inglês *Carbon Capture and Storage* (CCS)<sup>4</sup>, compõem um processo de reconhecido potencial de atuação no cumprimento das metas climáticas ao proporcionar a descarbonização de processos industriais. Tais atividades já possuem suficiente maturidade técnica, contudo, ainda não foram implantadas na escala esperada (BUI et al., 2018). O contexto atual de cumprimento dos compromissos com a COP21 com a limitação do aquecimento global reforça sua implementação. Porém, estudos anteriores evidenciaram barreiras não-técnicas, comerciais e políticas para a implantação do CCS em larga escala (BUI et al., 2018).

Nessa linha, passa-se a entender que fontes antropogênicas de emissão de carbono precisam ser monitoradas para reversão de seus impactos e a captura, consistente no processo de direcionamento do gás carbônico para determinada estrutura que o contenha, evitaria sua dispersão na atmosfera através da estocagem, que, em regra, é a estocagem geológica.

Essa tecnologia consiste, de acordo com Ketzer et al (2016), no processo integrado de captura e separação do CO<sub>2</sub> proveniente de fontes estacionárias (indústrias, usinas geradoras de energia, etc.), transporte a um local de armazenamento adequado e injeção no espaço poroso de formações rochosas subterrâneas profundas, configurando-se em uma das mais importantes tecnologias disponíveis para reduzir as emissões de CO<sub>2</sub> devido ao volume de CO<sub>2</sub> que pode ser armazenado em meios geológicos durante milhões

---

<sup>3</sup> Art. 4º Quando a lei for omissa, o juiz decidirá o caso de acordo com a analogia, os costumes e os princípios gerais de direito. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/Decreto-Lei/Del4657compilado.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Decreto-Lei/Del4657compilado.htm). Acesso em: jun. 2019.

<sup>4</sup> A IEA (International Energy Agency) inclui no conceito de CCS o termo “Transport” (IEA, 2019), assim, para os objetivos deste texto, entende-se CCS enquanto Captura, Transporte e Armazenamento de CO<sub>2</sub>.

de anos, composta por quatro etapas básicas: 1) captura e separação do CO<sub>2</sub> de outros gases originados da fonte emissora estacionária, para atingir um fluxo de alta pureza (tipicamente superior a 90%); 2) transporte de CO<sub>2</sub> desde a fonte emissora até o local de armazenamento, o qual pode ser feito por meio de dutos, caminhões ou navios-tanque; 3) armazenamento de CO<sub>2</sub> em distintas formações geológicas, cada uma com vantagens e desvantagens específicas e propriedades apropriadas de permeabilidade e porosidade; 4) medição, monitoramento e verificação de CO<sub>2</sub> antes, durante e após a fase de injeção em uma formação geológica; as formações referidas na literatura para armazenamento seguro de grandes quantidades de CO<sub>2</sub> são: campos de óleo e gás; formações salinas profundas; camadas de carvão (KETZER et al, 2016).

Estudos anteriores apontam que a implementação de um projeto de armazenamento supõe fatores favoráveis como: Características e recursos da bacia; Maturidade da indústria de petróleo e infraestrutura; Questões sociais e econômicas, como níveis de desenvolvimento adequados, oportunidades de financiamento, aceitação pública (KETZER et al, 2016; BUI et al, 2018; ELKINS et al, 2017).

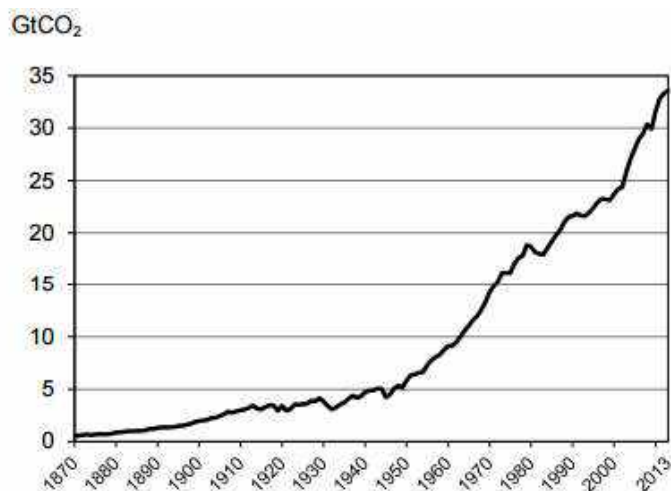
### **1.1. Panorama Global de Projetos de CCS**

Segundo Elkins et al. (2017) a opção de mitigação de CO<sub>2</sub> a longo prazo é fortemente dependente da existência de políticas e regulamentações destinadas a criar uma demanda por energia de baixo carbono e produção, ou para a remoção de CO<sub>2</sub> que proporcione informação sólida e compreensível estrutura legal para permitir que os investidores e desenvolvedores de projetos procedam com confiança. Os níveis de emissões de dióxido de carbono sofreram aumento exponencial após a revolução industrial, atingindo em torno de 35 giga toneladas no ano de 2013, conforme a figura seguir, influenciando diretamente o efeito estufa e, conseqüentemente, o aquecimento global, devido a mudanças na concentração de gases de efeito estufa na atmosferas,

---

<sup>5</sup> Quando existe um balanço entre a energia solar incidente e a energia refletida na forma de calor pela superfície terrestre, o clima se mantém praticamente inalterado. Entretanto, o balanço de energia pode ser alterado de várias formas, dentre elas, graças à alteração na quantidade de energia de maiores comprimentos de onda refletida de volta ao espaço, devido a mudanças na concentração de gases de efeito estufa na atmosfera.

mudanças em função do aumento insustentável das emissões antrópicas dos gases, em que o dióxido de carbono ganha destaque.



Fonte: Rocha, Santos e Costa, 2017.

De acordo com Bui et al. (2018), nos últimos anos, grandes progressos foram feitos na área de armazenamento de CO<sub>2</sub>, havendo desafios pendentes na área de monitoramento e verificação de armazenamento, sendo a detecção de vazamentos e sua remediação áreas-chave para pesquisa, requisitando urgente compreensão da capacidade regional de armazenamento de CO<sub>2</sub>, como esta capacidade ela muda com o uso e como pode evoluir ao longo do tempo.

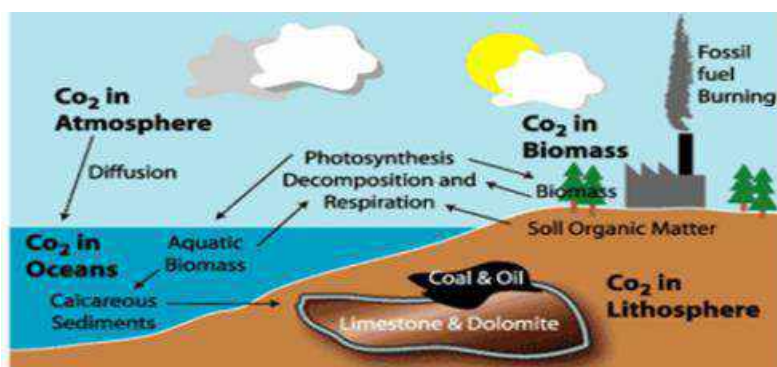
A implantação das tecnologias de CCS emergiu no cenário político mais amplo em vários países dependentes de combustíveis fósseis. Segundo Bui et al (2018), no Canadá, províncias ricas em recursos de Saskatchewan e Alberta assumiram a liderança; nos EUA, os projetos foram impulsionados no Texas, Mississippi e Alabama; na Europa, Noruega, Holanda e Reino Unido ganham notoriedade enquanto principais produtores europeus de gás natural; e Austrália, diante dos esforços empreendidos para uma liderança geral ao criar um Instituto Global de CCS, sob altos financiamentos.

Rocha et al. (2019) reportam que há 38 projetos existentes e 17 projetos de larga escala em operação. E, em mais de 100 projetos em todo o mundo, o CO<sub>2</sub> injetado tem sido utilizado para recuperar petróleo adicional, técnica conhecida como Recuperação Avançada de Petróleo (EOR, do inglês *Enhanced Oil Recovery*), em sua maioria, localizados nos Estados Unidos (ELKINS et al., 2017; KETZER et al., 2013).



Distribuição espacial de projetos de CCS. Fonte: Rocha, Santos e Costa, 2017.

Assim, segundo Ketzer et al. (2013) a injeção de CO<sub>2</sub> pode ser realizada especialmente, mas não exclusivamente, em campos de óleo e gás, esta última operação pode aumentar a produção de hidrocarbonetos resultando em benefícios econômicos<sup>6</sup>, com o diferencial de que tais projetos utilizam dados geológicos já existentes sobre os campos, adquiridos em sua exploração e desenvolvimento. O uso do CO<sub>2</sub> como fluido de injeção para recuperação adicional de petróleo e gás tem sido usado por várias décadas, com especial destaque nos Estados Unidos. (ELKINS et al., 2017; KETZER et al., 2013). A figura abaixo representa o ciclo de dióxido de carbono e seu potencial aprisionamento geológico.



Ciclo de Dióxido de Carbono. Fonte: Rocha, Santos e Costa, 2017.

<sup>6</sup> Campos de petróleo maduros são aqueles em que a produção de hidrocarbonetos está em seus estágios finais, enquanto os campos depletados são aqueles em que somente permanece o petróleo residual (aprisionado nos poros da rocha reservatório) (KETZER et al, 2013).

Esse tipo de armazenamento de CO<sub>2</sub> pode ser feito em diversas unidades geológicas no território nacional e depende de vetores econômico, tecnológico e logístico. O Brasil tem potencial favorável para armazenamento geológico de CO<sub>2</sub>, com grande área recoberta por bacias sedimentares, em território continental e na área oceânica, tendo a maioria das fontes emissoras estacionárias, situadas nas proximidades de tais bacias, com destaque para a região Sudeste (KETZER et al., 2013; COSTA et al., 2018).

## 1.2. Oportunidades para projetos de CCS no Brasil

No Brasil, as bacias da margem continental se destacam como as principais produtoras de hidrocarbonetos, dentre elas a Bacia de Campos, localizada na região do PreSal<sup>7</sup>, é a maior produtora, com 80% da produção nacional de petróleo e com perspectivas de ser a responsável pela maior produção de hidrocarbonetos no Brasil a partir de 2025, momento em que a produção deve aumentar substancialmente (KETZER et al., 2013). O aumento da produção demandará maiores quantidades de emissões de CO<sub>2</sub>, de modo que as operações de CCS podem servir enquanto alternativa de mitigação deste cenário (COSTA et al., 2018).

Vale dizer que a Bacia do Recôncavo, localizada na região nordeste do Brasil, possui 80 campos de petróleo com produção ativa, cujo campo de Buracica, tem sido usado para recuperação avançada de petróleo com CO<sub>2</sub>, com injeção contínua desde 1987 (KETZER et al., 2013)<sup>8</sup>.

Outro ponto a favor das atividades é o fato de que o Brasil tem uma infraestrutura de mais de 15.400 quilômetros (km) de dutos que, em tese, poderiam ser utilizados para o transporte de CO<sub>2</sub>, o que diminuiria problemas de uso da terra e propriedade (KETZER, 2013).

Em razão do aumento esperado da produção de hidrocarbonetos gasosos na região costeira, nas Bacias de Santos, de Campos e do Espírito Santo, e pela característica de

---

<sup>7</sup> A camada pré-sal é a terceira classificada abaixo do nível do mar, sob as camadas pós-sal e sal, e chega a mais de sete mil metros abaixo da superfície do mar. A chamada região do PreSal representa um novo potencial petrolífero para o país, fica situada nas bacias do Sul e Sudeste do Brasil e tem cerca de 800 quilômetros de extensão e 200 quilômetros de largura.

<sup>8</sup> De acordo com Ketzer et al. (2012) esta bacia tem sido explorada por mais de 70 anos e muitos de seus campos de petróleo estão maduros, ou seja, estão na fase final de exploração. A injeção de CO<sub>2</sub> (obtido de uma fábrica de fertilizantes nas proximidades) no campo de Buracica (- localizado a 120 km de Salvador, capital do estado da Bahia) foi alternada com água em sete poços para obter uma maior recuperação a partir do reservatório. O armazenamento começou em 1991 e até 2005 o reservatório já havia armazenado 600.000 toneladas de CO<sub>2</sub>. O monitoramento de possíveis vazamentos de CO<sub>2</sub> na superfície utilizando técnicas geoquímicas também foi realizado. O projeto foi muito bem-sucedido, resultando na produção de petróleo parcialmente sustentada a partir do campo por aproximadamente 20 anos.

determinados campos, cujo aproveitamento de sua parcela gasosa não se viabiliza economicamente apenas pela via do processamento em UPGN (unidades de processamento de gás natural), há necessidade de processá-lo de maneira tecnicamente segura e a custos exequíveis.

Dessa forma, em campos com elevado teor de CO<sub>2</sub> no hidrocarboneto, é possível realizar a produção, a separação das parcelas líquidas e gasosas, executar a injeção da segunda tal que permita, sob condições que tornem separável físico-quimicamente e com baixo custo, o dióxido de carbono e o metano, por exemplo.

Presentes na região do Pré-sal, rochas evaporíticas são compostas por minerais da família dos haletos, dos sulfossais, dos carbonatos e dos fosfatos. Os principais componentes estão nos haletos e são representados majoritariamente por halita (cloreto de sódio). A halita apresenta, como característica reológica (relativa a deformação e fluxo de matéria), elevada resistência à compressão simples relativamente aos demais minerais evaporíticos.

Consideradas enquanto sítios estáveis estruturalmente, em que seja possível instalar poços injetores de água para a dissolução de parte da estrutura salina, tais rochas podem ser potenciais formações para a construção de “caverna de sal” artificialmente.

Assim, realiza-se a injeção do gás de maneira a manter as condições de tensões prévias à dissolução como condição necessária para que não haja colapso da estrutura recém construída. Então, o hidrocarboneto com alto teor de CO<sub>2</sub> pode ser injetado em condições que permitam a separação físico-química de ambas as parcelas, quais sejam: o dióxido de carbono em estado supercrítico e o metano como gás. O processo de descomissionamento coincidiria com o completo preenchimento por CO<sub>2</sub> para posterior abandono do poço.

Da forma como se projeta, as cavernas de sal podem ser escaláveis, com custos distribuídos ao longo do desenvolvimento do campo petrolífero e melhor aproveitamento dos recursos energéticos. Entretanto, a atividade desenvolvida de forma inadequada, pode ter a estrutura comprometida e o conseqüente vazamento dos fluidos para as camadas sobrejacentes, ou ainda para a atmosfera.

### **1.3. Considerações sobre o estudo de caso**



Como visto, há aumento esperado da produção de hidrocarbonetos gasosos na região costeira, nas Bacias de Santos, de Campos e do Espírito Santo, da região do Pré-sal, portanto, em ambiente *offshore*, e a característica destes campos, com elevado teor de CO<sub>2</sub> no hidrocarboneto, ensejam a possibilidade de injeção do dióxido de carbono já separado. Tais bacias são aqui apontadas enquanto estudo de caso, pois as mesmas comportam sítios estáveis estruturalmente, em que é possível instalar poços injetores de água para a dissolução de parte da estrutura salina, sendo responsável pela formação da caverna de sal artificialmente, para, em seguida, realizar-se a injeção do dióxido de carbono.

Considerando que uma caverna offshore a 300 km da costa e a 3.440 metros de profundidade, comporte 1,5 milhões de metros cúbicos de standard por dia (3,840 bilhões de quilos de CO<sub>2</sub> em estado supercrítico), a mesma poderia suportar o descarte de CO<sub>2</sub> de um campo de produção de petróleo, por exemplo, por até 7 anos até o consequente fechamento da mesma (MAIA, 2018). Assim, por exemplo, uma estação central de que contenha a ordem de 15 cavernas - e esteja localizada em domo salino sem estruturação - poderia acumular o CO<sub>2</sub> emitido de até 15 campos de petróleo e gás no mesmo período, ou de menor quantidade de campos em maior lapso temporal, de acordo com o conveniente demandado pelo excedente dos processos produtivos. O conjunto comportaria, então, mais de 108 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> (MAIA, 2018).

Vale lembrar que as atividades de CCS podem ser interpretadas enquanto tecnologia orientada para a proteção dos recursos ambientais no sentido de que evitaria a emissão de importantes Gases do Efeito Estufa e sua implementação pode figurar dentre aquelas estimuladas nos princípios da Política Nacional do Meio Ambiente. Assim:

Art 2º - A Política Nacional do Meio Ambiente tem por objetivo a preservação, melhoria e recuperação da qualidade ambiental propícia à vida, visando assegurar, no País, condições ao desenvolvimento sócio-econômico, aos interesses da segurança nacional e à proteção da dignidade da vida humana, atendidos os seguintes princípios: VI - incentivos ao estudo e à pesquisa de tecnologias orientadas para o uso racional e a proteção dos recursos ambientais;

E ao tratar dos objetivos da política nacional do meio ambiente, a mesma lei prevê:

Art 4º - A Política Nacional do Meio Ambiente visará: I - à compatibilização do desenvolvimento econômico-social com a preservação da qualidade do meio ambiente e do equilíbrio ecológico; IV - ao desenvolvimento de pesquisas e de tecnologias nacionais orientadas para o uso racional de recursos ambientais; Parágrafo único - As atividades empresariais públicas ou privadas serão exercidas em consonância com as diretrizes da Política Nacional do Meio Ambiente.

No mesmo sentido, a Lei nº 9.478/97, que dispõe sobre a política energética nacional e as atividades relativas ao monopólio do petróleo tem entre seus princípios:

Dos Princípios e Objetivos da Política Energética Nacional. Art. 1º As políticas nacionais para o aproveitamento racional das fontes de energia visarão aos seguintes objetivos: IV - proteger o meio ambiente e promover a conservação de energia; XVIII - mitigar as emissões de gases causadores de efeito estufa e de poluentes nos setores de energia e de transportes, inclusive com o uso de biocombustíveis. (Incluído pela Lei nº 12.490, de 2011)

Nessa linha, entende-se que o estímulo ao CCS como "desenvolvimento de pesquisas e de tecnologias nacionais orientadas para o uso racional de recursos ambientais" encontra aplicabilidade no ordenamento brasileiro.

Mesmo em caráter experimental, tais atividades podem ensejar riscos ambientais, tais como ocasionalmente ter a estrutura comprometida e o consequente vazamento dos fluidos para as camadas sobrejacentes, ou ainda para a atmosfera.

Portanto, podemos dizer que existe probabilidade de causar danos ao meio ambiente, o que enseja nos termos do inciso IV do artigo 225 da Constituição Federal de 1988, a realização de estudo prévio de impacto ambiental. E, nessa seara, para fins de adequação dessas atividades ao regramento ambiental, é pertinente observar que se está sob égide dos instrumentos qualificados na Lei da Política Nacional do Meio Ambiente, quais sejam, avaliação do impacto ambiental e licenciamento.

## **2. Licenciamento Ambiental: Relevância Para Atividades De CCS**

### **2.1. Constituição Federal**

O conceito de impacto ambiental da melhor doutrina sobre a temática (Sanchez, 2013) é “alteração da qualidade ambiental que resulta da modificação de processos naturais ou sociais provocada por ação humana”. Impacto ambiental, é, então, o resultado de uma ação humana, que é sua causa.

A trajetória normativa que estabeleceu os procedimentos de Avaliação de Impacto Ambiental no Brasil teve uma primeira fase de institucionalização nas legislações estaduais, porém, firmou-se a partir da legislação federal, inicialmente na Lei. 6.803/80, para subsidiar o planejamento territorial dos locais oficialmente reconhecidos como “áreas críticas de poluição”, e depois, efetivamente com a aprovação da Lei da Política Nacional do Meio Ambiente (6.938 de 1981), confirmada no artigo 225 da Constituição Federal (Sanchez, 2013). Assim:

Art. 225. Todos têm direito ao meio ambiente ecologicamente equilibrado, bem de uso comum do povo e essencial à sadia qualidade de vida, impondo-se ao Poder Público e à coletividade o dever de defendê-lo e preservá-lo para as presentes e futuras gerações.

§ 1º Para assegurar a efetividade desse direito, incumbe ao Poder Público:

...

IV - exigir, na forma da lei, para instalação de obra ou atividade potencialmente causadora de significativa degradação do meio ambiente, estudo prévio de impacto ambiental, a que se dará publicidade;

A Regulamentação específica da Lei 6.938/81 foi o Decreto Federal 88.351 de 1983 que determinou que cabia ao Conama (Conselho Nacional de Meio Ambiente) fixar os critérios básicos segundo os quais seriam exigidos estudos de impacto ambiental para licenciamento, este decreto foi revogado e substituído pelo Decreto 99.274 de 1990, que manteve o dispositivo inalterado (Sanchez, 2013). Assim, a Resolução 1/86, fixou tais critérios básicos, estabelecendo uma série de requisitos. Este conselho é composto por representantes do governo federal, de governos estaduais e de entidades da sociedade

civil, incluindo organizações empresariais e organizações ambientalistas. A resolução estabelece, dentre outras coisas, uma lista de atividades sujeitas a AIA como condição para licenciamento ambiental.

No Brasil, processo de avaliação de impacto ambiental é vinculado ao licenciamento ambiental, que hoje tem suas competências direcionadas pela Lei Complementar 140 de 2011, distribuindo competências a todos os entes federativos (Estados, Municípios e União), cabendo ao Ibama – Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis, criado em 1989 pela fusão de órgãos já existentes, enquanto instituição federal, o licenciamento de obras ou atividades de competência da União. Avaliação de Impacto Ambiental, nesta senda, é o processo de exame das consequências futuras de uma ação presente ou proposta (SÁNCHEZ, 2013).

## **2.2. Licenciamento Ambiental**

Conforme a norma constitucional, estudos ambientais são exigíveis para obter-se autorização governamental para realizar atividades que utilizem recursos ambientais ou tenham o potencial de causar degradação ambiental. A licença é, em suma, esta autorização e tem caráter preventivo pois seu emprego visa evitar a ocorrência de danos ambientais e estabelecer regras para a apropriação dos recursos naturais, regulando conflitos entre agentes econômicos e entre estes e a sociedade (SÁNCHEZ, 2013).

O licenciamento ambiental é uma das manifestações do poder de polícia do Estado, que é o poder de limitar o direito individual em benefício da coletividade. Para o Direito Administrativo, licença é ato administrativo unilateral e vinculado (à legislação e aos regulamentos) pelo qual a Administração faculta àquele que preencha os requisitos legais o exercício de uma atividade, partindo-se da premissa de que o direito preexiste à licença, que reconhece o mesmo. Como não há direito preexistente de um empreendedor obter uma licença ambiental, cabendo ao poder público, no caso o órgão licenciador, analisar o projeto pretendido e seus impactos ambientais para decidir se é ou não conveniente concedê-la e quais condições podem ser impostas para que seja concedida, a natureza jurídica do licenciamento ambiental seria de “Autorização”, posto que esta pressupõe um juízo de valor e o direito ao exercício da atividade só nasce da vontade do Estado e no momento em que é expedida a autorização. (MUKAI, 1992; SÁNCHEZ, 2013).

Neste sentido, a Lei 6.938/81 trouxe, em seu plano de instrumentos de ação (art. 9º, modificada pelas leis 7.004/89 e 8.028/90), a avaliação de impacto ambiental (art. 9º, inc. III) e o licenciamento ambiental e a revisão de atividades efetiva ou potencialmente poluidoras (art. 9º, inc. IV), que até sua promulgação somente existia em alguns estados brasileiros. Como dito, cabe ao Conama o estabelecimento de normas e critérios para o licenciamento de atividade efetiva ou potencialmente poluidora (art 8º, inciso I), mesmos aqueles licenciamentos a serem concedidos pelos estados e supervisionados pelo IBAMA.

De acordo com o artigo 10º da Política Nacional de Meio Ambiente, são as seguintes as condições para exigência de licença:

Art. 10 - A construção, instalação, ampliação e funcionamento de estabelecimentos e atividades utilizadoras de recursos ambientais, considerados efetiva e potencialmente poluidores, bem como os capazes, sob qualquer forma, de causar degradação ambiental, dependerão de prévio licenciamento de órgão estadual competente, integrante do Sistema Nacional do Meio Ambiente - SISNAMA, e do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis - IBAMA, em caráter supletivo, sem prejuízo de outras licenças exigíveis.

O licenciamento foi detalhado no decreto 99.351/83, revogado e substituído pelo Decreto 99.274/90, segundo este:

Art. 19. O Poder Público, no exercício de sua competência de controle, expedirá as seguintes licenças:

I - Licença Prévia (LP), na fase preliminar do planejamento da atividade, contendo requisitos básicos a serem atendidos nas fases de localização, instalação e operação, observados os planos municipais, estaduais ou federais de uso do solo;

II - Licença de Instalação (LI), autorizando o início da implantação, de acordo com as especificações constantes do Projeto Executivo aprovado; e

III - Licença de Operação (LO), autorizando, após as verificações necessárias, o início da atividade licenciada e o funcionamento de seus equipamentos de controle de poluição, de

acordo com o previsto nas Licenças Prévia e de Instalação.

§ 1º Os prazos para a concessão das licenças serão fixados pelo CONAMA, observada a natureza técnica da atividade.

§ 2º Nos casos previstos em resolução do CONAMA, o licenciamento de que trata este artigo dependerá de homologação do IBAMA.

§ 3º Iniciadas as atividades de implantação e operação, antes da expedição das respectivas licenças, os dirigentes dos Órgãos Setoriais do IBAMA deverão, sob pena de responsabilidade funcional, comunicar o fato às entidades financiadoras dessas atividades, sem prejuízo da imposição de penalidades, medidas administrativas de interdição, judiciais, de embargo, e outras providências cautelares.

A licença prévia é solicitada quando o projeto técnico está em preparação, a localização ainda pode ser alterada e alternativas tecnológicas podem ser estudadas e o empreendedor ainda não investiu no detalhamento do projeto e diferentes conceitos podem ser estudados e comparados. A licença de instalação, concedida em seguida, supõe projeto técnico detalhado, atendendo às condições da licença anterior e a licença de operação é concedida depois de construído o projeto e em condições de operar, de acordo com as condições da licença anterior (SÁNCHEZ, 2013).

Outro instrumento regulador do licenciamento é a Resolução nº 237 de 1997 do Conama, de acordo com seu artigo 1º:

Art. 1º - Para efeito desta Resolução são adotadas as seguintes definições:

I - Licenciamento Ambiental: procedimento administrativo pelo qual o órgão ambiental competente licencia a localização, instalação, ampliação e a operação de empreendimentos e atividades utilizadoras de recursos ambientais, consideradas efetiva ou potencialmente poluidoras ou daquelas que, sob qualquer forma, possam causar degradação ambiental,

considerando as disposições legais e regulamentares e as normas técnicas aplicáveis ao caso.

II - Licença Ambiental: ato administrativo pelo qual o órgão ambiental competente, estabelece as condições, restrições e medidas de controle ambiental que deverão ser obedecidas pelo empreendedor, pessoa física ou jurídica, para localizar, instalar, ampliar e operar empreendimentos ou atividades utilizadoras dos recursos ambientais consideradas efetiva ou potencialmente poluidoras ou aquelas que, sob qualquer forma, possam causar degradação ambiental.

De acordo com a Resolução CONAMA nº 237/97, as licenças teriam os seguintes prazos: para LP, máximo de cinco anos; para LI, máximo de seis anos; e para LO, entre quatro e dez anos.

Os pedidos de renovação das licenças devem ser apresentados com no mínimo 120 dias de antecedência da data expiração da validade para que a licença anterior permaneça válida e eficaz até a nova análise pelo órgão ambiental, que terá seis meses a contar do protocolo do requerimento para análise da solicitação.

Desde a publicação desta Resolução o Ibama passou a ampliar sua atuação no licenciamento ambiental e a Lei Complementar 140/11 procurou dar mais clareza à repartição das competências atribuindo ao Ibama, dentre outras coisas, o licenciamento de empreendimentos e atividades: localizados ou desenvolvidos no mar territorial, na plataforma continental ou na zona econômica exclusiva. Em suas decisões de licenciamento, o Ibama deve ouvir os órgãos ambientais dos estados e municípios, e, se for o caso, de outros órgãos da administração pública e, ainda, pode o Ibama delegar aos Estados o licenciamento de atividade com significativo impacto ambiental de âmbito regional.

Especificamente para licenciamentos em ambiente offshore, há a Resolução 23 de 1994 ambiental de exploração, perfuração e produção de petróleo e gás natural do Conama. Há a Resolução 350 de 2004, sobre licenciamento ambiental específico das atividades de aquisição de dados sísmicos marítimos e em zonas de transição. E a Resolução 398 de 2008, que dispõe sobre conteúdo mínimo do Plano de Emergência Individual para incidentes de poluição por óleo em águas sob jurisdição nacional, originados em portos e outras instalações.

O Decreto 8.437/15 impõe competência da União – e, assim, do IBAMA – o licenciamento das atividades de exploração e produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, quando:

- a) exploração e avaliação de jazidas, abrangendo as atividades de aquisição sísmica, coleta de dados de fundo, perfuração de poços e teste de longa duração no offshore ;
- b) produção, compreendendo as atividades de perfuração de poços, implantação de sistemas de produção e escoamento, quando realizada no offshore; e
- c) produção, quando realizada a partir de recurso não convencional de petróleo e gás natural no offshore ou terrestre (onshore), incluindo as atividades de perfuração de poços, fraturamento hidráulico e implantação de sistemas de produção e escoamento.

A competência administrativa do IBAMA no caso da indústria do petróleo e gás para as fases de E&P é bastante ampla, cabendo-lhe grande parte do licenciamento ambiental, e como visto, abrange os ambientes offshore. Esse licenciamento é conduzido internamente pela Diretoria de Licenciamento Ambiental (Dilic), em sua Coordenação-Geral Coordenação-Geral de Licenciamento Ambiental de Empreendimentos Marinhos e Costeiros (CGMac).

### **3. Licenciamento Do Estudo De Caso**

A Portaria do Ministério do Meio Ambiente (MMA), nº 422/1,1 estabelece especialmente os procedimentos a serem observados pelo IBAMA no licenciamento ambiental federal das atividades e empreendimentos de exploração e produção de petróleo e gás natural situados no ambiente marinho e em zona de transição terra-mar.

Além do EIA/RIMA, a Portaria estabeleceu alguns estudos específicos, como o Estudo Ambiental de Sísmica – EAS, o Estudo Ambiental de Perfuração – EAP, e o Estudo Ambiental de Teste de Longa Duração – EATLD, que deverão ser elaborados pelo empreendedor que pretender realizar tais atividades, a depender do caso.



O licenciamento foi dividido em etapas, conforme as fases de desenvolvimento da atividade: (i) pesquisa sísmica, (ii) perfuração de poços, e (iii) produção e escoamento do petróleo e do GN, precedidas de estudos e avaliações específicas, a depender de a sensibilidade ambiental da área onde ocorrerem.

Na Resolução CONAMA nº 350/04, as atividades de pesquisa sísmica, considerando o seu enquadramento, deverão ser precedidas de Licença de Pesquisa Sísmica – LPS, cujo prazo máximo para decisão do IBAMA é de 12 (doze) meses, quando o licenciamento for conduzido na Classe 1, ou 6 (seis) meses, quando for conduzido nas Classes 2 e 3.

Já as atividades de perfuração de poços em ambiente marinho, nos termos da Portaria MMA 422/11, também conforme sua classificação, dependem de obtenção de LO de Perfuração Marítima junto ao IBAMA. Nesse caso, dadas as características temporárias da perfuração exploratória, a LO não seria precedida de LP e LI, como na generalidade do procedimento de licenciamento ambiental. O prazo para a decisão quanto à LO de Perfuração é também de 12 (doze) meses, quando o licenciamento for conduzido na Classe 1 (um) ou 6 (seis) meses para o licenciamento nas Classes 2 e 3<sup>9</sup>. Tais atividades podem ser licenciadas de forma integrada, sob a forma de polígonos de perfuração, trazendo o conceito de licenciamento de abrangência regional.

A implantação ou ampliação de empreendimentos marítimos de produção e escoamento de petróleo e gás natural, por sua vez, depende da obtenção de LP, LI e LO, precedidas de EIA/RIMA. Para empreendimentos que contenham múltiplos projetos ou

---

<sup>9</sup> Classe 1 - Pesquisas sísmicas em profundidade inferior a 50 metros ou em áreas de sensibilidade ambiental, sendo exigida a elaboração de Estudo Prévio de Impacto Ambiental / Relatório de Impacto Ambiental – EIA/RIMA;

Classe 2 – Pesquisas sísmicas em profundidade entre 50 e 200 metros, sendo exigida a elaboração de Estudo Ambiental de Sísmica/Relatório de Impacto Ambiental de Sísmica - EAS/RIAS;

Classe 3 – Pesquisas sísmicas em profundidade superior a 200 metros, sendo exigida a elaboração de Estudo Ambiental de Sísmica - EAS ou Informações Complementares ao Plano de Controle Ambiental de Sísmica – PCAS. BRASIL. CONSELHO NACIONAL DO MEIO AMBIENTE – CONAMA. *RESOLUÇÃO CONAMA nº 350, de 6 de julho de 2004*. Dispõe sobre o licenciamento ambiental específico das atividades de aquisição de dados sísmicos marítimos e em zonas de transição. Disponível em: <http://www.mma.gov.br/port/conama/legiabre.cfm?codlegi=451>. Acesso em: 8 jun. 2017.

<sup>9</sup> Classe 1 - Perfuração marítima em local com profundidade inferior a 50 metros ou a menos de 50 quilômetros de distância da costa ou em áreas de sensibilidade ambiental, sendo exigida a elaboração de Estudo Prévio de Impacto Ambiental / Relatório de Impacto Ambiental - EIA/RIMA;

Classe 2 - Perfuração marítima em local com profundidade entre 50 e 1000 metros, a mais de 50 quilômetros de distância da costa, sendo exigida a elaboração de Estudo Ambiental de Perfuração/Relatório de Impacto Ambiental de Perfuração - EAP/RIAP;

Classe 3 - Perfuração marítima em local com profundidade superior a 1000 metros, a mais de 50 quilômetros de distância da costa, sendo exigida a elaboração de Estudo Ambiental de Perfuração – EAP.

atividades, uma única LP, analisando a viabilidade ambiental e os impactos cumulativos e sinérgicos dessas atividades, pode servir de base para mais de uma LI ou mais de uma de LO.

Segundo a Portaria MMA 422/11, é possível o licenciamento e estudos conjuntos envolvendo mais de um empreendimento na mesma região, desde que sejam similares em suas características e escala temporal. Como as atividades da indústria de O&G são realizadas em regiões de grande extensão (blocos), seria injustificado que empreendimentos proximais tivessem que repetir avaliações já realizadas por outros operadores.

Nesses casos, se já houver estudo na área este poderá ser levado em conta para que um novo licenciamento não o repita. No caso de nova área a ser licenciada, o IBAMA poderá autorizar que diversos operadores realizem um único estudo de abrangência regional ou mesmo um único processo de licenciamento.

Também os programas de controle, mitigação e compensação de impactos ambientais e de resposta a emergências poderão ser elaborados e implementados por múltiplos operadores em uma mesma região.

Assim, em suma, procedimentos para o licenciamento ambiental de E&P (Exploração e Produção) de petróleo e gás estão regulamentados pelas Resoluções CONAMA nº 23, de 1994, nº 237, de 1997, e nº 350, de 2004, e pela Portaria MMA nº 422, 2011.

### **3.1. Cenários aplicáveis ao Estudo de Caso**

Assim, assume-se, diante da atual limitação da legislação ambiental sobre a matéria, que haveria quatro possibilidades aplicáveis ao estudo de caso. A primeira delas seria a de licenciamento simplificado, quando a construção da caverna fosse realizada em ambiente offshore em região com estudo de impacto ambiental já existente, a profundidade maior que 1000 metros e distância de 50 km da costa litorânea, com licenciamento para pesquisas sísmicas, perfuração e exploração de hidrocarbonetos já expedida. A segunda seria a necessidade de licenciamento regular com estudo de impacto ambiental completo, nas hipóteses de perfuração nas já referidas Classes 1 e 2.

Limitações da legislação ambiental brasileira para CCS (Indústria de Petróleo e Gás)

|                                     |   |  |
|-------------------------------------|---|--|
| Caverna localizada em local com EIA | Portaria MMA 422/11<br>(Classe 3 de perfuração)                                   | Possibilidade de licenciamento simplificado        |
|                                     | Profundidade maior que 1000 metros, distância de 50 km ou mais da costa litorânea | Possibilidade de solicitação de estudos adicionais |
| Caverna localizada em local sem EIA | Portaria MMA 422/11<br>(Classes 1 e 2 de perfuração)                              | Licença regular                                    |
|                                     |   | Necessidade de EIA                                 |

Em hipótese exemplificativa de implantação de um conjunto de cavernas, existe a possibilidade de o órgão licenciador considerar o EIA/RIMA já existente, pedir Licenciamento Simplificado e Estudos Complementares (Portaria 442/2011) para a construção das caverna e observar o disposto na Lei 9.966/00 para prevenção, o controle e a fiscalização da poluição em plataformas offshore, exigindo Plano Único de Emergência sob sua coordenação para o conjunto de cavernas e auditorias bienais independentes por parte dos operadores (no caso do CCS de quem construir e/ou fizer uso da central). Pode o IBAMA, ainda, independente do formato do licenciamento (simplificado ou regular), exigir o disposto em sua Instrução Normativa IN 01/2018, ou seja, o Plano de Amostragem dos Estoques de Baritina e Base Orgânica e o Projeto de Monitoramento de Fluidos e Cascalhos para aprovação prévia à obtenção da licença ambiental<sup>10</sup>.

<sup>10</sup> Art. 3º Para os efeitos desta Lei, entende-se por: VIII - disposição final ambientalmente adequada: distribuição ordenada de rejeitos em aterros, observando normas operacionais específicas de modo a evitar danos ou riscos à saúde pública e à segurança e a minimizar os impactos ambientais adversos; XV - rejeitos: resíduos sólidos que, depois de esgotadas todas as possibilidades de tratamento e recuperação por processos tecnológicos disponíveis e economicamente viáveis, não apresentem outra possibilidade que não a disposição final ambientalmente adequada; XVI - resíduos sólidos: material, substância, objeto ou bem descartado resultante de atividades humanas em sociedade, a cuja destinação final se procede, se propõe proceder ou se está obrigado a proceder, nos estados sólido ou semissólido, bem como gases contidos em recipientes e líquidos cujas particularidades tornem inviável o seu lançamento na rede pública de esgotos ou em corpos d'água, ou exijam para isso soluções técnica ou economicamente inviáveis em face da melhor tecnologia disponível;

<sup>10</sup> IX - Fluidos de Perfuração: são misturas complexas de sólidos, líquidos, produtos químicos, inclusive gases, utilizadas na perfuração de poços, com as finalidades principais de transportar o cascalho gerado

Vale lembrar que a Diretiva 2305 de 2011 do Reino Unido estabelece que um fluxo de CO<sub>2</sub> deve consistir "de forma esmagadora" em CO<sub>2</sub> (artigo 12). Nenhum resíduo ou outro material pode ser adicionado para fins de descarte. Mas os fluxos de CO<sub>2</sub> podem conter substâncias associadas incidentais da fonte, processos de captura ou injeção, e rastrear substâncias adicionadas para auxiliar no monitoramento e verificação da migração de CO<sub>2</sub>, desde que as concentrações dessas substâncias estejam abaixo dos níveis que afetariam negativamente a integridade do local de armazenamento ou da infraestrutura de transporte ou abaixo dos níveis que representam um risco significativo para o ambiente ou para a saúde humana.

Outras normas internacionais que podem ser citadas quanto CO<sub>2</sub> enquanto resíduo são a Diretiva 2221 de 2010, a Diretiva de Armazenamento de CO<sub>2</sub> da UE e a Diretiva de Resíduos da EU, para as quais o CO<sub>2</sub> capturado e transportado para fins de armazenamento geológico não constitui "resíduo" para os fins do Regulamento de Licenciamento de Armazenamento de CO<sub>2</sub>. De acordo com (MACRORY, 2013, p. 20) a intenção era que se fornecesse o quadro regulamentar específico para o armazenamento da CO<sub>2</sub>. A ausência de normativa específica para CCS no Brasil não deve ser encarada enquanto limitadora de tais projetos diante da possibilidade de aplicação da analogia para suprir eventuais lacunas em nosso ordenamento jurídico.

### **Considerações Finais**

Considerando a analogia e a legislação existente para o licenciamento ambiental das atividades de captura e estocagem de carbono oriundo da indústria de petróleo e gás, especificamente aquelas relacionadas à área offshore e caverna de sal, pode-se concluir que procedimentos para o licenciamento ambiental seguem aqueles de E&P de petróleo

---

para a superfície, resfriar e lubrificar a broca e promover a pressão hidrostática necessária para evitar o colapso do poço. X - Fluidos Complementares: denominação genérica dos que não são fluidos de perfuração e que, também, são utilizados nas operações de perfuração, cimentação, completação e intervenção de poços, tais como: e) Fluidos de Completação: soluções salinas utilizadas em substituição aos fluidos de perfuração, para evitar danos às zonas de interesse por ocasião da etapa de completação dos poços. XVI - Resíduos sólidos: material nos estados sólido, semissólido ou líquido resultante das atividades de perfuração, completação e intervenção de poços ou nelas utilizados, cujas particularidades torne inviável seu lançamento em corpos d'água, ou exijam para isso soluções técnicas e economicamente inviáveis, em face a melhor tecnologia disponível.

<sup>10</sup> O resultado do ensaio de toxicidade aguda do fluido derramado acidentalmente deverá ser anexado ao Relatório Detalhado de Incidente (RDI) encaminhado para a Coordenação- Geral de Emergências Ambientais - CGEMA.

e gás, que estão regulamentados pelas Resoluções CONAMA nº 23, de 1994, nº 237, de 1997, e nº 350, de 2004, e pela Portaria MMA nº 422, 2011, podem ser, portanto, aplicados analogicamente ao caso de atividade experimental de CCS em caverna de sal offshore.

Assim, diante do fato de que atividades da indústria de O&G são realizadas em regiões de grande extensão (blocos), seria injustificado que empreendimentos proximais tivessem que repetir avaliações já realizadas por outros operadores, tratando-se de perfuração enquadrada na Classe 3 da Portaria MMA 422/11, o licenciamento a ser adotado seria aquele denominado simplificado.

Dada a existência de EIA/RIMA das Bacias de Santos, de Campos e do Espírito Santo, pode-se seguir a legislação de E&P, para estocagem geológica de Carbono, ou seja, Portaria MMA 422/11, como uma medida de mitigação de eventuais impactos, aproveitando-se as conclusões do referido EIA/RIMA. E, caso localizada fora do raio geográfico tratado no EIA/RIMA anterior, far-se-á necessária a realização de Avaliação de Impacto Ambiental.

De qualquer modo, na ausência de pessoal com competências específicas em matéria de CCS, o procedimento, de acordo com a disposição atual, deve ser efetuado no IBAMA, cabendo-lhe o licenciamento ambiental, a ser conduzido internamente pela Diretoria de Licenciamento Ambiental (Dilic), em sua Coordenação-Geral de Licenciamento Ambiental de Empreendimentos Marinhos e Costeiros (CGMac).

A Portaria MMA nº 422/11 estabelece especialmente os procedimentos a serem observados pelo IBAMA no licenciamento ambiental federal, inclusive as atividades de perfuração de poços em ambiente marinho, que, conforme sua classificação, dependem de obtenção de LO de Perfuração Marítima.

Caso adotada a atividade em fase experimental, dadas as características temporárias da perfuração exploratória, a LO não seria precedida de LP e LI, como na generalidade do procedimento de licenciamento ambiental. O prazo para a decisão quanto à LO de Perfuração é também de 12 (doze) meses, quando o licenciamento for conduzido na Classe 1 (um) ou 6 (seis) meses para o licenciamento nas Classes 2 e 3. Tais atividades podem ser licenciadas de forma integrada, sob a forma de polígonos de perfuração, trazendo o conceito de licenciamento de abrangência regional.

Ao estudo de caso, importa apontar que a perfuração para construção de caverna de sal para CCS estaria no âmbito da exploração no PreSal, abrangido pela designação

para Licenciamento de “etapa 3”, cujo licenciamento já está em curso (EIA/RIMA/ETAPA 3, 2017).

Do ponto de vista institucional, o licenciamento ambiental é uma obrigação legal prévia à instalação de qualquer empreendimento ou atividade potencialmente poluidora ou degradadora do meio ambiente (MMA, 2019). Assim, em caso experimental ou implantação efetiva dos processos de CCS offshore no Brasil, os licenciamentos em curso podem ser aproveitados em prol do uso racional dos recursos naturais e da proteção do meio ambiente e mitigação das emissões de gases causadores de efeito estufa e de poluentes da indústria de petróleo e gás, observadas as exigências específicas para o armazenamento do dióxido de carbono, de modo a evitar efeitos indesejáveis de atividades idealizadas para cumprir importante papel no cumprimento das metas climáticas de descarbonização.

### **Agradecimentos**

Agradecemos o apoio do RCGI – Research Centre for Gas Innovation, localizado na Universidade de São Paulo (USP) e financiado pela FAPESP – Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (2014/50279-4) e Shell Brasil. Agradecemos também aos demais integrantes do Projeto 42 pelos comentários, especificamente, Israel Lacerda de Araújo e Mariana Miranda.

### **Referências Bibliográficas**

BUI, Mai et al, 2018. *Carbon capture and storage (CCS): the way forward*. In. *Energy Environ. Sci.*, 2018, 11, 1062.

COSTA, H. K. de M. et al, 2018. *Environmental License for Carbon Capture and Storage (CCS) Projects in Brazil*. In *Journal of Public Administration and Governance*, v. 8, p. 163-185, 2018.

EIA/RIMA/ETAPA 3, Estudo de Impacto Ambiental e Relatório de Impacto Ambiental da Bacia de Santos, Polo PreSal Etapa 3. Disponíveis em: [https://www.comunicabaciadesantos.com.br/sites/default/files/RIMA\\_Etapa\\_3.pdf](https://www.comunicabaciadesantos.com.br/sites/default/files/RIMA_Etapa_3.pdf) e EIA: <http://licenciamento.ibama.gov.br/Petroleo/Producao/Producao%20-%20Bacia%20de%20Santos%20-%20Polo%20Pre-Sal%20-%20Etapa%203%20-%20Petrobras/EIA%20-%20REV00%20-%20SET2017/>. Acesso em junho de 2019.

ELKINS, Paul et al. *The role of CCS in meeting climate policy targets. Understanding the potential contribution of CCS to a low carbon world, and the policies that may support that contribution. A report commissioned by the Global CCS Institute.* Global CCS Institute, 2017.

KETZER, J. M. Medina et al. *Atlas brasileiro de captura e armazenamento geológico de CO<sub>2</sub> = Brazilian atlas of CO<sub>2</sub> capture and geological storage* – Porto Alegre : EDIPUCRS, 2016. 95 p.

LAKATOS, Eva Maria & MARCONI, Marina de Andrade. *Metodologia científica.* 2. ed. São Paulo: Atlas, 1991.

MAIA, Álvaro. *Central Co<sub>2</sub> Disposal Station of Santos Basin*, mimeo. Set. 2018.

MUKAI, TOSHIO. *Direito Ambiental Sistematizado.* Rio de Janeiro: Forense Universitária, 1992.

MACRORY, SCCS CO<sub>2</sub>-EOR JIP *Legal Status of CO<sub>2</sub> – Enhanced Oil Recovery*; UCL Carbon Capture Legal Programme, 2013.

MMA, Ministério do Meio Ambiente. *Efeito estufa e aquecimento global.* Disponível em <http://www.mma.gov.br/clima/energia/item/195-efeito-estufa-e-quequecimento-global>. Acesso em junho de 2019.

SENADO FEDERAL. *Entenda o PreSal.* Disponível em <https://www12.senado.leg.br/noticias/entenda-o-re/pre-sal>. Acesso em junho de 2019.

ROCHA, H. V. et al. *Regulatory Perspectives for CCS in Brazil and its Civil Liability.* In. *Revista de Direito da Energia* (IBDE), 2017.

### **Biografia Das Autoras**

**Hirdan Katarina De Medeiros Costa** é advogada formada pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN). Especialista em Processo Civil. Mestre em Energia e Doutora em Ciências pelo Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo (PPGE/USP). Mestre em Direito de Energia e de Recursos Naturais pela Universidade de Oklahoma (OU), nos Estados Unidos. Pós-Doutora em Sustentabilidade pela Escola de Artes, Ciências e Humanidades da USP (EACH/USP). Pós-Doutora em Energia no Instituto de Energia e Ambiente da USP, Professora Colaboradora no PPGE/USP, Vice-Coordenadora do Programa de Políticas de Energia e Economia e Coordenadora dos Projetos 21 e 42, ambos do Centro de Pesquisa para Inovação em Gás - FAPESP/Shell.

E-mail: [hirdan@usp.br](mailto:hirdan@usp.br)

**Raíssa Moreira Lima Mendes Musarra** é doutora em Ciências Sociais - Sociologia pelo programa de Ciências Sociais da Universidade Federal do Pará - PPGCS-UFPA com estágio doutoral na Universidade de Paris - Paris XIII. Mestre em Ciências Sociais (Sociologia e Antropologia) pelo Programa de Pós-Graduação de Ciências Sociais PPGCSoc-UFMA (2011). Pós-graduada em Direito Público pela Universidade Gama Filho - RJ (2009). Advogada e pesquisadora em nível de pós-doutoramento do Programa de Pós-Graduação em Ciência Ambiental (PROCAM) vinculado ao Instituto de Energia e Ambiente IEE/USP, Bolsista FUSP atuando no Projeto 42 do Centro de Pesquisa para Inovação em Gás - FAPESP/Shell (RCGI).

E-mail: [raissa.musarra@usp.br](mailto:raissa.musarra@usp.br)



## CAPÍTULO XVII

### **Captação, armazenamento e usos de carbono: Perspectivas regulatórias de implantação no Brasil e experiências internacionais**

Isabela Morbach Machado e Silva<sup>1</sup>

Hirdan Katarina de Medeiros Costa<sup>2</sup>

**Resumo:** Em um contexto político e social em que há um claro compromisso no sentido de limitar o aumento da temperatura global a 1,5°C, desenvolver de tecnologias voltadas à mitigação de emissão de gases que causam o efeito estufa é questão central e urgente. Nesse sentido, o presente projeto de pesquisa se propõe a desenvolver um estudo para o desenvolvimento de um estudo comparativo sobre a implantação de CCS entre o Brasil e alguns países que já obtiveram relativo sucesso na implantação da tecnologia, com destaque para o Reino Unido, a partir da perspectiva jurídica, institucional, regulatória e econômica. O objetivo principal é contribuir para elaboração de um desenho jurídico-institucional robusto de políticas de mitigação de carbono viáveis e efetivas no Brasil

**Palavras-Chave:** CCS, Regulação, Emissões de CO<sub>2</sub>

#### **Introdução**

A fim de evitar a continuação da trajetória de mudanças climáticas, sabe-se ser urgente e necessária a limitação do aumento da temperatura média global à 2°C. Tal necessidade significa conter o avanço de emissão de gases de efeito estufa nos próximos dez a quinze anos e, portanto, reduzir a emissão de Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>) pela metade até meados deste século. Nesse contexto, em 2015 foi realizada a 21ª Conferência das Partes da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (COP21), em Paris. Na ocasião foi firmado um novo acordo sobre mudança do clima com o objetivo central de fortalecer a resposta global à ameaça de mudanças climáticas e de reforço à capacidade dos países para lidar com os impactos decorrentes dessas mudanças.

O *Acordo de Paris* foi aprovado pelos 195 países Parte da UNFCCC para reduzir emissões de gases de efeito estufa (GEE) no contexto do desenvolvimento sustentável. O compromisso firmado foi no sentido de conter o aumento da temperatura média global em bem menos de 2°C acima dos níveis pré-industriais e de envidar esforços para limitar o aumento da temperatura a 1,5°C acima dos níveis pré-industriais. O acordo também

---

<sup>1</sup> IEE/USP

<sup>2</sup> IEE/USP

prevê financiamento coletivo de no mínimo US\$ 100 bilhões por ano para países em desenvolvimento, que estão entre os maiores impactados pelas mudanças climáticas

O foco principal das medidas para mitigar as mudanças climáticas é evitar que o planeta atinja um desequilíbrio climático irreversível. A intenção é controlar, principalmente, a emissão de CO<sub>2</sub> para a atmosfera, por meio, por exemplo, do uso mais eficiente da energia, da redução da queima de combustíveis fósseis e da implementação de soluções energéticas que façam uso de fontes de energia renováveis.

Ocorre que a implementação de novas fontes de energia limpas, em alguns casos, ainda é muito cara e a economia mundial ainda é alimentada pelos combustíveis fósseis. Diante desse cenário, é fundamental buscar alternativas para mitigação de CO<sub>2</sub>, a exemplo de tecnologias de Captura e Armazenamento de CO<sub>2</sub>, mais conhecidas por sua sigla, CCS.

Nesse contexto, o objetivo do presente artigo é desenvolver um comparativo sobre a implantação de tecnologias de CCS entre o Brasil e alguns países que já obtiveram relativo sucesso na implantação da tecnologia, com destaque para o Reino Unido, considerando tais tecnologias estão se desenvolvendo com relativa rapidez. Almeja-se contribuir para elaboração de um desenho robusto de políticas de mitigação de carbono viáveis e efetivas no Brasil.

## **1. A Atividade De CSS**

Como referido acima, além da busca por reduções das emissões através da substituição de matrizes energéticas fósseis, é crescente a procura pelo desenvolvimento de tecnologias para reduzir as emissões CO<sub>2</sub> em todo o mundo. Considerada umas das principais alternativas para redução da emissão CO<sub>2</sub> para a atmosfera, o armazenamento geológico de carbono em sistemas fechados tem se destacado por sua capacidade de acumulação de elevados volumes de gás carbônico em formações geológicas adequadas.

Além disso, diante de diversas dificuldades relacionadas ao transporte e comercialização de CO<sub>2</sub>, a alternativa de armazená-lo *in situ*, ou seja, no interior do próprio reservatório a partir do qual foi produzido, parece viável e eficiente, sendo, consequentemente, cada vez mais estudada.

Por décadas, o processo de injeção de CO<sub>2</sub> tem sido realizado em reservatórios de hidrocarbonetos visando ao aumento na sua taxa de recuperação (enhanced oil recovery – EOR), sendo que o CO<sub>2</sub> utilizado poderia ser tanto proveniente de ação antropogênica quanto de ocorrência natural (acumulações naturais em formações geológicas). A técnica

tem sido amplamente utilizada, principalmente nos Estados Unidos e Europa, e sua implementação acarreta a extensão da vida útil de campos produtores de petróleo, em termos de viabilidade econômica, em uma década ou mais.

Apesar da potencial capacidade brasileira para utilizar a tecnologia de sequestro e armazenamento de CO<sub>2</sub>, seja na modalidade EOR, seja no armazenamento geológico, bem como do fato de ter o País se comprometido oficialmente a cumprir metas de redução de gases do efeito estufa, até o momento poucos estudos foram desenvolvidos no sentido de contribuir para a formação de um aparato jurídico e institucional nacional necessário à implementação do projeto.

Há um vazio regulatório que poderá custar o atraso da implantação do CCS no Brasil, tendo em vista que a completa insegurança jurídica e, portanto, os riscos econômicos que a ausência de clareza de regras podem acarretar.

## **2. O Marco Regulatório Das Atividades De CCS Do Reino Unido**

Em 2008 foi inaugurado no Reino Unido um marco regulatório para o licenciamento captura e armazenamento de carbono *offshore*, através da edição do Energy Act.

A lei declara os direitos da Coroa sobre a Zona Econômica Exclusiva (ZEE) para realização de 'armazenamento de gás' (com ou sem vista a sua recuperação) em atenção ao disposto na Convenção das Nações Unidas sobre o Direito do Mar de 1982 (United Nations Convention on the Law of the Sea - UNCLOS). Determina ainda que o governo também pode designar 'Zonas de Importação e Armazenamento de Gás' dentro da ZEE. Sendo que para as operadoras que pretendem realizar atividades de CCS dentro da recém-designada ZEE, será exigida uma concessão.

Na sequência, o referido marco introduziu um regime baseado no licenciamento das atividades, que exige que as atividades relacionadas ao armazenamento de CO<sub>2</sub> (com vista à sua eliminação – armazenamento - permanente) necessitem de uma licença da autoridade competente. Essas atividades também incluem a conversão, exploração e manutenção do 'local controlado' que será usado para armazenamento de CO<sub>2</sub>. O local controlado refere-se a um local que pode ser encontrado “dentro, abaixo ou sobre” o mar territorial ou águas dentro de uma Zona de Importação e Armazenamento de Gás.

A lei fornece mais detalhes sobre a concessão de licenças, seu conteúdo e os termos e condições que podem ser anexados a eles, e determina que a autoridade de

licenciamento responsável pela concessão de licenças será o Secretário de Estado ou os Ministros, dependendo da localização da atividade proposta.

Ao conceder uma licença, a autoridade pode definir requisitos específicos para um caso específico ou para que a licença seja concedida. Uma licença pode incluir disposições relativas à garantia financeira em relação a obrigações futuras, bem como obrigações entre o encerramento de uma instalação e o término da licença. Cada autoridade de licenciamento pode fazer mais regulamentos sobre os termos e condições das licenças que concede.

Há ainda uma seção detalhada relativa à execução das licenças e práticas consideradas criminosas, bem como introduz as sanções, nos casos em que as atividades são realizadas sem uma licença ou quando o titular da licença não cumprir as condições prescritas. A autoridade licenciadora pode fazer orientação, uma espécie de ajustamento de conduta, exigindo que o titular da licença tome as medidas que considere necessárias.

Para auxiliar no desempenho das funções descritas na Lei, os fiscais podem ser indicados pelo Secretário de Estado ou pelos Ministros.

No que diz respeito às instalações offshore, para instalações de armazenamento de carbono, a lei aplica o Petroleum Act (1998). Um programa detalhado de planos e aprovações é previsto, determinando que as pessoas que pretendam encerrar a utilização de uma instalação offshore, forneçam um 'programa de abandono' que estabeleça as medidas a serem tomadas em conexão com o abandono de uma instalação offshore ou encanamento submarino '. Além disso, o Energy Act prevê que a autoridade de licenciamento formule regulamentos relativos à rescisão de licenças, que podem incluir disposições relativas à segurança financeira.

Já em setembro de 2010, o Parlamento do Reino Unido aprovou os Regulamentos de Armazenamento de Dióxido de Carbono (Licenciamento etc.). Estes Regulamentos foram aprovados de acordo com o Energy Act, e introduzem um regime de licenciamento para atividade de CCS offshore, descrevendo os requisitos a serem cumpridos para a concessão de uma licença ou autorização de armazenamento pelo Secretário de Estado e o escopo dessas permissões.

Tais regulamentos cumprem parcialmente a obrigação do Reino Unido de implementar a Diretiva da União Europeia, relativa ao armazenamento geológico de dióxido de carbono (Diretiva 31/2009 / CE) para o direito interno do Reino Unido. Das questões contidas na Diretiva CAC, o Regulamento abrange: as condições para a concessão de licenças e licenças de exploração; as obrigações do operador de

armazenamento; o encerramento do local de armazenamento; o período pós-encerramento; e segurança financeira. Contudo, os regulamentos não abrangem as licenças concedidas pelo ministro para atividades de CCS realizadas nas águas territoriais adjacentes.

Como se pode observar, a maior parte das preocupações das normas concentram-se na tentativa de instrumentalizar mecanismos para prever e gerenciar possíveis danos ambientais, não só os já esperados, como os ainda não estudados, assegurando também um lastro de tempo para monitoramento e responsabilização das partes que explorarem a atividade de CCS. Por outro lado, é preciso tornar viável a execução desta atividade, impondo, portanto, condições que não inviabilizem atividade.

A ideia de criação de um Marco regulatório (Lei Geral), seguidos de seu correspondente regulamento esparso, é tornar o ambiente jurídico e institucional seguro, para que os cálculos de riscos da atividade possam ser realizados por ambas as partes (público e privado).

### **Considerações Finais**

Como observado, o tema estudado requer subsídios de diversas áreas do Direito, sobretudo do Direito Financeiro, além do Direito Econômico, Direito Constitucional e Direito Ambiental. Ainda, serão necessárias contribuições das ciências econômicas e da ciência política, bem como sólidos conhecimentos técnicos para compreensão da complexidade da atividade de Sequestro e Armazenamento de CO<sub>2</sub>. A definição de um modelo regulatório inclui desde a definição dos direitos de propriedade, até os instrumentos jurídicos pelos quais as empresas ingressarão no setor, incluindo as respectivas responsabilidades.

A partir de uma ampla compreensão das tecnologias de ponta, as pesquisas devem abordar principalmente a viabilidade da implementação do CCS no Brasil, em uma perspectiva jurídica, institucional, regulatória e econômica. Deverão ser analisadas proposições viáveis e sustentáveis para o Brasil com base em estudos comparativos de experiências internacionais.

### **Agradecimentos**

Agradecemos o apoio do RCGI – Research Centre for Gas Innovation, localizado na Universidade de São Paulo (USP) e financiado pela FAPESP – Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (2014/50279-4) e Shell Brasil.

## **Referências Bibliográficas**

- ACORDO DE PARIS. O texto do Acordo em Português pode ser encontrado em: [http://www.mma.gov.br/images/arquivos/clima/convencao/indc/Acordo\\_Paris.pdf](http://www.mma.gov.br/images/arquivos/clima/convencao/indc/Acordo_Paris.pdf)
- ANSOLABEHRE, S., KATZER, J., BEER, J., DEUTCH, J., ELLERMAN, D., FRIEDMANN, J., ... Steinfeld, E. *The future of Coal – An interdisciplinary MIT Study* (p. 175). 2007.
- BARRETO, Eduardo e ALENCASTRO, Catarina. Brasil ratifica Acordo de Paris para reduzir emissões de gases-estufa. *Jornal o Globo*, caderno Sociedade, do dia 12/09/2016: <https://oglobo.globo.com/sociedade/sustentabilidade/brasil-ratifica-acordo-de-paris-para-reduzir-emissoes-de-gases-estufa-20093780#ixzz4klGG7zyU>
- IPCC. *Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage*. Preparado pelo Grupo de trabalho 3 do Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas (Metz, B., Davidson, O., Coninck, H., Loos, M., Meyer, L.) Cambridge University Press, Cambridge, UK. 2007.
- KETZER, J..M.M; MACHADO C.X; ROCKETT. G.C; IGLESIAS, R.S. (2014). *Brazilian Atlas of CO2 Capture and Geological Storage*. Center of Excellence in Research and Innovation in Petroleum, Mineral Resources and Carbon Storage. EDIPUCRS – Editora Universitária da PUCRS. Rio Grande do Sul, 2014.
- LAL, Rattan. Carbon sequestration. *Philosophical Transactions of the Royal Society B: Biological Sciences*, v. 363, n. 1492, p. 815-830, 2008.
- LEAL DA COSTA, Isabella Vaz. *Análise do potencial técnico do sequestro geológico de CO2 no setor petróleo no Brasil*. Dissertação de Mestrado. Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia (Coppe) da Universidade Federal do Rio De Janeiro, 2009.
- LEMONS DE SOUSA, M. J. Sem energia fóssil, o apagão. In C. Medina & S. Medina (Eds.), *Energia, Meio Ambiente e Comunicação Social* (pp. 57–74). Porto/São Paulo: *Novo Pacto da Ciência* 10, 2009.
- PACALA, S. E SOCOLOW, R. Stabilization Wedges: Solving the Climate Problem for the next 50 years with current technologies. *Science* Vol.305, p. 968 – 972, 2004.
- RODRIGUES, C. F. A., DINIS, M. A. P., & LEMOS DE SOUSA, M. J. (2015). Review of European energy policies regarding the recent “carbon capture, utilization and storage” technologies scenario and the role of coal seams. *Environmental Earth Sciences*, 74(3), 2553–2561.

ROMEIRO-CONTURBIA, Viviane Roberto da Silva. *Carbon Capture and Storage. Legal and regulatory framework in developing countries: proposals for Brazil*. Tese de Doutorado. Instituto de Energia e Meio Ambiente da Universidade São Paulo. São Paulo, 2014.

SANTOS, Edmilson. M.; COSTA, Hirdan Katarina de Medeiros; ROMEIRO, Viviane; PARENTE, Virgínia . Energia de Combustíveis Fósseis e a Captura e Armazenamento de CO<sub>2</sub>. In: Lineu. (Org.). *Sustentabilidade e energia*. 1ed.SAO PAULO: Manole, 2015, v. , p. 1-22.

SCHAEFFER, R. Mudanças Climáticas. In: EITLER, K.; LINS, V. (Orgs.). *Textos – Energia que transforma*. Rio de Janeiro: Fundação Roberto Marinho, 2012, p. 32-6.

### **Biografia Das Autoras**

**Isabela Morbach Machado E Silva** é advogada, graduada em Direito pela Universidade Federal do Pará (UFPA), com especialização em Direito Econômico pela Escola de Direito de São Paulo da Fundação Getúlio Getúlio Vargas (FGVSP), mestre em Direito Financeiro e Econômico pela Faculdade de Direito da Universidade de São Paulo (DF/USP) e Doutoranda em Energia pelo Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo (IEE/USP). Atualmente está realizando um ano de seu doutorado no Centre for Environmental Policy do Imperial College of London.

E-mail: [isabelamorbach@usp.br](mailto:isabelamorbach@usp.br)

**Hirdan Katarina De Medeiros Costa** é advogada formada pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN). Especialista em Processo Civil. Mestre em Energia e Doutora em Ciências pelo Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo (PPGE/IEE/USP). Mestre em Direito de Energia e de Recursos Naturais pela Universidade de Oklahoma (OU), nos Estados Unidos. Pós-Doutora em Sustentabilidade pela Escola de Artes, Ciências e Humanidades da USP (EACH/USP). Pós-Doutora em Energia no Instituto de Energia e Ambiente da USP, Professora Colaboradora no PPGE/USP, Vice-Coordenadora do Programa de Políticas de Energia e Economia e Coordenadora dos Projetos 21 e 42, ambos do Centro de Pesquisa para Inovação em Gás - FAPESP/Shell.

E-mail: [hirdan@usp.br](mailto:hirdan@usp.br)

## CAPÍTULO XVIII

### Improving the solar power forecast using cloud index algorithms

JOÃO ESTEVES<sup>1</sup>

RUI PESTANA<sup>2</sup>

NUNO PINHO DA SILVA<sup>3</sup>

**Abstract:** The energy mix in Portugal has been changing since the introduction of renewable energy sources. The European Union targets to mitigate global warming is decarbonizing the whole energy sector. Portugal renewable energy revolution started with Wind power generation and, nowadays, the Solar power is beginning to grow and it is expectable to assume a considerable share in the future energy mix of Portugal.

With the increasing integration of solar power renewable sources in the Portuguese electricity grid, the solar power forecast becomes essential to ensure the electricity network safety and stability by providing the system operator (SO) a good level of predictability.

In R&D Nester, a continuously working forecast tool was developed and implemented in the model chain of REN, Portuguese transmission system operator. This tool takes into account the physical and technical parameters of the solar power plants converting solar radiation to power. The total solar installed capacity in Portugal is about 560 MW and R&D Nester forecasts about 320 MW, which represents the solar power plants connected to the distribution and transmission grid (medium-voltage, high-voltage and very high voltage).

In this paper, a new approach is studied using a sky camera. A case study regarding the improvement of the solar forecast of five solar power plants is presented, using cloud index calculated from images of the sky.

To set the case study, real power measurements and forecasted power measurements from 2018 were used. Four different types of CI are analyzed, two that are provided by the sky camera and are known in literature and two developed by R&D Nester.

**Key Words:** Solar Forecast; Sky Camera; Cloud Index.

#### Introduction

The solar power energy represents at the moment, about 2% of the energy mix of Portugal. By the end of 2018, the total amount of solar installed capacity was about 559 MW, as can be seen in Figure 1.

---

<sup>1</sup> R&D NESTER

<sup>2</sup> REN, R&D NESTER

<sup>3</sup> R&D NESTER



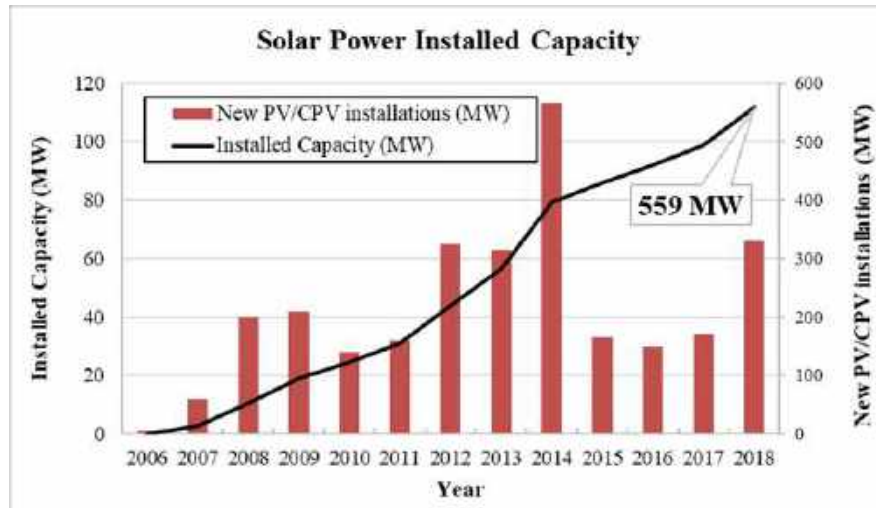


Figure 1 – Solar Power Installed Capacity from 2006 to 2018

Although represents a small number when compared with other energy sources, for instance wind with more than 5 GW, the trend is to grow quickly. By the end of 2017, the government already accepted more than 4 GW of solar permits. With the goals of the European Union to decarbonize the economy, Portugal have the goal of reaching 9 GW of solar power installed capacity by 2030.

With all this new solar installed capacity comes high levels of uncertainty due to the volatility behavior of these type of resources. For the system operator, this risk must be reduced to the minimum as possible and handled as optimally as possible.

In this regard, R&D Nester has been developing a forecast tool, which provides the National transmission system operator with solar power forecasts. The tool converts atmospheric forecast into power, taking into consideration physical and technical parameters of each of every solar site predicted. In Figure 2 one can see the solar sites forecasted by R&D Nester. Consists in all solar sites connected to the distribution and transmission grid (medium-voltage, high-voltage and very high voltage).



*Figure 2 – Solar sites forecasted by R&D NESTER*

Since 2014, R&D Nester acquired one sky camera in order to develop some studies regarding short-term forecast improvements. In this paper, a new approach is studied using a sky camera. A case study regarding the improvement of the solar forecast of five solar power plants is presented, using cloud index calculated from images of the sky. To set the case study, real power measurements and forecasted power measurements from 2018 were used. Four different types of CI are analyzed, two that are provided by the sky camera and are known in literature and two developed by R&D Nester.

In **Chapter 1**, some notes and regards are mentioned regarding the **sky camera**. The **cloud index** and the mathematic formulation behind each one of them are explained in **Chapter 2**. In **Chapter 3**, the case study set-up is described in order to prepare the reader for **Chapter 4**, which present the **results**. Finally, in **Chapter 5** the conclusions of this work is shown.

## 1. Sky Camera

R&D Nester acquire a sky camera in 2014, being the first one in Portugal. This sky camera is installed in a REN substation as can be seen in Figure 3. The sky camera is taking pictures from the sky every five minutes. These pictures are sent by ftp to R&D Nester serves to allow the cloud index calculations.



*Figure 3 – Sky Camera in REN Substation*

This specific substation was chosen due to a very specific reason. Near this substation is a 10 MW solar power plant, as can be seen in Figure 4.



*Figure 4 – Location of the Sky Camera*

This fact allows to perform several case studies due to the proximity of the sky camera to the solar power plant. As would be explained in the next chapters, this solar power plant is going to be part of the case study.

## **2. Cloud Index**

With pictures of the sky every five minutes, one can have a short-term representation of the amount of clouds in the sky. The clouds influence significantly the power generated by a solar power plant by reducing or increasing the amount of solar radiation that reaches the solar panels.

Typically, the mesoscale forecasts are updated every 6 hours and are estimations based on statistical or hybrid models. With the use of a local measurement as the pictures of the sky, one can update the forecasts in short-term.

Given the fact that the sky camera have a fish-eye lens, the first step is to pre-process the original picture to remove the radius distortion. In Figure 5 one can see one original picture from the sky camera and the result of the pre-process.

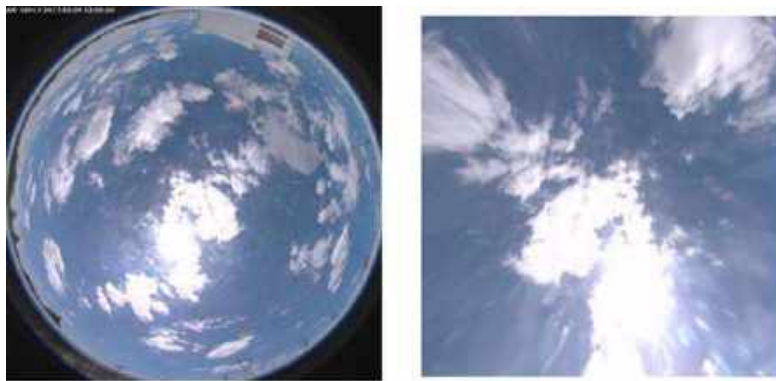


Figure 5 – Pre-process of the picture

In this paper, four cloud index are presented. Two of them, BRBG and CDOC, are provided by the sky camera it self and are well known in the literature. The other two cloud index, SPFV and TFML, were fully developed by R&D Nester research engineers.

## 2.1. Blue/Red Blue/Green: BRBG

This cloud index is based on threshold techniques, in which a red/green/blue cloud image is transformed into a single channel feature image, classifying each pixel according to the threshold. The red/green/blue categorization is given by:

$$I(i, j) = \begin{cases} 1, & B(i, j)/R(i, j) + B(i, j)/G(i, j) > \theta \\ 0, & B(i, j)/R(i, j) + B(i, j)/G(i, j) \leq \theta \end{cases} \quad [1]$$

In equation [1],  $B$  is the blue,  $G$  is the green and  $R$  is the red part of the pixel defined by the position  $(i, j)$ ,  $\theta$  is the threshold. Thus, the BRBG, uses the binary categorization of equation [1] and is given by:

$$BRBG = \frac{N_{cloud}}{N_{cloud} + N_{sky}} \quad [2]$$

In equation [2],  $N_{cloud}$  indicates the total number of cloud pixels and,  $N_{sky}$  indicates the total number of sky pixels.

## 2.2. Cloud detection and opacity classification: CDOC

This algorithm uses a clear sky library (CSL) in order to classify the images. This algorithm is able to categorize the clouds by density and is defined by:

$$CDOC = \frac{N_{thin} + N_{thick}}{N_{thin} + N_{thick} + N_{sky}} \quad [3]$$

In equation [3],  $N_{thin}$  indicates the total number of optical thin cloud pixels,  $N_{thick}$  indicates the total number of optical thick cloud pixels and,  $N_{sky}$  indicates the total number of sky pixels.

## 2.3. Solar Pixel Feature Vector: SPFV

For the SPFV, the pre-processed image is converted to gray scale, feature image, using the red/green/blue pixel categorization:

$$I(i, j) = \frac{(B(i, j) - R(i, j))}{(B(i, j) + R(i, j))} + \frac{(B(i, j) - G(i, j))}{(B(i, j) + G(i, j))} \quad [4]$$

In equation [4],  $B$  is the blue,  $G$  is the green and  $R$  is the red part of the pixel defined by the position  $(i, j)$ .

To calculate the solar pixel vector, a five ring structure is computed based on the position of the sun using the solar azimuth, solar zenith and the location of the sky camera. In Figure 6, the five ring structure for SPFV is shown for an image example. Based on the fact that the change of the solar pixel vector values from the first ring to the fifth ring represents both cloud coverage and sun obscured effect, the slope of feature vectors are calculated in order to compute the SPFV cloud index.

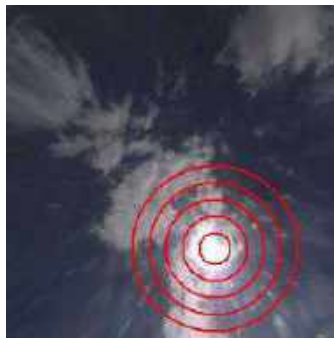


Figure 6 – five-ring structure for SPV

#### 2.4. Texture Feature over Mean Luminance: TFML

For the TFML algorithm, the Fourier transform of the pre-processed image is used in order to analyze the picture in the frequency and spatial domain. The magnitude frequency domain represents changes in the spatial domain and are related with changes in image texture feature. Considering  $M \times N$  as the image size, image  $f(i, j)$  can be regarded as a discrete function and the Fourier transform of the image is given by:

$$F(u, v) = \sum_{j=0}^{M-1} \sum_{k=0}^{N-1} f(j, k) e^{-i2\pi(\frac{uj}{M} + \frac{vk}{N})} \quad [5]$$

In equation [5],  $u=0, 1, \dots, M-1$  and  $v=0, 1, \dots, N-1$ . Having the Fourier transform of the image, the power spectrum and energy are calculated as follows:

$$e(u, v) = |F(u, v)|^2 \quad [6]$$

$$E = \sum_{u=0}^{M-1} \sum_{v=0}^{N-1} e(u, v) \quad [7]$$

To finalize the computation of the TFML cloud index, the mean luminance of the picture is used. The sky camera picture contains different information and features about the clouds and irradiance, one of them is the luminance of the picture. Based on the radiation transmission principle, the solar irradiance passing through the atmosphere is reduced by clouds, aerosols and other absorption and scattering objects. When the intensity of the incident visible light changes, the sky camera sensor to light also changes, which will be directly reflected in the image luminance. Furthermore, under normal circumstances, low clouds become darker due to higher moisture content whose absorption capacity for irradiance reflection is more significant. The lighter high clouds with water vapor and ice crystals have a less significant impact on irradiance. With this, the mean luminance of the image is computed to calculate the TFML and is given by:

$$L = \sum_{i=1}^M \sum_{j=1}^N \left[ \frac{1}{3 \times M \times N} \cdot (R(i, j) + G(i, j) + B(i, j)) \right] \quad [8]$$

On the one hand, the image spectrum energy, given by equation [7], represents the texture feature which is related to the amount of clouds in the sky, their shape and, their distribution. On the second hand, the mean luminance of the image, given by equation [8], is directly correlated with solar irradiance. Higher values of mean luminance represent less clouds in the sky. With this, the TFML can be defined as:

$$TFML = \frac{E}{L} \quad [9]$$

#### 2.5. General Process



To understand the full chain of work regarding the calculation of the cloud index, one can see Figure 7. In this figure is presented the scheme of action regarding the pictures of the sky camera. Every 5 minutes a picture is taken and sent to R&D Nester serves. For each picture an algorithm runs to calculate each cloud index.

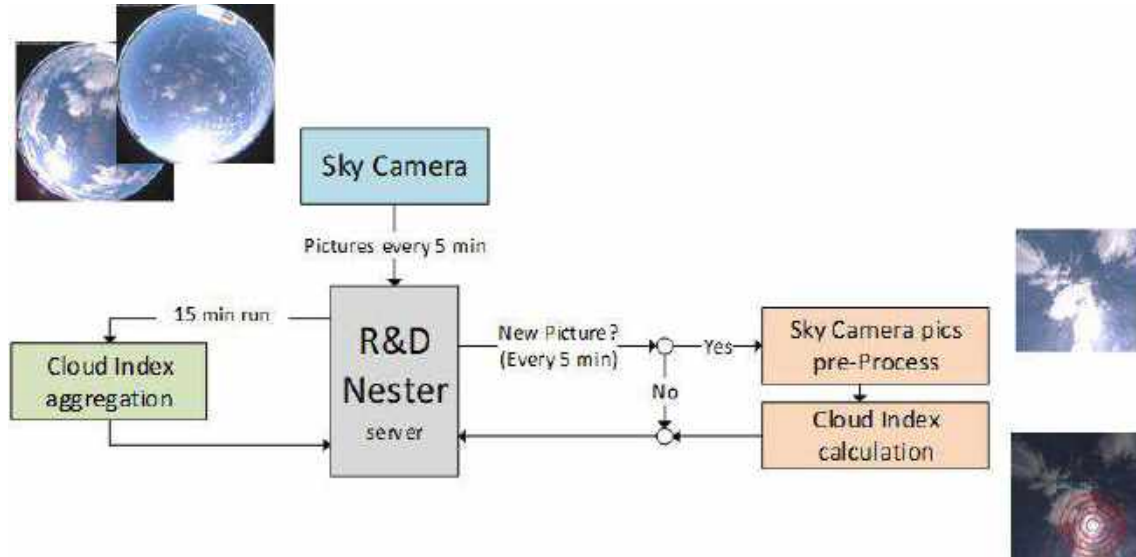


Figure 7 – Schematic of Cloud Index computation

### 3. Case Study

In this chapter, the case study is going to be presented. Five solar sites near the sky camera were selected to perform a year analysis of the root mean square error (RMSE). In Table 1 one can see the designation of each solar site and the distance to the sky camera.

Table 1 – Distance from each solar site to the sky camera

| Designation | Distance to Sky Camera |
|-------------|------------------------|
| FA2         | 960 m                  |
| CHM         | 2000 m                 |
| MTV         | 2150 m                 |
| FA1         | 2400 m                 |
| CMV         | 9120 m                 |

As can be seen in Table 1, the range of distance goes from less than 1 km to about 10 km. In Figure 8 one can see the sites geographically represented. The sky camera is designated as *SK*.



Figure 8 – Solar power plants location

The case study consists in assessing the effect of the cloud index in the monthly RMSE for each one of the five solar sites. The data from 2018 was used. In this regard, the following equation was used:

$$forecast_{withSK_i} = forecast_{withoutSK_i} * (1 - CI_{i-1}) \quad [10]$$

In equation [10],  $CI_{i-1}$  is the cloud index immediately available before sample  $i$ ,  $forecast_{withoutSK_i}$  is the forecast that was generated for the sample  $i$  without the cloud index and,  $forecast_{withSK_i}$  is the forecast that was generated for the sample  $i$  with the cloud index.



#### 4. Results

The first study done is presented in Figure 9, calculating the correlation between the forecast without the cloud index and the cloud index itself. As can be seen, the best correlation is obtained from the two cloud indexes developed by R&D Nester, around 70% and 80%.

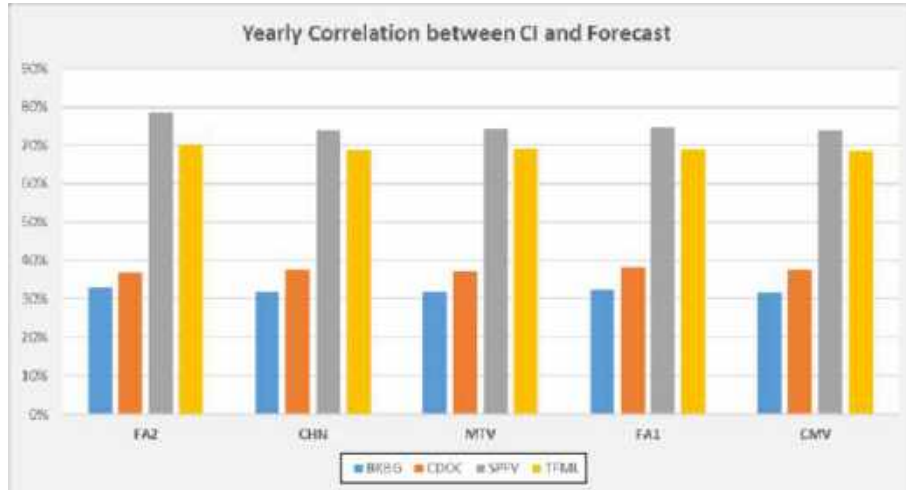


Figure 9 –Yearly correlation between CI and Forecast

In the next figures, namely Figure 10 to Figure 14, the RMSE analysis is going to be shown. The sites are shown from the closest to the further to the sky camera.

In Figure 10 one can see the RMSE improvement for the site FA2 for each month of 2018. This site is the closest to the sky camera. The improvements in RMSE are in the range of 1% to 5%. The R&D Nester developed cloud index TFML presented the best results. It is also noticeable that July and November 2018 have no positive improvements. This fact means that the use of cloud index increased the RMSE, this phenomenon should be studied to understand if was generated by some outlier atmospheric condition.

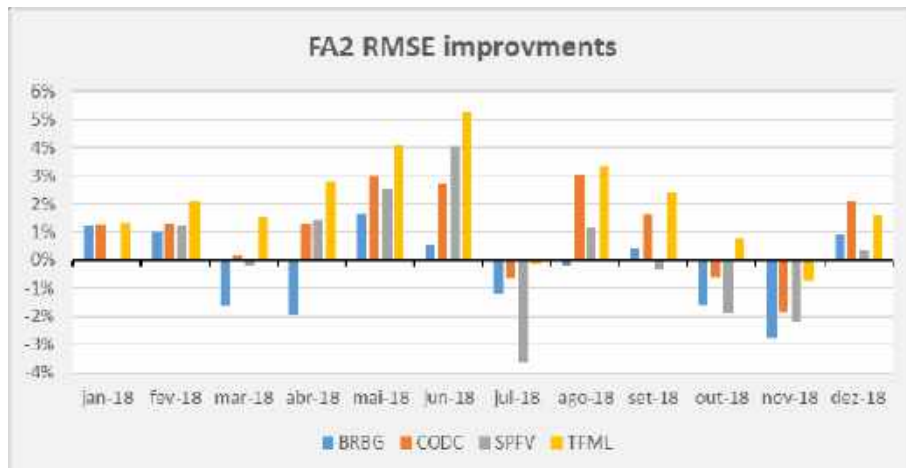


Figure 10 – RMSE improvement in FA2 solar site

In Figure 13 one can see the RMSE improvement for the site *CHM* for each month of 2018. The improvements in RMSE are in the range of 2% to 6%. The R&D Nester developed cloud index TFML presented the best results. In this case, one can see a seasonality in the results. Half of the year have positive improvements while the second half have negative improvements.

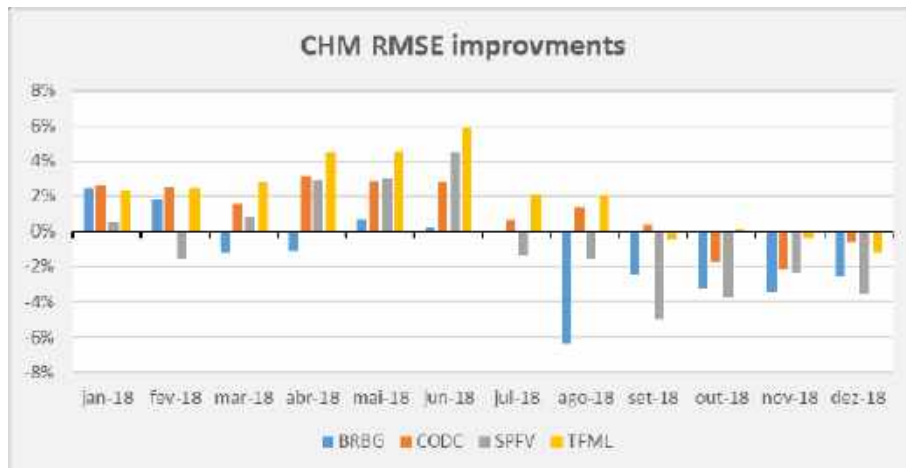


Figure 11 – RMSE improvement in CHM solar site

In Figure 12 one can see the RMSE improvement for the site *MTV* for each month of 2018. The improvements in RMSE are in the range of less than 3%. The R&D Nester developed cloud index TFML presented the best results. In this case, one can see a seasonality in the results. Half of the year have positive improvements while the second half have negative improvements.

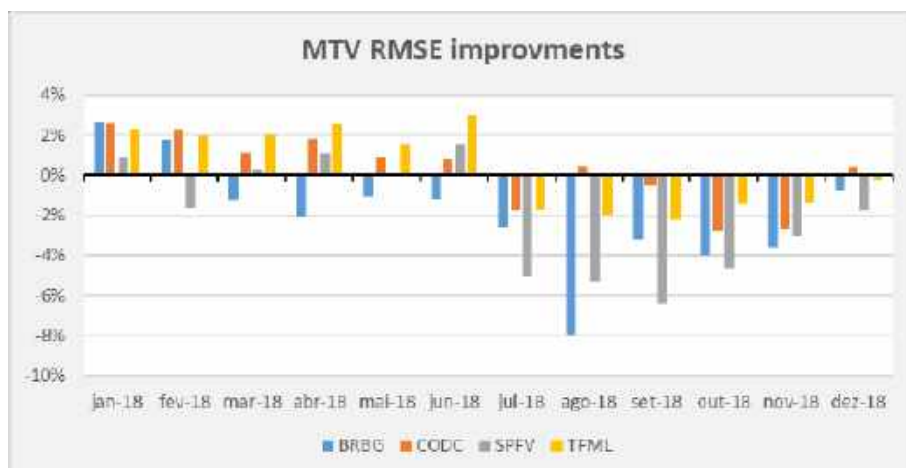


Figure 12 – RMSE improvement in MTV solar site

In Figure 13 one can see the RMSE improvement for the site *FAI* for each month of 2018. The improvements in RMSE are in the range of less than 2%. The R&D Nester developed cloud index TFML presented the best results. In this case, one can see a seasonality in the results. Half of the year have positive improvements while the second half have negative improvements.

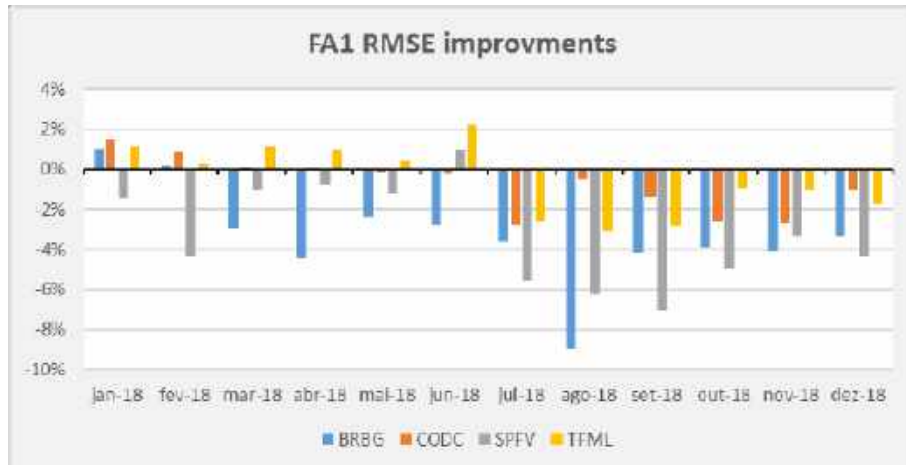


Figure 13 – RMSE improvement in *FAI* solar site

In Figure 14 one can see the RMSE improvement for the site *CMV* for each month of 2018. The improvements in RMSE are not great. Only May and Jun have positive improvements. Even in this case, R&D Nester developed cloud index TFML presented the best results. In this situation, the further site from the sky camera, the methodology does not result in an improvement.

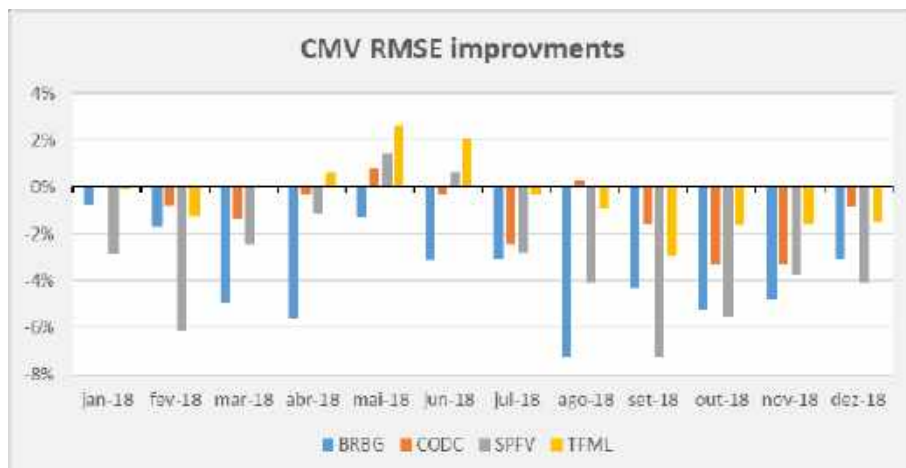


Figure 14 – RMSE improvement in *CMV* solar site

## Conclusions

In this paper, a new approach was studied using a sky camera to improve the solar power forecast. A case study using five solar power plants is presented, using cloud index calculated from images of the sky.

To set the case study, real power measurements and forecasted power measurements from 2018 were used. Four different types of cloud indexes were analyzed, two of them fully developed by R&D Nester.

The Cloud Index developed by R&D NESTER, **TFML**, shown the best results in the presented case studies. The best results are obtained for the PV site closest to the location of the sky camera. These results can reach more than 5% improvement.

The distance to the sky camera influences significantly the results of the methodology. The further PV site only have one month with positive trend. This type of methodologies using sky cameras can be applied but in a local level.

Regarding future work, R&D Nester is now combining satellite pictures with Sky Camera Pictures to create a top-down and bottom-up methodology.

## References

GHONIMA, Mohamed et al. "A method for cloud detection and opacity classification based on ground based sky imagery". In: *Atmospheric Measurements Techniques*, 2012, vol. 5, pp. 2881-2892.

LI, Qingyoung, LU, Weitao, YANG, Jun. "A Hybrid Thresholding Algorithm for Cloud Detection on Ground-Based Color Images ". In: *Journal of Atmospheric and Oceanic Technology*, 2011, vol. 28, pp. 1286-1296.

Rede Eléctrica Nacional (REN). *Centro de Informalção, Informação Técnica*. Available at:

<<http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoTecnica/Paginas/DadosTecnicos.aspx>>. Assessed in: 04-06-2019

## Authors Biography

**João Esteves**, male, Master degree, Engineer of Electrical Engineering from *Instituto Superior de Engenharia de Lisboa*, Polytechnic Institute of Lisbon, Portugal. He is a researcher in R&D Nester supporting wind and solar forecast projects and tools for REN since February 2016. He is member of the Portuguese professional association of Engineers. Author and co-author of 3 national and 10 international publications.

E-mail: [joao.esteves@rdnester.com](mailto:joao.esteves@rdnester.com)

**Rui Pestana**, male, Master degree, Engineer of Electrical Engineering and Computers from *Instituto Superior Técnico*, University of Lisbon, Portugal. He is advisor of the System Operator division with REN - Rede Eléctrica Nacional (Portuguese TSO). Responsible for the development of the wind and solar forecast tools for REN. Project Leader in the research center R&D NESTER. He has worked in several WG of CIGRE, ENTSO-E and European project funded by FP6, FP7 and H2020. He is also invited Professor at ISEL – *Instituto Superior de Engenharia de Lisboa*, Polytechnic Institute of Lisbon. He received the title of Expert in Energy by the Polytechnic Institute of Lisbon. He received the “CIGRE Technical Committee Award”. He is member of the Portuguese professional association of Engineers. Author and co-author of 23 national and 66 international publications.

E-mail: [rui.pestana@ren.pt](mailto:rui.pestana@ren.pt)

**Nuno Pinho da Silva**, PhD, Engineer of Electrical and Computer Engineering from the *Instituto Superior Técnico*, University of Lisbon, Portugal. He is with R&D Nester since 2014 and leads projects in the fields of renewable energy management, energy markets and smart grids. He contributes to the ENTSO-E RDIC’s WG RDIP and WG3 – Flexibility and markets, as well as to the ETIP-SNET WG5 – Inovation implementation

in the business environment. Nuno is member of the Portuguese professional association of Engineers. He is author and co-author of several technical and scientific papers.

E-mail: [nuno.pinhosilva@rdnester.com](mailto:nuno.pinhosilva@rdnester.com)

## CAPÍTULO XIX

### **Análise de risco e segurança em terminal portuário**

JULIO CESAR RAYMUNDO<sup>1</sup>

ODUVALDO VENDRAMETTO<sup>2</sup>

ABELINO REIS<sup>3</sup>

AGUINALDO EDUARDO DE SOUZA<sup>4</sup>

RENATO MARCIO DOS SANTOS<sup>5</sup>

**Resumo:** Após o maior atentado terrorista nos EUA muitas normas internacionais foram adotadas, o que gerou um impacto nas empresas, operações de comércio exterior e das pessoas diretamente ou indiretamente que trabalham nos portos e aeroportos. A Organização Marítima Internacional estabeleceu o Código Internacional para a Proteção de Navios e Instalações Portuárias International Ship and Port Facility Security - (ISPS CODE) como requisito obrigatório às nações que querem ou pretendem, ter e manter relações comerciais com os EUA. O acordo prevê uma série de critérios de avaliação de riscos à proteção marítima, tais como compartilhamento de informações; manutenção de protocolos de comunicação; controle de acesso aos navios e às instalações portuárias; combate ao crime organizado; alarme em caso de ameaças à segurança marítima e portuária; planos de proteção de navios e portos, baseados na avaliação de riscos; e treinamento de pessoal. Os níveis de segurança estabelecidos para navios e portos são: nível 1 (risco de atentado mínimo); nível 2 (não há ameaça aparente de terrorismo); e nível 3 (risco iminente de atentado) é fato que se faz necessário proteger e vigiar mais as áreas portuárias do Brasil. É importante além de se ter o ISPS Code que a organização tenha um programa voltado a Gestão de Riscos. Objetivo do trabalho é avaliar e gerar um relatório de análise de risco em segurança voltado a terminal portuário. Método de trabalho descritivo, em campo com a utilização da aplicação da matriz GUT (gravidade, urgência e tendência) e ARSO (análise de risco e segurança orgânica). Com a aplicação foi possível apresentar os pontos de vulnerabilidade em um terminal portuário analisando o risco, impacto e probabilidade.

**Palavras-Chave:** Análise de risco; Terminal portuário; Segurança orgânica.

### **Introdução**

Após o atentado terrorista no Estados Unidos, muitas normas internacionais foram adotadas, o que gerou um impacto nas empresas, operações de comércio exterior e das pessoas diretamente ou indiretamente que trabalham nos portos e aeroportos.

---

<sup>1</sup> UNIP - SP

<sup>2</sup> UNIP - SP

<sup>3</sup> UNIP - SP

<sup>4</sup> UNIP - SP

<sup>5</sup> UNIP - SP

A Organização Marítima Internacional estabeleceu o Código Internacional para a Proteção de Navios e Instalações Portuárias *International Ship and Port Facility Security (ISPS CODE)* como requisito obrigatório às nações que querem ou pretendem, ter relações comerciais com os Estados Unidos (ONU, 2019).

O acordo prevê uma série de critérios de avaliação de riscos à proteção marítima, tais como compartilhamento de informações; manutenção de protocolos de comunicação; controle de acesso aos navios e às instalações portuárias; combate ao crime organizado; alarme em caso de ameaças à segurança marítima e portuária; planos de proteção de navios e portos, baseados na avaliação de riscos; e treinamento de pessoal.

Com a melhoria dos portos brasileiros devido ao aumento significativo na movimentação de cargas, nos terminais portuários o investimento para atender a demanda vem aumentando significativamente bem como as rigorosas exigências do comércio internacional, executando operações portuárias pautadas em eficiência e qualidade por exigência do órgão regulador ANTAQ (Agência Nacional de Transporte Aquaviário).

Depreende-se que além de cumprir os requisitos e as diretrizes emanadas pelo *ISPS CODE* e pelas resoluções da CONPORTOS (Comissão Nacional de Segurança Pública dos Portos), a elaboração de um EAR (Estudo de Análise de Riscos) garante a eficácia e a adequabilidade às medidas e procedimentos de segurança necessários para a proteção de qualquer complexo portuário analisado. Em sentido contrário, a adoção de medidas de segurança sem a necessária análise de riscos e seus respectivos aspectos envolvidos, poderá causar, além do não cumprimento dos normativos nacionais e internacionais, o comprometimento da segurança ao expor as vulnerabilidades decorrentes da insuficiência ou inadequação da implementação de um Plano de Segurança Portuária.

O objetivo dessa pesquisa é identificar e avaliar possíveis ameaças e perigos mitigando os danos com a coerência entre análise e método aplicado de pesquisa qualitativa, baseado em opinião de gestores de análises de segurança cujo intuito é pontuar um plano de segurança para terminais portuários brasileiros de acordo com as certificações internacionais.

## **1. Referencial Teórico**

O tema de gerenciamento de riscos tem ganhado grande destaque nos últimos anos, principalmente pela notada influência desse aporte de conhecimento para embasar corretamente o processo de tomada de decisão (DE e FRANÇA, 2018).



Através de uma entrevista não padronizada com um gestor de segurança da ANTAQ (2019), ele aponta que além das diretrizes elencadas pelo *ISPS CODE*, é preciso considerar o rol de procedimentos a serem observados nos estudos de avaliação de risco das instalações portuárias definidos em Resoluções da CONPORTOS. Trata-se de procedimentos imperativos para a aprovação dos estudos de avaliação de risco.

O estudo do cenário é a primeira etapa do processo, no qual se realizará um diagnóstico da situação inicial do terminal portuário ou da área a ser analisada. Caracteriza-se como um conjunto de técnicas qualificadas capaz de apontar as ameaças que podem ser naturais ou humanas, intencionais ou acidentais, e as vulnerabilidades que coloquem em risco os ativos a serem protegidos pelas instalações (ANDRADE, 2017).

Técnicas simples como o uso de *check-list* ou lista de verificação, entrevista estruturada e o *Brainstorming* podem auxiliar o trabalho de elaboração do Estudo da Situação.

A matriz *SWOT*, auxilia graficamente a visualização dos pontos fortes, pontos fracos, fraquezas e oportunidades, importantes insumos para a etapa seguinte: a Identificação dos Riscos (CANUTO, 2012).

Além de possibilitar a redução de perdas financeiras e uma possível perda de competitividade, a gestão adequada dos riscos pode dentre muitos outros benefícios também prevenir e/ou reduzir os impactos de acidentes no ambiente de trabalho que por si só, já justifica o uso dessa sistemática em todas as etapas de um processo produtivo e de serviço (CROUHY, 2001).

## **2. Órgãos Reguladores**

O Código *ISPS* entrou em vigor em 1 de julho de 2004. Os objetivos do código é de estabelecer a resolução internacional e amplamente acordada para regulamentar a cooperação entre empresas contratantes de governos, agências governamentais, administrações, indústria de transporte (armadores) para detectar ameaças à segurança marítima e portuária assim tomar medidas pró ativas contra possíveis ataques terroristas contra navios e/ou instalações portuárias, que são vitais no comércio internacional, além de reduzir a vulnerabilidade das instalações portuárias e navios mercantes para ataques terroristas e para aumentar a conscientização de segurança.

O Sistema Portuário Brasileiro se reinventou na década de 90 a partir da Lei (8630/93) em que se modernizou para desenvolver o setor portuário no Brasil permanecendo este modelo até o ano de 2013. Em 2013 o governo brasileiro e o Congresso Nacional aprovaram a Lei dos Portos (12815/2013) com a atualização dos conceitos e novas regras para o setor portuário a fim de dar maior competitividade para as empresas que o compõem (MARINHA DO BRASIL, 2016).

De acordo com a Organização das Nações Unidas (ONU, 2019), após diversos ataques terroristas no mar e os ataques de 11 de setembro, a *International Maritime Organization* (IMO) resolveu desenvolver medidas relativas à proteção de navios e instalações portuárias para adoção de ações identificadas pela Conferência de Governos Contratantes da Convenção Internacional para a Salvaguarda da Vida Humana no Mar de 1974 na conferência diplomática sobre Proteção Marítima.

## **2.1 Plano De Segurança Em Vigor**

O Plano de Segurança Pública Portuária (PSPP), aprovado em 2002, é um plano de ações cujo objetivo é aperfeiçoar o sistema de segurança pública nos portos, terminais e vias navegáveis, visando reprimir e prevenir o crime e aumentar a segurança.

A *International Organization For Standardization* (ISO, 31010:2009), a nova versão da norma de gestão da qualidade, a *ISO 9001:2015* consolidou a necessidade de se gerenciar os riscos organizacionais como forma de garantir um controle efetivo dos fatores que podem inviabilizar a sustentabilidade do negócio, dentre eles as condições inseguras no ambiente de trabalho (ISO, 2019).

Considerando a necessidade de se estabelecer uma ferramenta que permita obter um diagnóstico dos principais riscos da organização, este estudo visa demonstrar abordagens de riscos, compreendendo o panorama geral da gestão de riscos nas empresas situadas nos portos brasileiros (SOARES, 2016).

O tema de gerenciamento de riscos tem ganhado grande destaque nos últimos anos, principalmente pela notada influência desse aporte de conhecimento para embasar corretamente o processo de tomada de decisão (FRANÇA, 2018).

Além de possibilitar a redução de perdas financeiras e uma possível perda de competitividade, a gestão adequada dos riscos pode dentre muitos outros benefícios também prevenir e/ou reduzir os impactos de acidentes no ambiente de trabalho que por

si só, já justifica o uso dessa sistemática em todas as etapas de um processo produtivo e de serviço (CROUHY, 2001).

Ao retratar análise de risco é preciso se ter um Sistema de Gestão. Para os termos “Sistema” e “Gestão”, podemos nos apoiar nas definições que constam na ISO 9000:2015 em Sistemas de gestão da qualidade (CANUTO, 2012).

Tabela 1 - Sistema de Gestão da Qualidade

|         |  |
|---------|--|
| Sistema | Conjunto de elementos inter-relacionados ou interativos.         |
| Gestão  | Atividades coordenadas para dirigir e controlar uma organização. |

Fonte: Fundação Nacional da Qualidade (2018)

É possível compreendermos que o Sistema de Gestão é o conjunto de elementos inter-relacionados ou interativos para estabelecer política, objetivos e processos para alcançar esses objetivos.

Tabela 2 - Relação entre sistemas de gestão e normas ISO

| Tipo de Sistema de Gestão | Norma ISO |
|---------------------------|-----------|
| Riscos                    | ISO 31000 |
| Qualidade                 | ISO 9001  |
| Ambiental                 | ISO 14001 |

Fonte: SGS ACADEMY (2012)

Segundo (“Sistemas de Gerenciamento da Qualidade Serviços de Treinamentos - SGS Brasil”), qualquer sistema de gestão para ser eficaz, independente da sua designação, deve possuir uma estrutura básica.

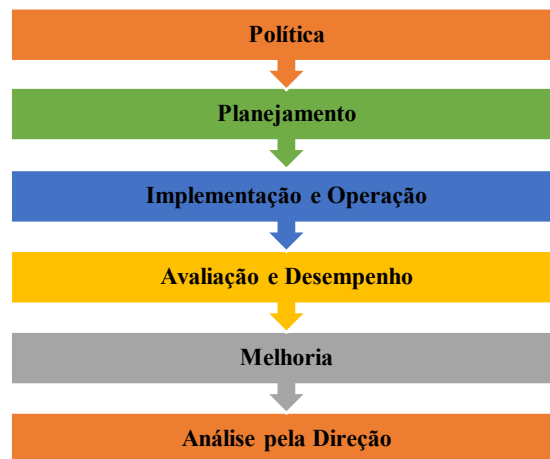
O planejamento deve ser elaborado e sua concretização se dá por meio da implementação da operação; estas etapas práticas englobam a implantação das atividades e capacitação do pessoal envolvido.

### 3. Desenvolvimento da temática

Para avaliar o desempenho, métodos qualitativos e quantitativos devem ser usados para que a organização consiga identificar as melhorias a serem implementadas (PEREIRA e FRANÇA, 2018).

De acordo com a ISO 31000:2009 – Gestão de Riscos – Princípios e diretrizes, risco é o efeito da incerteza nos objetivos (podendo este efeito ser positivo ou negativo para a organização).

Figura 1- Estrutura básica de um sistema de gestão

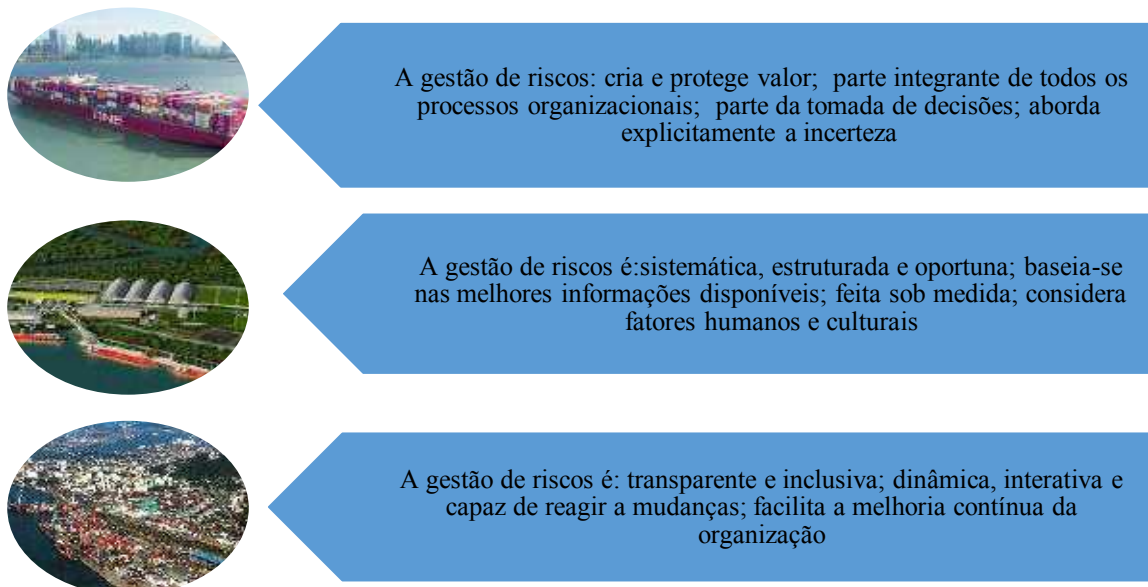


Fonte: Fundação Nacional da Qualidade FNQ (2017) adaptado pelos autores

Para que a gestão de riscos seja eficaz na organização, é necessária aplicar em todos os seus níveis os princípios destacados pela *ISO 31000:2009 – Gestão de riscos* (SGS ACADEMY, 2012), conforme figura 2.

Na etapa I (fase de diagnóstico) foi realizado uma revisão bibliográfica com o objetivo de identificar ferramentas que poderiam ser utilizadas para facilitar o processo identificação e gerenciamento dos riscos, adequando-se aos requisitos da *ISO 9001:2015*.

Figura 2 - Gestão de risco



Fonte: REBRASST Revista Brasileira de Segurança do Trabalho (2016)

Para a etapa II (Planejamento da solução), buscou-se ferramenta para facilitar a análise e solução dos problemas considerando os riscos identificados na etapa I, e nortear a elaboração de estratégias pelas quais os objetivos organizacionais possam ser alcançados. Dessa maneira foi elaborada uma tabela contemplando ferramenta Matriz GUT.

Segundo (Ferreira, Gomes, Muniz, & Sobral, 2017) define a Matriz GUT como sendo uma forma de se tratar problemas por meio da priorização desses problemas.

Na prática, para cada ideia indicada atribui-se a pontuação de 1 a 5, considerando três fatores: gravidade, urgência e tendência (CHIAVENATO, 2009).

*Tabela 3 Matriz GUT*

| Nota | Gravidade/Risco | Urgência                 | Tendência                      |
|------|-----------------|--------------------------|--------------------------------|
| 4    | Muito alto      | Precisa de ação imediata | Irã piorar imediatamente       |
| 3    | Alto            | Urgente                  | Irã piorar a Curto Prazo       |
| 2    | Médio           | Pouco urgente            | Irã piorar a Médio/longo Prazo |
| 1    | Baixo           | Sem urgência             | Não irá piorar                 |

Fonte: Chiavenato 2009

- Gravidade (impacto do problema sobre coisas, pessoas, resultados, processos ou organizações e efeitos que surgirã em longo prazo, caso o problema não seja resolvido);
- Urgência (relaçã com o tempo disponível ou necessário para resolver o problema);
- Tendência (potencial de crescimento do problema, avaliaçã da tendênci de crescimento, reduçã ou desaparecimento do problema), e o resultado da multiplicaçã desses fatores permite selecionar as ações com maior pontuaçã, as quais entende-se ser as mais prioritárias e com maior probabilidade de alcançã resultados positivos.

Para a etapa III e IV foi realizado o aprimoramento de um documento já em uso pela organizaçã, conhecido internamente pelos gestores como Plano de Açã Gerencial, o qual estava nortead na metodologia proposta por Deming (1999) com o intuito de planejar, executar, verificar e agir visando o princípio da melhoria contínua.

Este documento permite inserir as ações corretivas e/ou preventivas a serem realizadas pelos gestores, todavia feito inserido detalhamento de quem seria o responsável

pela execução de cada atividade proposta, e informações a respeito de como, onde, quando e porque cada atividade será realizada. Sendo possível neste mesmo documento, monitorar a realização ou não da atividade (*feedback*).

As atividades relacionadas neste documento consideram ações para mitigar os problemas identificados na etapa II, com o intuito fundamental de atender aos requisitos das normas para Sistema de gestão *ISO 9001:2015*, *ISO 14001:2015* e *OHSAS 18001:2007*.

Como um desdobramento do Plano de Ação Gerencial foi proposto ainda uma avaliação de riscos relacionados para cada processo da organização. Sendo elaborada uma tabela baseada nos princípios da *ISO 31010:2009* que busca priorizar as ações em função de uma previa classificação dos riscos em função da multiplicação dos fatores “Severidade X Frequência X Detecção”.

Desta forma, é fundamental que a organização elabore um Plano de Segurança para compreender análise de risco que o gerará. O Relatório de Análise de Riscos (RAR) auxiliará na confecção do Plano de Segurança, garantindo eficácia e adequabilidade (ESTEVEZ, 2018).

Para se ter um plano de segurança, a aplicabilidade e mensuração da análise foi organizada da seguinte forma:

- Estudo da Situação;
- Identificação dos Riscos;
- Estimativa do grau de Risco para nortear o Relatório

Análise de Risco e buscar a melhoria contínua através do monitoramento e análise crítica.

No intuito, porém de adequar-se aos requisitos da norma *ISO 9001:2015* no que tange a identificação dos riscos inerentes aos processos organizacionais e estabelecimento de estratégias organizacionais para garantir um diferencial competitivo, foi estabelecida uma sistemática que visa organizar em etapas a execução deste estudo (ISO, 2019).

*Figura 3 - Análise de riscos*



Fonte: *George Edward Pelham* – Adaptado pelos autores (2019)

A abrangência da Gestão de Risco deve levar em consideração subatividades que estão diretamente ligadas as atividades que incorporam a gestão de risco.

- Negócios: Disponibilidade de imagem;
- Sistemas: Engenharia social, rede de comunicação e aplicações Vírus;
- Processos: Fraudes, ineficiência e segurança;
- Infraestrutura: Incêndio, alagamento e ataque terrorista;
- Cadeia de Logística: Armazenagem, transporte e distribuição;
- Pessoas: Greves, dificuldade de deslocamento, epidemias e acidentes;
- Fornecedores: Novas regulamentações, fim de contrato por tempo ou repentino.

*Figura 4 - Abrangência de risco*



Fonte: Política Nacional de Segurança (2018)

### 3.1 Identificação dos riscos

Esta etapa irá identificar e avaliar os elementos do risco associados à segurança, isto é, analisar os ativos, as ameaças, as vulnerabilidades e as consequências.

Com base nas informações obtidas durante o estudo de situação, particularizado e categorizado pela matriz *SWOT*, o próximo passo é a identificação e a valoração de cada um desses aspectos estruturantes que compõem o risco (ASSI, 2016).

Importante destacar, portanto, que o método de identificação de risco apropriado dependerá da área de aplicação, quanto aos objetivos, resultados desejados e nível requerido de detalhes (GOULIELMOS, 2013).

O presente Estudo de Avaliação de Risco foi produzido, conforme Anexo I da Resolução 10 de 20 de outubro de 2003 e de acordo com a necessidade do Terminal Portuário em se adequar à legislação internacional, sobretudo aquelas referentes às proposições e recomendações do Código Internacional para Proteção de Navios e Instalações Portuárias (*ISPS CODE*), oriundo da Resolução n.º 02 da 5ª Conferência Diplomática dos Governos Signatários da Convenção Internacional para a Salvaguarda da Vida Humana no Mar ao código *ISPS*.

Dessa forma, o estudo proposto tem por objetivo a avaliação das condições de segurança da instalação portuária, adotada pela Resolução n.º 03, de 27 de junho de 2003, da Comissão Nacional de Segurança Pública nos Portos, Terminais e vias Navegáveis - CONPORTOS, publicada no Diário Oficial da União, seção I, de 8 de julho de 2003, com o propósito fundamental de implementar sistemas de proteção, prevenção e repressão aos



atos ilícitos, às ameaças de terrorismo e outros incidentes similares que atentem contra a segurança das instalações e atividades portuárias.

Assim, levou-se em consideração as atribuições, a política, a cultura, os procedimentos e as fragilidades que envolvem todo o Sistema de Segurança do Terminal, com o fito de produzir documento informacional para subsidiar a confecção do Plano de Segurança Portuária (PSP).

Nesse sentido, o presente EAR visa identificar e mensurar os ativos, as ameaças, as vulnerabilidades e as consequências relacionadas a possíveis ações adversas contra o terminal portuário.

Para avaliação de riscos segundo o Método Análise de Riscos em Segurança (ARESP), adaptada de acordo com a ISO/IEC 31010:2012 (método este que consiste em um processo metodológico a fim de entender a natureza do risco e a respectiva determinação de seu nível), foi possível identificar o risco e sugerir ações que o mitiguem, o controlem ou evitem as consequências às atividades exercidas pelo terminal portuário por meio de Estudo de Avaliação de Riscos.

A gestão do risco verificada é de competência do setor de segurança e este relatório é um guia para a tarefa de reduzir a possibilidade de ocorrência de eventos indesejáveis dos quais possam resultar consequências negativas para os ativos institucionais tangíveis e/ou intangíveis dos Terminais Públicos, Arrendados e de uso Privativo que façam parte do Porto Organizado.

*Figura 5 - Análise de riscos*

$$\text{RISCO} = \text{PROBABILIDADE} \times \text{IMPACTO}$$

*Fonte: Canuto (2012)*

Estimativa do Grau de Risco, uma vez identificados e mensurados os componentes do risco: os ativos, as ameaças, as vulnerabilidades e as consequências, é possível, por meio de uma equação, obter a valoração do grau de risco (CHAPMAN, 2016).

A correlação dos elementos do risco pode ser traduzida como uma ameaça que se vale de uma vulnerabilidade para atingir um Ativo, causando Impactos negativos (consequências) para a instituição, podendo ser representada na seguinte equação:

$$\text{PROBABILIDADE} = \text{Fator Vulnerabilidade} + \text{Nível de Ameaça}$$

2

$$\text{IMPACTO} = \text{Ativo} + \text{Consequência}$$

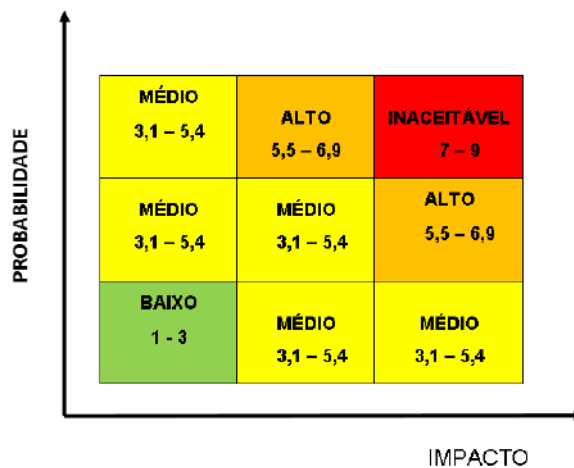
2

O grau do Risco é definido de acordo com os critérios utilizados na metodologia qualitativa e apresentados em uma Matriz de Risco.

A Matriz de Risco da metodologia ARSO pode alcançar valor máximo de 9, sendo designado quatro possíveis estágios:

Risco BAIXO (1 – 3); risco MÉDIO (3,1 – 5,4); risco ALTO (5,5 – 6,9) e risco MUITO ALTO (7 – 9).

Figura 6 Matriz de riscos por ativo



Fonte: Canuto (2012)

Um dos modelos utilizados para valoração dos riscos está dividido em 4 grupos e as respectivas subcategorias ao totalizarmos a subcategoria será possível determinar a vulnerabilidade de cada subcategoria (ANTAQ, 2018).

Figura 7 - Grupos e subgrupos para análise de risco



Fonte: ISPS CODE adaptado pelos autores (2019)

Para avaliação dos riscos se faz necessário identificar os ativos, uma vez identificado deve se avaliar o risco das vulnerabilidade e ameaças, assim encontrara as possíveis consequências e efeitos (SOARES, 2016).

A avaliação e análise da proteção das instalações portuárias deverá incluir ao menos, a identificação dos respectivos segmentos pontuados:

- Avaliação de bens móveis e infraestrutura relevantes, os quais são importantes proteger;
- Possíveis ameaças a bens móveis e infraestrutura e a possibilidade de sua ocorrência, a fim de estabelecer e priorizar medidas de proteção;
- Seleção e priorização de contramedidas e alterações nos procedimentos e seu nível de eficácia quanto à redução de vulnerabilidade;

Contudo, faz-se necessário desenvolver um mapeamento dos ambientes externo e interno do terminal ou da área aferida, cujo intuito é identificar os elementos que, correlacionados, dão suporte à valoração do risco. Ou seja, o risco é igual a probabilidade de a ação acontecer multiplicado pelo impacto que ele pode causar a outrem.

*Figura 8 Identificação dos ativos*



*Fonte: SGS ACADEMY (2012) adaptado pelos autores*

Ao considerar que a avaliação de riscos é um processo geral de análise e que ao final apresenta uma relação com os seus principais riscos, aponta-se a necessidade de um tratamento específico para cada um deles.

Para um posicionamento preciso, deve-se ter como princípio as seguintes análises de acordo com o ISPS Code, parte B, item 1.17 diz:

- Determinação da pressuposta ameaça às instalações e infraestrutura do porto;
- Identificação das prováveis vulnerabilidades;
- Cálculo das consequências de um incidente.
- 

#### **4. Resultados e discussão**

Nesse contexto, a visão proporcionada pela análise empregada possibilita a seleção de medidas de segurança apropriadas que permitam, sincronicamente, que a instalação portuária não seja paralisada a tal ponto de tornar-se operacionalmente lenta e ineficaz, e que possuam medidas protetivas pertinentes às ameaças que a envolve.

Eventualmente, procura-se identificar o equilíbrio necessário entre a segurança, a funcionalidade e o custo empregado.

O Estudo de citado acima tem como objetivo fornecer apoio para a próxima etapa (“Identificação de Riscos”) por meio de técnicas capazes de apontar as ameaças, que podem ser ações naturais e humanas, intencionais ou acidentais; e as vulnerabilidades que coloquem em risco os ativos a serem protegidos pela instituição (CROUHY, 2001).

Identificados e mensurados os Ativos, as Ameaças, as Vulnerabilidades e as Consequências, foram estimados os graus de risco em segurança orgânica de acordo com os critérios utilizados pela metodologia ARSO obteve os resultados abaixo:

Em uma Análise de Riscos é necessário realizar também a avaliação dos efeitos que um determinado ativo venha a sofrer em caso do risco concretizar-se conforme modelo aplicado em um determinado terminal portuário no Porto de Santos e pode-se observar os seguintes resultados após aplicar a matriz GUT, estudo de avaliação de risco (LIMA, 2016).

Desta forma, no presente caso, a avaliação das consequências se deu a partir da valoração dos efeitos negativos causados a um ativo pela ocorrência das ações adversas possíveis de serem praticadas por uma ameaça:

Diante do exposto, sugere-se implementação das seguintes medidas corretivas.

*Tabela 4 - Resultado do Risco após estudo de análise*

| <b>RISCO 1: EXECUÇÃO DE SERVIDORES PELO CRIME ORGANIZADO</b> |                             |                      |             |
|--|-----------------------------|----------------------|-------------|
| <b>ATIVO(S) IMPACTADO(S)</b>                                 | <b>Servidores</b>           | <b>GRAU DO RISCO</b> | <b>ALTO</b> |
|  | <b>Imagem Institucional</b> |                      | <b>ALTO</b> |
| <b>MEDIDAS SUGERIDAS</b>                                     |                             |                      |             |
| Elaboração do PSO – Plano de Segurança Orgânica              |                             |                      |             |

*Fonte: Adaptada pelos autores (2019)*

No Plano de Segurança: envolvendo servidores, estagiários, vigilantes, recepcionistas e terceirizados. Todos esses devem ser orientados a respeito das normas de segurança vigentes na instituição, sobre a necessidade de: não fornecer dados pessoais de integrantes ou seus familiares (solicitados pessoalmente ou via telefone); não informar atividades de rotina, horários de chegada, saída ou presença de integrantes nas unidades, sem antes solicitar autorização para tal; não permitir a visita a integrantes sem ciência e prévia autorização do suposto visitado; mesmo depois de autorizada a visita, fazer verificação detalhada de documentação apresentada pelos visitantes; não fornecer informações sobre rotinas internas da instituição.

Elaboração dos planos, protocolos, atos normativos e procedimentos operacionais padrões para atendimento dos casos de membro em situação de risco decorrente da atividade funcional.

Informações capazes de revelar dados pessoais que possam a vir a ser utilizados para comprometer a segurança individual de integrantes da instituição não devem constar de documentos de livre acesso, nem tampouco constar em sites ou redes sociais da Instituição.

### **Considerações Finais**

Segundo gestor da área de segurança de risco da ANTAQ, para se obter uma administração dentro dos padrões internacionais deve-se corroborar com as informações imputadas num processo geral de análise e que no final demonstre uma relação com os seus principais riscos e vulnerabilidade. É importante salientar que todos os aspectos de uma instalação portuária foram devidamente contextualizados e inter-relacionada nessa análise, cujo intuito é identificar os elementos que, correlacionados, dão suporte à valoração do risco.

Através da análise do artigo, observa-se pontos onde é possível apontar quais categorias devem ser melhorados e priorizados em um plano de segurança portuária. Portanto, servirá para definir e ajustar o grau de rigor das medidas e procedimentos de segurança que deverão compô-lo, equilibrando o emprego dos recursos à proteção efetiva dos ativos portuários, dentro da conformidade requisitada pelo *ISPS CODE* e a continuidade do uso da certificação imposta pelo órgão, o que dá a difusão internacional da sua situação positiva perante os países pertencentes ao acordo do código.

### **Referências Bibliográficas**

- AGÊNCIA NACIONAL TRANSPORTE AQUAVIÁRIO. ANTAQ, 12 ago. 2018. Disponível em: <[www.antaq.gov.br](http://www.antaq.gov.br)>. Acesso em: 12 agosto 2018.
- ASSI, M. **Gestão de Riscos com Controles Internos: ferramentas, certificações e métodos para garantir a eficiência nos negócios.** [S.l.]: Saint Paul, 2016.
- CANUTO, S. A. **Administração com Qualidade.** São Paulo: Blucher, 2012.
- CHAPMAN, C. **Project Risk Management Processes.** Nova York: Wiley, 2016
- .CHIAVENATO, I. **Iniciação a sistemas, organização e métodos.** São Paulo: Editora Manole, 2009.
- CROUHY, M. Risk Management. **Risk Management - McGraw-Hill,** 2001.
- ESTEVES, R. Z. **Inteligência Estratégica.** Brasília: ABIN, 2018.

GOULIELMOS, A. M. Worldwide security measures for shipping, seafarers and ports: An impact assessment of ISPS code. **WORLDWIDE SECURITY MEASURES FOR SHIPPING, SEAFARERS AND PORTS**, 2013. 462-478. Disponível em: <<https://www.emeraldinsight.com/doi/abs/10.1108/09653560510618311>>. Acesso em: 10 abr. 2019.

INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION. Analisy Risk. **ISO**, 12 mar. 2019. Disponível em: <<https://www.iso.org/home.html>>. Acesso em: 10 abr. 2019.

LIMA, F. G. **Análise de Risco**. São Paulo: Atlas, 2016.

MARINHA DO BRASIL. **Análise de Risco em Portos**. Rio de Janeiro. 2016.

MINISTÉRIO DA JUSTIÇA. Ministério da Justiça. **Ministério da Justiça**, 01 abr. 2019. Disponível em: <<https://www.justica.gov.br/>>. V Acesso em: 12 abr. 2019.

ONU. A ONU e o terrorismo. **Nações Unidas**, São Paulo, 12 fev. 2019. Disponível em: <<https://nacoesunidas.org/acao/terrorismo/>>. Acesso em: 14 abr. 2019.

PEREIRA, A. S.; FRANÇA. Gerenciamento de riscos com a matriz SWOT. **XI Congresso Nacional de Excelência em Gestão**, set. 2018.

SGS ACADEMY. **Sistemas de Gestão**. São Paulo: SGS Academy, 2012.

SOARES, C. G. Risk Analysis and Management in the Maritime Industry. **ANÁLISE E GESTÃO DE RISCOS NA INDÚSTRIA MARÍTIMA**, 25 mar. 2016. 31-45.

### **Biografia Dos Autores**

**Julio Cesar Raymundo** é graduado pela Universidade Santa Cecília em Administração de Empresas, com mestrado em Engenharia de Produção na UNIP-SP doutorando em Engenharia de Produção UNIP SP e graduando em Ciências Jurídicas – ESAMC – Santos. Trabalha no Centro Paula Souza desde 2003, atuando na área gestão escolar e docente. Atuou ou tem experiência nas áreas comércio exterior e logística.  
E-mail: [juliocesar@fatecpg.com.br](mailto:juliocesar@fatecpg.com.br)

**Oduvaldo Vendrametto** é graduado em física pela universidade de São Paulo (1970), mestrado em física pela USP (1987) e doutorado em engenharia (engenharia de produção) pela universidade de USP (1994). Assessorou a reitoria da Unesp em assuntos referentes à gestão de planejamento e orçamento de 1983 a 1987. Foi diretor superintendente do CEETPS de 1987 a 1991.

E-mail: [oduvaldovt@gmail.com](mailto:oduvaldovt@gmail.com)

**Abelino Reis** é graduado em ciências econômicas, pós-graduação - especialização em administração, finanças empresarias e negócios, aperfeiçoamento em programa especial de formação pedagógica de docentes nas disciplinas profissionais de economia. Diretor de serviços administrativos - FATEC Baixada Santista Rubens Lara; docente dos cursos técnicos da Etec Dona Escolástica Rosa.

E-mail: f005adm@cps.sp.gov.br

**Renato Marcio Dos Santos** Mestre em engenharia de produção - Com passagens pela Universidade Católica de Santos, Escola Superior de Administração, Marketing e Comunicação (ESAMC), SENAC, em 2013, fui membro do Instituto de Pesquisas Científicas e Tecnológicas (IPECI) único da Baixada credenciado pela ANP. membro do comitê organizador do Sidepro (simpósio de redes de empresas e cadeias de fornecimento - ABEPRO) por três anos.

E-mail: renato@dnadosaber.com.br

**Aguinaldo Eduardo De Souza** doutorando em engenharia de produção, mestrado em engenharia de produção pela universidade paulista - UNIP (capes 5) (2018), MBA em Gestão Empresarial com ênfase em gerenciamento de projetos, pela FGV (2010), MBA em Gestão Portuária infraestrutura, logística e negociação pela universidade católica de Santos - (2008) vivência profissional mais de 15 anos na área de logística portuária.

E-mail: souza.eduaguinaldo@gmail.com



## CAPÍTULO XX

### **Meio ambiente, mobilidade e eletromobilidade, um plano de incentivo para o Brasil**

ANTONIO CECILIO MOREIRA PIRES<sup>1</sup>

EDUARDO STEVANATO PEREIRA DE SOUZA<sup>2</sup>

LILIAN REGINA GABRIEL MOREIRA PIRES<sup>3</sup>

**Resumo:** O presente trabalho apresenta uma análise referente à delegação do serviço público do transporte coletivo de passageiro, como forma de alavancar e a dar suporte e estímulo ao mercado da eletrificação automotiva no Brasil.

**Palavras-Chave:** eletromobilidade; meio ambiente; incentivo; delegação de serviço público;

#### **Introdução**

Os veículos convencionais, com motores de combustão, são grandes poluentes que diminuem bruscamente a qualidade do ar, sendo prejudicial ao meio ambiente e a saúde humana, isto porque a queima do combustível desencadeia a liberação de gases tóxicos na atmosfera. Em razão disso, a redução da emissão de gases efeito estufa passou a ser uma preocupação mundial.

Dentre as formas de redução destes gases, a eletrificação veicular se mostra uma realidade promissora no mundo. A eletricidade, como fonte de energia, não emite poluente na atmosfera.

No Brasil temos uma frota em circulação de aproximadamente 43.083.902 veículos (ANFAVEA, 2017)<sup>4</sup>, formadas por automóveis, caminhões e ônibus, produzidos, em sua maioria, com motor a combustão fóssil – desta forma, certamente, o País tem o dever de colaborar e efetivar medidas que contribuam com a redução de gases tóxicos.

Embora existam montadoras preocupadas em trazer a tecnologia para o País, bem como, focadas no desenvolvimento e produção de veículos elétricos, verificamos que, no

---

<sup>1</sup> Universidade Presbiteriana Mackenzie

<sup>2</sup> Universidade Presbiteriana Mackenzie

<sup>3</sup> Universidade Presbiteriana Mackenzie

<sup>4</sup>[https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/4278022/mod\\_resource/content/1/PROMOB-e%20%20Estudo%20de%20Governanca.pdf](https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/4278022/mod_resource/content/1/PROMOB-e%20%20Estudo%20de%20Governanca.pdf)

Brasil, não há uma circunstância ou fato que estimule um direcionamento das ações tanto públicas como privadas na vertente da eletromobilidade.

No horizonte da realidade e diante do questionamento de como fomentar e estimular esse mercado, fizemos um recorte a partir das seguintes ponderações (i) o transporte coletivo de passageiros é uma das grandes fontes de emissão de gases GEE (ii) o Brasil conta com 5.570 municípios (iii) O conjunto das 27 capitais totaliza 49,7 milhões de habitantes, representando 23,8% da população do país. (iv) pouco mais da metade da população brasileira (57,0% ou 118,9 milhões de habitantes) vive em 5,7% dos municípios (317), que são aqueles com mais de 100 mil habitantes. Os municípios com mais de 500 mil habitantes (46) concentram 31,2% da população do país (64,9 milhões de habitantes)<sup>5</sup>.

Como forma de estímulo eficaz e ação efetiva, destacamos a delegação do serviço público que, poderia ser a alavanca a dar suporte e estímulo ao mercado

## **1. A População Urbana E A Urbanização No Brasil**

A população que vive em cidades cresceu e ainda cresce de forma acelerada, desencadeando as estimativas que sugerem a concentração urbana com alcance de 66% da população mundial vivendo em cidades<sup>6</sup>.

No Brasil não foi diferente. Tivemos um crescimento desordenado e desorganizado, com a migração da área rural para a área urbana intenso a partir da década de 30 em virtude da industrialização. De acordo com dados recentes do IBGE, não obstante 60% dos municípios brasileiros possuem classificação de rurais, a população urbana se aproxima de 80%.<sup>7</sup>

O crescimento urbano intenso e sem planejamento criou distanciamentos e exclusões, que somados ao fordismo (responsável pela produção de veículos em massa), temos a necessidade do consumo de veículos motorizados. O reflexo da realidade do

---

<https://agenciadenoticias.ibge.gov.br/agencia-sala-de-imprensa/2013-agencia-de-noticias/releases/22374-ibge-divulga-as-estimativas-de-populacao-dos-municipios-para-2018>

<sup>6</sup> <https://www.unric.org/pt/actualidade/31537-relatorio-da-onu-mostra-populacao-mundial-cada-vez-mais-urbanizada-mais-de-metade-vive-em-zonas-urbanizadas-ao-que-se-podem-juntar-25-mil-milhoes-em-2050>. Acesso em 21.04.2019.

<sup>7</sup> Relatório: Na tipologia proposta neste estudo, vemos que 76,0% da população brasileira se encontra em municípios considerados predominantemente urbanos, correspondendo somente a 26,0% do total de municípios. A maior parte dos municípios brasileiros, foram classificados como predominantemente rurais (60,4%), sendo 54,6% como rurais adjacentes e 5,8% como rurais remotos. CLASSIFICAÇÃO E CARACTERIZAÇÃO DOS ESPAÇOS RURAIS E URBANOS DO BRASIL. [https://www.ibge.gov.br/apps/rural\\_urbano](https://www.ibge.gov.br/apps/rural_urbano). Acesso em 10.06.2018, às 15:15 h.

veículo se mostra no desenho urbano, com a cidade elaborada a partir da construção vias públicas com enfoque em veículos automotores, assim como, o desenvolvimento de tecnologias voltadas para o motor a combustão.

Sem a análise de outras vertentes e resultados dessa urbanização perversa e excludente, há uma realidade nas cidades brasileiras que é a utilização do veículo automotor e que este se constitui em um dos grandes poluentes.

Assim sendo, para a redução das emissões de gases de efeito estufa, a a substituição de veículos movidos por combustíveis fósseis é medida que se impõe.

Para tanto, a adoção de veículos elétricos, demanda investimento em infraestrutura, incentive-se apoio de forma a possibilitar que a indústria adapte suas fábricas para diminuir ou zerar a produção de veículos movidos a combustíveis fósseis.

Nesse contexto, ressaltamos o transporte público de passageiros, executado por ônibus, com motor a combustão fóssil, tem o dever de fornecer mobilidade para a população urbana, sendo responsável por diversos trajetos diários e, portanto, causador de grande parte da poluição atmosférica nas cidades

Assim, considerando que o transporte de passageiro por ônibus que utiliza motor a combustão fóssil é grande responsável pela poluição atmosférica, uma das principais formas fomentar e apoiar a mudança de paradigma, introduzindo de forma eficiente o veículo elétrico, é por meio do serviço público e respectivos contratos de delegação.

## **2. O Serviço Público E A Possibilidade De Sua Delegação**

Importante registrar que o conceito de serviço público passou por inúmeras transformações ao longo do tempo. Seu conceito não é estático, na medida em que sofre variações no tempo e no espaço, em razão de necessidades sociais e econômicas.

Temos alguns critérios para a identificação do serviço público: o critério formal, estruturada em razão do regime jurídico de direito público; o critério subjetivo, que identifica o serviço público como aquele prestado pelo Estado; e, finalmente, o critério material, articulado em razão do interesse público.

A Constituição Federal do Brasil, no artigo 175, determina que a Administração Pública é a responsável pela prestação do serviço público, podendo prestá-lo, na forma da lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação.

Decorrente disso é possível afirmar que somente será considerado serviço público a atividade cujo titular seja o Estado e a atividade foi considerada de interesse coletivo,

mediante opção política do legislador, declarado em lei como submetido ao regime jurídico de direito público.

A regulamentação do texto constitucional foi por meio da Lei Federal nº. 8.987/95) e Lei Federal nº. 11.079/04 parceria público-privada, criadoras dos regimes jurídicos contratuais denominados de concessão comum, concessão patrocinada e concessão administrativa.

Além de regulamentarem a execução de serviços públicos, criaram um instrumento de fomento para a construção civil. Apresentamos um recorte relativo aos institutos jurídicos de fomento em 4 (quatro) eixos: (i) a permissão legal de incluir a execução de uma obra pública no escopo do contrato de concessão ou parceria (“Concessão Precedida de Obra”); (ii) a transferência da responsabilidade pela obtenção de recursos financeiros para execução da obra pública ao contratante privado (“Obrigação de Financiamento”);<sup>9</sup>; (iii) a possibilidade de participação financeira do Poder Público na realização das obras e aquisição de bens reversíveis, por meio do pagamento de uma subvenção para investimento, reduzindo o endividamento da concessionária e suavizando o valor das tarifas cobradas dos usuários (“Subsídio e Aporte de Recursos”); e (iv) a possibilidade da realização de atividades econômicas associadas ao objeto da concessão para diminuir os impactos negativos gerados pelos vultuosos financiamentos comumente exigidos pelos contratos (“Projetos Associados”).

A estrutura jurídico-contratual de uma concessão é composta pelo (a) Contratante: Poder Público Concedente; (b) Contratado: Concessionária; e (c) Usuário do Serviço Público (população em geral).

Este modelo jurídico-contratual foi replicado na Lei Federal nº. 11.079/04, nas modalidades de concessão patrocinada e administrativa, esta última quando a Administração Pública se coloca como usuária indireta do serviço concedido.

*A concessão administrativa é, a exemplo das concessões comuns e patrocinadas, um investimento privado amortizável no longo prazo, findo o qual os bens construídos, reformados ou mantidos pelo particular reverterem ao Poder Público. A única diferença é que essa amortização se fará com verbas do Erário e não através, total (concessões comuns) ou parcialmente (concessões patrocinadas), de tarifas dos usuário (ARAGÃO, 2011, p. 35)*

---

<sup>8</sup> Lei Federal de Concessão nº. 8.987/95

<sup>9</sup> Lei Federal de Concessão nº. 8.987/95

No Estado brasileiro o instituto da concessão permite que sua utilização para o oferecimento necessidades, utilidades e comodidades que uma sociedade moderna exige, podendo delegar a construção, ampliação, melhoramento e manutenção das infraestruturas.

Na concessão Comum o risco está alocado para o privado, já que este se remunera por meio das tarifas cobradas. Nas Parcerias Público Privadas os risco são divididos entre as partes.

Quanto ao financiamento os contratos de concessão comum - Lei Federal 8987/1995-, o financiamento é de responsabilidade do contratante privado. Os arts. 2º, inciso III, e 31, inciso VIII, estabelecem:

*Art. 2º. Para os fins do disposto nesta Lei, considera-se:*

*III - concessão de serviço público precedida da execução de obra pública: a construção, total ou parcial, conservação, reforma, ampliação ou melhoramento de quaisquer obras de interesse público, delegada pelo poder concedente, mediante licitação, na modalidade de concorrência, à pessoa jurídica ou consórcio de empresas que demonstre capacidade para a sua realização, por sua conta e risco, **de forma que o investimento da concessionária seja remunerado e amortizado mediante a exploração do serviço ou da obra por prazo determinado;***

*Art. 31. Incumbe à concessionária: [...]*

*VIII - **captar, aplicar e gerir os recursos financeiros necessários à prestação do serviço.***

José Virgílio Lopes Enei explica que:

*Por sua vez, **na concessão comum (concessão de serviços públicos regida pela lei nº 8.987/95), compete à concessionária, e não ao Poder Concedente,** “captar, aplicar e gerir os recursos financeiros necessários à prestação do serviço” (art. 31, VIII). Ou seja, o risco do financiamento é todo do concessionário privado, e para isso a Lei nº 8.987 autoriza-o a oferecer os direitos emergentes da concessão em garantia (art. 28), inclusive por meio de cessão fiduciária das receitas dos serviços concedidos (art. 28-A). No extremo, admite-se, como instrumento adicional de conforto aos financiadores, que a concessionária*

*ofereça a estes o direito, antecipadamente regulado pelas partes, de assumir o seu controle em caso de inadimplemento ou ameaça à concessão, direito esse conhecido no jargão do setor como step-in (art. 27, §2º) e previsto expressamente em nosso direito positivo, pela primeira vez, na Lei de PPPs em 2004. (ENEI, 2014, p. 113)*

Na parceria Público Privada - Lei nº 11.079/0- o risco do financiamento é distribuído entre os parceiros. Sendo que o maior responsável pela obtenção de recursos é o parceiro privado que, deve fazer frente a integralidade do investimento (obras de infraestrutura). O Público ou o Poder Concedente participa com a disponibilização do serviço público, através do pagamento de contraprestações, ressalvada a hipótese de aporte de recursos.

O pagamento de contraprestação expressamente prevê que esta somente ocorra após a disponibilização do serviço, de acordo com o m art. 7º e seu parágrafo primeiro da Lei citada<sup>10</sup>.

Esta lógica possibilita o Poder Público contratar, implementar e pagar projetos de infraestrutura robustos, com o comprometimento dos valores ordinários dos orçamentos estatais e repassam os riscos, taxas de juros e a própria remuneração do privado pelo financiamento ao Poder Público.

## **2.1.Subsídio e aporte de recursos**

Conforme explicado nos itens precedentes, as concessões em suas diferentes modalidades não desencadeiam simplesmente contratos administrativos de prestação de serviços, mas sim verdadeiros instrumentos de fomento para o desenvolvimento nacional no setor da infraestrutura.

As concessões solucionaram grandes gargalos regulatórios contratuais do Poder Público, dentre os quais, merecem destaque: (i) a criação de um regime jurídico contratual agregador de obra e serviço; (ii) a transferência da obrigação de financiamento, ou de sua maior parte, ao contratante privado, preterindo as exigências de superávit e as restrições

---

<sup>10</sup> Art. 7º A contraprestação da Administração Pública será obrigatoriamente precedida da disponibilização do serviço objeto do contrato de parceria público-privada.

§1º É facultado à administração pública, nos termos do contrato, efetuar o pagamento da contraprestação relativa a parcela fruível do serviço objeto do contrato de parceria público-privada. (Incluído pela Lei nº 12.766, de 2012)

de endividamento previstas na Lei de Responsabilidade Fiscal; (iii) a permissão de celebração de contratos de longo prazo; (iv) a obrigação de pagamento dos contratos apenas após a disponibilização do serviço; entre outros.

No que concerne aos temas do subsídio e do aporte de recursos, faz-se necessário, primeiro, aprofundar um pouco mais na regra destacada no item “iv” acima que diz respeito à obrigação de pagamento dos contratos de concessão somente após à disponibilização do serviço.

Na concessão comum esta regra está implícita ao conceito, uma vez que a remuneração nesta modalidade acontece por meio de tarifa dos usuários. Isto é, se existe um usuário pagador é possível concluir que também há um serviço sendo prestado, e, portanto, presume-se que anteriormente a isso houve um investimento de infraestrutura - que foi financiado pela própria concessionária.

Nas concessões reguladas pela Lei de Parcerias Público-Privadas, a regra de pagamento de contraprestação expressamente prevê que este somente ocorra após a disponibilização do serviço. Tal regulação está imposta, como dito acima, no art. 7º e seu parágrafo primeiro.

Quando as leis estabelecem esta lógica e agregam-na uma permissão para celebração de contratos de longo prazo (a lei de Parceria Público Privada autoriza a celebração de contratos por prazo entre 5 e 35 anos), possibilitam ao Poder Público contratar, implementar e pagar projetos de infraestrutura robustos, em diversas áreas do interesse público, comprometendo apenas valores ordinários dos orçamentos estatais, mas, por outro lado, repassam todos os riscos, taxas de juros e a própria remuneração do privado pelo financiamento ao Poder Público.

Kleber Luiz Zanchin reconhece este benefício e o seu correspondente consectário:

*Uma das regras restritivas mais sérias da Lei n.º 11.079, de 30 de dezembro de 2004, é o artigo 7º: “A contraprestação da Administração Pública **será obrigatoriamente precedida da disponibilização do serviço** objeto do contrato de parceria público-privada”. A norma segue a premissa de que nas PPP, em princípio, **o parceiro privado deve captar os recursos necessários ao projeto** para, somente após a disponibilização dos serviços aos usuários, começar a ser remunerado pelo parceiro público. **Tal mecanismo permitiria, em tese, alavancagem dos investimentos estatais, pois os pagamentos do Estado seriam***

**diferidos, facilitando a administração de seu fluxo de caixa de modo a viabilizar a satisfação de um número maior de demandas da sociedade ao mesmo tempo.**

*Ocorre que **a dilação temporal entre o investimento privado e o início dos pagamentos públicos resulta em custo financeiro (juros) que, ao final, acaba sendo repassado ao Estado.** Assim, o benefício do alongamento no tempo dos desembolsos estatais é contrabalançado pelo ônus de remunerar o capital antecipado pelo particular. Diante disso, colocou-se a questão de que se realmente seria sempre vantajoso para o parceiro público começar a custear depois o que, em alguns casos, poderia ser custeado antes, na medida de sua disponibilidade orçamentária. **Esse debate abriu espaço para o delineamento do aporte de recursos.**<sup>11</sup>*

Os subsídios e os aportes de recursos são meios que qualificam o desempenho dos projetos de concessão e não os inviabilizam. Assim, temos os subsídios se aplicam aos contratos de concessão comum e a sua previsão está na própria Lei nº. 8.987/95, mais especificamente em seu art. 17:

*Art. 17. Considerar-se-á desclassificada a proposta que, para sua viabilização, **necessite de vantagens ou subsídios que não estejam previamente autorizados em lei e à disposição de todos os concorrentes.***<sup>12</sup>

O aporte de recursos possui regramento mais singelo. Sua previsão está no parágrafo 2º, do art. 6º, da Lei nº. 11.079/04, e, inicialmente, deveria ter autorização em lei, como é a regra do subsídio, mas atualmente basta estar previsto no edital de licitação e no respectivo contrato de PPP:

*Art. 6º A contraprestação da Administração Pública nos contratos de parceria público-privada poderá ser feita por: [...]*  
*§ 2º **O contrato poderá prever o aporte de recursos em favor do parceiro privado para a realização de obras e aquisição de bens reversíveis, nos termos dos incisos X e XI do caput do art. 18 da Lei no 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, desde que autorizado***

---

<sup>11</sup> (ZANCHIN, 2014, p. 91-92)

<sup>12</sup> (BRASIL, 1995)



***no edital de licitação, se contratos novos, ou em lei específica, se contratos celebrados até 8 de agosto de 2012. (Incluído pela Lei nº 12.766, de 2012)***<sup>13</sup>

Desse modo, podemos afirmar que utilização do subsídio ou do aporte de recursos tem força de viabilizar sob o aspecto econômico diversos projetos que se fossem remunerados exclusivamente com tarifas pagas pelos seus usuários ou com contraprestações do Poder Público não seria viáveis. Portanto, podem ser utilizados nas delegações do serviço de transporte de passageiro.

## **2.2. Projetos associados**

Por vezes a exploração de receitas decorre de projetos mais complexos, de maior autonomia, mas também relacionados ao objeto da concessão, e que, para sua efetivação, importam na realização de investimentos específicos pelo concessionário. São os chamados projetos associados. É o caso, por exemplo, da exploração de um hotel ou de um shopping center associada à concessão de um aeroporto; de um empreendimento imobiliário (implantação ou renovação de uma área urbana) ou de um parque de diversões, associados à construção de uma linha de metrô; das receitas provenientes da venda de material reciclado e da geração de energia pelo concessionário dos serviços de destinação final de resíduos sólidos domiciliares, entre muitas outras hipóteses.<sup>14</sup>

A possibilidade de implementação de projetos associados tem efeito direito na viabilidade jurídico-econômica de projetos de concessão. A Lei nº. 8.987/95 estabelece em seu artigo 11 que:

*Art. 11. No atendimento às peculiaridades de cada serviço público, **poderá o poder concedente prever, em favor da concessionária, no edital de licitação, a possibilidade de outras fontes provenientes de receitas alternativas, complementares, acessórias ou de projetos associados, com ou sem exclusividade,***

---

<sup>13</sup> (BRASIL, 2004)

<sup>14</sup> PEREZ, Marcos Augusto. Receitas alternativas, complementares, acessórias ou derivadas de projetos associados. Enciclopédia jurídica da PUC-SP. Celso Fernandes Campilongo, Alvaro de Azevedo Gonzaga e André Luiz Freire (coords.). Tomo: Direito Administrativo e Constitucional. Vidal Serrano Nunes Jr., Maurício Zockun, Carolina Zancaner Zockun, André Luiz Freire (coord. de tomo). 1. ed. São Paulo: Pontifícia Universidade Católica de São Paulo, 2017. Disponível em: <https://enciclopediajuridica.pucsp.br/verbete/50/edicao-1/receitas-alternativas,-complementares,-acessorias-ou-derivadas-de-projetos-associados>

***com vistas a favorecer a modicidade das tarifas***, observado o disposto no art. 17 desta Lei.

*Parágrafo único. As fontes de receita previstas neste artigo serão obrigatoriamente consideradas para a aferição do inicial equilíbrio econômico-financeiro do contrato.*

As “outras fontes provenientes de receita alternativa, complementares, acessórias ou de projetos associados” permitem a geração de receita. Segundo Rafael Vêras de Freitas:

*Nesse quadrante é que despontam os negócios jurídicos adjetos aos pactos concessórios, que tem previsão no art. 25, §1º, da Lei nº 8.987/1995, como uma importante ferramenta para aumentar a rentabilidade dos módulos concessórios. É que, por meio desses contratos, os concessionários podem explorar atividades econômicas que guardam relação direta ou indireta com o contrato de concessão principal (v.g. a publicidade em trens do metrô ou na parte posterior de ônibus, a cobrança pela utilização a faixa de domínio em rodovias, os estacionamentos próximos a aeroportos). Por outro lado, considerando a crise fiscal porque passam a maior parte dos estados brasileiros, a celebração desses negócios jurídicos adjetos aos pactos concessórios pode servir, também, como mecanismo para o financiamento de serviços de utilidade pública, especialmente nas hipóteses de serviços que não sejam autossustentáveis. (FREITAS, 2017)*

As receitas acessórias colaboram com a estruturação do negócio e tem o condão e possibilidade de torná-lo atrativo e sustentável do ponto de visto econômico. Obrigar o concessionário a explorar ou, pelo menos, facultar-lhe a exploração de receitas alternativas, induz o mesmo a buscar uma maior eficiência econômica na execução do contrato; incentiva o concessionário a sair da estagnação, a procurar interações do serviço concedido com outras atividades econômicas, de modo a agregar valor e produtividade à concessão.<sup>15</sup>

## **2. A Eletromobilidade E A Delegação Do Serviço Público**

---

<sup>15</sup> RIBEIRO, Maurício Portugal. Receitas acessórias decorrentes de novos projetos imobiliários em concessões e PPPs. *Parcerias públicos-privadas, reflexões sobre os 10 anos da Lei 11.079/2004*, p. 371

Não há dúvida que discutir implementação de veículos elétricos, por meio da contratação pública, impõe a infraestrutura de recarga de baterias. Para a mudança utilizar-se da delegação do serviço de transporte coletivo de ônibus é um caminho que se mostra viável.

Não obstante, este serviço é prestado por meio de contratos de concessão comum e a sua tarifa nem sempre é capaz de suportar o pagamento dos preços propostos pelos contratados. Incluir a infraestrutura de recarga geraria ainda mais custos tornaria a concessão inviável economicamente.

No entanto, se houvesse um subsídio para minimizar a aquisição dos ônibus elétricos, bem como para ajudar na implantação da infraestrutura, provavelmente o contrato de concessão voltaria a ter viabilidade econômica. Por tal razão que inserção da eletromobilidade no Brasil somente será possível se o Poder Público fomentar a iniciativa, ser parceiro ativo na implantação da infraestrutura e na aquisição dos ativos com subsídios e aportes de recursos, sem prejuízo de outras formas de intervenção e fomento.

Lembrando que incentivo de mudança de comportamento, também passa pela extrafiscalidade de uma desoneração tributária. Atualmente, como uma das grandes soluções tributárias utilizadas com o intuito de auxiliar para um meio ambiente ecologicamente equilibrado, temos a criação de incentivos à produção sustentável. Caracteriza-se como um tipo “ incentivo-premiação ”, que pretende induzir a tomada de decisões ecologicamente sustentáveis pela indicação de benefícios. Dessa forma, a utilização de incentivos à indústria ecológica ou seus produtos pode ser um mecanismo de proteção ao meio ambiente.

Do ponto de vista fiscal temos o tratamento tributário das concessões e tratamento tributário dos postos de recarga, que merecem análise detida, o que não faz parte do presente trabalho. De todo modo, são trazidos apenas como fundamento de que é possível ter soluções para que o desenho de fomento via delegação seja efetivo.

### **Considerações Finais**

Para subsidiar o presente estudo e provocação, fizemos levantamento nas 27 capitais brasileiras, sendo que em março de 2019 localizamos 15 capitais com licitação já concluída ou em andamento e 12 capitais sem licitação ou sem localização de licitação. Dessas capitais somente três com políticas ambientais um pouco mais estruturadas e efetivas em: São Paulo, Distrito Federal Curitiba. Sendo certo que nenhuma delas e em

nenhuma das capitais com licitação houve indício de inserção de modos de energia limpa de modo rápido, efetivo e eficiente.

De outro lado, é fundamental ações estatais que fomentem a mudança de comportamento dos setores público e privado. Especificamente com relação à redução da emissão de gases de efeito estufa por veículos movidos a combustíveis fósseis, é necessária uma legislação que estabeleça metas, prazos e incentivos para iniciar um programa com o devido planejamento e eficácia nas ações práticas de forma a efetivar a mudança de comportamento do Poder Público, das empresas privadas e da sociedade civil em geral.

A utilização do serviço público e a adoção do regime jurídico das concessões (concessão comum e parceria público-privada) é um caminho capaz de fomentar a iniciativa privada ao desenvolvimento da indústria de veículos elétricos. Na medida em que os contratos de concessão podem ser verdadeiros instrumentos de fomento de infraestrutura e desenvolvimento nacional, possibilitando transferir à iniciativa privada obrigações de endividamento para a implementação de infraestrutura e a geração de novos negócios, inclusive atividades privadas, para dar viabilidade técnica, econômica e jurídica aos contratos.

A atuação efetiva do Estado com a mudança aqui proposta tem o condão de iniciar um ciclo virtuoso que provocará a mudança comportamental com a substituição dos veículos movidos a combustíveis fósseis por elétricos

### **Referências Bibliográficas**

ARAGÃO, A. S. D. As PPPs e as Concessões Administrativas. In: NETO, F. D. A. M.; SCHIRATO, V. R. **Estudos sobre a lei das parcerias público-privadas**. 1ª. ed. Belo Horizonte: Editora Fórum, 2011. Cap. 2, p. 31-46.

BRASIL. Presidência da República. **Lei nº. 8.987**, 1995. ISSN ISBN/ISSN. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/LEIS/L8987compilada.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L8987compilada.htm)>. Acesso em: 15 novembro 2018.

BRASIL. Presidência da República. **Lei nº. 11.079**, 2004. ISSN ISBN/ISSN. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2004-2006/2004/Lei/L11079compilado.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Lei/L11079compilado.htm)>. Acesso em: 17 novembro 2018.

ENEI, J. V. L. Financiamento das parcerias público-privadas. In: POZZO, A. N. D., et al. **Parcerias público-privadas**. 1ª. ed. Belo Horizonte: Editora Fórum, 2014. Cap. 5º, p. 111-125.

FREITAS, R. V. D. Os contratos privados celebrados por concessionários de serviços públicos e a sua regulação. **Interesse público - IP**, Belo Horizonte, n. 19, p. 219-240, jan./fev. 2017.

GUIMARÃES, F. V. **PPP Parceria Público-Privada**. 1ª. ed. São Paulo: Saraiva, 2012.

ZANCHIN, K. L. Aporte de recursos nas Parcerias Público-Privadas. In: POZZO, A. N. D., et al. **Parcerias Público-Privadas**. 1ª. ed. Belo Horizonte: Editora Fórum, 2014. Cap. 4º, p. 91-110.

### **Biografia Dos Autores**

**Antonio Cecilio Moreira Pires** é advogado e consultor jurídico em São Paulo, Doutor e Mestre em Direito do Estado pela Pontifícia Universidade Católica de São Paulo – PUCSP, professor de direito administrativo, chefe do núcleo temático de direito público e coordenador adjunto de graduação da Universidade Presbiteriana Mackenzie – UPM. Líder do Grupo de Pesquisa Direito Administrativo Contemporâneo.

E-mail: [cecilio.pires@uol.com.br](mailto:cecilio.pires@uol.com.br) e [cecilio.pires@mackenzie.br](mailto:cecilio.pires@mackenzie.br)

**Eduardo Stevanato Pereira De Souza** é advogado e consultor jurídico em São Paulo, Mestre em Direito Administrativo e especialista em Direito Tributário. Professor titular de Direito Administrativo da Universidade Presbiteriana Mackenzie. Professor titular do Curso Euro-Brasileño de Postgrado sobre Contratación Pública - Faculdade de Direito da Universidade de La Coruña (Espanha). Membro do Instituto de Direito Administrativo Paulista (IDAP). Membro Fundador do Instituto Brasileiro de Estudos Jurídicos da Infraestrutura (IBEJI). Membro do Conselho de Redação da Revista Brasileira de Infraestrutura (RBIINF). Membro da Asociación Argentina de Derecho Administrativo.

E-mail: [eduardo@stevanatoferreira.com.br](mailto:eduardo@stevanatoferreira.com.br)

**Lilian Regina Gabriel Moreira Pires** é Advogada, Doutora e Mestre em Direito do Estado pela Pontifícia Universidade Católica de São Paulo – PUC/SP, Professora de direito administrativo da Universidade Presbiteriana Mackenzie, Coordenadora do MackCidade: Direito e Espaço Urbano. Presidente da Comissão de Direito Urbanístico da OAB/SP (gestão 2019/2021).

E-mail: [liliangpires@terra.com.br](mailto:liliangpires@terra.com.br) e [lilian.pires@mackenzie.br](mailto:lilian.pires@mackenzie.br)

## CAPÍTULO XXI

### Portugal como plataforma de reexportação e bancas de gás natural liquefeito

LILIANA LOURO<sup>1</sup>

**RESUMO:** A “reexportação” de Gás Natural Liquefeito (GNL) a partir de Sines para o resto da União Europeia e a oferta de bancas de GNL nos portos Portugueses, são dois dos objetivos da Estratégia para o aumento da Competitividade Portuária, Resolução n. 175, 24 novembro de 2017.

Analisamos cada um para concluir que a reexportação GNL é uma oportunidade de alcance limitado, tanto em termos de volumes movimentados como de horizonte temporal.

Já nas Bancas de GNL existem efetivamente oportunidade, no curto médio prazo. Estas passam essencialmente por replicar atual modelos de Bancas de GNL e para isso é crítico atrair privados para a sua realização.

**PALAVRAS-CHAVE:** Gás Natural Liquefeito (GNL); Segurança energética; Redes Transeuropeias; Bancas marítimas; Diretiva dos Combustíveis alternativos 2014/94; IMO 2020.

#### Introdução

A Estratégia para o Aumento da Competitividade da Rede de Portos Comerciais do Continente — Horizonte 2026, materializada na Resolução do Conselho de Ministros n.º 175/2017, de 24 de novembro<sup>2</sup>, propõe-se posicionar Portugal como *Hub*<sup>3</sup> Gás Natural Liquefeito (GNL).

Em concreto pretendem-se criar condições para abastecimento de navios a GNL nos portos português e “reexportação” GNL a partir de Sines para o resto da União Europeia. Ambos os objetivos pretendem potenciar a posição geoestratégica de Portugal, aproveitando o crescimento da oferta de GNL no mercado por via do aumento de produção nos Estados Unidos da América (EUA) mas têm enquadramentos e condições para objetivação distintas. Quando falamos de “reexportação” de GNL” estamos no domínio da energia, assumindo a segurança

---

<sup>1</sup> Faculdade De Direito Da Universidade Nova De Lisboa

<sup>2</sup> Resolução do Conselho de Ministros n.º 175/2017, de 24 de novembro de 2017, publicada em *Diário da República*, 1.ª série, n.º 227, de 24 de novembro. Disponível em <https://data.dre.pt/eli/resolconsmin/175/2017/11/24/p/dre/pt/html>.

<sup>3</sup> Daqui em diante designado, plataforma. Para definição de “Hub”, Song, Dong-Wook e Panayides, Photis M.

energética, de abastecimento, um papel de grande relevância, especialmente no caso europeu. Já quando nos propomos a “transformar o sistema portuário português numa «área de serviço» para abastecimento de navios a GNL” estamos ao nível da política de transportes, direito marítimo e direito europeu do mar.

Assim, iremos analisar separadamente, na primeira e segunda parte deste trabalho, a fundamentação da Resolução n.º 175 / 2017 para cada um dos objetivos e verificar a validade das respetivas premissas. Para na terceira parte apresentarmos a nossa proposta.

Antes de avançarmos é conveniente apresentar o gás, mais especificamente, a substância alvo de análise, o gás natural liquefeito (GNL), nomeadamente algumas particularidades que devem ser consideradas quando se pretende lançar as bases para uma infraestrutura.

O gás natural é mais leve que o ar, sob pressão atmosférica e temperatura ambiente, permanece no estado gasoso e dissipa-se rapidamente na atmosfera; é incolor, queima com uma chama quase impercetível; e é inodoro, é, por uma questão de segurança, odorizado antes da comercialização.

A forma gasosa tem sido, simultaneamente, a grande vantagem e limitação do gás relativamente aos outros combustíveis fósseis. O gás não requer, ao contrário do petróleo, grandes processos de transformação, é mais simples e menos perigoso<sup>4</sup> e tem uma queima significativamente mais eficiente e mais limpa, com menos emissões de carbono que o petróleo ou o carvão. Mas o gás não é isento de externalidades ambientais negativas e a controvérsia sobre o impacto das emissões de metano, nomeadamente na produção de gás não convencional, tem sido grande<sup>5</sup> e não é crível uma utilização intensiva a longo prazo. O gás é cada vez mais encarado como uma energia de transição da era fóssil para a renovável. O grande obstáculo à utilização de forma mais alargada do gás tem sido e é o transporte, bem mais complexo no caso de um gás que de um líquido. O gás na sua forma gasosa tem de ser transportado em gasodutos, que exigem investimentos de longo prazo e rigidificam oferta e procura, ou seja, na prática, acabam por “amarrar” no médio longo prazo países produtores e consumidores.

---

<sup>4</sup> De Sousa, E. Caetano - Como o Gás se Move no Sistema Internacional. Lisboa: Chiado Books. 2018.

<sup>5</sup> *Supra* note (3).

<sup>6</sup> Em 2014, o Painel Intergovernamental das Nações Unidas para as Alterações Climáticas (IPCC) considerou que uma tonelada de metano tem um potencial de aquecimento global 28 vezes superior a uma tonelada de dióxido de carbono. Contudo, o IPCC reconheceu, três anos depois, efeitos positivos resultantes da crescente utilização industrial e doméstica do gás, em substituição do carvão.

O GNL é, como o próprio nome indica, gás na forma líquida, límpido, incolor e não tóxico, resultado de um processo de arrefecimento até cerca de -162 C° e “limpeza”, onde são retiradas impurezas como poeiras e carbono, que resulta no aumento da sua densidade e de uma diminuição de mais de 600 vezes do seu volume<sup>7</sup>. Ou seja, independentemente da origem ou do destino, o GNL requer centrais de liquidação do lado exportador e de regaseificação do lado importador, como aquela que a REN opera em Sines.

O GNL pode ser armazenado em tanques, a uma pressão próxima da pressão atmosférica e transportado, em navios tanque (metaneiros) ou, em menores quantidades, por camião cisterna ou contentor. Importa notar que, tanto a bordo como em terra, o isolamento dos tanques nunca é absoluto e o aquecimento gradual, ainda que ligeiro, dos tanques resulta em evaporação de (uma pequena) parte do GNL, o chamado efeito *boil-off*<sup>8</sup>, comprometendo o armazenamento por longos períodos e levando a que também no GNL a oferta seja pouco elástica mas também esta realidade já começou a mudar.

E um dos grandes responsáveis por essa mudança são os EUA que, contrariando as expectativas iniciais, têm vindo a impor o gás e o petróleo não convencionais e a mudar o panorama energético mundial. Por gás (e petróleo) não convencional, entende-se o gás extraído a maior profundidade, com recurso a técnicas<sup>9</sup> com um impacto ambiental ainda desconhecido, mas sempre superior ao da exploração convencional<sup>10</sup> e com uma taxa de aproveitamento inferior<sup>11</sup>. Contudo, o fato de se tratar de processos próximos dos industriais, permitiram rápidos avanços dos últimos anos em termos de produtividade<sup>12</sup>, que levaram a que hoje, a sua oferta seja mais elástica que na tradicional exploração de combustíveis fósseis.

É neste contexto multidimensional, onde interagem ambiente, política, economia e tecnologia, em rápida transformação e sob o crescente foco da opinião pública, que se

---

<sup>7</sup> De Sousa, E. Caetano, op. cit.

<sup>8</sup> Segundo as estimativas, o *boil-off* poderá ser na ordem dos 2% diários, leva a um maior volume do gás e logo a um aumento da pressão.

<sup>9</sup> Fraturamento hidráulico no caso do xisto e de perfuração horizontal no folheto mais informação em Chiodi, A. et al. - Unconventional oil and gas resources in future energy markets: A modelling analysis of the economic impacts on global energy markets and implication for Europe. Luxembourg Publications. 2016. [Consult. 04 de maio de 2018]. Disponível em: [http://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC102916/jrc102916\\_kj1a28275enn.pdf](http://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC102916/jrc102916_kj1a28275enn.pdf).

<sup>10</sup> Chiodi, A. et al., *supra* note (8).

<sup>11</sup> Moniz, E. J. et al. – The Future of Natural Gas: An interdisciplinary Mit Study. The Future of Natural Gas. Massachusetts Institute of Technology. 2011. ISBN (978-0-9828008-3-6). Disponível em: <http://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2011/06/MITEI-The-Future-of-Natural-Gas.pdf>.

<sup>12</sup> Os processos de produção de gás não convencional, são tipicamente processos industriais, mais fáceis de mapear, replicar e melhorar descrição mais detalhada em Chiodi, A. et al.



pretende discutir a pertinência de transformar Portugal numa plataforma de GNL e respetivo modelo de implementação.

## 1. Reexportação<sup>13</sup> De GNL De Sines Para A União Europeia (Ue)

### 1.1 Enquadramento Normativo Europeu

A construção do projeto europeu tem também na sua génese a preocupação pela segurança energética. Com efeito, a CECA – Comunidade Europeia do Carvão e do Aço<sup>14</sup> (1951), pode ser vista à data como uma União Aduaneira energética e; em 1957, em Roma, quando se assina o Tratado da Comunidade Económica Europeia<sup>15</sup>, assina-se também o Tratado da Comunidade de Energia Atómica<sup>16</sup>.

Meio século volvido, a União Europeia (UE) é hoje confrontada com a dimensão da sua dependência energética e o risco que ela acarreta para o futuro do próprio projeto europeu. Veja-se, como principais exemplos disso mesmo, os cortes no fornecimento de gás em 2006 e 2009, resultantes da crise russo-ucraniana.

Foi precisamente no seguimento do corte no fornecimento de 2006, que a UE aprovou a Diretiva n.º 2006/67/CE do Conselho, de 24 de julho<sup>17</sup>, que estipula novas formas de cálculo para o “*nível mínimo de reservas de petróleo bruto e/ou de produtos petrolíferos*<sup>18</sup>” por Estado-Membro e são traçadas as novas linhas para as Redes Transeuropeias de Energia (RTE-E)<sup>19</sup>.

---

<sup>13</sup> Tecnicamente, não é reexportação uma vez que, de acordo com Resolução, o GNL se destinaria à UE. Aplicar-se-ia o regime aduaneiro trânsito externo ou entreposto aduaneiro consoante o momento e local de entrada em livre prática, conforme refere Pereira, Tânia Carvalhais et al, pp. 41-84.

<sup>14</sup> Eur-Lex - Document 11951K/CDT/P12. Portal of the Publications Office of the EU. Disponível em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?qid=1560376168066&uri=CELEX:11951K/CDT/P12>.

<sup>15</sup> Eur-Lex - Tratado de Roma (CEE). Portal of the Publications Office of the EU. Disponível em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/HTML/?uri=LEGISSUM:xy0023&from=PT>.

<sup>16</sup> Eur-Lex - Document 11957A/PRO/N. Portal of the Publications Office of the EU. Disponível em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?qid=1560376467870&uri=CELEX:11957A/PRO/N>.

<sup>17</sup> Diretiva 2006/67/CE do Conselho, de 24 de julho de 2006, que obriga os Estados-Membros a manterem um nível mínimo de reservas de petróleo bruto e/ou de produtos petrolíferos, publicada em *Jornal Oficial da União Europeia*, L 217/8- L 217/15, de 8 de agosto de 2006. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32006L0067&from=EN>.

<sup>18</sup> Diretiva 2006/67/CE do Conselho, de 24 de julho de 2006.

<sup>19</sup> Decisão n.º 1364/2006/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 6 de setembro, publicada em de 6 de setembro, publicada em *Jornal Oficial da União Europeia*, L 262/1- L 262/23, de 22 de setembro de 2006. Disponível em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:32006D1364>.

Muito embora as RTE – E tenham sido lançadas com o Tratado de Maastricht<sup>20</sup>, (1992) a par com as redes transeuropeias de transportes e telecomunicações, a livre circulação da energia não se chegou, até hoje, a efetivar e só nessa altura foi reconhecida a sua real importância.

A partir daí a urgência de uma política energética integrada para a UE, assente no mercado interno, entra na agenda União, como se vê pelas Comunicações da Comissão<sup>21</sup> e do Conselho<sup>22</sup>, logo no início de 2007.

Subsequentemente, em 2009, a UE aprovou a revisão dos métodos de cálculo das reservas, através da entrada em vigor da Diretiva 2009/119/CE, de 14 de setembro<sup>23</sup>, que determina que a *“armazenagem de determinados Estados-Membros deva ser estabelecida com base no nível do consumo interno de petróleo e não com base nas importações”*. Nestes termos, os Estados-Membros deviam *“assegurar, o mais tardar em 31 de dezembro de 2012, a manutenção por sua conta, no território da Comunidade e de forma permanente, de um nível total de reservas de petróleo equivalente, no mínimo, à maior das quantidades representada quer por 90 dias de importações líquidas diárias médias quer por 61 dias de consumo interno diário médio.”* Além de procurar prevenir perturbações do abastecimento e atenuar o seu impacto, esta Diretiva criou um mecanismo de coordenação de resposta em situações de emergência.

O mesmo entendimento esteve subjacente ao Regulamento (UE) n.º 994/2010, de 20 de outubro<sup>24</sup>, que revoga a Diretiva n.º 2004/67/CE, de 26 de abril<sup>25</sup>, *“permitindo a execução de medidas excecionais quando o mercado já não for capaz de assegurar o necessário aprovisionamento de gás e prevendo uma definição e uma atribuição claras de*

---

<sup>20</sup> Publicado em *Jornal Oficial da União Europeia*, n.º C 191 /1, de 29 de julho de 1992. Disponível em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:11992M/TXT>.

<sup>21</sup> COM (2007) 1 final, de 10 de janeiro, Comunicação da Comissão ao Conselho e ao Parlamento Europeu, relativa a Uma política energética para a Europa. Disponível em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52007DC0001&from=PT>.

<sup>22</sup> Conselho da União Europeia – Conselho Europeu de Bruxelas – 8/9 de março de 2007, Conclusões da Presidência. 7224/1/07 REV1, de 9 março de 2007. Disponível em [https://www.consilium.europa.eu/uedocs/cms\\_Data/docs/pressdata/pt/ec/93149.pdf](https://www.consilium.europa.eu/uedocs/cms_Data/docs/pressdata/pt/ec/93149.pdf).

<sup>23</sup> Diretiva 2009/119/CE do Conselho, de 14 de setembro de 2009, publicada em *Jornal Oficial da União Europeia*, n.º L 265/9, de 9 de outubro de 2009. Disponível em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0119&qid=1560375975826&from=PT>.

<sup>24</sup> Publicado em *Jornal Oficial da União Europeia*, L 295/1-L 295/22, de 12 de novembro de 2010. Disponível em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=OJ:L:2010:295:FULL&from=PT>.

<sup>25</sup> Publicada em *Jornal Oficial da União Europeia*, L 127/92- L 127/96, de 29 de abril de 2004. Disponível em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?qid=1560377004051&uri=CELEX:32004L0067>.

*responsabilidades entre as empresas de gás natural, os Estados-Membros e a União, tanto em termos de Ação preventiva como de reação a perturbações concretas do aprovisionamento (...) estabelece também mecanismos de transparência, num espírito de solidariedade, para a coordenação do planeamento e para a resposta em caso de emergência ao nível dos Estados-Membros, das regiões e da União”.*

Assim, em 2009, surge o terceiro pacote do gás<sup>26</sup> e da eletricidade da UE que pretende abordar a questão energética de uma forma mais concertada e global, designadamente através de cinco instrumentos, três dos quais aplicam-se ao gás. O objetivo é consolidar e aprofundar o mercado interno, nomeadamente no que diz respeito à obrigação da separação (*unbundling*) entre a gestão da infraestrutura e retalho, no entanto em termos de medidas concretas de mitigação da dependência energética externa é particularmente neutro<sup>27</sup>,

O primeiro instrumento, o Regulamento n.º 713/2009, de 13 de julho<sup>28</sup>, institui a Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia para “*colmatar a lacuna regulamentar existente a nível comunitário e contribuir para o funcionamento efetivo dos mercados internos da eletricidade e do gás natural*”. O segundo, o Regulamento (CE) 715/2009, de 13 de julho<sup>29</sup>, prevê as condições de acesso às redes de gás natural. E o terceiro, a Diretiva 2009/73/CE, de 13 de julho<sup>31</sup>, cria as regras comuns para o mercado interno do gás natural.

---

<sup>26</sup> O primeiro, expresso na Diretiva 90/377/CEE de 29 e Diretiva 91/296/CEE, de 31 de Maio, visava acabar com monopólios estatais. O segundo, estabelece a separação entre a gestão da infraestrutura e retalho (*unbundling*), inicialmente com a Diretiva 98/30/CE, dirigida às grandes redes e depois com a Diretiva 2003/55/CE, que revoga anterior e estipula que todos os consumidores deverão ter opção de escolha até 1 julho de 2007. Portugal que havia obtido uma derrogação para a primeira Diretiva, transpõe a segunda em 2006, através pelo Decreto-lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro e a completa liberalização do mercado só se dá em 2010. Mais informação em <http://www.erse.pt/pt/gasnatural/liberalizacaodosector/Paginas/default.aspx>.

<sup>27</sup> Gala, Francisco Briosa - O fornecimento de gás natural à União Europeia questões de segurança energética. 2013. Coimbra: Coimbra Editora.

<sup>28</sup> Publicado em *Jornal Oficial da União Europeia*, L211, de 13 de julho de 2009. Disponível em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:02009R0713-20130601&from=pl>.

<sup>29</sup> Publicado em *Jornal Oficial da União Europeia*, L212/36- L212/54, de 14 de agosto de 2009. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009R0715&from=DE>.

<sup>30</sup> Entretanto revogado pelo Regulamento (UE) 2017/459, de 16 de março, publicado em *Jornal Oficial da União Europeia*, L72/1-L72/28, de 13 de março de 2017, Disponível em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX%3A32017R0459>.

<sup>31</sup> Publicada em *Jornal Oficial da União Europeia*, L211/94-L211/136, de 14 de agosto de 2009. Disponível em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0073&qid=1560379024293&from=PT>.

Ao longo da última década são múltiplas as referências da Comissão à dependência e segurança energética<sup>32</sup>. Logo, em 2010, na Estratégia de Energia 2020<sup>33</sup>, a Comissão reconhece que “apesar das graves crises de fornecimento de gás (...) ainda não existe uma abordagem comum em relação aos países parceiros, fornecedores ou de trânsito” (...) e mais à frente, apresenta, como uma das suas ações, o estabelecimento de parcerias privilegiadas com parceiros chave, sejam fornecedores sejam países de passagem, enquanto se procura diversificar as importações de energia<sup>34</sup>.

No ano seguinte, continua o acento tónico na dimensão externa da política da energia. Na COM (2011) 539, de 7 de setembro<sup>35</sup>, destaca-se a cooperação transfronteiriça entre a UE e países vizinhos e a Comissão propõe quatro prioridades para a política energética da UE: “construir a dimensão externa do mercado interno de energia; fortalecer parcerias para energia segura, sustentável e competitiva; melhorar o acesso à energia sustentável para os países em desenvolvimento; e melhor promoção das políticas da UE para além das suas fronteiras”.

Em 2013, a Comissão publicou o Livro Verde<sup>36</sup>, *Um quadro para as políticas de clima e energia em 2030*, com o propósito de clarificar os objetivos e dar previsibilidade de todo o enquadramento energético que desse segurança aos operadores para investir em formas de energia mais limpa, facilitando, assim, a transição para economia hipocarbónica. Aí pode ler-se que “nenhum dos objetivos da política energética pode ser alcançado sem ligações à rede

---

<sup>32</sup> COM (2014) 0015, de 22 janeiro. Disponível em [http://www.europarl.europa.eu/RegData/docs\\_autres\\_institutions/commission\\_europeenne/com/2011/0539/COM\\_COM\(2011\)0539\\_EN.pdf](http://www.europarl.europa.eu/RegData/docs_autres_institutions/commission_europeenne/com/2011/0539/COM_COM(2011)0539_EN.pdf), COM (2014) 330 final, de 28 de maio [Disponível em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014DC0330&from=EN>], COM (2014) 520 final, de 23 de julho [Disponível em [https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:f0db7509-13e5-11e4-933d-01aa75ed71a1.0021.02/DOC\\_1&format=PDF](https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:f0db7509-13e5-11e4-933d-01aa75ed71a1.0021.02/DOC_1&format=PDF)] e COM (2015) 80 final, de 25 de fevereiro [Disponível em [https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:1bd46c90-bdd4-11e4-bbe1-01aa75ed71a1.0020.01/DOC\\_1&format=PDF](https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:1bd46c90-bdd4-11e4-bbe1-01aa75ed71a1.0020.01/DOC_1&format=PDF)].

<sup>33</sup> COM (2010) 639 final, de 10 de novembro, Comunicação da Comissão ao Parlamento Europeu, ao Conselho, ao Comité Económico e Social Europeu e ao Comité das Regiões, Energia 2020, Estratégia para uma energia competitiva, sustentável e segura. Disponível em: <http://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2010/PT/1-2010-639-PT-F3-1.Pdf>.

<sup>34</sup> A Estratégia de Energia 2020 é concretizada na Diretiva n.º 2012/27/UE, de 25 outubro, publicada em *Jornal Oficial da União Europeia*, L315/1-L315/56, de 14 de novembro de 2012. Disponível em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32012L0027&qid=1560379756919&from=PT>

<sup>35</sup> Decisões – Decisão EUMM Geórgia/2/2011/, de 14 de setembro de 2011, publicada em *Jornal Oficial da União Europeia*, L238/32, de 15 de setembro de 2011. Disponível em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1560423855482&uri=CELEX:32011D0539>.

<sup>36</sup> Com (2013) 169 final, de 27 de março, Livro Verde - Um quadro para as políticas de clima e de energia em 2030. Disponível em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52013DC0169&qid=1560382275841&from=PT>.

*adequadas*<sup>37</sup> e, apesar do pacote legislativo de 2009/2010 para a energia, abrangente, a questão das infraestruturas continuava sem ser verdadeiramente endereçada.

Assim, surge em 2013, o Regulamento (UE) 347/2013, de 17 de abril<sup>38</sup>, do Parlamento e do Conselho, relativo às orientações para as infraestruturas energéticas transeuropeias. *Os projetos classificados como PIC beneficiarão de procedimentos de concessão de licenças acelerados e racionalizados, de um melhor tratamento regulamentar e — quando adequado — de apoio financeiro no âmbito do Connecting Europe Facility (CEF)*. No caso do gás<sup>39</sup> foram previstos 4 corredores: *Norte-Sul de gás natural na Europa Ocidental («NSI West Gás»); Interconexões Norte-Sul de gás natural na Europa Centro-Oriental e do Sudeste («NSI East Gás»); Corredor Meridional de Gás («SGC»), transporte de gás natural da bacia do Cáspio, da Ásia Central, do Médio Oriente e da bacia do Mediterrâneo Oriental para a União, Interconexão do Mercado Báltico da Energia no setor do gás («BEMIP Gás»), infraestrutura de gás destinada a pôr termo ao isolamento dos três Estados Bálticos.*

Especificamente para o GNL é publicada, em 2016, a “Estratégia da EU de Gás Natural Liquefeito e de Armazenamento de Gás<sup>40</sup>”, Comunicação da Comissão ao Conselho, ao Comité Económico e Social e ao Comité das Regiões, de 16 de fevereiro. A Estratégia começa por identificar o aumento da oferta mundial de GNL como uma oportunidade para a segurança energética da UE e coloca a efetivação do mercado interno a par com a infraestrutura e cooperação internacional como condições necessárias para facilitar o acesso de todos os Estados-Membros aos mercados internacionais de GNL. O Regulamento (UE) n.º 1938/2017, de 25 de outubro<sup>41</sup> surge para dar resposta a esta necessidade de aprofundamento.

---

<sup>37</sup> Com (2013) 169 final, p.12.

<sup>38</sup> Regulamento (UE) n.º 347/2013, de 17 de abril de 2013, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril de 2013, publicada em *Jornal Oficial da União Europeia*, L115/39-L115/75, de 25 de abril de 2013. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32013R0347&from=en>. - Revoga a anterior Decisão n.º 1364/2006/CE e altera os Regulamentos no âmbito do terceiro pacote da energia (Regulamento (CE) n.º 713/2009, de 13 de julho, Regulamento (CE) n.º 714/2009, de 13 de julho e Regulamento (CE) n.º 715/2009, de 13 de julho).

<sup>39</sup> Regulamento 347/2013, de 17 de abril.

<sup>40</sup> COM (2016) 49 final, de 16 de fevereiro, Comunicação da Comissão ao Parlamento Europeu, ao Conselho, ao Comité Económico e Social Europeu e ao Comité das Regiões, Disponível em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52016DC0049&from=EN>

<sup>41</sup> Relativo a medidas destinadas a garantir a segurança do aprovisionamento de gás e que revoga o Regulamento (UE) n.º 994/2010, de 28 de outubro, publicado em *Jornal Oficial da União Europeia*, L280/1-L280/56, de 28 de outubro de 2017. Disponível em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R1938&from=PT>.

Em 2018, continua a enfatizar-se o quão críticas são novas infraestruturas de gasodutos, bem como, novos terminais GNL para a segurança energética, assim como a abertura de um corredor a sul para abastecer aproximadamente entre 10% a 20% das necessidades de gás da UE em 2020<sup>42</sup>. A este respeito, em 2018, Jean-Claude Juncker, referiu que a UE estaria disposta a facilitar mais importações de GNL dos EUA, e que as crescentes exportações de GNL dos EUA a preços competitivos, poderiam desempenhar um papel estratégico cada vez mais importante no âmbito do aprovisionamento de gás da UE<sup>43</sup>.

Neste contexto, e conforme referido, o Oceano Atlântico é estratégico, e nele, o Porto de Sines. Com efeito, importa recordar que, dois anos antes, em 2016, já tinha visitado o Porto de Sines o primeiro metaneiro com carga dos EUA.

## **1.2 O Valor Estratégico Do Gnl Para A Segurança Energética<sup>44</sup> Da UE**

O relatório da Agência Internacional da Energia (AIE) sobre o mercado do gás em 2017 e respetiva evolução até 2022, refere que “[o] gás vai crescer mais que o petróleo e o carvão nos próximos cinco anos”<sup>45</sup>.

De fato, sendo o combustível fóssil menos intensivo em carbono, o gás tende a ser olhado como energia de transição,<sup>46</sup> entre os hidrocarbonetos e o novo paradigma das renováveis e energias mais limpas ainda a ser descoberto.

Os setores industrial e de transporte são os principais responsáveis por este crescimento. O gás utilizado para produção de energia tem, nas palavras do próprio relatório, um crescimento modesto na casa de 1%, com o fraco crescimento da procura da eletricidade, nos mercados maduros, a encontrar resposta nas renováveis. Na Europa esta realidade está bem refletida. Mesmo o Reino Unido que, desde 2013, tem prosseguido uma clara política de substituição do carvão pelo gás na produção de energia, alcançando (só) com isso, uma redução de 3% nas

---

<sup>42</sup> European Commission - Quo vadis EU gas market regulatory framework – Study on a Gas Market Design for Europe. 2018. ISBN 978-92-79-68070-0. Disponível em: [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/quo\\_vadis\\_executive\\_summary\\_16feb18.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/quo_vadis_executive_summary_16feb18.pdf)

<sup>43</sup> Comissão Europeia - Declaração conjunta UE-EUA de 25 de julho: As importações da União Europeia de gás natural liquefeito (GNL) dos Estados Unidos estão a aumentar. Comissão Europeia. 9 de agosto 2018. Disponível em: [http://europa.eu/rapid/press-release\\_IP-18-4920\\_pt.pdf](http://europa.eu/rapid/press-release_IP-18-4920_pt.pdf).

<sup>44</sup> De acordo com a International Energy Agency (c), a segurança energética caracteriza-se por disponibilidade interrupta de a energia a preços acessíveis

<sup>45</sup> International Energy Agency (a) - GAS 2017: Analysis and Forecast to 2022. France: IEA/OECD. [Consult. 11 de maio de 2018]. Disponível em <https://webstore.iea.org/market-report-series-gas-2017>, p. 2.

<sup>46</sup> Chiodi, A. et al., op. cit, p.4.



emissões e ultrapassando os objetivos de Paris<sup>47</sup>, registou em 2017 uma perda, cerca de 3%, da quota do gás para cogeração<sup>48</sup>. A consolidação da utilização das energias renováveis na produção de eletricidade, sendo já a segunda fonte com 29,4%<sup>49</sup> e o papel já praticamente residual do carvão (6,7%)<sup>50</sup> deixam antever que mesmo no Reino Unido, considerado um caso de estudo a este respeito, o gás não crescerá no futuro próximo.

Por oposição, nos EUA, maior produtor mundial de GNL, vai continuar-se a assistir a uma forte utilização do gás, não tanto na produção elétrica, onde o previsível aumento do preço gás desacelerará o ritmo de substituição do carvão, mas essencialmente no setor industrial. Os EUA, México e Canadá representarão um quarto de consumo mundial de gás em 2022 prevê o relatório<sup>51</sup>.

Contudo, o maior responsável pelo aumento da utilização de gás até 2022 é a China, mais concretamente 40% do crescimento perspectivado pelo relatório<sup>52</sup>. Aí, muito incentivado pelas políticas para melhoria da qualidade do ar, o gás terá uma utilização cada vez mais transversal da produção de energia elétrica, à indústria ou consumo doméstico.

Em todo o continente asiático, os preços baixos do gás, nomeadamente do GNL, farão com que o gás deixe de ser uma energia relativamente residual e passe a ser cada vez mais utilizado para alimentar o seu rápido crescimento económico. Índia, Bangladesh e Paquistão, são exemplos disso mesmo. A exceção poderão ser o Japão e a Coreia. Estes dois países só por si absorveram 45% do GNL negociado em 2016, mas o abalo sísmico no Japão e o contexto geopolítico na Coreia, levaram a um abrandamento do crescimento já em 2017, não sendo evidente, em ambos os casos, a evolução no curto prazo.

Se a China é responsável pelo maior crescimento do consumo, os EUA serão da produção e, de acordo com o mesmo relatório da IEA na mesma proporção, 40%. Estima-se que, em 2022, os EUA vão produzir 22% do total de gás produzido mundialmente,<sup>53</sup> com mais de metade da produção a ser exportada sobre a forma de GNL, o que dará a este país condições

---

<sup>47</sup> Wilson, G. e Stafell, I. - Rapid fuel switching from coal to natural gas through effective carbon pricing. The University of Sheffield. [Consult. 14 de junho de 2018]. Disponível em: <http://eprints.whiterose.ac.uk/127309/>.

<sup>48</sup> Department for Business, Energy & Industrial Strategy - UK Energy Statistics, 2017 & Q4 2017, Statistical Press Release, 29 march 2018, [Consult. 16 de junho de 2018]. Disponível em <https://www.gov.uk/government/news/uk-energy-statistics-statistical-press-release-march-2018>.

<sup>49</sup> *Supra* note (51).

<sup>50</sup> *Supra* note (51).

<sup>51</sup> International Energy Agency (a), 2017, op. cit., p.3.

<sup>52</sup> International Energy Agency (a), 2017, op. cit., p.2.

<sup>53</sup> International Energy Agency (a), 2017, op. cit., p. 4.

para disputar a liderança do mercado GNL, juntamente com a Austrália e o Qatar, que é o maior exportador mundial com quase um terço do mercado<sup>54</sup>. Assim, em 2022, 70% da capacidade de liquidação estará nos EUA e Austrália<sup>55</sup>.

Na Rússia e na Europa o cenário é mesmo de estagnação, tanto em termos de consumo como produção. No entanto, o potencial de crescimento da Rússia é grande. Desde logo, com o emblemático projeto “*Power of Siberia*”, com uma extensão de 3000 Km<sup>56</sup>, poderá vir a ser maior ligação do género e tem potencial para aumentar exponencialmente a exportação de gás para Ásia, agora, na casa dos 7%<sup>57</sup>. Com efeito, a Rússia, atualmente o segundo maior produtor mundial gás, tem ambição de estender a sua liderança ao GNL e assumir a liderança mundial de GNL<sup>58</sup>. O projeto Yamal, mostra bem que a Rússia ainda tem muitas reservas por explorar, com potencial para alterar equilíbrios regionais e mundiais com as suas exportações, seja sob a forma de GNL ou de gás convencional. Em pouco mais de um ano, desde que iniciou a sua atividade no final de 2017<sup>59</sup> até 4 fevereiro, o Yamal, explorou, liquidificou e embarcou, 10 milhões de toneladas<sup>60</sup> de GNL.

De fato desde as crises da Ucrânia, a Rússia tem vindo a construir outras alternativas, seja através do Báltico (Nord Stream 2) até à Alemanha seja pelo Mar negro até à Turquia (Turkstream) e a percentagem de gás que chega, agora, à Europa via Ucrânia é cerca de metade<sup>61</sup>. Ainda assim, nenhum dos projetos estará a funcionar em pleno a 31 de dezembro de 2019, altura em que acaba o contrato entre a Gazprom e a sua contraparte Ucraniana, Natfogaz, pelo que a Europa pode voltar a enfrentar problemas de abastecimento, entre 2020 e 2025, nomeadamente, nos meses de pico no inverno, entre 2020 e 2025<sup>62</sup>.

---

<sup>54</sup> De Sousa, E. Caetano, op. cit.

<sup>55</sup> McKinsey & Company - Global Gas & LNG Outlook to 2035: Energy Insights. September 2018. [Consult. a 9 de fevereiro de 2019]. Disponível em: <https://www.mckinsey.com/solutions/energy-insights/global-gas-lng-outlook-to-2035/download-global-gas-lng-outlook>.

<sup>56</sup> Gazprom – Projects. [Consult. 9 de fevereiro de 2019]. Disponível em: <http://www.gazpromexport.ru/en/projects/3/>.

<sup>57</sup> De Sousa, E. Caetano, op. cit.

<sup>58</sup> De Sousa, E. Caetano, op. cit., p.195.

<sup>59</sup> Yamal LNG – Press Center: News. [Consult. 9 de fevereiro de 2019]. Disponível em: <http://yamallng.ru/en/press/news/37035/>.

<sup>60</sup> Yamal LNG, op. cit.

<sup>61</sup> De Sousa, E. Caetano, op. cit.

<sup>62</sup> Pirani, S. - Russian gas transits through Ukraine after 2019: the options. The Oxford Institute for Energy Studies. November 2018. [Consult. 9 de fevereiro de 2019]. Disponível em <https://www.oxfordenergy.org/publications/russian-gas-transit-ukraine-2019-options/>.



Em 2017, a UE aumentou pelo terceiro ano consecutivo o seu consumo energético, em particular o consumo de energia primária<sup>63</sup>, com uma variação homóloga de 1%, a UE chegou ao fim de 2017 com 5,3% acima do objetivo para 2020<sup>64</sup>. Se como é previsível a produção mantiver a trajetória proporcionalmente descecente, 1% em 2015<sup>65</sup> e 1,6% em 2016<sup>66</sup>, o deficit energético da UE de 53,6% em 2016<sup>67</sup>, continuará a aumentar, situação que se agravará significativamente no curto prazo com a saída do Reino Unido, segundo país produtor da UE (15,3%)<sup>68</sup>.

Se focarmos exclusivamente no gás, cerca de 22%<sup>69</sup> do consumo de energia final da UE, a produção caiu 2% e o consumo, muito embora a variação homóloga negativa do último trimestre por via de temperaturas acima da média, manteve a tendência de crescimento na casa dos 6%, atingindo o valor mais alto desde 2010.

Portugal foi o segundo país onde o crescimento mais se fez sentir, com 22%, atrás da Holanda (30%) e seguido de perto pela Grécia (21%) e Croácia (14%). A Alemanha e o Reino Unido mantêm-se como maiores consumidores absolutos da UE, sendo que no segundo, como mencionado atrás, houve uma retração do consumo em 2017. Se alargamos o espectro de análise aos últimos três anos, verificamos que na UE, como um todo, o consumo de gás aumentou 17% desde 2014, com a Grécia e Portugal a registarem as maiores taxas de crescimento, 68% e 54% respetivamente. A Alemanha com um crescimento acumulado da UE desde 2014, 36%, manteve a trajetória ainda que a ritmo mais lento de 3%.<sup>70</sup>

---

<sup>63</sup> Mede o consumo energético total, incluindo a energia consumida para produzir energia, conforme refere a Eurostat (c).

<sup>64</sup> Eurostat (c) – Newsrelease. Energy Consumption 2017 26/2019. [Consult. 9 de fevereiro 2019]. Disponível em <https://ec.europa.eu/eurostat/en/news/news-releases>.

<sup>65</sup> Eurostat (d) - Statistics Explained. Energy production and Imports. Julho 2018. [Consult. 9 de fevereiro de 2019]. Disponível em: [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Energy\\_production\\_and\\_imports#Production\\_of\\_primary\\_energy\\_decreased\\_between\\_2006\\_and\\_2016](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Energy_production_and_imports#Production_of_primary_energy_decreased_between_2006_and_2016)

<sup>66</sup> *Supra* note (69).

<sup>67</sup> *Supra* note (69).

<sup>68</sup> Apesar de na década 2004-2014, ter visto a sua produção total de energia reduzida em mais de metade, o Reino Unido foi em 2016 é o segundo maior produtor da União, representado 15,8%, ultrapassando a Alemanha com 15,3%. A França posiciona-se como principal produtor de energia europeu (17,3%), muito graças à energia nuclear, quase de 80% da produção francesa. A energia nuclear é aliás principal fonte energética da União, com um peso de 28,7%, as fontes renováveis aparecem imediatamente atrás, contribuindo já para mais de ¼ (27,9%) do cabaz da União, o restante é de origem fóssil, 17,5% carvão; a produção de gás a descer para 14 % e o petróleo, 9,8%, conforme refere a Eurostat (c).

<sup>69</sup> Eurostat (c), op. cit.

<sup>70</sup> European Commission - Quartely Report on European Gas Markets: Market Observatory for Energy. Volume 10, (issue4; fourth quarter of 2017). B1049 Brussel – Belgium. Disponível em:

Neste quadro, a UE viu aumentar em 2017 a sua dependência, com as importações de gás a crescerem 11%, com destaque para a Holanda que pela primeira vez se tornou importador líquido de gás. Este aumento refletiu-se, naturalmente, nas principais origens, com exceção da Líbia. Rússia (+12%), Noruega (+9%) e Argélia, por gasoduto, mas também o GNL, registaram um aumento das suas exportações para a UE. As quotas de mercado mantiveram-se relativamente estáveis, ainda assim, a Rússia consolidou a sua posição de primeiro fornecedor, passando de 42% para 43%. A Rússia é aliás o maior fornecedor de energia da UE, seguida pela Noruega (34%), com as importações de via gasoduto do norte de africa, e a Argélia e Líbia, a manterem uma quota de 11%.

De acordo com a Resolução, as importações por via marítima de GNL têm potencial para substituir 30% das importações de gás da Rússia, podendo Sines absorver 3,5% dos 30%<sup>71</sup>, contribuindo assim para a segurança energética da UE.

Com efeito é relativamente unânime<sup>72</sup>73 que o crescimento do comércio internacional de gás, no curto e médio prazo, será superior no GNL que no gás convencional. Desde o início deste século, o número de países a importar GNL quadruplicou, os países fornecedores duplicaram e quantidades comercializadas triplicaram. Em 2017, registou-se um aumento de 29 milhões de toneladas, 30% acima do esperado, atingindo um total de 300 milhões de toneladas transacionadas <sup>74</sup>. Contudo e apesar das elevadas taxas de crescimento, importa notar que ainda estamos longe de poder falar de um mercado de GNL globalizado, em 2022, 72% do gás continuará a ser consumido na mesma região onde é produzido<sup>75</sup>.

O GNL, em termos globais, representou, em 2017, 14% do total das importações de gás da UE, com origem esmagadoramente no Qatar (41%), seguido pela Nigéria (19%), Argélia (17%), Peru (7%), Noruega (7%), Estados Unidos (4%) e Trinidad e Tobago (3%). No caso específico dos EUA, em 2017, a UE absorveu 13% do total das exportações deste país, com a

---

[https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/quarterly\\_report\\_on\\_european\\_gas\\_markets\\_q4\\_2017\\_fin al\\_20180323.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/quarterly_report_on_european_gas_markets_q4_2017_final_20180323.pdf).

<sup>71</sup> Resolução do Conselho de Ministros n.º 175/2017, de 24 de novembro de 2017, p.6212.

<sup>72</sup> Chiodi, A. et al., op. cit.

<sup>73</sup> BP - Energy economic, Energy Outlook 218 Edition. [Consult. 31 de maio de 2018]. Disponível em <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/energy-outlook/energy-outlook-downloads.html>.

<sup>74</sup> Shell – Shell LNG Outlook 2018. [Consult. 23 de junho de 2018]. Disponível em <https://www.shell.com/energy-and-innovation/natural-gas/liquefied-natural-gas-lng/lng-outlook.html>.

<sup>75</sup> De Sousa, E. Caetano, op. cit.

<sup>75</sup> McKinsey & Company, op. cit.

França a tornar-se o nono Estado Membro a importar GNL norte-americano e; Portugal a ser o país onde tem uma maior quota de mercado, 12% das importações de GNL.

O gás em geral e o GNL em particular têm na Península Ibérica uma preponderância superior à média da UE, ainda que longe da alcançada na Holanda e Reino Unido. Só a Espanha detém 40% da capacidade de tancagem da UE e sete terminais de regaseificação, um dos quais inativo, Gijon. Mas importa realçar que esta oferta de regaseificação, esteve durante todo o início do século XXI claramente subproveitada, com taxas médias de utilização muito baixas a rondar os 20% a 25%<sup>76</sup>. Esta realidade começou a mudar com a maior disponibilidade de GNL<sup>77</sup> e a sua crescente participação no cabaz energético da Europa.

Veja-se o inverno de 2017/2018, onde os efeitos da combinação de temperaturas particularmente baixas em alguns países com problemas técnicos nos gasodutos a norte e a sul, foi mitigada pelo recurso a GNL e pelas medidas de gestão de crises implementadas já em 2017<sup>78</sup>.

Na Europa<sup>79</sup>, existem, atualmente 28 grandes terminais de importação/regaseificação GNL, 4 na Turquia e os restantes 24 em países da UE, 23 dos quais em terra e uma unidade de armazenamento flutuante (*Floating Shipping Unit* - FSU) em Malta. Existem também 8 instalações de GNL de pequena escala na Europa (na Finlândia, Suécia, Alemanha, Noruega e Gibraltar). De destacar, que os três novos terminais de importação entraram em operação 2017: duas FSRUs na Turquia e a Delimara GNL projeto em Malta. No total, a Europa tinha no final de 2017, uma capacidade de regaseificação instalada capaz de suprir 40% das suas necessidades de gás e, capacidade esta, que continuará a crescer, como prevê a Diretiva dos Combustíveis Alternativos e suportada em financiamento comunitário. A própria Alemanha até agora 100% dependente de gás convencional pondera implementar duas infraestruturas de importação de

---

<sup>76</sup> Interministerial Group for Coordination of the National Action Framework for Alternative Energy in Transport - National Action Framework for Alternative Energy in Transport, Market Development and Development of Alternative Fuels Infrastructures. Outubro 2016. Disponível em <https://industria.gob.es/es-ES/Servicios/Documents/national-action-framework.pdf>.

<sup>77</sup> King & Spalding - LNG in Europe 2018, An Overview of LNG Import Terminals in Europe. [Consult. 9 de fevereiro de 2019]. Disponível em: [https://www.kslaw.com/attachments/000/006/010/original/LNG\\_in\\_Europe\\_2018\\_-\\_An\\_Overview\\_of\\_LNG\\_Import\\_Terminals\\_in\\_Europe.pdf?1530031152](https://www.kslaw.com/attachments/000/006/010/original/LNG_in_Europe_2018_-_An_Overview_of_LNG_Import_Terminals_in_Europe.pdf?1530031152).

<sup>78</sup> International Energy Agency - Global Gas Security Review 2018: Meeting Challenges in a Fast Changing Market. [Consult. a 2 março de 2019]. Disponível em <https://webstore.iea.org/global-gas-security-review-2018>, p. 9.

<sup>79</sup> *Supra* note (82).

GNL<sup>80</sup>, sendo controverso se tal tem um racional económico ou é meramente uma medida diplomática junto dos EUA<sup>81 82</sup>.

À crescente oferta de GNL juntar-se-á, nos próximos anos, uma também previsivelmente crescente oferta de gás não convencional. A *Trans Adriático Pipeline* (TAP) está em construção e deverá começar a operar em 2020. O projeto, que faz parte do Corredor de Gás do Sul, vai ligar a Europa com campos de gás no Mar Cáspio, trazendo mais uma fonte de fornecimento de gás para o mix. Na parte norte do continente, nos próximos anos, o Nord Stream 2 servirá como uma rota adicional para o gás russo, enquanto o Baltic Pipe transportará gás da Noruega para a Dinamarca, Polónia e outros países da região.

Mais controverso é se no início da próxima década assistiremos ao excesso ou escassez de GNL. Há argumentos contra e a favor,<sup>83</sup> sempre dependentes da evolução da procura na Ásia.

### 1.3 O Potencial Do Porto De Sines

O gás consumido em Portugal é na sua totalidade importado, maioritariamente, da Argélia (49,8%) e da Nigéria (18,2%)<sup>84</sup> como resultado dos contratos *take-or-pay*<sup>85</sup>, celebrados, em 1997, entre a GALP e as respetivas empresas Estatais, na designação mais comum, NOCs (*National Oil Company*), *Sonatrach*, para gás convencional e *Nigeria NLG Limited para GNL*. Com uma vigência de 20 e 23 anos, asseguraram, em 2016, 68% da totalidade do abastecimento de gás, ainda assim, esta percentagem tem vindo a descer e em 2010/11 era 90%<sup>86</sup>.

Deste modo, em Campo Maior, pelos gasodutos *Europe-Maghreb Pipeline (EMPL)* e *Al-Andaluz e Extremadura*, nos quais a própria GALP detém uma participação, chega

---

<sup>80</sup> Reuters (a) - UPDATE 1-Germany set to have at least 2 LNG terminals – minister. [Consult. a 20 março de 2019]. Disponível em <https://www.reuters.com/article/germany-lng/update-1-germany-set-to-have-at-least-2-lng-terminals-minister-idUSL5N2072W>.

<sup>81</sup>BURNING ISSUE-Germany doesn't need Trump's gas <https://www.handelsblatt.com/today/> [23 Abril].

<sup>82</sup> Oil Price - Does Germany's LNG Strategy Make Sense?. [Consult. a 20 março de 2019]. Disponível em: <https://oilprice.com/Energy/Natural-Gas/Does-Germanys-LNG-Strategy-Make-Sense.html>.

<sup>83</sup> Timera Energy - LNG oversupply setting up 2020s squeeze. [Consult. 2 de junho de 2018]. Disponível em <https://timera-energy.com/lng-oversupply-setting-up-2020s-squeeze/>.

<sup>84</sup> *Supra* note (89).

<sup>85</sup> Está contratualizada a aquisição de uma quantidade mínima anual. Em caso, do consumo ser inferior ao previsto é possível, transferir parcialmente aquisição para o ano seguinte.

<sup>86</sup> Direção Geral de Energia e Geologia - Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Nacional de Gás Natural 2017-2030 (revisto). Portugal, maio de 2018. [Consult. 19 de julho de 2018]. Disponível em <http://www.dgeg.gov.pt/>.

maioritariamente o gás da Argélia e a Sines os navios metaneiros, também maioritariamente, com GNL nigeriano. Marginalmente, o ponto de interligação de Valença do Minho poderá, pontualmente, receber gás de Espanha.

Em 2016, 67,5% do gás entra em Portugal via gasoduto e restantes 32,5 sob a forma de GNL em Sines<sup>87</sup>. Mas a preponderância do GNL e do Porto de Sines é crescente, atingindo os 55% em 2017<sup>88</sup> e alcançando os 66% em 2018<sup>89</sup>.

As projeções da Direção Geral da Energia (DGE), no Relatório de Segurança de Abastecimento,<sup>90</sup> apontam para um crescimento do gás natural, no período 2017-2030, entre os 2,1% e 2,6%. Além das previsões do crescimento económico, entre um mínimo de 1,2% e um máximo de 2%, fez-se também variar, nestes cenários o momento do descomissionamento das centrais térmicas: a desativação das centrais térmicas de Pego em 2021, da Tapada do Outeiro em 2024 e Sines em 2025 ou em 2017, 2021 e 2024 respetivamente, cenário onde o consumo de gás seria maior, mas que pelo menos relativamente ao Pego não se verificou. Importa destacar que o mesmo relatório dá como adquirido a entrada em funcionamento da terceira fase da interligação entre Portugal e Espanha em 2022 e chega à conclusão que *“em 2030, em qualquer das trajetórias e independentemente do cenário da procura, não se identifica a necessidade de avançar com o desenvolvimento das fases seguintes da Interligação Mangualde/Zamora”*<sup>91</sup>. Salvo *“falha do Terminal GNL de Sines, não se afigura que a indisponibilidade individual das interligações com Espanha tenha consequências ao nível da segurança de abastecimento de gás nos dias*

De fato, o **TGN – Terminal de Gás Natural de Sines, que** iniciou a sua atividade em 2003, é hoje e cada vez mais fundamental para abastecimento de gás a Portugal.

O TGN, operado em regime de concessão<sup>92</sup>, pela REN Atlântico tem capacidade de receção de navios metaneiros até 225.000 m<sup>3</sup> dispõe de dois tanques de armazenagem com

<sup>87</sup> Direção Geral de Energia e Geologia (2016), op. cit..

<sup>88</sup> Ren – Media. Terminal de gás liquefeito da REN em Sines recebe navio 500. 2018. [Consult. a 27 de dezembro de 2018]. Disponível em: [http://www.ren.pt/pt-PT/media/comunicados/detalhe/terminal\\_de\\_gas\\_natural\\_liquefeito\\_da\\_ren\\_em\\_sines\\_recebe\\_navio\\_500/](http://www.ren.pt/pt-PT/media/comunicados/detalhe/terminal_de_gas_natural_liquefeito_da_ren_em_sines_recebe_navio_500/).

<sup>89</sup> REN – Dados Técnicos`18 – Technical Data. [Consult. a 27 de dezembro de 2018]. Disponível em: <http://www.ren.pt/pt-PT/pesquisa?pesqTxt=dados+tecnicos>.

<sup>90</sup> Direção Geral de Energia e Geologia (2018), op. cit.

<sup>91</sup> Direção Geral de Energia e Geologia (2018), op. cit., p.46.

<sup>92</sup> Resolução Conselho de Ministros n.º 106/2006, de 23 de agosto, publicada em *Diário da República*, 1.ª série, n.º 162, de 23 de agosto de 2006. Disponível em <https://data.dre.pt/eli/resolconsmin/106/2006/08/23/p/dre/pt/html>.

capacidade para 120.000 m<sup>3</sup> cada<sup>93</sup> e um terceiro tanque com capacidade para 150.000 m<sup>3</sup>, oferecendo uma capacidade total de armazenagem de 390.000 m<sup>3</sup> de gás natural liquefeito.

Em 2017 e 2018 o terminal aumentou significativamente a sua utilização, até então, relativamente baixa, à semelhança dos outros terminais na Península Ibérica, tendo atingido já este ano valores muito próximos da utilização plena, que se chegou a efetivar dia 12 de janeiro<sup>94</sup>.

Importa registar que dois dias antes alcançou-se o que pode ser considerado um marco histórico “o Sistema Nacional de Gás Natural exportou, no dia 10 de janeiro, gás natural pela interligação de Campo Maior, a primeira vez nos seus 22 anos da história”<sup>95</sup>.

Também já histórica é a prometida terceira ligação a Espanha, em Celorico, registada como PIC do Corredor Norte Sul da RTE, tem gerado controvérsia e vindo a ser consecutivamente adiada, estando, agora e de acordo com o Plano Nacional de Investimentos 2030<sup>96</sup>, programada para próxima década mas sempre condicionada a uma nova ligação entre Espanha e França pelos Pireneus. Ligação essa que muito embora considerada pela Comissão um projeto essencial para a solidariedade energética europeia e ter recebido 5.6 milhões em fundos para estudos da respetiva construção, foi vetada em janeiro pelo regulador Francês. A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) estima que o cancelamento do projeto tenha um impacto negativo, só na economia portuguesa superior a 122 milhões<sup>97</sup>. Os argumentos para a rejeição do projeto foram económicos<sup>98</sup> mas também ambientais “o gás é um combustível perigoso que emite quantidades significativas de gases efeito de estufa”<sup>99</sup>.

---

<sup>93</sup> Porto de Sines – TGN Terminal de gás natural. [Consult. 2 março de 2019]. Disponível em: <http://www.portodesines.pt/o-porto/terminais-portu%C3%81rios/tgn-terminal-de-g%C3%81s-natural/>.

<sup>94</sup> *Supra* note (102).

<sup>95</sup> Ren – Portugal exporta pela primeira vez gás natural através da interligação internacional de Campo Maior. [Consult. a 7 de fevereiro de 2019]. Disponível em: [https://www.ren.pt/pt-PT/media/comunicados/detalhe/portugal\\_exporta\\_pela\\_primeira\\_vez\\_gas\\_natural\\_atraves\\_da\\_interligacao\\_internacional\\_de\\_campo\\_maior/](https://www.ren.pt/pt-PT/media/comunicados/detalhe/portugal_exporta_pela_primeira_vez_gas_natural_atraves_da_interligacao_internacional_de_campo_maior/).

<sup>96</sup> Portugal Gov. - Programa Nacional de Investimentos 2010. [Consult. 13 de março de 2019]. Disponível em: <https://www.portugal.gov.pt/download-ficheiros/ficheiro.aspx?v=7b3924d4-d1e1-4db9-a5fb-453bc94baf01>, p.102.

<sup>97</sup> ERSE – Erse ANALYSIS OF STEP INVESTMENT REQUEST 2018. Janeiro de 2019. [Consult. 4 de março]. Disponível em: <http://www.erse.pt/pt/documentos/ErseDocs/Attachments/684/ERSE%20analysis%20to%20STEP%20Request%202018.pdf>.

<sup>98</sup> Público - Espanha e França isolam Portugal na exportação de gás para a Europa. [Consult. a 15 de fevereiro]. Disponível em: <https://www.publico.pt/2019/02/01/economia/noticia/espanha-franca-isolam-portugal-exportacao-gas-europa-1860220#gs.pk4XQwK2>.

<sup>99</sup> Reuters (b) - UPDATE 1-Regulators reject France-Spain gas interconnection project. [Consult. 4 de março]. Disponível em: <https://www.reuters.com/article/france-spain-gas/update-1-regulators-reject-france-spain-gas-interconnection-project-idUSL8N1ZM5DQ>.

## 1.4 Análise Crítica

O gás é uma energia de transição. Essa é a opinião da generalidade das partes interessadas e também do Governo Português, que se comprometeu a atingir a neutralidade carbónica de Portugal em 2050.

Assim, não é expectável um aumento da procura de gás na UE e é provável que a atual estabilização do consumo seja, a médio longo prazo, na verdade um ponto de inflexão, que antecede a diminuição gradual do seu consumo, passando a ser utilizado essencialmente como complemento das renováveis.

Contudo, no curto prazo por via da contínua contração da produção na UE, é natural um aumento das importações. E o GNL, nomeadamente o originário nos EUA, já crescentemente preponderante no cabaz energético da UE é efetivamente uma opção para cobrir esse deficit.

Desde logo, a oferta de GNL mais flexível adequa-se bem à supressão dos picos de consumo no inverno. Por outro lado, a maior disponibilidade de GNL no mercado conduz a um preço mais competitivo. Por fim, questões de opção política poderão ainda contribuir para um aumento das importações e GNL norte-americano.

De qualquer forma, as hipóteses dessa maior procura de curto prazo de GNL pela UE poder ser satisfeita de forma significativa a partir do Porto de Sines são diminutas. O mercado interno da energia, em geral e do gás em particular, não é (ainda) uma realidade, muito por via de falta de infraestruturas e a Península Ibérica continua em larga medida a ser uma ilha energética. Neste caso, o GNL poderá ser transportado via ‘gasoduto virtual’, ou seja, contentorizado ou em navio de menor porte, mas toda a logística da operação e os custos inerentes comparados com as outras soluções disponíveis na Europa, seja de GNL seja de gás não convencional, apontam para que este trânsito seja a exceção e não a regra.

## 2. Bancas GNL

### 2.1. Enquadramento Regulatório

A Resolução n.º 175/2017, de 24 de novembro, apresenta três soluções para transformar Portugal numa ‘área de serviço’ de GNL: “*onshore* convencionais como existente em Sines; *onshore small scale* (pequena escala, como foi constituída no porto de Roterdão), ou por meio

de bancas ou barcaças<sup>100</sup> (*bunkering*) navio-a-navio, permitindo, assim, a trasfega de GNL entre navios.

Tipicamente, um navio abastece-se de GNL por meio de camião cisterna, método já, hoje, utilizado nos portos portugueses, diretamente do terminal, ou com recurso a barça ou navios abastecedor, *'feeder'*, método mais utilizado para gasolinas e gasóleos marítimos. Adicionalmente, poderão ser usados contentores (flexitanques), que em Portugal são utilizados para transporte GNL entre continente e ilha da Madeira<sup>101</sup>, denominado por *'gasoduto virtual'*.

Em abstrato podemos considerar seis cenários possíveis para bancas de GNL. O cenário 1, é o abastecimento diretamente a partir do terminal, apesar de poder ser atrativo financeiramente em caso de necessidade de grandes volumes, dificilmente a instalação em terra (cais e gasodutos) será suficientemente versátil para se adaptar aos vários tipos de navio. O segundo cenário preferencial<sup>102</sup> <sup>103</sup> é navio-a-navio, que replica, em certa medida, o modelo utilizado para o abastecimento de gasóleo ou gasolinas marítimas, onde o navio abastecedor é carregado e vai ao encontro do navio a abastecer. Esta solução pressupõe um tempo de resposta relativamente curto e tem a vantagem de dispensar o armazenamento<sup>104</sup>.

As restantes opções (3,4, e 5) são combinações daqueles dois métodos para permitir a armazenagem em pequenas quantidades, nomeadamente em rios e/ou para pequenos navios regulares. A opção de abastecimento, por camião cisterna, a sexta, só é considerada viável para pequena embarcações (até 200m<sup>3</sup>) ou em condições pontuais ou muito particulares, em "rotas onde não existe outra forma de infraestrutura de abastecimento de GNL, onde há navegabilidade

---

<sup>100</sup> “No final de século XIX, uma grande parte dos navios mercantes eram propulsionados a vapor e para alimentação das caldeiras, utilizava-se carvão. Ora, o local onde se armazenava esse carvão, tanto em terra como a bordo, tinha a designação de coal bunker. Devido ao alto consumo de carvão existiam variadíssimos pontos em terra onde estes navios podiam abastecer-se. Estes pontos de armazenagem tinham o nome de coal bunker station, pelo que se tornou prática corrente designar o abastecimento do carvão como bunkering. Mais tarde, com o aparecimento dos combustíveis fósseis derivados do petróleo, as designações continuaram a ser usadas, neste caso bunker para o combustível e bunkering para a operação de abastecimento.” In Da Silva Gomes, Susana Broco - Bancas Marítimas no Transporte Internacional, Trabalho para obtenção do grau de especialista, Escola Náutica Infante D. Henrique 2017, p. 3.

<sup>101</sup> Para mais informação consultar <http://www.gruposousa.pt/gaslink/>.

<sup>102</sup> internacional Maritime Organization - Studies On the Feasibility of LNG as a Fuel For Shipping. 2016. [Consult. 25 de maio de 2019]. Disponível em [www.imo.org/en/OurWork/Environment/PollutionPrevention/.../LNG%20Study.pdf](http://www.imo.org/en/OurWork/Environment/PollutionPrevention/.../LNG%20Study.pdf)

<sup>103</sup> DNV GL (b) - LNG Market Study: Bottom Up Analysis. [Consul. 18 junho 2018] Disponível em <http://corelngashive.eu/wp-content/uploads/2018/04/CORE-LNGas-HIVE-Study-of-Demand-Bottom-Up-Analysis.pdf>, p.42.

<sup>104</sup> Baresic D., Smith T., Raucchi, K., Rehmatulla, C., Narula, N. & Rojon, I - LNG as a marine fuel in the EU: Market, bunkering infrastructure investments and risks in the context of GHG reductions. UMAS. Londres. Junho 2018. Disponível em <https://www.transportenvironment.org/publications/lng-marine-fuel-eu>



limitada para embarcações maiores (vias navegáveis interiores)”<sup>105</sup>, uma vez que tem custos elevados e restrições de volume e tempo associadas à baixa taxa de transferência de combustível.

As novas restrições ambientais<sup>106</sup> que abrem mercado para o uso GNL como combustível base da mobilidade marítima substituindo o fuel começaram por ser definidas, em 1997, no Anexo VI do Protocolo MARPOL, em vigor a partir de maio 2005, estabelece limites de emissões - enxofre (SOx), partículas inaláveis (PM) e nitrogénio (NOx) - e Zonas de Controlo Emissões (ZCEs), onde aqueles são mais restritos. Atualmente, são consideradas ZCEs: Mar Báltico, Mar do Norte, América do Norte (Estados Unidos e Canadá) e Mar do Caribe (Estados Unidos, Porto Rico, Ilhas Virgens)<sup>107</sup> com um limite é de 0,1%. A partir de 1 de janeiro de 2020, o objetivo é 0,5% mesmo fora destas zonas<sup>108</sup>.

Posterior à Resolução, mas de particular importância para o reforço do GNL enquanto combustível marítimo, é o Plano Estratégico a seis anos 2018-2023 da IMO, aprovado já em dezembro de 2017, incorpora a prossecução dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável 2030 na sua visão e toma a resposta ao clima sustentável como uma das direções a seguir<sup>109</sup>. Assim, em abril de 2018 e em linha com os objetivos de Paris, a *International Maritime Organization* (IMO) adota a Estratégia para um Clima Sustentável, subscrita por mais de 100 países membros. Aí e tendo por base as externalidades do transporte marítimo verificadas em 2008, apontam-se como objetivos para 2050: reduzir para metade a totalidade dos gases de efeito estufa e reduzir em 70% a intensidade carbónica (tonelada de CO<sub>2</sub> por milha), neste caso com uma meta intermédia de 40% em 2030<sup>110</sup>. A medição das emissões, já a partir de janeiro deste ano e multas pesadas para os incumpridores, não foram esquecidas e são parte integrante da implementação desta estratégia<sup>111</sup>.

---

<sup>105</sup> Baresic et al, op cit., p.17.

<sup>106</sup> Para detalhe da regulamentação aplicável à poluição marinha e respetiva evolução: Baatz Et al. – *Maritime Law*. Fourth Edition. informa law from Routledge. 2018. ISBN 978 – 138 – 10483-9, pp. 380-438.

<sup>107</sup> Internacional Maritime Organization, op. cit.

<sup>108</sup> Merk, O. - *Shipping Emissions in Ports* (Discussion Paper 2014). OECD/ITD, 2014. Consult. a 7 de março]. Disponível em: <https://www.itf-oecd.org/sites/default/files/docs/dp201420.pdf>.

<sup>109</sup> Internacional Maritime Organization - Resolução A 1111 (30). 2017. [Consult. a 3 março]. Disponível em: <http://www.imo.org/en/About/strategy/Documents/A%2030-Res.1111.pdf>.

<sup>110</sup> Internacional Maritime Organization - UN body adopts climate change strategy for shipping. 2018. [Consult. a 12 Fevereiro de 2019]. Disponível em: <http://www.imo.org/en/MediaCentre/PressBriefings/Pages/06GHGinitialstrategy.aspx>.

<sup>111</sup> Keller, P. - 2019 will be the Year of Acceleration for LNG as Maritime Fuel. *The Maritime executive*, 2019. [Consult. a 9 março]. Disponível em: <https://www.maritime-executive.com/index.php/editorials/2019-will-be-the-year-of-acceleration-for-lng-as-marine-fuel>.

A IMO refere que não basta cumprir os novos requisitos de emissões da MARPOL a partir de 2020 é preciso ir mais longe e continuar de forma consistente a reduzir a pegada do transporte marítimo. No mesmo sentido, destacam-se, medidas como a proibição recente da autoridade portuária de Singapura da descarga de águas resultantes da lavagem de filtros ou o fato da UE ponderar incluir o Mediterrâneo na zona de controlo de emissões<sup>112</sup>.

A UE lidera o processo de regulamentação de emissões em todos os tipos de transporte. No caso concreto das emissões no transporte marítimo, a UE vem incorporando em sucessivas Diretivas as recomendações e referenciais do Anexo VI da MARPOL (Convenção Internacional para a Prevenção da Poluição no Mar), vinculando, assim, os Estado-Membros ao seu cumprimento, ao que soma limites para as emissões de navios (atracados) em portos europeus.

A ainda Comunidade Económica Europeia (CEE), começou por endereçar estas questões na Diretiva n.º 93/12/CEE, de 23 de março<sup>113</sup>, alterada posteriormente pela Diretiva n.º 1999/32, de 26 de abril<sup>114</sup>, até chegarmos ao atual limite máximo de 0,1% de enxofre para navios em porto, imposto pela Diretiva n.º 2005/33, de 14 de janeiro<sup>115</sup>, prevendo aí, um prazo mais alargado de quatro anos e meio para adaptação da indústria, isto é, com entrada em vigor em Janeiro de 2010. Já com a Diretiva n.º 2012/33, de 21 de novembro<sup>116</sup>, além, de mais uma vez, adotar os limites de enxofre do anexo VI da MARPOL, vem, no seu artigo 4 F, permitir aos Estados-Membros tomar “*medidas financeiras em benefício dos operadores afetados (...)*”

---

<sup>112</sup> *Supra* note (120).

<sup>113</sup> Diretiva 93/12/CEE do Conselho, de 23 de março, relativa ao teor de enxofre de determinados combustíveis líquidos, publicada em *Jornal Oficial das Comunidades Europeias*, L74/81-L74/83, de 27 de março de 1993. Disponível em <https://publications.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/5d8e351c-9040-4a4b-9e48-9851fa1f02fe/language-pt>.

<sup>114</sup> Diretiva 1999/32/CE do Conselho, de 26 de abril, relativa à redução do teor de enxofre de determinados combustíveis líquidos e que altera a Diretiva 93/12/CEE, publicada em *Jornal Oficial das Comunidades Europeias*, L121/13-L121/18, de 11 de novembro de 1999. Disponível em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1560433553469&uri=CELEX:31999L0032>.

<sup>115</sup> Diretiva 2005/33/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 6 de julho, que altera a Diretiva 1999/32/CE no que respeita ao teor de enxofre nos combustíveis navais, publicada em *Jornal Oficial da União Europeia*, L191/59-L191/69, de 22 de julho de 2005. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32005L0033&from=PL>.

<sup>116</sup> Diretiva 2012/33/EU, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 21 de novembro, que altera a Diretiva 1999/32/CE do Conselho no que respeita ao teor de enxofre dos combustíveis navais, publicada em *Jornal Oficial da União Europeia*, L327/1-L327/13, de 27 de novembro de 2012 [Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32012L0033&from=EN>], entretanto revogada pela Diretiva (UE) 2016/802, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de maio, que limite o teor de enxofre nos combustíveis líquidos em geral (não especificamente marítimos), e não transposta para ordenamento jurídico nacional, publicada em *Jornal Oficial da União Europeia*, L132/58-L132/78, de 21 de maio de 2016 [Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016L0802&from=BG>].

*se essas medidas financeiras forem conformes com as normas aplicáveis aos auxílios estatais e se destinarem a ser utilizadas nesta área*“. Esta Diretiva foi transposta para o ordenamento jurídico português pelo Decreto-Lei 170 B /2014, de 7 de novembro<sup>117</sup>, que introduz os atuais limites (em massa) de teor de enxofre para os combustíveis navais: 0,10 %, no território nacional; no mar territorial português, zona económica exclusiva e zonas de controlo da poluição, 3,50 %, até 1 janeiro de 2020 e 0,50 %, a partir dessa data.

Em 2014, é publicada a Diretiva “*relativa à criação de uma infraestrutura para combustíveis alternativos*”, Diretiva n.º 2014 /94, de 22 de outubro, do Parlamento Europeu e do Conselho, em vigor e determinante da política europeia e atuação dos Estados Membros nesta matéria.

No âmbito da Diretiva consideram-se combustíveis alternativos: a eletricidade, o hidrogénio, os biocombustíveis, o gás natural, tanto gás natural comprimido (GNC) como GNL e o gás de petróleo liquefeito (GPL). O gás, na formulação da própria Diretiva, é um “*combustível alternativo, (...), com uma pegada ecológica menor e um nível de emissões poluentes significativamente mais reduzido do que os combustíveis convencionais*” e a sua utilização como combustível marítimo é qualificada como “*atraente*” uma vez “*que permite às embarcações cumprir as obrigações de diminuir o teor de enxofre dos combustíveis navais em zonas de controlo de emissões*”.

O objeto da Diretiva n.º 2014/94 é lançar as bases de um quadro político coerente e sólido, com alcance de longo prazo, que viabilize e privilegie a utilização de combustíveis alternativos em todos os meios de transporte em toda UE. Assim, como pode ler-se logo no artigo 1º define “*requisitos mínimos para a implantação da infraestrutura de combustíveis alternativos, incluindo pontos de carregamento de veículos elétricos e pontos de abastecimento de gás natural (GNL e GNC) e de hidrogénio, a aplicar através dos quadros de ação nacionais dos Estados-Membros*”. Os Quadros de Ação Nacional, a ser apresentados à Comissão até 18 de novembro de 2016, deveriam como mínimo contemplar: “*uma avaliação da situação atual e do desenvolvimento futuro do mercado (...); objetivos e metas nacionais (...); medidas necessárias (...); medidas suscetíveis de promover a criação da infraestrutura de combustíveis alternativos nos serviços de transportes públicos; zonas e redes de pontos de carregamento*

---

<sup>117</sup> Publicado em *Diário da República*, 1.ª série, n.º 216, de 7 de novembro de 2014. Disponível em <https://dre.pt/application/file/a/58819987>.

elétrico e GNC acessíveis ao público“ e *“uma avaliação da necessidade de instalar pontos de abastecimento de GNL em portos não pertencentes à rede RTE-T de base; uma reflexão sobre a necessidade de instalar pontos de fornecimento de eletricidade nos aeroportos para os aviões estacionados”*.

Em particular, para a utilização do GNL como combustível marítimo coloca-se como meta criar uma rede de abastecimentos que permita a circulação ao longo de toda Rede Transeuropeia de Transportes (RTE-T), até ao fim 2025 para portos marítimos e 2030 para portos interiores. O abastecimento poderá ser realizado de diferentes formas: terminais de GNL, cisternas, contentores móveis, navios-cisterna e batelões<sup>118</sup> e cabe aos Estados Membros, no âmbito dos Quadros de Ação Nacionais, a decisão sob a forma e a localização dos postos de abastecimento GNL, em função de critérios ambientais e de segurança e tendo em conta as necessidades reais do mercado” e deixando a porta aberta à cooperação entre Estados-Membros vizinhos.

Em 2016, a União vem reforçar o seu endosso à utilização do GNL como combustível alternativo com o Parlamento adotar a Estratégia da UE para o Gás Natural Liquefeito e de Armazenamento de Gás<sup>119</sup>, *“a rede de infraestruturas de abastecimento constitui uma condição prévia para a implantação significativa do GNL como combustível alternativo no setor dos transportes”, apelando “ao desenvolvimento de rotas marítimas, nomeadamente no arquipélago dos Açores, que, devido à sua localização geográfica, pode funcionar como uma importante estação de combustível para as rotas transatlânticas de GNL; exorta a Comissão a disponibilizar fundos de apoio a projetos europeus com esta finalidade”*<sup>120</sup>.

A 9 de Junho de 2017, já após uma advertência da Comissão por incumprimento do prazo de transposição de 16 novembro<sup>121</sup>, é publicado o Decreto-Lei n.º 60/2017, de 1 de agosto<sup>122</sup>, que transpõe para o ordenamento jurídico interno a Diretiva dos Combustíveis alternativos e determina que o respetivo Quadro de Ação Nacional (QAN) será objeto de uma Resolução do

---

<sup>118</sup> A Diretiva habilita a Comissão a elaborar as especificações técnicas e requisitos aplicáveis ao abastecimento e trasfega de GNL no transporte marítimo e interior.

<sup>119</sup> Estratégia da UE de Gás Natural Liquefeito e de Armazenamento de Gás (2016/2059 (INI). Parlamento Europeu, Estrasburgo. 2016. [Consult. a 13 de março de 2019]. Disponível em: [http://www.europarl.europa.eu/doceo/document/A-8-2016-0278\\_PT.html?redirect](http://www.europarl.europa.eu/doceo/document/A-8-2016-0278_PT.html?redirect).

<sup>120</sup> *Supra* note (128).

<sup>121</sup> European Commission – Press Release Database. 2017, [Consult. a 13 de fevereiro de 2019]. Disponível em: [http://europa.eu/rapid/press-release\\_MEMO-17-1280\\_en.htm](http://europa.eu/rapid/press-release_MEMO-17-1280_en.htm).

<sup>122</sup> Publicado em *Diário da República*, 1.ª série, n.º 147, de 1 de agosto de 2017. Disponível em: <https://dre.pt/application/file/a/107791566>.

Conselho de Ministros: a Resolução do Conselho de Ministros n.º 88/2017, de 26 de junho<sup>123</sup>. A Resolução segue em traços gerais a estrutura estipulada pela Diretiva dos combustíveis alternativos. Após uma exaustiva caracterização da situação atual (Parte A), apresenta objetivos e metas por combustível alternativo (Parte B) e consequentes medidas (Parte C).

No que respeita ao GNL como combustível marítimo é descrito no QAN “*como uma das alternativas mais viáveis, a nível económico, ambiental e técnico (...) uma solução viável para o cumprimento dos limites de proteção ambiental impostos nas chamadas zonas ECA, bem como no que respeita à necessidade de dar cumprimento à disposição aprovada para o transporte marítimo, já a partir de 2020, de limitar a utilização de combustíveis com teor de enxofre superior a 0,5 %.*” A estas vantagens junta-se o preço competitivo do GNL, não deixando, contudo, de ser enumeradas as barreiras à sua utilização: “*custos de investimento relativamente elevados, tanto ao nível da infraestrutura de abastecimento como dos navios; risco ambiental associado a uma potencial fuga de metano (...); redução da capacidade de armazenagem de Combustível ou da carga transportada do navio; a infraestrutura de abastecimento de GNL a navios ainda está em desenvolvimento; preocupações de segurança associadas ao baixo ponto de inflamação e natureza criogénica do GNL*”.

O GNL como combustível marítimo é, ainda, encarado como tendo potencial para “viabilizar economicamente a substituição do fuel pelo gás natural na produção de eletricidade nos mercados destas Regiões Autónomas”, com evidentes ganhos em termos de economia escala. Acrescendo, no caso da Região Autónoma dos Açores, a “promoção do trânsito marítimo inter-ilhas com menor impacto ambiental”. Deste modo, aos três portos da rede base (Sines, Lisboa e Leixões) o QAN junta os portos dos Açores e da Madeira com oferta de abastecimento GNL de acordo com as especificidades de cada porto, remetendo para a Estratégia de Aumento da Competitividade Portuária, à data da publicação QAN ainda não publicada e que viria a ser a Resolução n.º 175/2017 de 24 de novembro.

Na avaliação que faz dos diferentes QAN<sup>124</sup>, a Comissão destaca Finlândia, Hungria e Itália como os mais ambiciosos, sendo a Itália apontada como um bom exemplo. “*No entanto,*

<sup>123</sup> Publicado em Diário da República, 1.ª série, n.º 121, de 26 de junho de 2017. Disponível em: <https://dre.pt/application/file/a/107567218>.

<sup>124</sup> COM (2017) 652 final, de 8 de agosto, Comunicação da Comissão ao Parlamento Europeu, ao Conselho, ao Comité Económico e Social e Europeu e ao Comité das Regiões, para uma utilização o mais ampla possível dos combustíveis alternativos – Plano de ação relativo à infraestrutura para combustíveis alternativos nos termos do

*muitos destes não dão resposta às necessidades de pontos de abastecimento de GNL nos portos marítimos até 2025 e nos portos interiores até 2030. Um certo número de portos na rede principal da RTE-T corre o risco de ficar sem qualquer solução para o abastecimento de GNL*<sup>125</sup>. Especificamente sobre a forma como o QAN português endereça esta temática a Comissão faz dois reparos: não prever abastecimento GNL em nenhum porto interior, nomeadamente no Porto e, genericamente, “a descrição de cada medida ser insuficiente para avaliar em que medida contribui para alcançar o objetivo”<sup>126</sup>.

## **2.2 GNL Enquanto Combustível Marítimo**

Atrás já se abordou a crescente disponibilidade de GNL alimentada pela oferta de gás não convencional dos EUA, como aliás também é apontado pela Resolução. Mas para que a “oportunidade”, nas palavras da Resolução, do GNL como combustível marítimo se concretize é fundamental que este dê uma resposta ambiental, operacional e economicamente eficiente.

Tipicamente, agrupam-se as diferentes ações para a redução da pegada do transporte marítimo em três categorias: combustíveis mais limpos, navio em sim (arquitetura, construção, equipamentos, procedimentos) e logística e redução de velocidade (utilização, rotas, dimensão). Apesar de só ao nível dos combustíveis se poder atuar sob a intensidade carbónica, os contributos das restantes medidas para uma maior eficiência energética não são de forma alguma desprezíveis, podendo em alguns casos, quando perfeitamente otimizadas, representar ganhos na ordem dos 20% do consumo energético – redução da velocidade (10%); forma do casco (12 a 17%), aumentar a dimensão dos navios (4% a 14%), maior utilização dos navios e rotas alternativas (até 20%)<sup>127</sup>.

A propulsão exclusivamente a GNL, praticamente elimina as emissões e partículas e representa 10% a 15% das emissões de NOx e SOx, ainda que em termos de libertação de CO<sub>2</sub>, gases de efeito estufa, o GNL seja mais poluente<sup>128</sup> e, ainda, lhe sejam imputados riscos

---

artigo 10.º, n.º 6, da Diretiva 2014/94/UE, incluindo a avaliação dos quadros de ação nacionais nos termos do artigo 10.º, n.º 2, da Diretiva 2014/94/EU. Disponível em:

<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52017DC0652&from=FR>.

<sup>125</sup> COM (2017) 652 final, de 8 de agosto, p.7.

<sup>126</sup> Commission Staff Working Group - SWD (2017) n.º 365 final 3/3, de 8 de novembro de 2017. Disponível em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1560437195883&uri=CELEX:52017SC0365> p.222.

<sup>127</sup> DNV GL (c) - Maritime Forecast to 2050, Energy transition outlook 2018. [Consul. a 18 março de 2019]. Disponível em <https://eto.dnvgl.com/2018/download>.

<sup>128</sup> Internacional Maritime Organization, op. cit.

ambientais e de segurança mais elevados, em grande medida devido a ser uma tecnologia relativamente recente ainda que já estabilizada.

Também na utilização do GNL para propulsão as fugas de metano são uma preocupação crescente. Muito embora se espere que nos novos motores 100% a GNL as fugas sejam inferiores às atuais, nomeadamente dos motores duais, estimam-se, ainda assim, valores na ordem dos 0,05% a 0,2% do combustível consumido<sup>129</sup>.

Importa, neste ponto, reconhecer que a meta de redução das emissões dos gases efeitos estufa, em 2050, para cerca de metade do registado em 2008 é muito ambiciosa. A tecnologia disponível ainda não é suficientemente madura, em termos de eficiência energética, para alcançar mesmo que combinada com uma inevitável redução da velocidade dos navios. Os diferentes combustíveis, têm vantagens e desvantagens mas à data, não há no mercado nenhuma alternativa disponível em condições objetivas de mercado (preço e oferta) neutra em carbono.

Com maior ou menor utilização, algumas vezes, ainda apenas em fase experimental, as fontes de energia para propulsão marítima são: Carvão; *Heavy Fuel Oil* (HFO); Gasóleo Marítimo (MGO); álcool (metanol, etanol); GPL, GNL e outros gases (hidrogénio e amónia); biocombustíveis (biomassa ou resíduos convertidos à forma líquida ou sólida); eletricidade (baterias) e combustíveis elétricos (gasóleo, metano e metanol produzidos a partir de carbono e água utilizando eletricidade)<sup>130</sup>. Apesar do IPCC considerar a eletricidade e os biocombustíveis neutros em carbono, em rigor, para tal não basta que a sua utilização não gere emissões, também a sua produção deverá ser neutra, ou seja, provirem de fontes exclusivamente renováveis ou, de fontes fósseis com captura de carbono.

De qualquer forma, a combinação entre o estado da arte da tecnologia e o foco imediato da regulamentação, regra de limite de enxofre de 0,5%, com exceção das ZCEs onde 0,1% parece favorável, pelo menos no curto – médio prazo, favorável ao GNL.

Há mais de 50 anos que os metaneiros, utilizam o GNL como combustível, mas foi preciso esperar até ao virar do século, anos 2000, para ver o primeiro navio mercante com propulsão 100% a GNL, o norueguês, GULTRA18. A Noruega é, aliás, pioneira na propulsão

---

<sup>129</sup> Fevre, Chris N LE- A Review of Demand Prospects for LNG as a Marine Transport Fuel. OIES PAPER: NG 133. The Oxford Institute for Energy Studies. Junho 2018. ISBN 978-1-78467-114-3. Disponível em: [https://ora.ox.ac.uk/objects/uuid:9584f294-4cc5-442f-963a-3b87d9b234be/download\\_file?file\\_format=pdf&safe\\_filename=A-review-of-demand-prospects-for-LNG-as-a-marine-fuel-NG-133.pdf&type\\_of\\_work=Working+pape](https://ora.ox.ac.uk/objects/uuid:9584f294-4cc5-442f-963a-3b87d9b234be/download_file?file_format=pdf&safe_filename=A-review-of-demand-prospects-for-LNG-as-a-marine-fuel-NG-133.pdf&type_of_work=Working+pape)

<sup>130</sup> DNV GL (c), op. cit.

a GNL, em 2013 permitiu que este combustível fosse utilizado em navios de passageiros, o que constituiu um forte endosso do GNL como um combustível seguro.

De fato, as tendências do mercado de construção naval veem reforçar o posicionamento do GNL como combustível. A combinação de navios cada vez maiores, a preços de construção mais competitivos e ciclos de vida mais curtos, favorecem em muito as novas construções relativamente às reconversões, com instalação de filtros<sup>131</sup> e a utilização GNL, mais barato, permite em navios com maiores consumos amortizar rapidamente o investimento na infraestrutura ou tornar o fretamento do navio mais interessante. Adicionalmente, não esqueçamos que uma das primeiras barreiras foi o espaço: tanques 80% maiores que os de HFO<sup>132</sup>.

Mas há outras variáveis de evolução mais difícil de prever. Desde logo, a posição a adotar pelos diferentes Estados. Num contexto de incerteza, a intervenção do Estado, não forçosamente sobre a forma de apoio, acaba por ter uma maior influência na escolha do caminho a seguir. A Noruega é claramente um exemplo de um Estado que proactivamente assumiu a transição para a propulsão a GNL, combustível utilizado hoje por metade da frota deste país. Também a Alemanha e Coreia do Sul, anunciaram medidas a favor GNL, 278 milhões de Euros para reconversões e novas construções e 10% do valor das novas construções respetivamente<sup>133</sup>. De qualquer forma a incerteza permanecerá e não haverá uma solução única. No imediato, o mais provável é a maioria dos armadores optar por, na maioria da sua frota, utilizar filtros (*scubers*) e/ou combustíveis com teor de enxofre mais baixos e gradualmente começarmos a assistir a novas construções a GNL<sup>134</sup>.

Por fim, o grau e rapidez da transição para GNL ou outras fontes mais limpas, está, obviamente, muito dependente do preço e da disponibilidade. Enquanto, *commoditie* o preço do GNL, ainda muito influenciado pelo preço do petróleo, é por regra mais baixo, pelo menos na Europa e nos EUA, que o do HFO ou MGO. Contudo, o possível excesso destes combustíveis no mercado a partir de 2020, face a uma abrupta contração da procura, pode levar a alterações significativas<sup>135</sup>. Há um consenso generalizado na bibliografia que uma pequena

---

<sup>131</sup> Keller, P., op. cit.

<sup>132</sup> Fevre, C., op. cit, p.7.

<sup>133</sup> Fevre, C., op. cit., p.14.

<sup>134</sup> DNV GL (c), op. cit., p.54.

<sup>135</sup> Fevre, C., op. cit., pp 5-6.



diferença de preço entre GNL e HFO não será suficiente para alavancar o GNL como combustível marítimo.

Dada a grande sensibilidade ao preço dos combustíveis, o número relativamente reduzido de tecnologias disponíveis e o estadió relativamente recente do seu desenvolvimento, levam a que seja necessária mais investigação e, essencialmente, mais tempo para perceber como e para onde o mercado vai evoluir nesta matéria. Isto é tanto mais verdade quanto mais distante o horizonte temporal, esperando-se que (só) na década de 30 se sinta o verdadeiro impacto e a transição para combustíveis alternativos seja efetiva, resta saber para quais<sup>136</sup> <sup>137</sup>.

Um estudo recente da DNV-GL aponta para praticamente ¼ do combustível marítimo utilizado em 2050 ser GNL e GPL<sup>138</sup> e 39% das fontes de energia utilizadas no transporte marítimo será neutra em carbono, ultrapassando os atuais gasóleos e gasolinas, que na altura serão responsáveis apenas por cerca de 1/3 (33%), sendo a restante (5%) e baterias elétricas carregadas em terra.

Contemporâneo no tempo mas de conteúdo muito diverso é um estudo<sup>139</sup> que vaticina ao GNL como combustível marítimo um papel muito mais transitório do que de transição. Em três dos quatro cenários aí apresentados, a janela de oportunidade do GNL cinge-se á próxima década, o que combinado com a prossecução política de combustíveis alternativos redundam em elevados prejuízos na Europa por falta de tempo para amortizar as infraestruturas. O único cenário em que tal não se verifica é o “business as usual”, mas aí e de acordo com o mesmo estudo, não será atingida a meta de chegar a 2050 com 50% ou mais de redução de gases de efeito de estufa que em 2008.

Apesar da incerteza das previsões a médio longo prazo, no momento atual, é inegável a inexistência de alternativas não fósseis viáveis o que a somar à sua crescente oferta no mercado mundial e à sua compatibilidade com os limites de enxofre da IMO 2020, produzem no imediato um cenário muito favorável à sua utilização imediata como combustível marítimo. E de fato nos últimos dois anos, começa a verificar-se o aumento do investimento por parte de armadores e estaleiros, incluindo em infraestruturas essenciais para a difusão do GNL como combustível marítimo. De fato, até há bem pouco tempo a maiorias das partes interessadas (armadores,

---

<sup>136</sup> Fevre, C., op. cit., p. 108.

<sup>137</sup> Baresic, et al., op. cit., p.12.

<sup>138</sup> DNV GL (c), op. cit.

<sup>139</sup> Baresic, D., op. cit.

administrações portuárias), estava numa posição de aguardar para ver e não se esperavam desenvolvimentos significativos nesta matéria até 2025<sup>140</sup>. Tal muito se devia à descrença generalizada, especialmente entre armadores e companhias de navegação, sobre a entrada em vigor em 2020 do limite de enxofre de 0,5%.

No caso concreto da Península Ibérica, num quadro de crise económica e retração de investimento, as expectativas das diferentes partes interessadas para a penetração do GNL eram mesmo muito modestas, oscilando entre 3% e 11%<sup>141</sup>, entre o pior e o melhor cenário, como mostra um estudo da DNV-GL<sup>142</sup> para o projeto CORE GNLas Hive<sup>143</sup>, que inquiriu a este respeito a generalidade das partes interessadas em Portugal e Espanha.

O ponto de inflexão aparece, ainda é cedo para afirmar com certeza, em 2018, com a já referida Estratégia para o Clima Sustentável da IMO. A partir daí, eventualmente, também pelo aproximar da data limite assistiu-se claramente a uma maior aposta nas infraestruturas. Além da esperada expansão das unidades de liquefação nos Estados Unidos para dar resposta à crescente oferta de gás não convencional, atualmente já com 28 mil milhões de metros cúbicos de capacidade de liquefação e mais 80 mil milhões de metros cúbicos de capacidade de liquefação previstos até 2023<sup>144</sup>, assistiu-se a um alargamento das unidades de regaseificação, com o Japão a destacar-se entre os países que mais investiram em GNL, nomeadamente em Tóquio e Yokohama<sup>145</sup>.

A par com o sudeste asiático o norte da Europa e a península ibérica são as zonas de bancas por excelência. Mas nos últimos anos a capacidade no resto da Europa tem sido alargada, muitas vezes com recurso a fundos europeus, a uma média de uma nova instalação por ano: 2013, em Itália, unidade em terra na Toscana; 2014, na Lituânia, FRSU Independence, financiado com 27,4 milhões de euros através do CEF; 2016, em França, Terminal de GNL Dunquerque; também em 2016, terminal de GNL de Świnoujście, na Polónia, com 332 milhões de euros de fundos europeus; 2017, Terminal GNL de Delimara, em Malta, 700 mil euros de

---

<sup>140</sup> DNV-GL (c), op.cit., pp. 6-9.

<sup>141</sup> DNV-GL (a) - Consolidation Top down and Bottom up Analysis. Report No. 1115S53H-5.5. Disponível em <http://corelngashive.eu/wp-content/uploads/2018/04/CORE-LNGas-HIVE-Study-of-Demand-Consolidation-Top-Down-Bottom-Up.pdf>, p. 3.

<sup>142</sup> DNV-GL (c), op.cit.

<sup>143</sup> DNV-GL (c), op.cit.

<sup>144</sup> Comissão Europeia - Declaração conjunta UE-EUA, op. cit.

<sup>145</sup> Ship Technology - LNG Bunkering Facilities around the world. [consult. a 15 de janeiro de 2019]. Disponível em: <https://www.ship-technology.com/features/lng-bunkering-facilities-around-the-world/>.

apoio em estudos; já no final de 2018 entraram em funcionamento, na Grécia, terminal GNL de Revithousa, mais de 50 milhões de euros em fundos europeus e o terminal de Gibraltar<sup>146</sup>, este último plenamente operacional só em 2019<sup>147</sup>. A Espanha líder destacado na União, com sete terminais, tem mais dois em construção, em Tenerife, com entrada em funcionamento prevista em 2021 e 2022<sup>148</sup>. Tenerife que concorre diretamente com portos portugueses, especialmente Madeira, veja-se o exemplo recente da Carnival Cruises, armador na dianteira da propulsão a GNL, deixou no virar de 2018 para 2019 de abastecer AIDANova, navio “estrela” da companhia, na Madeira através de camião, para passar fazê-lo em Santa Cruz, Tenerife, navio-para-navio, no âmbito do acordo que tem com a Shell para o efeito<sup>149</sup> <sup>150</sup> <sup>151</sup>. Além destes, constam, ainda, na lista de projetos de interesse comum o desenvolvimento de infraestruturas de receção de GNL no norte da Grécia, Chipre, Suécia (Gotemburgo), Polónia (aumento da capacidade de Świnoujście), Irlanda (Shanon)<sup>152</sup>.

Apesar de toda a evolução e investimento dos últimos anos, a maior limitação para a proliferação do GNL como combustível marítimo continua a ser a sua própria essência: gasosa e fóssil. No imediato, a utilização GNL como combustível marítimo levanta questões técnicas. A bordo, o dimensionamento dos tanques (maiores que no HFO ou MFO) e redução ao máximo do efeito “boil off”, estão já relativamente solucionadas pela arquitetura naval<sup>153</sup>. É em terra, na armazenagem, que permanece como a maior dificuldade, o GNL aproxima-se mais de um perecível que do petróleo<sup>154</sup> e exige uma cadência de abastecimento regular.

Mas é a sua natureza fóssil, que o impede o GNL de ser uma solução a longo prazo. É necessária e previsível uma evolução tecnológica para combustíveis mais limpos que inverta

---

<sup>146</sup> Gas Infrastructure Europe – LNG Map 2018. [Consult. a 13 fevereiro de 2019]. Disponível em: [https://www.gie.eu/download/maps/2017/GIE\\_LNG\\_2018\\_A0\\_1189x841\\_FULL.pdf](https://www.gie.eu/download/maps/2017/GIE_LNG_2018_A0_1189x841_FULL.pdf).

<sup>147</sup> Shell – New LNG terminal provides cleaner energy for Gibraltar. [Consult. a 12 maio de 2019]. Disponível em: <https://www.shell.com/business-customers/trading-and-supply/trading/news-and-media-releases/new-lng-terminal-provides-cleaner-energy-for-gibraltar.html>.

<sup>148</sup> *Supra* note (155).

<sup>149</sup> World Maritime News - AIDAnova Bunkered with LNG during Maiden Call in Tenerife. [Consult. a 12 fevereiro de 2019]. Disponível em: <https://worldmaritimeweb.com/archives/267152/aidanova-bunkered-with-lng-during-maiden-call-in-tenerife/>.

<sup>150</sup> Seatrade Cruise News – AIDAnova maiden cal at LNG-ready Tenerife Cruise Terminal. [Consult. a 25 fevereiro de 2019]. Disponível em: <http://www.seatrade-cruise.com/news/news-headlines/aidanova-maiden-call-at-lng-ready-tenerife-cruise-terminal.html>.

<sup>151</sup> Gascan – Proyectos. [Consult. a 3 março de 2019]. Disponível <http://www.gascan.es/web-es/proyectos>.

<sup>152</sup> Gas Infrastructure Europe, op. cit.

<sup>153</sup> Para mais informação Internacional Maritime Organization, pp.71-77.

<sup>154</sup> Fevre, C., op.cit., p. 7.

a crescente preponderância do transporte marítimo nas emissões globais. A partir de 2030 é expectável que propulsão das novas construções seja maioritariamente não-fóssil. “É possível que, em alguns mercados, o GNL proveniente do biogás possa estar presente, embora haja uma série de outras opções de biocombustível no setor naval. Estes incluem biodiesel (a partir de óleo de colza ou lignocelulose), óleo combustível biológico (a partir de óleo de colza), bio-hidrogênio e bio-metanol (ambos de lignocelulose ou biomassa de madeira)”<sup>155</sup>.

Todos os estudos das diferentes entidades, aqui largamente citadas, apresentam diferentes cenários, e a diferença intra e inter estudos é grande. Contudo, é razoável inferir que tao provável quanto o GNL ser um combustível marítimo a prazo é o fato de ser uma opção no curto prazo. A maior ou menor força dessa opção, num setor em que o combustível representa 60% a 80% dos custos operacionais, dependerá em muito do preço. A maior ou menor duração do prazo dependerá da evolução tecnológica.

### **2.3 A Vantagem Competitiva De Portugal**

Na formulação da Resolução de Conselho de Ministros n.º 175/2017, de 24 de novembro, a localização de Portugal “no meio das principais rotas comerciais mundiais” e “no centro das principais rotas de navegação” confere-lhe “condições privilegiadas para a realização de bunkering da maioria dos navios que circulam pelos canais de Suez e do Panamá” e “as condições de mercado ao nível da disponibilidade e do contexto regulatório (...) são particularmente favoráveis” à opção GNL.

A frota de navios com propulsão a GNL, ainda, é muito reduzida, no entanto tem evoluído rapidamente nos últimos dois, três anos. Num estudo publicado, ainda, em dezembro de 2015<sup>156</sup>, a Comissão Europeia, estima para 2030, num cenário conservador - sem crescimento económico e com o preço do GNL relativamente alto - 120 a 500 navios a GNL podendo-se chegar, em condições ótimas, aos 3200 a 5500 navios. O estudo não abrangeu navios de cruzeiro, onde a frota de GNL é mais elevada, ainda assim é, obviamente, um nível de incerteza muito elevado, com um crescimento potencial a variar, entre 1% e 50% da atual frota. Menos de quatro anos volvidos, e a mais de uma década de distância de 2030, já estamos acima do limite inferior. Em termos de tonelagem, a percentagem de navios com propulsão a

---

<sup>155</sup> Fevre, C., op.cit.,p. 20.

<sup>156</sup> European Commission, op. cit.

GNL, subiu de 1,4% em 2010 para 5,7% em 2017 e ultrapassará os 13,5% em 2018<sup>157</sup>. Tão ou mais interessante que o crescimento quantitativo é a diversificação, dado que a propulsão a GNL começa a ser utilizada em todo o tipo de navios, incluindo navios de maiores dimensões, como porta-contentores e petroleiros e navios tanque, a representarem, em meados de 2018, praticamente 10% e 20%, respetivamente, do total dos navios em serviços e em construção com propulsão a GNL<sup>158</sup>.

Estes números mais recentes da frota de navios com propulsão a GNL, validam aquelas que já eram comumente apontadas como as premissas mais favoráveis ao GNL como combustível marítimo. A maior taxa de penetração do GNL verifica-se nos cruzeiros, navios que reúnem uma série dessas premissas: passam muito tempo em porto onde a exigência em termos de impactes ambientais é maior, incluindo ruído; rotas regulares e escalas frequentes, facilitam abastecimento e respetivo planeamento, particularmente importante, nesta fase, onde a infraestrutura não está completamente disseminada; elevados níveis de utilização com consumo energético constante, impede que existam grandes perdas por “boil off”; muito intensivos em energia. Em média a fatura energética representa 60% a 80%<sup>159</sup> dos custos operacionais de um navio e esta pode muito bem ser uma das razões que motivou o crescimento da propulsão a GNL nos petroleiros e porta contentores.

As premissas atrás sugerem que, além dos navios que se movimentam nas ZCEs, ferries e navios de cruzeiro como setores de potencial crescimento da propulsão a GNL.

Hoje, a Galp<sup>160</sup> com parques de bancas em Sines, Leixões e Lisboa e 3 barcaças assegura o abastecimento dos navios que escalam Portugal, 2644 em 2018, o que representou um aumento de 54% relativamente a 2017 e um total de 850KTons de combustível. De realçar que destes, menos de 10% escalaram Portugal especificamente para abastecer, e consumiram 115Ktons de combustível.

A Resolução aponta para que sejam criadas condições em terra (onshore) e/ou em mar (offshore) para abastecimento GNL nos portos de Viana do Castelo, Leixões, Aveiro, Figueira da Foz, Lisboa, Setúbal, Sines e Portimão. Além de avaliar oportunidade de “reexportação” e

---

<sup>157</sup> Fevre, C., op. cit.

<sup>158</sup> Fevre, C., op. cit.

<sup>159</sup> Fevre, C. op. cit.

<sup>160</sup> Roque, José Carlos Laia – Climate Change, Galp – Wholesale – Marine Business. In Working Meeting Ports for the Atlantic CNC, 6 Março 2019. Lisboa, Rocha Conde D’Òbidos.

utilização deste combustível nas ligações entre as ilhas e o continente<sup>161</sup>. Ainda assim, remete para a realização de um Plano Estratégico para a Infraestrutura Marítimo-Portuária de GNL, com os seguintes focos principais: “1) identificação dos portos portugueses em que deverão ser instaladas e/ou reforçadas as capacidades de bunkering onshore (upload e download de GNL), para finalidades de reexportação e abastecimento de navios a GNL; 2) elaboração de um comparativo de competitividade entre as soluções tecnológicas de bunkering onshore vs. offshore, segundo as atividades de reexportação e abastecimento de navios a GNL; 3) elaboração de um plano de captação de investimento privado para realizar capacidade de bunkering; 4) definição das metas e objetivos em conformidade com a Diretiva n.º 2014/94/CE; 5) identificação das diferentes medidas (legais, políticas, I&D, etc.) para atingir as metas e estimar custo”.

O projeto CORE-LNGas, cofinanciado pelo CEF-Transportes 2014 e coordenado pela Enagás, com o objetivo de realizar uma série de estudos e testes-piloto, tanto em termos técnicos como económicos, para averiguar da viabilidade de uma cadeia logística integrada de GNL como combustível marítimo na Península Ibérica<sup>162</sup>. No relatório final Core LNGas Hive para o Corredor Atlântico<sup>163</sup> pode ler-se que “realisticamente, a procura calculada em todos os portos será agrupada e redistribuída para um número limitado de portos servindo como um *hub* de abastecimento para a região, assegurando que há procura suficiente para justificar os investimentos iniciais<sup>164</sup>”. Ou, ainda que, para efeitos de cálculo da procura em termos teóricos, o atual padrão de bancas seja replicado e a taxa de penetração GNL fosse igual em todos os portos a proliferação de pequenas instalações de bancas em terra tornaria todo o modelo inviável pelos preços a praticar. A transposição deste racional para o Corredor Atlântico, resulta em 3 *hubs*, Sines em Portugal e dois em Espanha, na Galiza e Golfo da Biscaia<sup>165</sup>.

As empresas que atualmente abastecem os navios de combustível na Península Ibérica são da opinião que, em larga medida, a “*infraestrutura e as práticas futuras de fornecimento de GNL serão as mesmas dos combustíveis tradicionais*”<sup>166</sup>. Os navios maiores usarão o

---

<sup>161</sup> Faria, Duarte Lynce – Sines`Strategy for LNG. In Working Meeting Ports for the Atlantic CNC, 6 Março 2019. Lisboa, Rocha Conde D’Óbidos.

<sup>162</sup> Para saber mais consultar <http://corelngashive.eu/en/>.

<sup>163</sup> DNV GL (a), op. cit.

<sup>164</sup> DNV GL (a), op. cit., p.13.

<sup>165</sup> DNV GL (a), op. cit.

<sup>166</sup> DNV GL (b), op. cit.

“feeders” e o método camião-cisterna-navio continuará a ter alguma penetração para embarcações mais pequenas. Mais concretamente e ainda partilhando a opinião predominante dos operadores de bancas os “portos principais terão uma instalação de armazenamento de pequena escala. Estes portos serão fornecidas por navios carregados nos terminais de GNL ou através de instalações de regaseificação existentes. As infraestruturas de regaseificação atuais têm capacidade suficiente para fornecer o volume necessário”. Um entrevistado enfatizou que uma planta de regaseificação média, também, é necessária nos principais grupos de ilhas. O abastecimento pode ser feito por barcaças, diretamente do terminal, camião-a-navio ou uma combinação de ambos”<sup>167</sup>.

#### 2.4. Análise Crítica

A disponibilidade de bancas de GNL, até 2025, em Sines, Lisboa e Leixões, portos da rede base de transportes é, antes de mais, um requisito da Diretiva n.º 2014/94. De fato, a utilização de GNL como combustível marítimo é largamente incentivada pela UE e, no imediato, há boas razões para isso, dado que o GNL dá resposta aos requisitos IMO 2020, e não há de momento soluções não-fósseis disponíveis.

Efetivamente, após anos de grande resistência e incerteza começa a haver um maior investimento, tanto do lado da oferta, em infraestruturas de regaseificação e soluções de abastecimento, como do lado da procura, em navios e com destaque para embarcações de pequeno porte e tráfegos regulares.

Tudo parece indicar para que, no curto médio prazo, o GNL prevaleça enquanto combustível em rebocadores, barcaças, balsas, navios cruzeiro. Tal já não é evidente para embarcações de grande porte ou de tráfego irregular o que leva à diminuição da relevância posição geoestratégica de Portugal, isto já assumido que iria existir um desvio de rota para abastecimento em Portugal o que hoje só acontece marginalmente.

Adicionalmente e não menos importante não pode ser descurado o fato de, também aqui, o GNL ser uma solução a prazo por não cumprir os requisitos da IMO 2050. Assim, parece prudente que o investimento para dotar Sines, Lisboa e Leixões seja também ele feito numa perspectiva de curto médio prazo.

---

<sup>167</sup> DNV GL (b), op. cit.

### 3. Viabilidade Portugal Como Plataforma GNL

#### 3.1 Análise Swot

Uma vez que a Resolução n.º 175/2017, de 24 de novembro, apresenta uma análise SWOT para sustentar estratégia para a competitividade portuária no seu todo, começa-se por aplicar o mesmo tipo de análise especificamente para Portugal, como plataforma de GNL e sintetiza-se, assim, os resultados da investigação para cada um dos objetivos apresentados na Resolução n.º 175/2017, de 24 de novembro: “reexportação” GNL e bancas GNL.

#### Forças

- Requisito legal por via da Diretiva de combustíveis alternativos (B)
- Vontade política nacional e da UE, materializada em fundos da última (B)
- Aumento da oferta GNL (A)
- O gás é o menos poluente das energias fósseis (A)
  - Cumpre requisitos IMO 2020 (B)
- Inexistência combustíveis navais não fósseis no momento (B)
- Experiência bem sucedida de gasoduto virtual entre o continente e a Madeira<sup>168</sup> (O)
- “Lisboa como destino turístico de excelência e para a afirmação da atividade cruzeirista” (B)

#### Fraquezas

- Natureza fóssil do gás torna-o uma opção a prazo (A)
- Procura gás estável na Europa e previsível declínio (R)
- Não cumpre requisitos da IMO 2050 (B) ou,
- Neutralidade carbónica (R)
- Península Ibérica é uma ilha energética (R)
- Impacte ambiental da produção de gás não convencional é provavelmente superior ao da produção tradicional (A)
- Equilíbrio difícil entre necessidade de investimento e natureza transitória do gás (A)

---

<sup>168</sup> Desde 2014, a Central Termoelétrica da Vitória é alimentada por uma operação de GNL de ‘pequena escala’, o denominado ‘gasoduto virtual’, que na prática consiste no transporte de GNL em contentores criogénicos a partir do continente. Já foram movimentadas deste modo mais de 100.000<sup>168</sup> toneladas, estando atualmente em operação 53 contentores criogénicos, regaseificados à chegada por uma unidade autónoma. Mais informação em <http://www.gruposousa.pt/gaslink/>



- Natureza perecível do GNL torna a operação logística complexa (B)
- Inexistência de economia de escala (B)

## Oportunidades

- Aproximação do fim dos contratos take –or - pay (O)
- Descomissionamento das Centrais do Pêgo e de Sines (O)
- Não há um combustível naval do futuro à combinação de diferentes combustíveis (B)
- Concretização do “*one belt one road*” (B)
- Navios tendencialmente mais baratos e tempos de vida mais curtos (B)
- Aumento do tráfego fluvial no Tejo e no Douro (B)
- Brexit poderá retirar competitividade a Gibraltar (B)
- Possibilidade de utilizar a mesma infraestrutura para hidrogénio (A)
- Reservas de gás na bacia atlântica e na lusofonia (A)

## Ameaças

- Opinião pública crescentemente exigente com questões ambientais (A)
- “Condições de competitividade cada vez mais exigentes, tanto do setor portuário europeu, como também da região do Magrebe” (B)
- Chegar tarde a uma oportunidade já de si com um horizonte temporal curto (A)
- Baixa de preços MGO (B)

Legenda: A sublinhado encontram-se os pontos em que a análise apresentada é coincidente com a da Resolução, e em cada um dos pontos assinala-se qual dos objetivos, Reexportação GNL (R) ou Bancas de GNL (B), influencia ou ambos. Como “Outro” (O) são classificados os pontos que não impactam diretamente os principais dois objetivos da Resolução n.º 175 /2017

Da análise SWOT resulta que,

- Nas atuais condições, a “reexportação” de GNL a Sines para o resto da EU, ainda que possível, não parece que venha a ser significativa em volume ou prolongada no tempo.
- (Por outro lado) as oportunidades de crescimento da procura interna de GNL vão além da do mercado das Regiões Autónomas, identificada na Resolução n.º175/017. Uma vez que na próxima década convergem o fim dos contratos de fornecimento de gás com a Nigéria e a Argélia<sup>169</sup> e o descomissionamento das Centrais do Pêgo e Sines.
- As bancas de GNL, são antes de tudo um requisito legal, têm de ser ponderadas função das economias de escala e à luz dos constrangimentos de armazenagem do GNL, num horizonte temporal que se sabe de curto/médio prazo.
- A este respeito, não é, ainda, claro se e em que medida o *Brexit* o poderá afetar as operações em Gibraltar mas parece abrir-se, aqui, uma clara janela de oportunidade para portos “vizinhos” ganharem mercado ao maior porto de bancas do mediterrâneo<sup>170</sup>.
- Com potencial para ter um impacto também significativamente muito positivo, em termos de volume em Sines, é a iniciativa “*one 441el tone road*”.
- Neste curto/médio prazo, o GNL posiciona-se efetivamente como um combustível alternativo e com um elevados índices de penetração em embarcações de pequeno porte escalas regulares.
- Seja como for não haverá mais uma solução única, um combustível único, como tal é contraproducente esperar por uma definição para avançar porque o mais provável é que esta não chegue.

Até porque mais do que um requisito legal as bancas de GNL são uma condição de competitividade portuária e como identificado pela resolução, há “*condições de competitividade cada vez mais exigentes, tanto do setor portuário europeu, como também da região do Magrebe*”. Assim, importa agir já para aproveitar esta oportunidade em concreto.

### **3.2. Proposta**

A jusante da Resolução n.º 175/017 é referido em diferentes fóruns o *LNG Road Map* que é suposto concretizar a visão adotada pela Resolução.

---

<sup>169</sup> Ver página 22 deste trabalho

<sup>170</sup> DNV GL (a) – Op Cit,p.15

Com um investimento total de 130 milhões de euros em infraestruturas<sup>171</sup>, propõe-se a utilização do GNL para “descarbonizar as ligações marítimas entre o Continente e os nossos arquipélagos dos Açores e da Madeira” (o que) ajudará a criar um mercado interno sustentável» e; “explorar a importância do Porto de Sines enquanto *hub* de GNL, não apenas para o comércio global, mas especialmente como alternativa ao comércio tradicional na Europa, ajudando a criar a construir uma parceria transatlântica entre os EUA e a União Europeia”.

A este propósito não traz propriamente novidades, para além de dar uma maior ênfase à descarbonização das ligações marítimas com os arquipélagos dos Açores e da Madeira, que vai ao encontro da análise anteriormente apresentada. O objetivo é capacitar garantir bancas de GNL em 5 portos<sup>172</sup>, juntando dois portos insulares nos Açores e Madeira, aos portos da rede base, Sines, Lisboa e Leixões.

Considerando que,

- A mudança do combustível só por si não altera o comportamento da procura e hoje só cerca de 10% dos navios que abastecem em Portugal escalam Portugal especificamente para bancas.
- Do lado da procura, a localização é condição necessária mas não suficiente, atrair navios especificamente para bancas requer elevados níveis de eficiência no abastecimento combustível e todos outros serviços ao navio.
- (Contudo) Do lado da oferta não é sequer tecnicamente viável ter uma infraestrutura de regaseificação ou armazenagem em cada porto.
- O método terminal-a-navio dificilmente seria suficientemente versátil e implica que navio pare a operação e se movimente especificamente para abastecer
- A armazenagem em pequenas quantidades só faz sentido em rios e/ou para pequenos navios

O método de abastecimento será preferencialmente navio-a-navio. Haverá um porto principal a partir do qual será distribuído, primordialmente, por barça e de forma acessória, para pequenas quantidades, por camião para os restantes.

Assim, propõe-se, para as bancas de GNL em Portugal, um modelo que tem Sines como porto principal, capacitando-o de um *jetty* para abastecimento de GNL pequena escala a navios em trânsito e barça de abastecimento. Esta barça replicaria depois o atual modelo de bancas

---

<sup>171</sup> Revista Cargo - Evento ‘Med Atlantic Ecobonus’ abriu caminho a «sistema de incentivos para promover o Green Shipping», afirmou Rúben Eiras. [Consult. 5 de janeiro de 2019]. Disponível em: <https://revistacargo.pt/evento-med-atlantic-ecobonus-abriu-caminho-a-sistema-de-incentivos-para-promover-o-green-shipping-afirmou-ruben-eiras/>.

<sup>172</sup> Commission Staff Working Group- SWD (2017) n.º 365 final 3/3, Op Cit, pp 216-224.

no GNL, nomeadamente nos cruzeiros. Função do tráfego fluvial regular no Tejo com propulsão a GNL, poder-se-ia justificar uma instalação de armazenagem em Lisboa, servida pela referida barça ou camião.

É uma abordagem mais conservadora que a do governo português mas, em rigor, permitiria cumprir os requisitos da Diretiva de Combustíveis alternativos e posicionar rapidamente os portos Portugueses no mercado de bancas GNL.

Fator crítico de sucesso para este modelo ou qualquer outro, como é natural uma economia de mercado é o envolvimento dos privados. Desde logo, do lado da oferta: da REN Atlântico, que seria responsável por realizar o investimento em Sines<sup>173</sup>, cujo horizonte temporal não é indiferente com impactos na competitividade do terminal e; da empresa de bancas.

Se é certo que os armadores e operadores marítimos nacionais são diminutos, num negócio emergente também do lado da procura o envolvimento dos privados é fundamental. Se Lisboa conta já com um número muito significativo de embarcações de cruzeiro e como tal um mercado muito interessante para GNL, esta oferta tornar-se-á ainda mais competitiva se juntarem outros operadores de tráfego fluvial, nomeadamente e com grande destaque o tráfego resultante do aeroporto do novo aeroporto do Montijo. O mesmo se aplica, ainda que numa escala mais reduzida, ao Douro.

Relativamente aos Açores e Madeira, mais interessante que as bancas GNL, parece ser a oportunidade de alargar modelo o gasoduto virtual, promovendo a substituição energética. Também, neste caso, o envolvimento dos privados, mais provavelmente, do atual operador, é fundamental.

### **Considerações Finais**

A “reexportação de GNL” a partir de Sines para o resto da EU não será sem ligações por gasoduto ao resto da Europa muito significativa. De fato, ainda que a energia tenha estado na génese do projeto europeu, o mercado interno da energia, continua inacabado.

---

<sup>173</sup> Não está previsto qualquer investimento desta natureza no Plano de Decenal Indicativo de Desenvolvimento e Investimento na RNIAT. Disponível em [http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/consultas/Documents/62\\_1\\_PDIRGN2017/Documento%20Consulta%20P%C3%BAblica\\_Final%20Capa.pdf](http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/consultas/Documents/62_1_PDIRGN2017/Documento%20Consulta%20P%C3%BAblica_Final%20Capa.pdf) e em [https://www.ren.pt/files/2019-01/2019-01-04183942\\_4c65f7f1-2e56-4968-a1af-585420fa64e0\\$\\$f7c9bca3-1839-4b33-af32-24602a9b0fd3\\$\\$93a07813-007f-4bff-a64c-2a639412c9a2\\$\\$file\\$\\$pt\\$\\$1.pdf](https://www.ren.pt/files/2019-01/2019-01-04183942_4c65f7f1-2e56-4968-a1af-585420fa64e0$$f7c9bca3-1839-4b33-af32-24602a9b0fd3$$93a07813-007f-4bff-a64c-2a639412c9a2$$file$$pt$$1.pdf) [Consult. 21 de janeiro de 2019].

De qualquer forma, a natureza transitória do gás desaconselha grandes investimentos nesta área. No contexto atual, é muito mais interessante pensar como pode Portugal, líder das energias renováveis, com condições naturais únicas e uma das maiores plataformas continentais do mundo, contribuir para a transição energética da União. Esta é a primeira pista para investigação futura que resulta desta investigação.

Já as bancas de GNL afiguram-se como uma oportunidade real, com potencial para contribuir efetivamente para a competitividade dos portos Portugues. E a solução a implementar é relativamente simples: replicar o atual modelo de bancas para o GNL.

Contudo, exige ação imediata. Não só por ser um requisito legal até 2025 mas, e essencialmente, por razões de mercado e competitividade - O risco de chegar demasiado tarde a um negócio já por si de horizonte temporal curto é inviabilizar o investimento no seu todo.

O próximo e urgente passo é, então, atrair os privados para esta oportunidade, o que na atual conjuntura, com financiamento da UE disponível para o efeito, deveria ser fácil. A realidade é distinta. Publicamente fala-se muito em GNL e em Sines mas “o dilema do ovo e da galinha” permanece e, ao contrário de outros portos europeus concorrentes, não há ainda uma oferta de bancas de GNL em Portugal.

Está, assim, encontrada a segunda pista para investigação / ação futura como trazer rapidamente privados a investir bancas GNL e concretizar esta oportunidade.

Da investigação saíram, ainda, outras duas pistas para investigação futura que poderão também contribuir para a atratividade das bancas de GNL, a saber:

- As sinergias no quadro da Lusofonia, apontadas como um ponto forte pela Resolução n.º 175/2017 n.º 24 novembro de 2017 e no âmbito desta investigação consideradas uma oportunidade. Será possível utilizar reservas de gás do Brasil, Angola e Moçambique? Poderá haver sinergias entre operadores? Transferência de conhecimento?

-O hidrogénio, que papel vai desempenhar no futuro? Dada a sua natureza igualmente gasosa, é admissível pensar que quem domine a tecnologia do gás esteja em melhor posição para implementar o hidrogénio se este se impuser como uma solução neutra em carbono e eficiente.

Conclui-se que, no imediato, a oportunidade existe ao nível das bancas de GNL, assim deixemos de nos ofuscar por megaprojetos e saibamos agarrá-la.

## **Referências Bibliográficas**

- Baatz Et al. – Maritime Law. Fourth Edition. informa law from Routledge. 2018. ISBN 978 – 138 – 10483-9. Pps 380-438.
- Chiodi, A. et al. - Unconventional oil and gas resources in future energy markets: A modelling analysis of the economic impacts on global energy markets and implication for Europe. Luxembourg Publications. 2016. Disponível em: [http://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC102916/jrc102916\\_kj1a28275enn.pdf](http://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC102916/jrc102916_kj1a28275enn.pdf).
- De Sousa, E. Caetano - Como o Gás se Move no Sistema Internacional. Lisboa: Chiado Books. 2018.
- Direção Geral de Energia e Geologia - Energia em Portugal 2016. Julho de 2018, Versão 03-07-2018. [Consult. 19 de julho de 2018]. Disponível em <http://www.dgeg.gov.pt/>.
- Direção Geral de Energia e Geologia - Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Nacional de Gás Natural 2017-2030 (revisto). Portugal, maio de 2018. [Consult. 19 de julho de 2018]. Disponível em <http://www.dgeg.gov.pt/>.
- DNV GL (a) - Consolidation Top down and Bottom up Analysis. [Consul. a 18 junho de 2018]. Disponível em <http://corelngashive.eu/wp-content/uploads/2018/04/CORE-LNGas-HIVE-Study-of-Demand-Consolidation-Top-Down-Bottom-Up.pdf>.
- DNV GL (b) - LNG Market Study: Bottom Up Analysis. [Consul. 18 junho de 2018] Disponível em <http://corelngashive.eu/wp-content/uploads/2018/04/CORE-LNGas-HIVE-Study-of-Demand-Bottom-Up-Analysis.pdf>.
- DNV GL (c) - Maritime Forecast to 2050, Energy transition outlook 2018. [Consul. a 18 março de 2019]. Disponível em <https://eto.dnvgl.com/2018/download>.
- Eiras, Ruben Maciel Correia Ribeiro - Política de segurança energética: o potencial da cooperação estratégica entre Portugal e Brasil no período 2008-2012. Junho 2015. Tese Doutorado. ISBN: 978-989-8876-28-7. <http://hdl.handle.net/10071/13716>.
- ERSE – Erse ANALYSIS OF STEP INVESTMENT REQUEST 2018. Janeiro de 2019. [Consult. 4 de março]. Disponível em: <http://www.erse.pt/pt/documentoserse/ErseDocs/Attachments/684/ERSE%20analysis%20to%20STEP%20Request%202018.pdf>.

- European Commission - Quartely Report on European Gas Markets: Market Observatory for Energy. Volume 10, (issue4; fourth quarter of 2017). B1049 Brussel – Belgium. Disponível em: [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/quarterly\\_report\\_on\\_european\\_gas\\_markets\\_q4\\_2017\\_final\\_20180323.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/quarterly_report_on_european_gas_markets_q4_2017_final_20180323.pdf).
- European Commission - Quo vadis EU gas market regulatory framework – Study on a Gas Market Design for Europe. 2018. ISBN 978-92-79-68070-0. Disponível em: [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/quo\\_vadis\\_executive\\_summary\\_16feb18.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/quo_vadis_executive_summary_16feb18.pdf).
- European Commission – *Study on the Completion of an EU Framework on LNG-fuelled Ships and its Relevant Fuel Provision Infrastructure. Lot 3. Analysis of the LNG market development in the EU*. Bruxelas, 2015. Disponível em: <https://ec.europa.eu/transport/sites/transport/files/2015-12-lng-lot3.pdf>.
- Eurostat - Appso Eurostat ec Europa. Simplified Energy Balances- Annual data. (8 de Junho de 2017). Disponível em: [http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg\\_100a&lang=en](http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_100a&lang=en)
- Fevre, Chris N LE- A Review of Demand Prospects for LNG as a Marine Transport Fuel. OIES PAPER: NG 133.The Oxford Institute for Energy Studies. Junho 2018. ISBN 978-1-78467-114-3. Disponível em: [https://ora.ox.ac.uk/objects/uuid:9584f294-4cc5-442f-963a-3b87d9b234be/download\\_file?file\\_format=pdf&safe\\_filename=A-review-of-demand-prospects-for-LNG-as-a-marine-fuel-NG-133.pdf&type\\_of\\_work=Working+pape](https://ora.ox.ac.uk/objects/uuid:9584f294-4cc5-442f-963a-3b87d9b234be/download_file?file_format=pdf&safe_filename=A-review-of-demand-prospects-for-LNG-as-a-marine-fuel-NG-133.pdf&type_of_work=Working+pape).
- Gala, Francisco Briosa - *O fornecimento de gás natural à União Europeia questões de segurança energética* . 2013. Coimbra : Coimbra Editora.
- Gas Infrastructure Europe – LNG Map 2018. [Consult. 13 de fevereiro de 2019]. Disponível em: [https://www.gie.eu/download/maps/2017/GIE\\_LNG\\_2018\\_A0\\_1189x841\\_FULL.pdf](https://www.gie.eu/download/maps/2017/GIE_LNG_2018_A0_1189x841_FULL.pdf).
- Internacional Gas Union( IGU) . (março de 2017). Enabling Clean Marine Transport. Disponível em : <https://www.igu.org/publication/7073/31>
- Interministerial Group for Coordination of the National Action Framework for Alternative Energy in Transport - National Action Framework for Alternative Energy in Transport,

- Market Development and Development of Alternative Fuels Infrastructures. Outubro 2016. Disponível em <https://industria.gob.es/es-ES/Servicios/Documents/national-action-framework.pdf>,
- Internacional Maritime Organization - Studies On the Feasibility of LNG as a Fuel For Shipping. 2016. [Consult. 25 de maio de 2019]. Disponível em: [www.imo.org/en/OurWork/Environment/PollutionPrevention/.../LNG%20Study.pdf](http://www.imo.org/en/OurWork/Environment/PollutionPrevention/.../LNG%20Study.pdf).
- International Energy Agency (a) - GAS 2017: Analysis and Forecast to 2022. France: IEA/OECD. [Consult. 11 maio de 2018]. Disponível em <https://webstore.iea.org/market-report-series-gas-2017>.
- International Energy Agency - Global Gas Security Review 2018: Meeting Challenges in a Fast Changing Market. [Consultado a 2 março de 2019]. Disponível em <https://webstore.iea.org/global-gas-security-review-2018>.
- International Energy Agency (b) - World Energy Outlook 2017: Executive Summary. France: IEA/OECD. Novembro 2017. [Consult. 11 de maio de 2018] Disponível em: <https://www.iea.org/Textbase/npsum/weo2017SUM.pdf>.
- King & Spalding - LNG in Europe 2018. An Overview of LNG Import Terminals in Europe. [Consult. 9 de fevereiro de 2019]. Disponível em: [https://www.kslaw.com/attachments/000/006/010/original/LNG\\_in\\_Europe\\_2018\\_-\\_An\\_Overview\\_of\\_LNG\\_Import\\_Terminals\\_in\\_Europe.pdf?1530031152](https://www.kslaw.com/attachments/000/006/010/original/LNG_in_Europe_2018_-_An_Overview_of_LNG_Import_Terminals_in_Europe.pdf?1530031152).
- McKinsey & Company - Global Gas & LNG Outlook to 2035: Energy Insights. September 2018. [Consult. 9 de fevereiro de 2019]. Disponível em: <https://www.mckinsey.com/solutions/energy-insights/global-gas-lng-outlook-to-2035/download-global-gas-lng-outlook>.
- Merk, O. - Shipping Emissions in Ports (Discussion Paper 2014). OECD/ITD, 2014. [Consult. a 7 de março]. Disponível em: <https://www.itf-oecd.org/sites/default/files/docs/dp201420.pdf>.
- Moniz, E. J. et al. – The Future of Natural Gas: An interdisciplinary Mit Study. The Future of Natural Gas. Massachusetts Institute of Technology. 2011. ISBN (978-0-9828008-3-6). Disponível em: <http://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2011/06/MITEI-The-Future-of-Natural-Gas.pdf>.



- Pereira, Tânia Carvalhais et al. – Temas de Direito Aduaneiro. Edições Almedina. Janeiro 2014. ISBN 978 – 972 – 5485- 8. pp. 41-84
- Pirani, S. - Russian gas transits through Ukraine after 2019: the options. The Oxford Institute for Energy Studies. November 2018. [Consult. 9 de fevereiro 2019]. Disponível em <https://www.oxfordenergy.org/publications/russian-gas-transit-ukraine-2019-options/>.
- Portugal Gov. - Programa Nacional de Investimentos 2010. . [Consult. 13 de março de 2019]. Disponível em: <https://www.portugal.gov.pt/download-ficheiros/ficheiro.aspx?v=7b3924d4-d1e1-4db9-a5fb-453bc94baf01>.
- REN - Brochura Institucional. 2018. [Consult. a 12 fevereiro. Disponível em: [https://www.ren.pt/files/2018-06/2018-06-20162752\\_7a820a40-3b49-417f-a962-6c4d7f037353\\$\\$7319a1b4-3b92-4c81-98d7-fea4bfefafcd\\$\\$7f9418dd-edb5-46a7-8aa3-469ff72273e4\\$\\$File\\$\\$pt\\$\\$1.pdf](https://www.ren.pt/files/2018-06/2018-06-20162752_7a820a40-3b49-417f-a962-6c4d7f037353$$7319a1b4-3b92-4c81-98d7-fea4bfefafcd$$7f9418dd-edb5-46a7-8aa3-469ff72273e4$$File$$pt$$1.pdf).
- Roque, José Carlos Laia – Climate Change, Galp – Wholesale – Marine Business. In Working Meeting Ports for the Atlantic CNC, 6 Março 2019. Lisboa, Rocha Conde D’Òbidos.
- Shell – Shell LNG Outlook 2018. [Consult. 23 de Junho 2018] Disponível em <https://www.shell.com/energy-and-innovation/natural-gas/liquefied-natural-gas-lng/lng-outlook.html>.
- Song, Dong-Wook e Panayides, Photis M. – Maritime Logistics – a Guide to Contemporary Shipping and Port Management. Second Edition. 2015. ISBN 978–0– 494– 7268-9
- Strategy, D. f. (2018 de março de 29). Uk- Energy statistics 2017 and Q4 2017. Disponível em : <https://www.gov.uk/government/news/uk-energy-statistics-statistical-press-release-march-2018>
- Tian, L. Zhongmin, W., Krupnick, A. e Liu, X. - Stimulating Shale Gas Development in China: A Comparison with the US experience. Washington, DC. 2014. [Consult. 31 de Maio de 2018] Disponível em <http://www.rff.org/research/publications/stimulating-shale-gas-development-china-comparison-us-experience>.
- Wilson, G. e Stafell, I. - Rapid fuel switching from coal to natural gas through effective carbon pricing. The University of Sheffield. [Consult. 14 de junho 2018]. Disponível em: <http://eprints.whiterose.ac.uk/127309/>.

## Outros

Faria, Duarte Lynce – Sines`Strategy for LNG. In Working Meeting Ports for the Atlantic CNC, 6 Março 2019. Lisboa, Rocha Conde D`Òbidos

### **Biografia Da Autora**

**Liliana Louro** tem mais de 20 anos de experiência profissional nas áreas de transportes marítimo, certificação e comércio intercional sempre em ambiente multicultural. É licenciada em Gestão e Administração Pública, com especialização em Estudos Europeus pelo ISCSP; fez estudos pós-graduados em Marketing e Internacionalização e concluiu, em 2019, o Mestrado em Direito e Economia do Mar na Faculdade de Direito da Universidade Nova de Lisboa, com a tese que serve de base a este artigo.

E-mail: [louro.li@gmail.com](mailto:louro.li@gmail.com)

## CAPÍTULO XXII

### Sustentabilidade energética e aprendizado organizacional: o projeto “Campus Sustentável” da Unicamp

JOSÉ HENRIQUE B. S. SPERANCINI<sup>1</sup>

LINDINALVA CÂNDIDO MACHADO<sup>2</sup>

JOÃO GUILHERME ITO CYPRIANO<sup>3</sup>

LUIZ CARLOS PEREIRA DA SILVA<sup>4</sup>

**Resumo:** Uma das mais importantes universidades brasileiras, a Unicamp, se aliou à CPFL- Energia, filial de um gigante do setor elétrico para levar o seu principal campus em direção da sustentabilidade energética. A parceria propõe reduzir o consumo de eletricidade por meio de novas tecnologias disponíveis, da geração de energia solar fotovoltaica e da substituição de aparelhos e conjuntos luminotécnicos. Prevê, também, novas formas de gestão na contratação de energia e programas de capacitação em eficiência energética para usuários do campus.

O presente trabalho procura refletir sobre os ganhos que extrapolam os objetivos iniciais do projeto executado pela parceria. Isto é, o ganho de aprendizagem que vem ocorrendo na interação entre os parceiros. Baseado na teoria do “**Triple Helix systems**” o artigo procura entender quais seriam as **mudanças organizacionais** necessárias para que a parceria possa explorar com mais afinco a aprendizagem que a relação universidade-empresa pode oferecer. A originalidade do artigo está justamente na perspectiva de refletir sobre um impacto que chama pouco a atenção dos profissionais das ciências exatas, mas que é fundamental para o avanço tecnológico e econômico das organizações, as **estruturas de aprendizagem**. Com a parceria, a universidade adota uma postura moderna, atrai recursos, moderniza suas práticas, mas tem revelado pouca capacidade de explorar todos os benefícios do “**learning by interaction**” e de proporcionar segurança na relação com um importante parceiro do setor elétrico.

O desenvolvimento de um novo modelo de gestão do uso e da geração de energia elétrica proposto pela parceria CPFL- Energia/Unicamp é capaz de gerar muito mais do que vantagens financeiras, ganhos ambientais e estrutura de ensino, pesquisa e divulgação tecnológica. A rica convivência entre os parceiros pode estimular mudanças organizacionais na direção de uma nova forma da instituição aprender a gerenciar **múltiplos parceiros e projetos**. Como conclusão o artigo imagina que a parceria CPFL- Energia/Unicamp poderia estimular a montagem de uma **estrutura mais eficiente, permanente e especializada para gerenciar o presente projeto** e os próximos que surgirem. Assim a universidade se prepararia para a nova realidade do sistema global de inovação no qual o avanço tecnológico decorre, fundamentalmente, da interação flexível entre agentes altamente especializados.

---

<sup>1</sup> UFABC

<sup>2</sup> Unicamp

<sup>3</sup> Unicamp

<sup>4</sup> Unicamp

**Palavras-Chave:** Eficiência Energética, Aprendizado Organizacional, Sustentabilidade, Unicamp.

## **Introdução**

O projeto “Campus Sustentável” é uma iniciativa inovadora da CPFL Energia-State Grid e da Universidade Estadual de Campinas (Unicamp) criada para mudar o paradigma na gestão energética da universidade. A meta é caminhar em direção a um modelo de Campus Sustentável reduzindo o consumo de energia elétrica e, conseqüentemente, seus impactos no orçamento e no meio-ambiente. Para tanto, a parceira foca em novas tecnologias, na geração fotovoltaica e na substituição de aparelhos e conjuntos luminotécnicos ineficientes e/ou obsoletos. Completando tais medidas a parceria propõe desenvolver novas formas de gestão na contratação de energia e programas de capacitação em eficiência energética para alunos, professores e funcionários. Espera-se que, motivada pelos resultados iniciais do projeto “Campus Sustentável”, a universidade adote brevemente, no que se refere ao consumo de energia elétrica, o conceito de sustentabilidade em seu planejamento de longo prazo.

A parceria entre a Unicamp e a CPFL Energia iniciou em 2016 um projeto que previa investimentos de R\$10 milhões (2 540 457 EUR ou 3,011,232.00 USD), no âmbito dos programas de P&D (Pesquisa e Desenvolvimento) e PEE (Programa de Eficiência Energética) da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). A proposta foi realizada pela FEEC (Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Unicamp) em conjunto com a FEM (Faculdade de Engenharia Mecânica) e o NIPE (Núcleo Interdisciplinar de Planejamento Energética), sendo efetivada no dia 22/12/2017 pelo Reitor da Unicamp, o Prof. Marcelo Knobel, e com o objetivo de criar um modelo de gestão que reduza o consumo de eletricidade através do aumento da eficiência energética da universidade e da geração de energia solar fotovoltaica. Para tanto, executa ações voltadas para: a) monitoramento e gestão mais eficiente do consumo de energia elétrica; b) instalação de 573 kWp de geração fotovoltaica; c) inclusão de um ônibus elétrico; d) troca de aparelhos de ar condicionado e conjuntos luminotécnicos antigos e/ou ineficientes; e) etiquetagem de edifícios, através das metodologias do Programa Brasileiro de Etiquetagem de Edifícios, o PBE-Edifica; f) avaliação da contratação de energia elétrica, com o desenvolvimento de uma ferramenta para avaliação contínua dos contratos de compra de energia elétrica; e g) capacitação de funcionários a respeito do tema da eficiência energética.

O presente artigo descreve algumas mudanças organizacionais que a universidade vem implementando e estudando a fim de melhorar sua relação com grandes parceiros do setor elétrico. Com esse objetivo, este trabalho usa a modelagem da “triple helix” para entender o ambiente no qual ocorre a parceria entre uma universidade pública e uma empresa privada fomentada por uma política pública de inovação.

Acreditam os autores do artigo que um estudo de caso revelando as dificuldades de execução de um projeto específico e algumas soluções administrativas facilitadoras de processos já testadas auxiliie estudos de benchmarking. Esta primeira abordagem do objeto de análise opta por um tratamento mais panorâmico para, em um próximo estudo, explorar o tema das melhores práticas em processos de inovação operado por parcerias entre universidade e empresas.

O primeiro item do artigo apresenta um resumo sobre as instituições envolvidas e suas respectivas funções na parceria. No segundo item, o artigo faz uma descrição do modelo “Triple Helix” para entender o processo de aprendizagem, tratado no item três. As propostas e alterações nas estruturas organizacionais da universidade serão o tema do quarto item. O material coletado para reflexão decorre de um ano de trabalho na execução do projeto. Deriva, em grande parte, das condições nas quais ocorre um intenso processo de aprendizagem. Por fim, cabe ressaltar que o estudo foca apenas o lado da universidade na parceria CPFL Energia - Unicamp.

## **1. As Organizações Envolvidas**

A seguir serão apresentadas as organizações envolvidas na parceria CPFL Energia-Unicamp e suas respectivas funções.

### **1.1. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)**

A ANEEL é uma autarquia criada para regular o setor elétrico brasileiro (Lei nº 9.427/1996 e Decreto nº 2.335/1997). Vinculada ao Ministério de Minas e Energia, a agência tem, entre várias atribuições, “Implementar as políticas e diretrizes do governo federal relativas à exploração da energia elétrica ...”. (Aneel, 2018).

#### **1.1.a. O Programa de P&D, da ANEEL**

Os programas de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica, tem por objetivo a aplicação de recursos - humanos e financeiros - em projetos de pesquisa que tenham relevância do ponto de vista da sua aplicação, viabilidade econômica dos seus produtos e serviços nos processos e no uso final da energia. Através

da inovação e do estímulo à pesquisa, o programa busca diminuir o impacto ambiental do setor e a dependência tecnológica do país. Dessa forma, apoia projetos de interesse nacional e de grande relevância para o Setor Elétrico Brasileiro.

Nesse contexto, visando a promoção da cultura da inovação e o estímulo à pesquisa e ao desenvolvimento do Setor Elétrico Brasileiro, em Janeiro/2016, a ANEEL publicou o edital: "Projeto Prioritário de Eficiência Energética e Estratégico de P&D - Chamada 001/2016: Eficiência Energética e Mini Geração em Instituições Públicas de Educação Superior", através do qual foram aprovados 22 projetos de Instituições de Ensino Superior.

O propósito da chamada foi selecionar projetos que pudessem servir de referência para formulação e implementação de ações conjuntas e coordenadas em Instituições Públicas de Ensino Superior e que, futuramente, possam servir de modelo para a formulação de políticas públicas voltadas ao uso racional e eficiente da energia elétrica, pelas unidades consumidoras da administração pública. Através dos projetos, as unidades consumidoras podem realizar uma nova gestão energética e incentivar uma mudança de hábito do consumo de energia dos professores, funcionários e alunos.

As Instituições de Ensino Superior desempenham um papel importante no desenvolvimento científico e tecnológico do país, pois são responsáveis por grande parte da produção científica e pela formação de profissionais em diversas áreas do conhecimento. Porém, grande parte dos custos de manutenção das universidades deriva do consumo de energia elétrica. Esse fator, segundo a ANEEL, é decorrente da falta de uma cultura de uso eficiente e racional da energia no Brasil. Soma-se a isso também, a falta de recursos financeiros para investimentos em ações para o uso eficiente da energia, objetivando a diminuição dos gastos com a conta de energia elétrica, como por exemplo, a geração própria de energia - micro e mini geração.

Nos anos 2000, com a Lei nº 9991/2000, a ANEEL instituiu o Programa de P&D, com o objetivo de promover a inovação no setor elétrico. Através dos investimentos desse programa, as concessionárias de energia poderiam identificar as transformações na sociedade, para se adaptarem a um contexto de maior demanda por energia elétrica, sobretudo, devido ao aparecimento de inovações como *smart cities* e *smart grid*. A Lei determina que os agentes do setor elétrico, entre eles as concessionárias de energia elétrica, invistam 1% da sua Receita Operacional Líquida (ROL) em projetos de pesquisa e desenvolvimento (P&D) e em projetos de eficiência energética. Em 2004, com a revisão dessa Lei, a divisão deste recurso foi definida, para as distribuidoras de energia elétrica,

com: 30% para o FNDCT (Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico); 30% para projetos de P&D (no caso das empresas de geração e transmissão de energia este percentual muda para 40%); 15% para o MME (as empresas de geração e transmissão devem investir 20%), para fomentar estudos e pesquisas; e 25% para programas de eficiência energética (item exclusivo para as distribuidoras de energia elétrica).

Em 2015, através de uma nova atualização, os projetos de inovação do setor elétrico, deveriam priorizar, necessariamente, os resultados de aplicação prática, com foco na criação e aperfeiçoamento de produtos, processos e técnicas.

## **1.2. A CPFL Energia**

A CPFL – Companhia Paulista de Força e Luz, fundada em 1912. Em 2002, devido a uma necessidade de gestão mais eficiente, foi criada a holding -CPFL Energia. Em 2016, o Grupo CPFL Energia adquiriu a distribuidora de energia elétrica RGE Sul. Em 2017, a State Grid, maior empresa do setor elétrico do mundo, adquiriu 54,64% de participação acionária no Grupo CPFL Energia que pertenciam à Camargo Corrêa e aos fundos de pensão Previ, Fundação Cesp, Sabesp, Sistel e Petros. No mesmo ano, através de Oferta Pública de Aquisição, a empresa State Grid passa a deter 94,75% do capital social da holding. A aquisição, por parte da State Grid, elevou a capacidade de investimentos da CPFL Energia.

## **1.3. A Universidade Estadual de Campinas**

A Unicamp é uma das mais destacadas instituições de ensino superior do país. Está entre as três principais universidades brasileiras em rankings internacionais como a Times Higher Education (THE) (Alves Filho, 2017a e 2017b). A instituição conta com 1.867 docentes, dos quais 99% tem titulação mínima de doutor e 94% atuando em regime de dedicação exclusiva. Nos campi estudam mais de 34.000 alunos matriculados em 66 cursos de graduação e 153 programas de pós-graduação. Forma anualmente cerca de 800 doutores. Desde sua criação em 1966 a instituição já formou mais de 65 mil profissionais em seus cursos de graduação. Atualmente o quadro de funcionários é formado por oito mil profissionais (Unicamp, 2018a e 2018b).

A instituição é responsável por 8% da pesquisa acadêmica no Brasil gerando 12% das teses de mestrado e doutorado do País. É líder entre as universidades brasileiras

em termos de patentes e artigos per capita publicados anualmente em revistas indexadas na base de dados ISI/WoS (Unicamp, 2018a).

Como autarquia subordinada ao Governo Estadual sua manutenção depende dos recursos suportados pelos contribuintes. Também recebe verbas de instituições nacionais e internacionais de fomento. Por isso, qualquer recurso investido diretamente na universidade, decorrente de parcerias com a iniciativa privada, é de extrema importância para a otimização no uso de recursos públicos.

Como instituição voltada para a pesquisa e inovação, os conhecimentos e as experiências adquiridas pelos docentes nas parcerias com as empresas são transmitidas aos alunos. Muitos estudantes participam das parcerias como estagiários e auxiliares de pesquisa enriquecendo suas formações técnicas e capacitando-os como difusores de modernas tecnologias e práticas gerenciais. “Ao dar ênfase à investigação científica, a Unicamp parte do princípio de que a pesquisa, servindo prioritariamente à qualidade do ensino, pode ser também uma atividade econômica. Daí a naturalidade de suas relações com a indústria, seu fácil diálogo com as agências de fomento e sua rápida inserção no processo produtivo” (Unicamp, 2018a).

Segundo a própria instituição, “A tradição da Unicamp na pesquisa científica e no desenvolvimento de tecnologias deu-lhe a condição de Universidade brasileira que maiores vínculos mantém com os setores de produção de bens e serviços. A instituição mantém várias centenas de contratos para repasse de tecnologia ou prestação de serviços tecnológicos a indústrias da região ...” (Unicamp, 2018a). Com esse objetivo, a Unicamp conta com uma Agência de Inovação para tratar com empresários que necessitam identificar oportunidades de negócios, lançar ou modernizar processos e produtos, atualizar recursos humanos ou incorporar tecnologias desenvolvidas na universidade (Unicamp, 2018a e Inova, 2018). Assim, a universidade se tornou uma referência de qualidade e modernidade tecnológica para os jovens e empreendedores de diferentes partes do país e do exterior.

## **2. O Modelo “Triple Helix”**

A redução dos impactos ambientais e dos custos de operação da universidade e o estímulo às práticas inovadoras são objetivos centrais da parceria Unicamp/CPFL Energia”. Para investigar, entretanto, os resultados do projeto é necessário o uso de uma modelagem explicativa apropriada. O atual item contextualiza o “Triple Helix Model” que servirá de base para entender algumas modificações organizacionais que a



universidade vem estudando para operar mais adequadamente a parceria com empresas privadas do setor elétrico.

A inovação tecnológica tem um impacto relevante nos custos, na lucratividade e na sustentabilidade das organizações e, obviamente, no bem-estar das nações (Porter, 1980, 1985 e 1990; Petrov, Alekseev e Kolesnik, 2017; OCED, 2005). Tal prestígio estimulou inúmeras modelagens que procuraram entender sua natureza. Na abordagem de Schumpeter (2011), a inovação nas organizações é o elemento central do progresso técnico e o empresário, o principal ator. O ambiente econômico, o fundamental é “... a competição do artigo novo, da nova tecnologia, da nova fonte de fornecimento, do novo tipo de organização (...) competição por um custo decisivo ou uma vantagem de qualidade que não diminua as margens de lucro e a produção das empresas” (Schumpeter, 1943: 107). Mais recentemente, Nelson e Winter (2005) e Porter (1985) igualmente focaram o nível microeconômico. A empresa é tratada como um conjunto de rotinas, isto é, uma complexa rede de regras. Contudo,

“(...) a análise do processo de inovação (...) só pode ser feita focalizando-se o todo (o sistema), e não as partes que o constituem (...) a análise do comportamento isolado de uma firma torna-se insuficiente para entender a dinâmica do processo de inovação, pois ela não inova de maneira isolada. Pelo contrário a estratégia de inovação adotada pela firma é influenciada por instituições que constituem incentivos e limites à inovação – como leis, políticas governamentais, comportamentos culturais, regras sociais e normas técnicas” (Sbica ; Pelaez, 2006, p. 417 e 418)

Ou seja, a inovação ocorre no ambiente econômico e não isoladamente na empresa. Nelson (2006) argumenta que “*Embora o modelo de Schumpeter forneça um bom ponto de partida, ele é demasiado grosseiro para permitir uma análise mais profunda dos pontos fortes e fracos do moderno motor do capitalismo*” (Nelson, 2006, p. 96). Tal fenômeno ocorre porque, como Smith (1904) já no século XVIII descrevia, a eficiência e a inovação decorrem da divisão e especialização do trabalho. Por tanto, a inovação ocorre dentro de uma vasta rede de interações entre instituições e organizações que operam em um sistema produtivo global e mutante. Um sistema que, necessariamente, incorpora órgãos públicos e legislações capazes de estimular a inovação (List, 1841, North, 1994a e 1996b, Schumpeter, 1951, p. 260).

No modelo de Schumpeter o estado pode ser um agente inovador. Seriam exemplos de empreendedorismo no Estado a execução de políticas bem elaboradas de desenvolvimento e a montagem de uma eficiente capacidade organizacional para coordenar ações complexas, múltiplos programas e diferentes atores responsáveis pelo processo de inovação. Portanto, a inovação ocorre dentro de um sistema formado por vários subsistemas e atores. E da constatação do comportamento sistêmico da inovação emergiu o termo “Sistema Nacional de Inovação”, isto é,

“(...) um conjunto de instituições públicas e privadas que contribuem nos âmbitos macro e microeconômico para o desenvolvimento e a difusão de novas tecnologias. (...) O Estado pode ser visto como o agente coordenador do sistema, e pode agir estimulando a capacitação tecnológica através da demanda do governo, da definição de diretrizes para o sistema, da geração de infraestrutura necessária para que ocorra a interação entre os agentes, e de uma política de C&T adequada ...”  
(Sbica ; Pelaez, 2006, p. 417 e 418)

A interação entre os agentes e a dispersão dos conhecimentos e habilidades especializadas geraram um sistema altamente produtivo, dinâmico, evolutivo no qual as organizações compartilham um intenso processo de aprendizagem. Assim, a inovação depende de ações coordenadas de diferentes agentes como: universidades, empresas, institutos de pesquisa, instituições financeiras e órgãos públicos. O acesso pleno e rápido, por parte de um agente individual, ao conhecimento especializado disperso é essencial para inovar no sistema produtivo global.

Lundvall (1992 e 2007), Nelson (1993) e a OECD, por exemplo, destacam a influência de instituições externas sobre as atividades inovadoras dos atores que compõem o Sistema de Inovação. Tal visão enfatiza

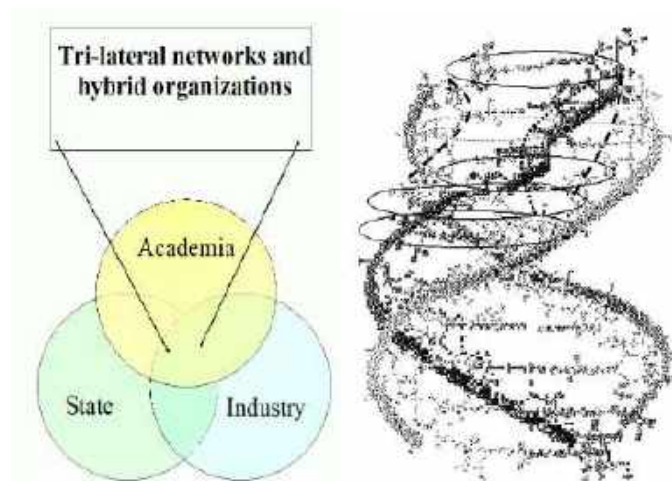
“a importância da transferência e difusão de ideias, capacidades, conhecimentos, informação e sinais de diferentes tipos. Os canais e as redes através das quais estas informações circulam estão inseridas em uma base social, política e cultural que guia e constrange as capacidades e atividades de inovação. A inovação é vista como um processo dinâmico no qual o conhecimento é acumulado através do aprendizado e da inovação. (OECD, 2005, p. 32 e 33)

Dentre as abordagens sistêmicas o presente trabalho optou pelo modelo de “Hélice Tríplice” (Triple Helix). Pelas características do objeto de análise desse trabalho

tal modelagem parece ser a mais indicada. Isto porque considera a interação entre empresas (responsáveis pela produção), governo (regulador e fomentador das atividades produtivas) e universidades (geradoras de conhecimento, pesquisa e inovação). Uma contribuição fundamental do modelo como um quadro de referência é o posicionamento das universidades no processo inovador. Em sistemas produtivos complexos nos quais o conhecimento ocupa um papel central, o ator "universidade" é salientado como criador privilegiado do conhecimento.

No modelo de Hélice Tríplice de Etzkowitz e Leydesdorff (2000, pp. 112 e 115) os sistemas de inovação têm papel preponderante na dinâmica de mudança nos sistemas de produção e distribuição. Os sistemas nacionais de produção competem em termos da adaptabilidade de sua infraestrutura de conhecimento às mudanças no ambiente de produção e consumo.

*Figura 9 A hélice tripla da inovação*



Fonte: (Etzkowitz e Leydesdorf, 2000, p. 112).

Etzkowitz e Leydesdorf (2000) argumentam que os processos de inovação são complexos e dinâmicos exigindo que os atores se modifiquem em decorrência das interações ao longo do tempo. Assim, o modelo de Triple Helix prevê mudanças constantes nas relações entre universidade, empresas e governo e, também, transformações no interior de cada agente. A universidade, por exemplo, transformou-se de uma instituição de ensino em outra que combina ensino com pesquisa. Dessa forma as instituições de ensino superior tornam-se mais produtivas além de poderem contar com recursos extras para executar suas funções. Os acordos entre empresas e governo podem ocorrer no âmbito nacional, regional ou internacional já que as corporações adotam estratégias, posturas e alianças "globais". Não apenas as instituições são modificadas, mas também seus mecanismos de mutação. Assim, o Modelo de Hélice Tríplice chama a

atenção para características como flexibilidade, dinâmica, evolução, incertezas, processos aleatórios e aprendizagem. Pode, portanto, ser um quadro de referência para um objeto de análise resultante de uma política pública de desenvolvimento que envolve os atores principais do estudo, isto é, o governo brasileiro, uma universidade e uma empresa global.

### **3. Resultados: Aprendizagem E Mudança Organizacional**

Como previsto por Marshall (1890), o avanço dos arranjos industriais aumentou a interdependência entre sistemas produtivos. A globalização da produção, da inovação e do comércio modificou as funções do Estado, do comércio exterior, dos sistemas de inovação e das estruturas produtivas e de apoio para o desenvolvimento econômico (METI, 2004; Stal, 2010; Wto/Jetro, 2011). Com atividades fragmentadas e conectadas em escala global, novas e mais avançadas formas de interação são necessárias. Isto porque, não apenas as tarefas são compartimentadas e especializadas, mas, também, o conhecimento (Hayek, 1945, p. 520). Argumentam Oliveira e Sbragia (2012a e 2012b) que a criação de estruturas integradas de tomada de decisão em uma cadeia de produção que incorpora uma grande quantidade de agentes exige o desenvolvimento de habilidades avançadas nas organizações.

Assim, as organizações estão envolvidas em processos interconectados e simultâneos. O sucesso individual depende da capacidade de gerar, compartilhar, selecionar e utilizar o conhecimento desenvolvido de forma interativa e compartilhada entre vários atores (Oliveira, Zouain e Barbosa, 2013) em “(...)uma rede de co-desenvolvimentos interdependentes” (Jacobs, 2001, p. 27).

A inovação requer uma grande interação entre diferentes agentes – empresas, laboratórios, instituições de pesquisa e ensino e consumidores – e “feedback” entre ciência, engenharia, desenvolvimento, produção e marketing. A cooperação em rede permite reduzir custos e riscos da inovação; acessar resultados de pesquisas, tecnologias e componentes e compartilhar atividades de produção, distribuição e marketing (OECD, 1996). É, de fato, um processo de especialização e criação de riqueza acompanhado por um intenso aprendizado coletivo (North, 1996a, 1996c; Gigante, 2013; Rizzello e Turvani, 2000 e Bandura 1989 e 2001).

Participando de cadeias produtivas globais de produção e inovação é possível elevar os contatos entre culturas, padrões de consumo e tendências de mercados, o que beneficia todos os participantes do sistema de inovação, inclusive as universidades. A ampliação da cooperação entre sistemas de inovação e seus atores potencializam a

criatividade universitária. Assim, as universidades desenvolvem o que Nelson e Sampat (2001) denominam de “tecnologia social”, isto é, padrões de conduta e de interação entre agentes e que promovam a busca pela inovação, pela eficiência e pela melhoria constante. Desse modo, a estrutura organizacional da universidade, quando motivada e capacitada ajuda os sistemas de produção e inovação na criação de segmentos intensivos em conhecimento, produtividade e criatividade.

### **3.1. Reflexos Do Projeto Campus Sustentável No Plano Diretor Da Unicamp**

Levando em conta o início da execução do projeto “Campus Sustentável” na Unicamp, em janeiro de 2018, entende-se fundamental e oportuno propor ações de médio e longo prazo no plano diretor da Unicamp, de maneira que as boas ideias iniciadas no projeto Campus Sustentável possam ter continuidade e expansão. A Unicamp já conta com o montante de R\$10 milhões para a execução do projeto descrito anteriormente, incluindo a instalação de geração fotovoltaica em alguns telhados, e o sistema de medição de energia em todos os pontos de consumo. No entanto, a inclusão dos principais temas no planejamento de longo prazo da Unicamp poderá dar maior alcance para os objetivos iniciais do projeto “Campus Sustentável”, permitindo o estabelecimento de metas mais ambiciosas.

#### **3.1.a. Geração de energia na Unicamp**

No âmbito da chamada 001/2016 ANEEL foi possível a aprovação de R\$ 2,5 milhões para geração fotovoltaica dentro do campus da Unicamp, sendo que o maior sistema será implantado no telhado do GMU (Ginásio Multidisciplinar da UNICAMP), chegando ao montante de 330 kWp de geração fotovoltaica, somando mais de 1200 painéis distribuídos em mais de 2000 m<sup>2</sup> de área no telhado do ginásio. A figura abaixo mostra uma distribuição preliminar dos painéis no telhado do GMU.

*Figura 10 Painéis Fotovoltaicos no Telhado do GMU*



Apesar dos benefícios de geração renovável do projeto Campus Sustentável, será possível gerar e complementar somente 2% da necessidade de consumo anual de energia elétrica da Universidade. Um número bem mais ambicioso, porém realístico, pode ser alcançado através da instalação de novos sistemas de geração fotovoltaica em novos telhados, áreas de estacionamentos, passarelas de pedestres, etc., existentes no Campus. Logo, é razoável estabelecer uma meta de 20% de geração própria renovável no plano diretor da Unicamp, tendo em vista seus 594,774.00 m<sup>2</sup> de área construída. Para tanto, devido ao alto custo de implantação desta tecnologia no Brasil, a universidade deve priorizar parcerias público-privadas com empresas do setor elétricos através dos programas de P&D e PEE da ANEEL, parcerias com fabricantes de painéis e de inversores, e contratos de performance que permitam a exploração de áreas remunerada pela geração de energia por determinado período, com posterior transferência das plantas para o patrimônio da Universidade.

Além dos ganhos com geração de energia renovável, no caso a solar fotovoltaica, até janeiro de 2019, a Unicamp era a única universidade brasileira atuando no mercado livre de energia elétrica, isto é, possui a flexibilidade de comprar energia no mercado livre, de qualquer empresa geradora de energia elétrica e com preços baixos em relação ao mercado cativo. Gerando economias milionárias nos últimos 15 anos, apenas nos modelos de contratação de energia. Além da geração fotovoltaica é possível estudar a viabilidade da geração de energia a partir do biogás produzido de resíduos dos restaurantes, tratamento de esgoto, etc.

*Figura 11 Vista Aérea da Cidade Universitária – Campus Principal*



### **3.1.b. Sistema de Transporte Interno da Unicamp**

O projeto Campus Sustentável introduzirá um ônibus elétrico no sistema circular da Unicamp através de um projeto de P&D com a CPFL e da parceria com o fabricante BYD. No entanto, o plano diretor da Universidade pode estabelecer como meta a substituição de todos os veículos à diesel por veículos elétricos, híbridos ou movidos à biodiesel. A transformação gradativa em direção à mobilidade elétrica é uma realidade em muitos países, e a Unicamp poderá estabelecer um modelo para outras Universidades e cidades Brasileiras. A Unicamp pode atingir esse objetivo através de parcerias com fabricantes e estabelecendo restrições para a renovação dos contratos com as empresas de transporte que atuam dentro do Campus. O projeto Campus Sustentável poderá fornecer subsídios para essa transformação pois realizará estudos de impactos técnicos, econômicos e ambientais da mobilidade elétrica comparada à mobilidade convencional, bem como aprofundará nos modelos de negócio no quesito de mobilidade, mostrando os benefícios de médio e longo prazo na adoção de veículos elétricos.

### **3.1.c. Eficiência Energética nos Edifícios da Unicamp**

O projeto Campus Sustentável inclui recursos para retrofit de equipamentos de condicionamento de ar e conjuntos luminotécnicos com LED para os edifícios da Faculdade de Engenharia Mecânica. No entanto, quase todos os prédios da Unicamp carecem de retrofit de equipamentos antigos por outros modernos e de maior eficiência. Assim, a eficiência energética dos edifícios deve integrar o planejamento de longo prazo da universidade já que existe grande potencial de economia de energia a partir da



modernização dos prédios. Para tanto, a instituição deve se capacitar para apresentar projetos de forma regular a todos os editais anuais da CPFL e da ELEKTRO; empresas que detém a concessão da distribuição de energia elétrica nas cidades em que a Unicamp possui Campi.

Os editais das referidas empresas permitem a submissão de projetos para instituições de ensino superior no teto de R\$ 2 milhões (508 091 EUR ou 602,246.40 USD). Assim, a execução do projeto “Campus Sustentável” demonstrou a viabilidade de captação anual de, pelo menos, o dobro desse valor para o propósito de retrofit de equipamentos nos edifícios em todos os Campi. Para isso, a Unicamp poderia montar uma equipe especializada em projetos de eficiência energética ou estabelecer parceira com uma ESCO (Energy Services Company) para elaborar e executar projetos dentro dos Campi.

Ainda neste sentido, a Universidade deve criar normas e padrões para aquisição e uso de equipamentos mais eficientes, utilizando como base a etiqueta de eficiência energética do PBE (Programa Brasileiro de Etiquetagem).

### **Considerações Finais**

Os resultados iniciais do “Campus Sustentável” têm estimulado o debate interno sobre pesquisas nas áreas de digitalização de prédios, edifícios de baixo consumo, sistemas de informação de edifícios, centros de operação de edifícios e edifícios sustentáveis. O principal objetivo é obter ganhos de eficiência na utilização de prédios existentes. Por exemplo, está sendo preparado um projeto temático para a FAPESP (Fundação de Apoio à Pesquisa do Estado de São Paulo) no qual o GMU é apresentado como um laboratório vivo para desenvolvimento de pesquisa em edifícios inteligentes. Os objetivos específicos da pesquisa são: a) Desenvolvimento de um modelo sustentável para a operação de prédios públicos através da implementação de um laboratório vivo; b) Desenvolvimento de redes de sensores sem fio para edifícios; c) Monitoramento em tempo real da taxa de utilização de edifícios; d) Monitoramento em tempo real do consumo de energia elétrica em edifícios através de medição, sub-medição e desagregação de cargas; e) Monitoramento em tempo real do consumo de água em edifícios; f) Operação ótima de edifícios; g) Ferramenta inteligente para o suporte ao retrofit de equipamentos em edifícios; g) Impacto do comportamento dos usuários na operação de edifícios.



Com a criação de uma equipe permanente de funcionários qualificados e motivados a universidade inicia a construção de uma estrutura de aprendizagem. Os futuros projetos, crescendo em complexidade, no que se refere às tecnologias e quantidades de participantes envolvidas, poderão ser melhores apoiados e aproveitados. Tal equipe, próxima ao poder decisório, pode aproveitar as oportunidades de aprendizado e geração de “spin off” e articulações entre agentes responsáveis pela inovação. Desse modo, a instituição consegue absorver conhecimento e desenvolver boas práticas e rotinas de trabalhos com os parceiros da universidade. Uma estrutura flexível potencializa a absorção de conhecimento no ambiente moderno de “open innovation”.

### **Referências Bibliográficas**

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Institucional. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/a-aneel>. Acesso em 29 out 2018.

ALVES FILHO, Manuel. Ranking THE aponta Unicamp como a melhor da América Latina. Disponível em: <https://www.unicamp.br/unicamp/noticias/2017/08/02/ranking-aponta-unicamp-como-melhor-da-america-latina>. Unicamp, 2017b. Acesso em 28/05/2018.

ALVES FILHO, Manuel. Unicamp mantém posição no ranking global de universidades. Disponível em: <https://www.unicamp.br/unicamp/noticias/2017/09/05/unicamp-mantem-posicao-no-ranking-global-de-universidades>. Unicamp, 2017a. Acesso em 28/05/2018.

ASSOCIATION FOR THE ADVANCEMENT OF SUSTAINABILITY IN HIGHER EDUCATION – AASHE. STARS Technical Manual. version 2.1. Administrative Update Three July 2017, Philadelphia. Disponível em: <http://www.aashe.org/>. Acesso em 28/05/2018.

BANDURA, Albert. “Social cognitive theory”. In R. Vasta (Ed.), *Annals of child development*. Vol. 6. Six theories of child development (pp. 1-60). In: *Greenwich, CT: JAI Press*, 1989.

BANDURA, Albert. “Social Cognitive Theory: An Agentic Perspective”. In: *Annu. Rev. Psychol.* 52:1–26, 2001.

COE, N. M., DICKEN, P. and HESS, M. “Global production networks: realising the potential”. In: *Journal of Economic Geography*, Vol. 8 No. 3, pp. 271-295. 2009.

CPFL ENERGIA. Institucional. Disponível em: <https://www.cpfl.com.br/institucional/quem-somos/Paginas/default.aspx>. Acesso em 20/03/2018.

ETZKOWITZ, H.; LEYDESDORFF, L.. “The dynamics of innovation: from National Systems and ‘Mode 2’ to a Triple Helix of university–industry–government relations”. In: *Research Policy*. 29, pp. 109-123. 2000. Também disponível em: <https://www.leydesdorff.net/rp2000/>. Acesso em 14/02/2019.

GIGANTE, Anna Azzurra. “Institutional Cognitive Economics: some recent developments”. In: *Munich Personall RePEc Archive*, 2013.

HAYEK, Friedrich A. “The use of knowledge in society”, In: *American Economic Review*, vol. XXXV, n. 4, pp. 519-530. Itens V ao VI. 1945.

INOVA - AGÊNCIA DE INOVAÇÃO DA UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS. A INOVA. Unicamp. Disponível em: <http://www.inova.unicamp.br/sobre-a-inova/>. Acesso em 01/01/2018.

JACOBS, Jane. *A Natureza das Economias*. São Paulo: Beca Produções Culturais, 2001.

LIST, Friedrich. *The National System of Political Economy*. The Online Library of Liberty, 1841.

LUNDVALL, B.-Å. ; LORENZ, Edward. “Modes of Innovation and Knowledge Taxonomies in the Learning economy”. In: *CAS workshop on Innovation in Firms*, Oslo, Norway, 2007.

LUNDVALL, B.-Å., (ed.). *National Systems of Innovation: Towards a Theory of Innovation and Interactive Learning*. London: Pinter Publishers, 1992.

MARSHALL, Alfred. *Principles of Economics*. London: Macmillan and Co. 1890, 8th ed., 1920.

MINISTRY OF ECONOMY, TRADE & INDUSTRY (METI). Nakagawa Report: Toward a Sustainable and Competitive Industrial Structure. Tokyo: May, 2004. Disponível em: <https://www.rieti.go.jp/en/events/bbl/04070101.pdf>. Acesso em 11/02/2017.

NELSON, R. *As fontes do crescimento econômico*. Editora da Unicamp, Campinas/SP, 2006.

NELSON, R ; SAMPAT, B. “Making Sense of Institutions as a Factor Shaping Economic Performance”. In: *Journal of Economic Behavior & Organization*, v. 44, p. 31-54. 2001.

NELSON, R. R.; WINTER, S. G. *Uma teoria evolucionária da mudança econômica*. Campinas: UNICAMP, 2005.

- NELSON, R. R. *National Innovation Systems: A Comparative Analysis*. Oxford: Oxford University Press, 1993.
- NORTH, Douglass C. "Economic Performance Through Time". In: *The American Economic Review*, Vol. 84, No. 3, pp. 359-368. Jun., 1994a.
- NORTH, Douglass C. Where Have We Been And Where Are We Going? In: *Economic History* 9612001, EconWPA, 1996b.
- NORTH, Douglass C. "Economics and Cognitive Science". In: *Economic History* Washington University St Louis. In: *EconWPA*. 1996a.
- NORTH, Douglass C. "Institutions, Organizations And Market Competition," *Economic History* 9612005, EconWPA. 1996c.
- ORGANISATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPMENT. *The Knowledge-Based Economy*. Paris: OECD. 1996.
- OLIVEIRA, C. T. F. ; ZOUAIN, D. M. ; BARBOSA, L. G. M.. (2013). "Management and Competitiveness of 65 Brazilian Tourist Destinations: a Systemic Approach". *Proceedings TMS Int. Conference: Strategic Management, Entrepreneurship, Innovation*, v. 4, p. 1085-1098. 2012.
- OLIVEIRA, S. R. ; SBRAGIA, R. "Innovation Value Chain Performance Based in Knowledge". In: *American International Journal of Contemporary Research*, v. 2, p. 1-9, 2012a.
- OLIVEIRA, S. R. ; SBRAGIA, R. "Modelling for Planning High Complexity Environment Based in Knowledge". In: *American International Journal of Contemporary Research*, v. 2, p. 118-133, 2012b.
- OLIVEIRA, S. R. ; SBRAGIA, R. "Modelling for Planning High Complexity Environment Based in Knowledge". In: *American International Journal of Contemporary Research*, v. 2, p. 118-133, 2012b.
- ORGANISATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPMENT. *Oslo Manual*. Paris: OECD, 2005.
- PETROV, P. Y.; V ALEKSEEV, I; A KOLESNIK, E. "Economic evaluation for use of advanced welding equipment". In: *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. 87. 092021. 10.1088/1755-1315/87/9/092021. 2017.
- PORTER, M. *Competitive Strategy*. New York: Free Press, 1980.
- PORTER, M. *Competitive Advantage*. New York: Free Press, 1985.
- PORTER, M. *The Competitive Advantage of Nations*. New York: Free Press, 1990.

RIZZELLO, Salvatore; TURVANI, Margherita. “Institutions Meets Mind: the Way out of na Impasse” *Constitutional Political Economy*, vol. 11, pp. 165-180. 2000.

SAY, Jean-Baptiste. *A Treatise on Political Economy*. Philadelphia: Lippincott, Grambo & Co., 1880. Primeira edição de 1803. Ontário, Canadá: Batoche Books, 2001.

SBICA, A. ; PELAEZ, V. “Sistemas de Inovação”. In: Pelaez, V. e Szmrecsányi, T. *Economia da Inovação Tecnológica*. São Paulo: Hucitec, 2006.

SCHUMPETER, J. A. *Essays on Entrepreneurs, Innovations, Business Cycles, and the Evolution of Capitalism*. New Jersey: Transaction Publishers, 1951.

SCHUMPETER, J. A. *Capitalism, Socialism and Democracy*. Taylor & Francis e-Library, 2003. First published in the UK in 1943.

SCHUMPETER, J. A. *The Theory of Economic Development: An Inquiry into Profits, Capital, Credit, Interest, and the Business Cycle*. 1a. ed. New Brunswick: Transaction Publishers, 2011.

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS. A Universidade. Unicamp, 2018. Disponível em <http://www.unicamp.br/unicamp/universidade>. Acesso em 01/01/2018a.

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS. Gestão de Energia – CTGE. Câmara Técnica de Gestão de Energia. Unicamp, 2018. Disponível em: [http://www.ggus.depi.unicamp.br/?page\\_id=47](http://www.ggus.depi.unicamp.br/?page_id=47). Acesso em 01/01/2018d.

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS. Gestão de Resíduos – CTGR .Câmara Técnica De Gestão de Resíduos. Unicamp, 2018. Disponível em: [http://www.ggus.depi.unicamp.br/?page\\_id=62](http://www.ggus.depi.unicamp.br/?page_id=62). Acesso em 01/01/2018c.

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS. Grupo Gestor Universidade Sustentável – GGUS, Institucional. Unicamp, 2018. Disponível em [http://www.cgu.unicamp.br/ggus/?page\\_id=83](http://www.cgu.unicamp.br/ggus/?page_id=83). Acesso em 01/01/2018b.

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS. Informações Gerais. Disponível em: <http://www.unicamp.br/unicamp/index.php/informacoes-para>. Acesso em 03/05/2018b.

WORLD TRADE ORGANIZATION. INSTITUTE OF DEVELOPING ECONOMIES JAPAN EXTERNAL TRADE ORGANIZATIO. *Trade patterns and global value chains in East Asia: From trade in goods to trade in tasks*. Genebra: WTO/ IDE-JETRO. 2011.

## Biografia Dos Autores

**Lindinalva Cândido Machado** é Cientista Social. Possui graduação em Ciências Sociais pela Unicamp (2013). Pós-Graduanda em Gestão Pública e Governo, pelo Instituto de

Economia da Unicamp. Aluna do Curso de Mestrado, da Faculdade de Engenharia Elétrica e da Computação. Atua como Profissional para Assuntos Administrativos na Prefeitura da Unicamp. Integra a equipe do projeto de P&D; Desenvolvimento de um Modelo de Campus Sustentável - Laboratório Vivo de Aplicações de Mini Geração Renovável, Eficiência Energética, Monitoramento e Gestão do Consumo de Energia na Unicamp. Tem interesse nas Áreas de Políticas Públicas, Gestão Pública, Avaliação de Impacto de Políticas Públicas e Gerenciamento de Projetos.

**José Henrique B. S. Sperancini** é economista, Graduado em História pela Universidade de Sorocaba (UNISO) e em Ciências Econômicas pela Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP). Mestre e Doutor em Política Científica e Tecnológica pela UNICAMP. Atualmente é professor e pesquisador do Centro de Engenharia, Modelagem e Ciências Sociais Aplicadas (CECS) da Universidade Federal do ABC (UFABC). Tem experiência em ensino e pesquisa nas áreas de avaliação de políticas públicas com ênfase nos temas da inovação tecnológica e do desenvolvimento econômico.

**João Guilherme Ito Cypriano** é Engenheiro Eletricista, Graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP). Pós-graduando em Gestão e Estratégia de Empresas, pelo Instituto de Economia da UNICAMP e Mestre em Sistemas de Energia Elétrica pela mesma Universidade. Atualmente é aluno de doutorado, no mesmo programa de pós-graduação da Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, e pesquisador no projeto Campus Sustentável da UNICAMP. Tem experiência em projetos de P&D, sistemas de gestão da produção, qualidade e energia, sistemas de energia elétrica e gestão do conhecimento.

**Luiz Carlos Pereira Da Silva** é engenheiro, graduado pela Universidade Federal de Goiás em 1994. Mestre (1997) e doutor em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual de Campinas (2001). Em 1999 participou do programa de doutorado sanduíche na Universidade de Alberta-Canadá, e em 2008 atuou como professor visitante da Universidade Técnica da Dinamarca - DTU. Professor da Universidade Estadual de Campinas com experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em transmissão e distribuição. Recebeu o prêmio de excelência acadêmica Zeferino Vaz da UNICAMP em 2012.

## CAPÍTULO XXIII

### **Viabilidade de geração de energia em habitação de interesse social: diretrizes para balanço energético nulo**

MARCOS VINÍCIUS DE LIMA<sup>1</sup>

LAURO ANDRÉ RIBEIRO<sup>2</sup>

THÁISA LEAL DA SILVA<sup>3</sup>

**Resumo:** Após a primeira crise do petróleo em 1973, regulamentos e normativas no mundo todo iniciaram uma busca pela redução no consumo da energia elétrica em edifícios. No caso do Brasil, após o agravamento da crise no setor energético ocorrida em 2001 abriu o caminho para a Política Nacional de Conservação e Uso Racional de Energia. Atualmente, a possibilidade de produção de eletricidade nos edifícios como forma de suprir a própria demanda já é uma realidade. Neste contexto, este artigo estuda diretrizes de projeto fotovoltaico para um conjunto de habitações de interesse social tornarem-se edifícios autônomos energeticamente. O objetivo principal é investigar o consumo energético de uma habitação de interesse social consolidada no contexto climático de Passo Fundo/RS (Brasil) e analisar a viabilidade de produção de energia elétrica fotovoltaica para suprir a demanda de energia, contribuindo para a disseminação de edificações com balanço energético nulo - NZEB. O objeto da pesquisa são edificações consolidadas no conjunto habitacional Canaã em Passo Fundo, do programa Minha Casa, Minha Vida, que conta com 210 habitações. Como método estimou-se o consumo de energia através de entrevistas com cinco famílias, após, foram analisadas características arquitetônicas do conjunto habitacional e foi dimensionado o potencial de geração de energia renovável local através de geração fotovoltaica e feita a análise econômica por meio das ferramentas VPL, TIR e Payback. O trabalho demonstra que é possível implantar habitações NZEBs do ponto de vista econômico para geração de energia em tipologia de interesse social na cidade de Passo Fundo.

**Palavras-Chave:** Eficiência energética; Habitação de interesse social; Balanço energético nulo.

#### **Introdução**

O cenário de crise energética ocorrida no Brasil no ano 2001 aliado ao aumento no consumo de energia, levou à criação da Lei nº 10.295 sobre a Política Nacional de Conservação e Uso Racional de Energia (BRASIL, 2001), determinando níveis de consumo de energia para equipamentos e edificações. No ano de 2005, foi aprovada a NBR 15.220 (ABNT, 2005) referente ao desempenho térmico de edificações, definindo o zoneamento bioclimático brasileiro com estratégias e indicadores de projeto

---

<sup>1</sup> Faculdade Meridional (IMED)

<sup>2</sup> Faculdade Meridional (IMED) e INESCC

<sup>3</sup> Faculdade Meridional (IMED)

para edificações de interesse social. Em 2008 foi aprovada a NBR 15.575 (ABNT, 2008) com foco no desempenho de edificações residenciais de até cinco pavimentos. Posteriormente, em 2009 foi publicado o Regulamento Técnico de Qualidade para o Nível de Eficiência Energética de Edifícios Comerciais, de Serviços e Públicos (Inmetro, 2009), e, em 2010, o Regulamento para Edificações Residenciais (Inmetro, 2010). Atualmente a adesão aos regulamentos é de caráter voluntário. Entretanto, de acordo com o Plano Nacional de Eficiência Energética (Brasil, 2011), a etiquetagem de eficiência energética será obrigatória para edificações residenciais em 20 anos após sua publicação, bem como estimula a inserção de conceitos de eficiência energética em edificações e projetos futuros.

No cenário nacional, as edificações são responsáveis por 42,8% do consumo final de energia elétrica, de acordo com o Balanço Energético Nacional (BEN, 2017). No ano de 2016, conforme o relatório do BEN, o consumo na classe residencial foi de 21,4%, ficando à frente do consumo comercial e público. O consumo da classe residencial cresceu 68% entre 2007 e 2016, chegando a atingir 132.916 GWh instalados no país, onde o estado do Rio Grande do Sul possui 8.275 GWh, correspondendo a 15,6% do potencial instalado no país.

Nas edificações residenciais os sistemas de climatização são os maiores consumidores de energia elétrica, seguidos pelos equipamentos de aquecimento de água e refrigeração (LAMBERTS, DUTRA e PEREIRA, 2014). Em se tratando do horizonte de longo prazo, o Plano Nacional de Energia 2030 (PROCEL, 2018) que inseriu no planejamento energético cenários de conservação de energia entendidos como metas a serem perseguidas pelo setor energético, o ministério, em parceria com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), tem trabalhado na elaboração do Plano Nacional de Energia 2050, buscando ampliar a inserção da eficiência energética nos cenários desenvolvidos e contemplar também ações de eficiência energética não apenas no lado da demanda, mas também da geração de energia. Entre as metas do PNE para o ano de 2030 está a redução de 10% da demanda de energia.

Neste sentido, o projeto arquitetônico e o retrofit de uma edificação habitacional estão intrinsecamente relacionados a principalmente dois tipos de consumo energético: iluminação e condicionamento de ar. A iluminação natural pode ser priorizada durante o dia, mas o sistema de iluminação artificial é bastante utilizado à noite. De acordo Romero e Reis (2012), estima-se um potencial de redução no consumo de energia de aproximadamente 30% com ações de eficiência energética nos sistemas de iluminação,

condicionamento de ar e intervenção na envoltória das edificações existentes. Em edificações na fase de projeto, o potencial de redução no consumo se eleva para 50% a partir do uso de estratégias passivas e tecnologias ativas eficientes na edificação (ROMERO; REIS, 2012).

Neste contexto, os edifícios de energia zero (*Zero Energy Buildings/ZEB*) apresentam-se como instrumento para políticas energéticas que objetivam a transição de uma matriz energética fóssil para uma matriz energética renovável (PACHECO; GHISI; LAMBERTS, 2013). Conforme Voss e Musall (2013), a questão mais importante acerca dos edifícios residenciais de energia zero é a redução do consumo. A maioria das casas de balanço energético nulo atualmente localizam-se em países de clima temperado onde o maior consumo energético parte dos sistemas de calefação. Estratégias de arquitetura passiva como uso de ventilação natural, iluminação natural, sombreamento de aberturas no verão e aproveitamento da irradiação do sol no inverno estão presentes em quase todos os projetos. Os equipamentos de suprimento energético são em sua maior parte coletores solares térmicos para aquecimento da água e sistemas fotovoltaicos para suprir a demanda de energia elétrica das edificações.

A energia fotovoltaica é uma resultante da conversão da luz solar em corrente elétrica, por meio de módulos ou placas, construídos a partir de fotocélulas produzidas com material semicondutor, como silício cristalino (VIEIRA; CABRAL, 2012). De acordo com Marinowski, Salomoni e Rütger (2004) sistemas solares fotovoltaicos têm sido utilizados integrados à rede elétrica pública. Estas instalações podem ser integradas à edificação (no telhado ou fachada) ou de forma centralizada como em uma usina geradora, neste caso, distante do ponto de consumo.

As fontes de energia renováveis tornam-se mais competitivas e viáveis financeiramente na medida em que aumentam sua demanda, sendo a competitividade resultante da redução dos custos devido ao ganho de escala, dos avanços tecnológicos e de concorrência no mercado. Políticas públicas de incentivos financeiros, linhas de crédito e isenções fiscais também auxiliam na consolidação das energias renováveis (SILVEIRA et al., 2018). Neste contexto, as edificações de balanço energético nulo (ZEB) devem ser incentivadas no Brasil (SUDBRACK; AMORIN; SILVA, 2017).

De acordo com a Resolução Normativa RN 482/12 da ANEEL (2012) que estabelece as regras de microgeração, minigeração de energia e a compensação de energia elétrica com as redes distribuidoras, o consumidor pode “trocar” o excedente gerado pelo



sistema com a distribuidora, ou seja, o que não for consumido pela edificação é repassado por meio do "crédito" de energia, com validade de 60 meses (CORTE et al., 2017).

Em relação ao problema habitacional brasileiro, no caso da Região Sul do país, a Fundação João Pinheiro (2015) estima um déficit habitacional na ordem de 239.458 mil famílias no estado do Rio Grande do Sul. No âmbito da produção da habitação para suprir o déficit habitacional, a partir de 2009 destaca-se a produção de habitação de interesse social por meio do Programa Minha Casa, Minha Vida.

O objetivo deste estudo é investigar o consumo energético de uma habitação de interesse social consolidada na cidade de Passo Fundo e analisar a viabilidade econômica de produção de energia elétrica fotovoltaica para suprir a demanda da edificação. O objeto da pesquisa são edificações consolidadas no conjunto habitacional Canaã, do programa Minha Casa, Minha Vida, no bairro Leonardo Ilha, em área periférica da cidade de Passo Fundo, estado do Rio Grande do Sul. O foco deste trabalho será um sistema integrado à edificação e conectado à rede de distribuição, onde o consumidor pode utilizar a rede elétrica convencional para complementar a quantidade de energia necessária.

## **1. Metodologia**

Serão utilizadas como objeto de estudo quatro edificações representando as quatro orientações solares da que a edificação modelo foi implantada no empreendimento. O projeto foi desenvolvido pelo Núcleo de Pesquisa em Arquitetura Sustentável de Interesse Social, da Escola de Arquitetura e Urbanismo da IMED. Tais edificações fazem parte do projeto residencial Canaã, o qual seguiu as diretrizes nacionais do Programa Minha Casa, Minha Vida – Entidades. A radiação solar das quatro edificações será obtida por meio de simulação computacional.

A demanda de energia elétrica foi quantificada através de entrevistas com cinco famílias, as quais utilizam a edificação com finalidade exclusivamente residencial. A visita nas edificações permitiu reconhecer quais equipamentos elétricos as famílias utilizam, bem como a rotina de uso. Através das visitas foi possível ter acesso também aos dados de consumo mensais de cada família presentes nas cobranças de fornecimento de energia elétrica pela concessionária local, a fim de utilizar esses dados exatos na quantificação de geração de energia para o balanço anual.

Após a quantificação da demanda energética com base nas 12 últimas medições do consumo da concessionária para cada uma das edificações, foi realizada a

média de consumo mensal para dimensionamento do potencial de geração de energia fotovoltaica integrada a rede de distribuição.

As estratégias de projeto para uma casa de balanço energético nulo em Passo Fundo são abordadas neste trabalho na forma de revisão teórica sobre o clima local e seus condicionantes para projetos ZEB. Como balanço energético nulo entende-se que a geração de energia elétrica local é maior ou igual a energia elétrica consumida pelos usuários da edificação durante o período de um ano.

Para a análise de viabilidade financeira utiliza-se o método de cálculo de período de recuperação do investimento (payback), cálculo do valor presente líquido (VPL) e Taxa Interna de Retorno (TIR) referente ao custo de implementação do sistema fotovoltaico dimensionado para suprir a demanda das unidades habitacionais e o custo da energia elétrica no momento desta pesquisa.

## 2. Objeto De Estudo E Caracterização Climática

O objeto de estudo consiste em uma residência unifamiliar projetada e executada conforme as diretrizes nacionais do Programa Minha Casa, Minha Vida, no residencial Canaã, pertencente ao bairro Leonardo Ilha, em Passo Fundo/RS (Brasil), conforme apresentado na Figura 1.

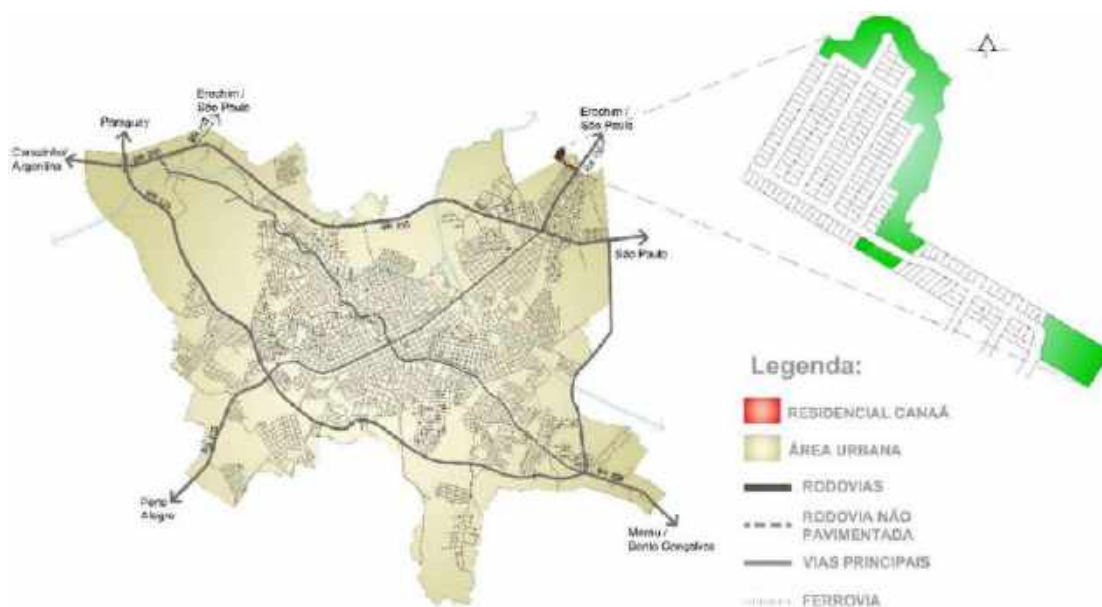


Figura 12 - Localização do objeto de estudo no município de Passo Fundo/RS.

Fonte: Autor, adaptado de PMPF (2018).

A tipologia habitacional é composta por uma sala de estar e jantar, dois quartos, cozinha, área de serviço, circulação e um banheiro, distribuídos em 45,63m<sup>2</sup>.

Quanto à implantação da edificação modelo no lote, a edificação possui quatro diferentes orientações de implantação em relação ao norte, conforme Figura 2.

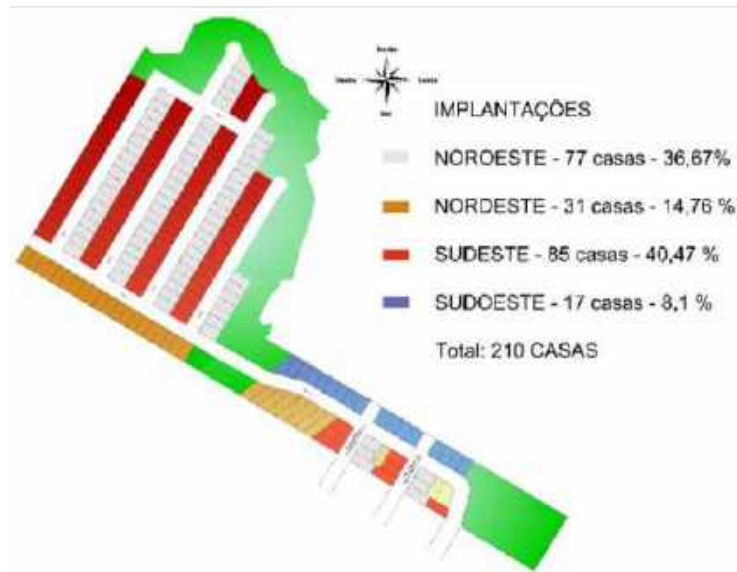


Figura 13 - Orientação solar de implantação nos lotes. Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

De acordo com a NBR 15.220 – Parte 3 (ABNT, 2003), a cidade de Passo Fundo localiza-se no zoneamento bioclimático dois (ZB2), com cota média de 687m acima do nível do mar, situada nas coordenadas 28° 15' 46" sul 52° 24' 24" oeste (PMPF, 2018). A cidade é classificada com clima mesotérmico úmido (temperado) do tipo subtropical úmido-Cfa, com temperaturas médias de inverno entre 0°C e 18°C e no mês mais quente acima de 22°C (CUNHA, MACHADO, FRITSCH, 2009). De acordo com dados do INMET, disponibilizados pelo portal do Laboratório de Eficiência Energética em Edificações da UFSC (PROJETEEE, 2018) a carta solar calculada para a cidade demonstra, conforme apresentado na Figura 3, que as melhores orientações solares são Norte e Leste, principalmente durante os meses de verão. A fachada Norte recebe insolação das 9:30 às 14:30 horas no verão, e no inverno das 6:45 às 17:15 horas. A Leste tem insolação das 5:00 às 12:00 horas no verão, e das 6:45 às 12:00 horas no inverno.

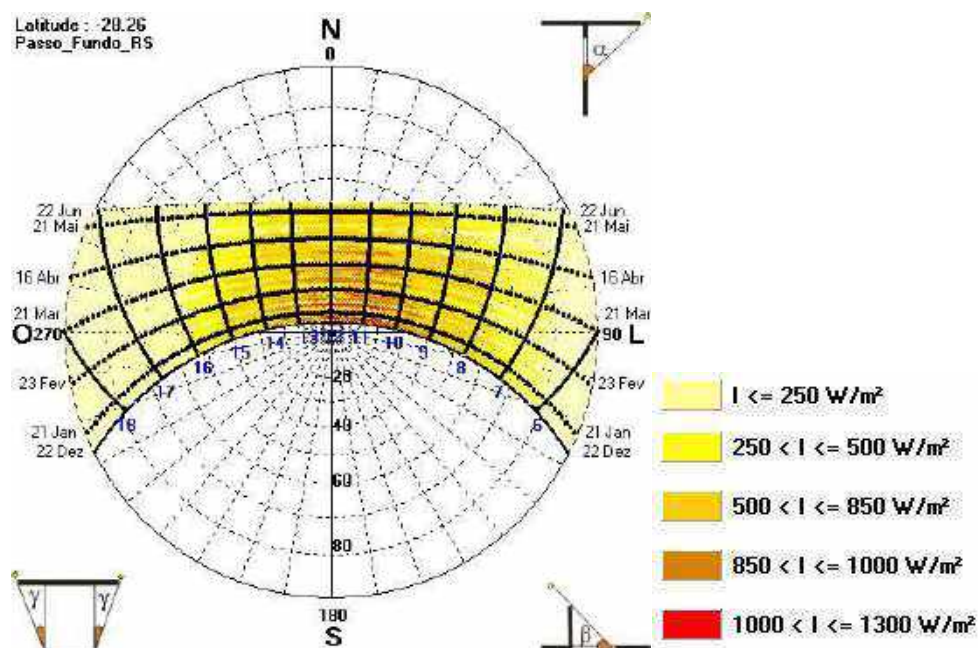


Figura 14 - Carta Solar para Passo Fundo-RS, com indicação da radiação solar no primeiro semestre anual. Fonte: Software Analysis SOL-AR (PROJETEEE, 2018).

O ângulo com a maior média diária anual de irradiação solar costuma ser usado quando se deseja a maior geração anual de energia, ou seja, 22° N. Já o ângulo com maior valor mínimo mensal de irradiação solar costuma ser uma medida conservadora, usado em situações onde o fornecimento contínuo de energia elétrica é crítico para atividade fim e por isso procura-se minimizar o risco de falta de energia (CCST/LABREN/INPE, 2017).

### 3. Radiação Solar

Para o dimensionamento do potencial de geração de energia dos painéis solares são necessários dados diários de radiação solar incidente na cobertura da edificação. Os valores das médias mensais do total diário da radiação solar (kWh/m<sup>2</sup>/dia) para o período anual foram obtidos com o uso do software *SketchUp Make* para modelar a edificação e posteriormente o software *EnergyPlus v8.7* para calcular a radiação solar incidente no plano de cobertura das quatro edificações, de acordo com a orientação solar real de cada implantação e seu plano de cobertura que não possui sombreamento, conforme Figura 4. Os dados climáticos de simulação foram calculados através do arquivo climático da cidade de Passo Fundo (RORIZ, 2012).

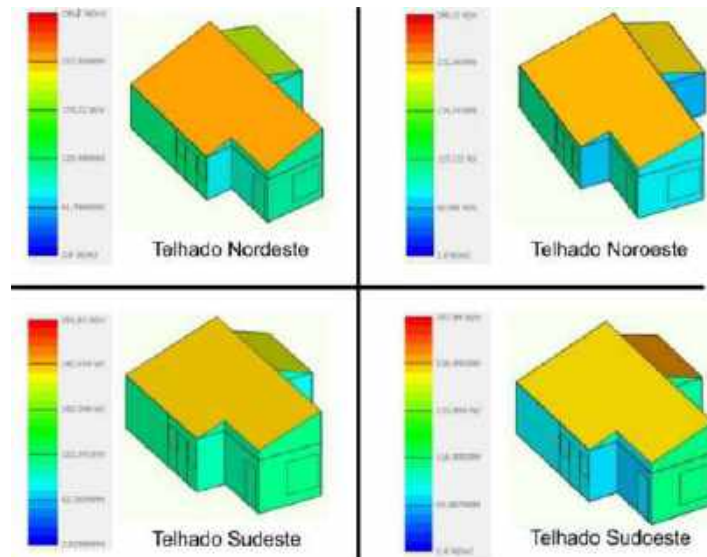


Figura 15 - Quatro diferentes orientações do plano de cobertura e a incidência de radiação solar em w/m<sup>2</sup>. Fonte: Autor (2018).

Os dados obtidos de radiação solar incidente em kWh/m<sup>2</sup> dia são apresentados na Figura 5, considerando que a área de cobertura analisada possui 37,58 m<sup>2</sup> e inclinação de 35%, ou seja, considera-se os módulos estando em paralelo ao telhado.

| Insolação da cobertura | Irradiação solar diária média mensal (kWh/m <sup>2</sup> .dia) |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
|------------------------|--|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
|                        | Jan  | Fev  | Mar  | Abr  | Mai  | Jun  | Jul  | Ago  | Set  | Out  | Nov  | Dez  |
| NORDESTE               | 7,08   | 5,87 | 5,45 | 3,92 | 3,06 | 1,89 | 2,87 | 3,45 | 4,01 | 4,31 | 6,76 | 7,25 |
| NOROESTE               | 6,67   | 5,49 | 4,97 | 3,54 | 2,76 | 1,75 | 2,54 | 3,11 | 3,71 | 4,04 | 6,42 | 6,94 |
| SUDESTE                | 7,05   | 5,58 | 4,83 | 3,26 | 2,45 | 1,55 | 2,22 | 2,81 | 3,46 | 3,99 | 6,63 | 7,31 |
| SUDOESTE               | 6,61   | 5,18 | 4,34 | 2,89 | 2,17 | 1,43 | 1,92 | 2,48 | 3,15 | 3,7  | 6,26 | 6,97 |

Figura 16 - Médias de irradiação solar do plano de cobertura analisado para cada implantação.

Fonte: Autor (2018).

#### **4. Resultados**

Com os dados de consumo medidos pela concessionária, constatou-se o consumo médio das cinco edificações residenciais na ordem de 5,40 kWh por dia, considerando uma média de 3,5 pessoas por edificação. O ganho diário por radiação solar, a qual incide no sistema fotovoltaico corresponde a 4,65 kWh/m<sup>2</sup> por dia na edificação com módulos voltados ao nordeste, 4,34 kWh/m<sup>2</sup> por dia na edificação orientada ao noroeste; 4,26 kWh/m<sup>2</sup> por dia na edificação orientada ao sudeste e 3,93 kWh/m<sup>2</sup> por dia na edificação orientada a sudoeste.

Para a etapa de dimensionamento do sistema fotovoltaico, de acordo com a metodologia de cálculo utilizada para avaliar o potencial de geração de energia solar fotovoltaica no edifício do CREA-SC (MARINOSKI; SALAMONI; RÜTHER, 2004), foram realizados cálculos de potência nominal (gerada a partir da radiação solar) necessária para atender ao consumo médio diário da edificação para estimar a área de painéis a ser instalada. Este cálculo, conforme a Equação 1, mostra a capacidade da edificação de efetivar o balanço energético nulo através da energia solar, ou seja, independente da energia da rede elétrica pública.

Equação [1]

$$P_{cc} = \frac{(E / G_{poa})}{R}$$

Onde:

$P_{cc}$  = Potência média necessária (kW<sub>pcc</sub>);

$E$  = Consumo médio diário durante o ano (kWh/dia);

$G_{poa}$  = Ganho por radiação solar: média mensal do total diário (kWh/m<sup>2</sup>/dia);

$R$  = Rendimento do sistema (%).

Desta forma, utilizando um rendimento de 80%, indicado conforme o fabricante, como demonstra a Figura 6, seria necessária uma potência instalada de 0,99 kW<sub>pcc</sub> por dia na edificação orientada a noroeste e de 0,92 kW<sub>pcc</sub> por dia na edificação orientada a nordeste e as demais orientações sudoeste e sudeste precisam instalar 1,09 kW<sub>pcc</sub> e 1,01 kW<sub>pcc</sub>, respectivamente, visando atingir o balanço energético da edificação.

$$A_{total} = \frac{P_{cc}}{E_{ff}}$$

| ORIENTAÇÃO | POTENCIA A SER INSTALADA | CONSUMO MÉDIO DIARIO (kWh) | RADIAÇÃO MÉDIA (kWh/m <sup>2</sup> /dia) | RENDIMENTO (%) |
|------------|--------------------------|----------------------------|--|----------------|
| NOROESTE   | 1,56521396               | 5,429205                   | 4,34                                     | 0,8            |
| NORDESTE   | 1,4587509                | 5,429205                   | 4,65                                     | 0,8            |
| SUDOESTE   | 1,72904633               | 5,429205                   | 3,93                                     | 0,8            |
| SUDESTE    | 1,5924537                | 5,429205                   | 4,26                                     | 0,8            |

Figura 17 - Dimensionamento de potência instalada para cada uma das edificações.

Fonte: Autor (2018).

A partir deste valor é possível verificar qual a demanda de área de cobertura para instalação do sistema fotovoltaico. Nesta etapa definiu-se que o equipamento adotado será o modelo da marca *Canadian Solar*, modelo CS6U-335M, pois o mesmo possui alta eficiência em comparação com outros modelos (17,2%), classificação energética “A”, de maior eficiência energética conforme o INMETRO e existe a possibilidade de compra no mercado local. Um micro inversor On-Grid Reno 500 Slave e um monitor On-Grid Reno 201 Master com monitoramento web, bem como estruturas de fixação na cobertura, dispositivos de proteção, cabeamento e serviço de instalação e homologação com a concessionária local. Assim, através da Equação 2, demonstra-se a área necessária de painéis fotovoltaicos para cada uma das quatro edificações.

Equação [2]

Onde:

$A_{total}$  = Área de painéis (m<sup>2</sup>);

$P_{cc}$  = Potência média necessária (kW<sub>pcc</sub>);

$E_{ff}$  = Eficiência do painel (%).

Com base na Equação 2, a área correspondente a ser utilizada pelo sistema fotovoltaico na edificação nordeste é de 8,48m<sup>2</sup> para suprir a demanda anual de energia. Para a edificação noroeste, a área equivalente de painéis solares é de 9,10m<sup>2</sup>. Para a edificação com a cobertura voltada ao sudeste, a área necessária é de 9,25m<sup>2</sup> e para suprir a demanda anual de energia na edificação sudoeste a área de cobertura a ser utilizada é



de 10,05m<sup>2</sup>. Através da área de uma placa padrão, definiu-se a quantidade de painéis fotovoltaicos que cada edificação deverá instalar fazendo o arredondamento para um número inteiro de placas instaladas.

| ORIENTAÇÃO | Área total de painel (m <sup>2</sup> ) | EFICIENCIA DO PAINEL (%) | Área do painel (m <sup>2</sup> ) | QUANTIDADE |
|------------|--|--------------------------|----------------------------------|------------|
| NOROESTE   | 9,10008115                             | 0,172                    | 1,94                             | 4,69       |
| NORDESTE   | 8,4811099                              | 0,172                    | 1,94                             | 4,37       |
| SUDOESTE   | 10,0525949                             | 0,172                    | 1,94                             | 5,18       |
| SUDESTE    | 9,25845174                             | 0,172                    | 1,94                             | 4,77       |

Figura 18 - Dimensionamento da área necessária de painéis para geração de energia em cada orientação. Fonte: Autor (2018).

Deste modo, a sequência do estudo tem como objetivo verificar o percentual de redução no consumo de energia elétrica vinda da rede, proporcionado pelo sistema fotovoltaico integrado nesta edificação. A partir da área de painéis instalados na cobertura de cada uma das quatro edificações foi possível obter a média mensal de energia gerada pelo sistema de acordo com a radiação incidente. O cálculo leva em consideração a quantidade de energia que é gerada diariamente, o número de dias em cada mês e o rendimento do sistema. A partir da mensuração de geração de energia mensal em comparação com o consumo, a Figura 8 demonstra o potencial de energético que pode ser suprido em cada uma das diferentes edificações no decorrer do ano, visando o balanço energético nulo.

| MÊS          | Consumo médio (kWh) | Geração de energia elétrica (kWh) / Relação ao consumo (%) |             |                 |             |                 |             |                 |             |
|--------------|---------------------|--|-------------|-----------------|-------------|-----------------|-------------|-----------------|-------------|
|              |                     | Nordeste   |             | Noroeste        |             | Sudeste         |             | Sudoeste        |             |
|              |                     | (kWh)  | (%)         | (kWh)           | (%)         | (kWh)           | (%)         | (kWh)           | (%)         |
| Jan          | 106,33              | 239,5858   | 225%        | 242,2075        | 228%        | 260,4617        | 245%        | 265,1527        | 249%        |
| Fev          | 141,33              | 219,0372   | 155%        | 219,9814        | 156%        | 227,4788        | 161%        | 229,2854        | 162%        |
| Mar          | 146,67              | 184,4577   | 126%        | 180,4754        | 123%        | 178,444         | 122%        | 174,0942        | 119%        |
| Abr          | 126,67              | 128,1036   | 101%        | 124,1152        | 98%         | 116,2873        | 92%         | 111,9315        | 88%         |
| Mai          | 149,67              | 110,5645   | 74%         | 107,1358        | 72%         | 96,75749        | 65%         | 93,05036        | 62%         |
| Jun          | 220,33              | 72,64928   | 33%         | 74,37897        | 34%         | 65,16321        | 30%         | 65,27496        | 30%         |
| Jul          | 161,33              | 93,80438   | 58%         | 89,05441        | 55%         | 79,18954        | 49%         | 74,36282        | 46%         |
| Ago          | 167,67              | 120,7266   | 72%         | 116,8276        | 70%         | 107,3951        | 64%         | 102,9128        | 61%         |
| Set          | 207,33              | 149,3761   | 72%         | 150,2605        | 72%         | 141,0532        | 68%         | 139,4303        | 67%         |
| Out          | 215,33              | 155,5612   | 72%         | 156,8219        | 73%         | 157,5765        | 73%         | 158,6573        | 74%         |
| Nov          | 218,67              | 252,0722   | 115%        | 257,246         | 118%        | 270,284         | 124%        | 277,09          | 127%        |
| Dez          | 120,33              | 252,0722   | 209%        | 260,702         | 217%        | 279,3801        | 232%        | 289,2349        | 240%        |
| <b>TOTAL</b> | <b>165,1383333</b>  | <b>1978,011</b>  | <b>100%</b> | <b>1979,207</b> | <b>100%</b> | <b>1979,471</b> | <b>100%</b> | <b>1980,477</b> | <b>100%</b> |

Geração maior que a demanda 


Geração menor que a demanda 



Figura 19 - Geração anual de energia elétrica e consumo médio simulado das edificações.  
Fonte: Autor (2018).

## 5. Viabilidade Econômica

Para o estudo de viabilidade econômica com base no mês de Novembro de 2018 foram adotadas as seguintes considerações:

- Sistema Fotovoltaico (SFV) com vida útil média de 25 anos;
- Consumo médio de energia elétrica de 104,47 kWh/mês;
- Unidades consumidoras monofásica com custo de disponibilidade mensal de 30 kWh;
- Consumidor residencial pertencente ao subgrupo B1, com tarifa convencional e adicional de bandeira verde de 0,80942 R\$/kWh (CPFL, 2018) com impostos inclusos;
  - Valor padrão de 5,77% a.a. para a correção da tarifa de energia elétrica, com base em reajuste anual de 2017 (CPFL, 2018);
  - Investimento inicial de R\$ 9.500,00 de acordo com pesquisas no mercado de instaladores fotovoltaicos em Passo Fundo e acréscimo de 20% a.a. para pagamento financiado;
  - Custos com operação e manutenção de 1% a.a. sobre o investimento inicial total do SFV (EPE, 2012);
  - Perda de eficiência do gerador fotovoltaico de 0,65% a.a. (EPE, 2012);
  - Reposição de inversor a cada 10 anos, representando R\$ 2.700,00 ou seja, 31,75% do investimento inicial total do SFV;
  - Taxa de juros SELIC de 6,50% referente ao mês de Novembro de 2018 (BCB, 2018).

Para a análise econômica utilizou-se três ferramentas de avaliação de investimento: payback, valor presente líquido (VPL) e taxa interna de retorno (TIR). O payback é definido, conforme Sanvicente (1997), como sendo o número de anos ou meses necessários para que o desembolso correspondente ao investimento inicial seja recuperado, ou ainda, igualado e superado pelas entradas de líquidas acumuladas.

O cálculo de valor presente líquido (VPL), apresentado na Equação 3, expressa os fluxos do projeto em termos de valores monetários da data de início do investimento e transforma os fluxos em valores atuais. Esse procedimento exige um fator para descontar os fluxos futuros. Sendo assim, usa-se a taxa de desconto ( $i$ ), o número de

períodos ao final dos quais ocorre o fluxo de caixa (n) (SANVICENTE, 1997). Neste trabalho será utilizada a Selic de Novembro de 2018, conforme dados do Banco Central.

$$VPL = FC_0 + \frac{FC_1}{(1+TMA)^1} + \frac{FC_2}{(1+TMA)^2} + \dots + \frac{FC_n}{(1+TMA)^n} \quad \text{Equação [3]}$$

A taxa interna de retorno (TIR) representa a taxa de desconto que iguala a zero o valor presente líquido dos fluxos de caixa do investimento (SANVICENTE, 1997), ou seja, a taxa que demonstra que o valor atual das entradas seja igual ao valor atual das saídas. Por meio da função “TIR” do software Microsoft Excel, obteve-se os resultados para os casos estudados.

Para o cálculo do payback foi necessário adotar um fluxo de caixa para controlar os recursos financeiros da instalação dos sistemas. Pode-se perceber que o investimento foi pago quando o fluxo de caixa se tornou positivo. Para os cálculos referentes ao VPL e TIR, considerou-se o investimento inicial e as economias geradas nos 25 anos. Os resultados encontram-se abaixo.

Foram calculadas diferentes situações econômicas considerando cenários de variação nas taxas de juros, variação da tarifa de energia elétrica fornecida pela rede e níveis de consumo de energia em comparação com investimento sendo feito à vista, em 12 e em 24 parcelas com acréscimo de juros anuais. O atual cenário econômico brasileiro com taxa de juros de 6,5% ao mês torna a geração fotovoltaica viável economicamente para o consumo de energia médio obtido, levando em consideração a atual tarifa de energia elétrica com bandeira verde, conforme demonstrado na Figura 09. Tanto o cenário de investimento à vista, quanto os dois cenários de investimento a prazo com acréscimo de juros anuais são economicamente viáveis, sendo o investimento à vista mais rentável. O payback nesta simulação ficou em 6 anos para o cenário 01. Para o cenário 02 o payback acontece entre o sétimo e oitavo ano e para o cenário 03 o payback acontece em 11 anos.



Figura 20 - Valor presente líquido positivo em três cenários de investimentos distintos considerando o consumo médio, juros mensais e tarifa de energia atual. Fonte: Autor (2018).

Através da taxa interna de retorno do investimento (TIR) é possível estipular o limite de juros que tornam o investimento rentável. Em uma simulação onde temos 18% de juros ao ano, mantendo o mesmo consumo energético mensal e a mesma tarifa de energia elétrica o investimento torna-se inviável economicamente, conforme a Figura 10, para pagamento à vista ou em parcelas ao longo de 12 e 24 meses. Assim, com 18% de juros, o investimento somente torna-se viável no cenário à vista (01) quando a tarifa de energia elétrica chegar em R\$ 0,83 ou, então, quando o consumo de energia for de 170 kWh médio por mês mantendo a tarifa de R\$ 0,81. Demonstra-se nesta simulação que o consumo de energia deve ser alto para viabilizar economicamente um investimento com maiores taxas de juros na atual tarifação energética, bem como as tarifas devem aumentar para o atual consumo permitir a viabilidade em um cenário de juros altos.



Figura 21 - Valor presente líquido negativo em três cenários de investimentos distintos considerando o consumo médio atual, alternativa de juros mensais máximos e tarifa de energia atual. Fonte: Autor (2018).

Quando consideramos a viabilidade financeira a partir da tarifa de energia elétrica, percebe-se que o investimento somente torna-se viável quando a tarifa se encontra no limite mínimo de R\$ 0,38 no cenário de pagamento à vista (01), ou seja, sem considerar o parcelamento do investimento inicial, conforme Figura 11. Nota-se que a taxa interna de retorno (TIR) ficou em 6,78%, ou seja, muito próxima da atual taxa de juros mensais de 6,5%, o que indica que uma pequena variação positiva nos juros mensais pode tornar o investimento inviável mesmo que seja mantida a tarifa de energia elétrica em R\$ 0,38. Nesta simulação o payback aconteceu em 15 anos, considerando a única simulação com valor presente líquido positivo, no cenário 01, já ultrapassando a primeira troca do inversor, o que demonstra maior capital investido sob risco financeiro. Entretanto, estas simulações com preços de energia elétrica mais baixos servem somente para estudos teóricos, já que a tendência do preço da energia é de constante crescimento.

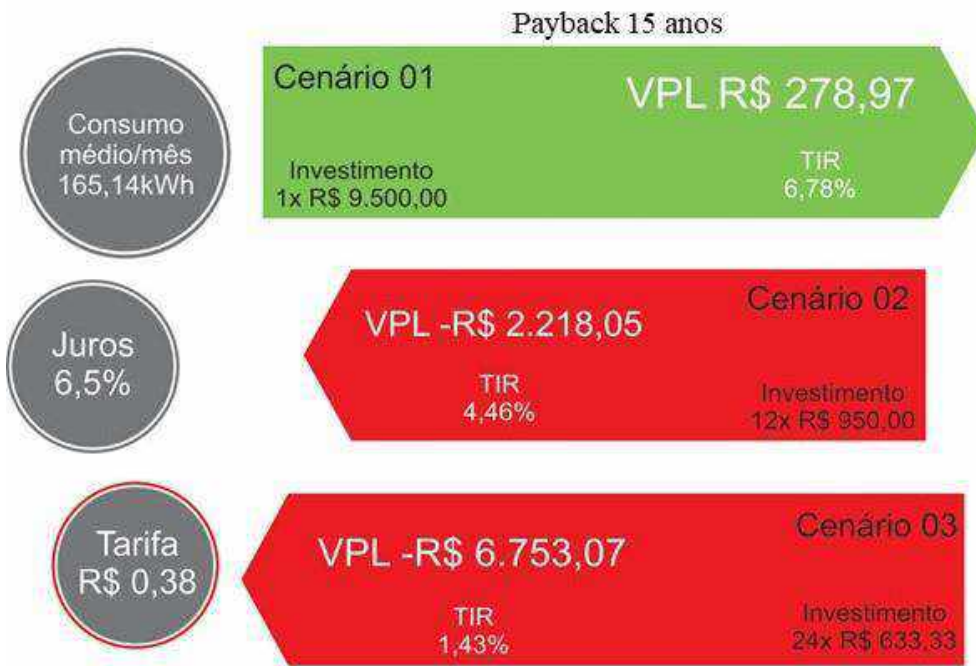


Figura 22 - Valor presente líquido positivo apenas no cenário a vista (01) e negativo nos cenários de investimentos parcelados considerando o consumo médio, juros mensais e tarifa de energia mínima viável. Fonte: Autor (2018).

Do mesmo modo, ao considerar uma variação do consumo de energia médio mensal da edificação e mantendo a atual tarifa de energia elétrica em R\$ 0,81 e a taxa de juros mensais em 6,5%, o consumo mínimo para tornar o investimento minimamente viável é de 94 kWh onde o valor presente líquido torna-se inicialmente positivo no investimento à vista (cenário 01) conforme demonstrado na Figura 12. Para o investimento tornar-se viável quando parcelado, o consumo médio deveria ser 110 kWh para pagamento em 12 parcelas e de 130 kWh para pagamento em 24 parcelas, ou seja, para faixas de consumo abaixo das mencionadas não é viável o pagamento de juros no investimento financiado em parcelas mensais. Nesta simulação o payback aconteceu em 15 anos, considerando a única simulação com valor presente líquido positivo, no cenário 01.

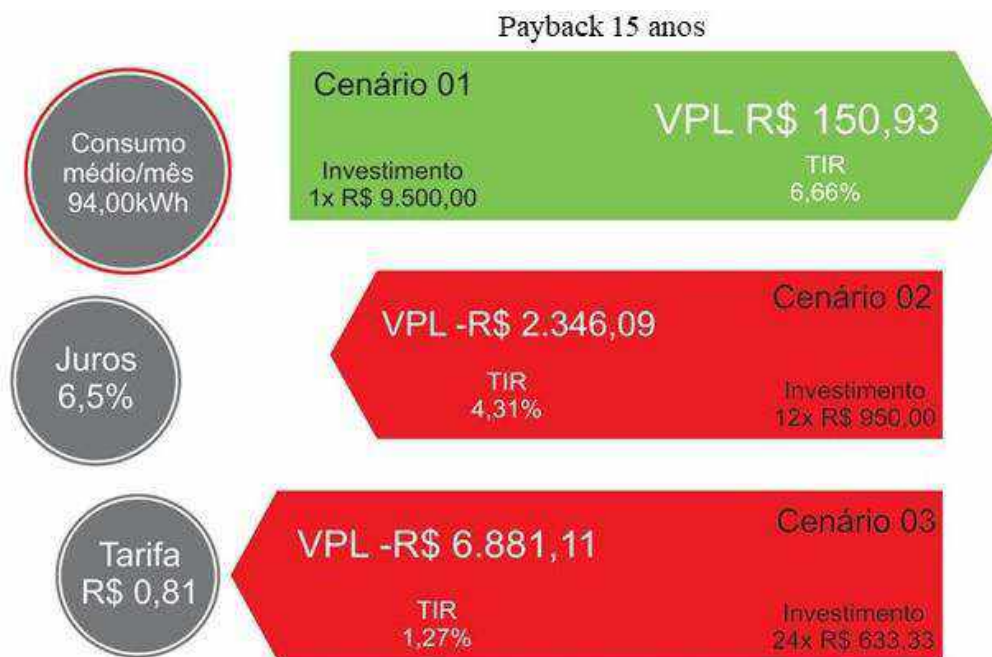


Figura 23 - Valor presente líquido positivo apenas no cenário a vista (01) e negativo nos cenários de investimentos parcelados considerando o consumo médio mínimo para VPL positiva, juros mensais e tarifa de energia.

Fonte: Autor (2018).

### Considerações Finais

Considerando a tarifa de energia elétrica de R\$ 0,81, o projeto torna-se viável financeiramente no momento deste estudo pois a tarifa de energia está elevada e a taxa de juros está baixa, resultando em um valor presente líquido positivo ao final do investimento. A atual tendência do mercado da tarifa de energia elétrica é de crescimento, o que tornaria o investimento ainda mais viável do ponto de vista financeiro. No atual cenário, a melhor taxa interna de retorno (TIR) foi de 17,74% no período de 25 anos. Caso a taxa de juros fique acima de 17,74% o investimento torna-se inviável neste cenário. A previsão para os próximos anos para a taxa SELIC é de não elevação, mantendo a geração fotovoltaica de energia uma alternativa viável no Brasil.

Nos cenários de pagamento parcelado do investimento, considerando aqueles onde o investimento é viável, aplicou-se uma taxa de acréscimo no valor do sistema fotovoltaico para 12 parcelas e 24 parcelas. O VPL tornou-se positivo apenas para tarifas altas de energia e juros baixos, resultando em um valor final do sistema fotovoltaico de R\$ 11.400,00 para 12 parcelas (anual) e R\$ 15.200,00 para o pagamento em 24 parcelas (bianaual).

O investimento torna-se inviável quando a tarifa de energia é baixa e fica no limite viável de R\$ 0,38, ou seja, apenas no cenário em que são cobradas bandeiras tarifárias acima de R\$ 0,38 o sistema se torna viável economicamente para pagamento à vista (Figura 11). Neste cenário payback ocorre entre 15 e 16 anos de investimento, ou seja, leva mais tempo do que o melhor cenário na Figura 10, deixando o capital investido exposto a riscos, além de contabilizar a primeira troca do inversor antes de obter payback.

Quanto ao consumo energético necessário para a viabilidade financeira da geração de energia elétrica fotovoltaica conclui-se que para consumos abaixo de 94kWh por mês, em média, não é viável gerar energia *in loco*, sendo mais rentável continuar consumindo energia da infraestrutura elétrica da concessionária. Quando o consumo energético for maior, a rentabilidade torna-se gradativamente maior até atingir o pico de produção do sistema fotovoltaico utilizado neste estudo. Para demandas maiores de energia o custo para a instalação de um sistema fotovoltaico de maior potência aumentará o valor investido.

Considerando o atual cenário econômico de tarifas de energia crescentes, juros baixos para financiamento bancário e a queda constante no custo de instalação e manutenção de sistemas fotovoltaicos, conclui-se que é viável financeiramente para a demanda pesquisada a instalação de um kit de energia solar, podendo ser rentável, inclusive, dividir o valor do investimento em até 24 parcelas mensais. Acrescenta-se a isso, porém, a incerteza perante o longo prazo de 25 anos de vida útil do sistema, onde os juros podem alternar de acordo com a movimentação do mercado e manutenções do sistema devido a intempéries podem diminuir a rentabilidade projetada.

A respeito da demanda média de energia elétrica, considera-se importante ressaltar que, apesar das edificações possuírem sistema de aquecimento solar de água para chuveiro, nenhuma das edificações visitadas possui o sistema em operação, pois o mesmo não funciona devido a problemas técnicos, obrigando os moradores a isolarem o sistema e utilizarem chuveiro elétrico convencional durante todo o ano. Este fato gera um agravante no diagnóstico de energia pois o chuveiro elétrico torna-se o equipamento de maior consumo em todas as edificações pesquisadas.

Na análise econômica, o payback nos três casos foi inferior a 25 anos e ocorre de forma mais rápida quando o investimento é feito sem parcelamento, combinado com maiores tarifas de energia elétrica e baixos juros mensais. O VPL apresentou valores positivos ao final do período analisado e a TIR ficou superior a taxa de juros considerada na análise. Portanto, a viabilidade dos cenários de projeto foi comprovada através das

ferramentas de análise de investimentos utilizadas, tornando viável a consolidação do balanço energético nulo nas edificações em análise.

## **Referências Bibliográficas**

ABNT – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 15220: desempenho térmico de edificações – Parte 3: zoneamento bioclimático brasileiro e estratégias de condicionamento térmico passivo para habitações de interesse social. Rio de Janeiro, 2005.

ABNT. Associação Brasileira de Normas Técnicas. NBR 15575: edifícios habitacionais - desempenho. Rio de Janeiro: ABNT, 2013.

BEN 2017 – BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL. DISPONÍVEL EM: < [HTTPS://BEN.EPE.GOV.BR/DOWNLOADS/RELATORIO\\_FINAL\\_BEN\\_2017.PDF](HTTPS://BEN.EPE.GOV.BR/DOWNLOADS/RELATORIO_FINAL_BEN_2017.PDF) > ACESSO EM: 05 DE JUN. 2018.

BRASIL. Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior. Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial - INMETRO. LEI Nº 10.295, DE 17 DE OUTUBRO DE 2001. INMETRO. Disponível em:< <http://www.inmetro.gov.br/qualidade/pdf/lei10295.pdf>>. Acesso 20 ago. 2018.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012. Disponível em:< <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso 20 ago. 2018.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Plano Nacional de Eficiência Energética: Premissas e Diretrizes Básicas. Portaria n594 de 19 de outubro de 2011. Disponível em: <

<http://www.mme.gov.br/documents/10584/1432134/Plano+Nacional+Efici%C3%Aancia+Energ%C3%A9tica+%28PDF%29/74cc9843-cda5-4427-b623-b8d094ebf863>>

BCB - BANCO CENTRAL DO BRASIL. Histórico das Taxas de Juros. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/Pec/Copom/Port/taxaSelic.asp>>. Acesso em novembro de 2018.

CORTE, Carla Dalla et al. ANÁLISE DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR EM RESIDÊNCIAS DE PASSO FUNDO – RS. VI SICS - Seminário Internacional de Construções Sustentáveis. Faculdade Meridional IMED, Passo Fundo. 2017.



CUNHA, E. G.; MACHADO, N, R, S.; FRITSCH, R. C. Aquecedor solar passivo para a cidade de Passo Fundo, RS: caracterização do desempenho com funcionamento em ciclo aberto e fechado. V Encontro Nacional e III Latinoamericano de Conforto no Ambiente Construído - ELECS. Recife, 2009.

CCST/LABREN/INPE, 2017. Atlas Brasileiro de Energia Solar - 2ª Edição. São Paulo - SP. <http://www.cresesb.cepel.br/index.php#data>

CPFL – COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ. Taxas e Tarifas. 09 de novembro de 2018a. Disponível em: <[http:// https://servicosonline.cpfl.com.br/agencia-webapp/#/taxas-tarifas](http://https://servicosonline.cpfl.com.br/agencia-webapp/#/taxas-tarifas)>. Acesso em novembro de 2018.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira. Nota Técnica EPE. Ministério de Minas e Energia, Rio de Janeiro, maio de 2012. Disponível em: <[http://www.cogen.com.br/content/upload/1/documentos/Solar/Solar\\_COGEN/NT\\_EnergiaSolar\\_2012.pdf](http://www.cogen.com.br/content/upload/1/documentos/Solar/Solar_COGEN/NT_EnergiaSolar_2012.pdf)> Acesso em novembro de 2018.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Demanda de Energia 2050. Nota Técnica DEA 13/15. Rio de Janeiro, 2016. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-202/DEA%2013-15%20Demanda%20de%20Energia%202050.pdf>>. Acesso em novembro de 2018.

INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, NORMALIZAÇÃO E QUALIDADE INDUSTRIAL. Regulamento Técnico da Qualidade para o Nível de Eficiência Energética de Edificações Residenciais, RTQ-R. Eletrobrás, 2010.

INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, NORMALIZAÇÃO E QUALIDADE INDUSTRIAL. Regulamento Técnico da Qualidade para o Nível de Eficiência Energética de Edifícios Comerciais, de Serviços e Públicos, RTQ-C. Eletrobrás, 2009.

LAMBERTS. R.; DUTRA. L.; PEREIRA. F. Eficiência Energética na Arquitetura. São Paulo: PW EDITORES, 2014.

CORTE, Carla Dalla et al. ANÁLISE DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR EM RESIDÊNCIAS DE PASSO FUNDO – RS. Seminário Internacional de Construções Sustentáveis, Passo Fundo, 2017.

MARINOSKI, Devis Luis; SALAMONI, Isabel Tourinho; RÜTHER, Ricardo. PRÉ-DIMENSIONAMENTO DE SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO: ESTUDO DE CASO DO EDIFÍCIO SEDE DO CREA-SC. I CONFERÊNCIA LATINO-

AMERICANA DE CONSTRUÇÃO SUSTENTÁVEL X ENCONTRO NACIONAL DE TECNOLOGIA DO AMBIENTE CONSTRUÍDO, São Paulo, 2004.

PACHECO, Miguel Teixeira Gomes; GHISI, Enedir; LAMBERTS, Roberto. Proposição de estratégias para obtenção de Edifícios de Energia Zero. Centro Brasileiro de Eficiência Energética em Edificações (CB3E). Florianópolis. Disponível em: <[http://cb3e.ufsc.br/sites/default/files/ProposicaoEstrategiasEnergiaZero\\_28082013.pdf](http://cb3e.ufsc.br/sites/default/files/ProposicaoEstrategiasEnergiaZero_28082013.pdf)>.

SUDBRACK, Larissa; AMORIN, Cláudia; SILVA, Caio. Estratégias Para O Balanço Energético Nulo No Contexto Climático De Brasília. XIV ENCAC, X ELACAC, Balneário Camboriu, Balneário Camboriu, n. 1, p. 1337–1347, 2017.

VIEIRA, Rafael; CABRAL, Isabelle. Viabilidade Econômica X Viabilidade Ambiental Do Uso De Energia Fotovoltaica No Caso Brasileiro : Uma Abordagem No Período Recente . III Congresso Brasileiro de Gestão Ambiental, [s. l.], p. 1–12, 2012.

VOSS, K. and MUSALL, E. Net Zero Energy Buildings: International projects of carbono neutrality in buildings. Ed. Green Books. Munique, 2013.

### **Biografia Dos Autores**

**Marcos Vinícius De Lima** é Arquiteto Urbanista, mestrando em Projeto de Arquitetura e Urbanismo na área de "Tecnologia, projeto e gestão do ambiente construído" com ênfase em eficiência energética no ambiente construído. Graduado em Arquitetura e Urbanismo pela Universidade de Passo Fundo (2012). Atuação profissional desde 2013 com ênfase em Projeto de Arquitetura e Eficiência Energética, gerenciando escritório próprio com projetos de edificações verticais, arquitetura residencial, comercial e clínicas.

E-mail: [1116610@imed.edu.br](mailto:1116610@imed.edu.br)

**Lauro André Ribeiro** concluiu o doutorado no Programa MIT Portugal em Sistemas Sustentáveis de Energia pela Universidade de Coimbra em 2015. Possui graduação em Administração de Empresas (2005) e mestrado em Administração de Empresas com ênfase em Gestão de Tecnologia e da Produção (2008) pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Possui experiência na área de Sustentabilidade, Gestão Socioambiental, Energias Renováveis e Políticas Energéticas. Atualmente é Professor no Programa de Pós-graduação Stricto Sensu em Arquitetura e Urbanismo da IMED (PPGARQ) e da Graduação em Arquitetura e Urbanismo da IMED em Passo Fundo/RS.

E-mail: [lauro.ribeiro@imed.edu.br](mailto:lauro.ribeiro@imed.edu.br)

**Tháisa Leal Da Silva** possui doutorado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores pela Universidade de Coimbra - Portugal (2015), mestrado em Microeletrônica pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul - UFRGS (2009), e graduação em Ciência da Computação pela Universidade Federal de Pelotas - UFPel (2006). Atualmente é Docente no Programa de Pós-Graduação Stricto Sensu em Arquitetura e Urbanismo (PPGARQ-IMED) e nos cursos de Graduação em Arquitetura e Urbanismo, e Ciência da Computação da IMED. Sua pesquisa está focada na área de sustentabilidade, com ênfase nos seguintes temas: cidades inteligentes, eficiência energética, resíduos sólidos, mobilidade urbana, arquitetura inclusiva, e codificação de imagens e vídeos.

E-mail: [thaisa.silva@imed.edu.br](mailto:thaisa.silva@imed.edu.br)

## CAPÍTULO XXIV

### **Valoração da energia gerada por pequenas centrais hidrelétricas no setor elétrico brasileiro**

MIGUEL MORAES MARTINS SEGUNDO<sup>1</sup>

MARCELO RODRIGUES BESSA<sup>2</sup>

**Resumo:** O Brasil é caracterizado por possuir uma Matriz Elétrica energia limpa por conta da fonte hidráulica que representa quase 70% de toda a capacidade instalada de geração de energia elétrica no país. Entretanto, por mais que o país ainda possua grande potencial hidrelétrico, restrições socioambientais dificultam a construção de usinas hidrelétricas. A melhor maneira de aproveitar esse potencial remanescente é através de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs). Esses empreendimentos agregam inúmeros benefícios ao Brasil já que produzem energia elétrica barata, sem intermitência, com baixo impacto ambiental, reduzem perdas na transmissão de energia e são investimentos que retornam à União quando acaba o período de concessão dessas usinas. Por mais que as PCHs tragam tantos benefícios ao país, sua participação na Matriz Elétrica Brasileira ainda é tímida, com pouco mais de 3% da capacidade instalada. Paralelamente a isso, o planejamento da expansão do Setor Elétrico Brasileiro tem se apoiado principalmente nas fontes eólica e solar. Essas fontes, embora sejam capazes de gerar energia renovável com baixo impacto ambiental, são intermitentes e, conseqüentemente, possuem bruscas reduções em seu atendimento à demanda. Para compensar essa intermitência das fontes eólica e solar o Brasil vem ampliando seu parque termelétrico. O problema é que essas UTEs são mais poluentes e possuem maior custo operacional do que as outras fontes energéticas. Além disso, as PCHs, que são altamente benéficas para o país, ficam de fora do planejamento da expansão do SEB. Dessa forma, é importante valorar a energia gerada pelas PCHs no contexto do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) para que haja remuneração adequada e fomento dessa fonte limpa de energia. O presente trabalho propõe uma metodologia própria para valoração da energia gerada por PCHs que leva em consideração dois aspectos: energético e ambiental. Os resultados obtidos mostram que é necessário que as PCHs sejam melhores remuneradas no Setor Elétrico Brasileiro, considerando os benefícios que essa fonte agrega ao país.

**Palavras-Chave:** {Pequenas Centrais Hidrelétrica; Valoração Energética; Valoração Ambiental; Custo de Oportunidade.

#### **Introdução**

Os compromissos internacionais que dizem respeito à mitigação das mudanças climáticas assumidos pelo Brasil influenciam o país a inserir cada vez mais fontes renováveis de energia elétrica, principalmente a eólica e a solar em sua matriz, embora o país já conte com uma produção de energia elétrica majoritariamente limpa

---

<sup>1</sup> PPGERHA-UFPR

<sup>2</sup> PPGERHA-UFPR

devido à significativa presença de usinas hidrelétricas. Isso fica evidente, por exemplo, no Plano Decenal da Expansão da Energia 2026 (EPE, 2017). O problema é que, como essas fontes eólica e solar são intermitentes, é necessário que se tenha outra fonte de energia que possa atender a demanda rapidamente quando houver diminuição brusca em sua geração.

As fontes que podem garantir a segurança da geração são a hidrelétrica e a termelétrica. A primeira, além de se tratar de fonte de energia elétrica limpa e ser a mais barata, é abundante no Brasil. Entretanto, restrições socioambientais dificultam a construção de grandes usinas hidrelétricas, em especial as que possuem reservatórios de regularização. Pode-se então aproveitar esse potencial com as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs). Esse tipo de empreendimento, além de gerar energia limpa, barata, com baixo impacto ambiental e próxima aos centros de carga do ponto de vista energético (o que diminui as perdas na transmissão de energia), em geral possui capacidade de regularizar vazões em curtos períodos de tempo – em escala horária, diária ou até semanal - o que pode ajudar na segurança em relação às fontes intermitentes de energia (até porque os potenciais de PCHs estão espalhados por todo o território brasileiro e, portanto, abrangem os diferentes regimes hidrológicos do país).

No caso da opção por Usinas Termelétricas (UTES) para dar segurança às fontes intermitentes, que é o que tem sido mais comum no Brasil, tem-se uma fonte mais cara, mais poluente e que, por necessitar de um processo de aquecimento de motor (chamado rampa de aquecimento), muitas vezes não consegue entregar instantaneamente a energia elétrica para atender a demanda. A escolha por usinas termelétricas vai na contramão da preocupação mundial com relação a mudanças climáticas por se tratar de uma fonte de energia extremamente poluente e contrária à lógica econômica de minimizar o custo de energia elétrica para o consumidor final, por se tratar de um processo de geração de energia mais caro.

Apesar das distintas características e custos envolvidos nas diferentes fontes de energia elétrica, a formação de preço de energia no Setor Elétrico Brasileiro não leva isso em consideração. Dessa forma, uma fonte de energia que agrega mais segurança e confiabilidade no sistema não chega a ser remunerada por isso.

É necessário, portanto, valorar a energia que é gerada por cada fonte de energia, de tal forma que essas fontes venham a ser remuneradas por todo o benefício que trazem à sociedade brasileira. Isso pode ainda auxiliar os tomadores de decisão do SEB em seu planejamento.

Dessa forma, o presente trabalho visa a valoração da energia gerada por Pequenas Centrais Hidrelétricas visto que, como explicado anteriormente, essa fonte agrega diferentes benefícios ao sistema, é uma energia limpa e barata, e o Brasil ainda possui grande potencial hidrelétrico inexplorado.

## **Desenvolvimento**

Visando estimar o valor da energia gerada por PCHs no Sistema Elétrico Brasileiro, o presente trabalho utilizou uma metodologia própria que leva em consideração dois aspectos diferentes: 1) valor energético (valor de uso); 2) valor ambiental (valor de não uso). Em ambos os casos a análise feita considera os impactos provenientes da substituição da geração de energia elétrica de PCHs por usinas termelétricas (UTES).

## **1 Metodologia**

A metodologia proposta no presente trabalho busca valorar a energia gerada pelas PCHs levando em consideração o custo de oportunidade<sup>3</sup> na geração de energia em comparação com as UTES (valor energético) e a emissão de poluição atmosférica evitada ao se utilizar PCHs (valor ambiental). Com a estimativa de cada um desses dois valores, o valor da energia gerada pelas PCHs no Sistema Interligado Nacional (SIN) é a soma de ambos.

### **1.1 Valoração Energética**

Para a estimativa do valor energético da energia gerada por PCHs no SEB deve-se considerar o custo de oportunidade ao utilizar essa fonte de energia ao invés de usinas termelétricas (UTES). Ou seja, o custo de oportunidade representa o quanto se deixa de gastar ao escolher para geração de energia as PCHs e não UTES.

O primeiro passo para essa estimativa é a obtenção dos dados de geração de energia por PCHs e UTES no SIN, disponibilizados no relatório mensal Infomercado da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que é acessível pelo site da mesma. Entretanto, esses relatórios mensais só apresentam dados específicos de geração de energia por PCHs a partir de 2010 (no período anterior a isso são apresentados dados

---

<sup>3</sup> Custo de oportunidade é o termo utilizado quando o tomador de decisão escolhe investir em uma alternativa ao invés de outras e, dessa forma, renuncia aos benefícios das demais alternativas (DENARDIN, 2004). Em outras palavras, é o custo da escolha de alguma coisa em detrimento a outras.

de geração hidrelétrica em geral, sem discriminar UHEs e PCHs). Dessa forma, o presente trabalho limitou-se a utilizar dados mensais de janeiro de 2010 a dezembro de 2018, resultando em um período de análise de 8 anos (96 meses).

Com os dados mensais de geração de energia por PCHs e UTEs no SIN obtidos em megawatt-hora (MWh), é necessário “transformar” a geração por PCHs em geração térmica para posterior comparação e verificação do custo de oportunidade. Como se trata do montante de energia gerada, a “transformação” da energia gerada por PCHs para UTEs não envolve qualquer operação matemática, bem como não necessita de correção por conta de fator de capacidade – considera-se simplesmente que essa quantidade de energia gerada pelas PCHs é gerada por UTEs. O custo de oportunidade mensal na geração de energia por PCHs ao invés de UTEs será dado pela diferença entre o custo de geração referente a dois termos: 1) a quantidade total de energia gerada mensalmente de fato por UTEs no SIN ( $E_{UTE}$ ); e 2) a soma da quantidade total de energia gerada mensalmente por PCHs e UTEs no SIN ( $E_{UTE+PCH}$ ).

Para saber qual é o custo de oportunidade ao se transformar a energia gerada por PCHs em UTEs é necessário utilizar uma curva acumulada das usinas termelétricas no SIN que reflita o aumento no custo conforme maior acionamento de UTEs, chamada de Curva da Ordem de Mérito das UTEs. Os arquivos “CLAST.DAT” e “TERM.DAT” utilizados pelo ONS no planejamento e operação do SIN através do modelo Newwave contém os dados relativos às UTEs do SIN (nome, tipo de combustível, capacidade instalada e custo). Com esses dados é possível traçar a Curva de Ordem de Mérito das UTEs que relaciona o custo e a capacidade instalada de cada usina acumuladamente. Os arquivos utilizados no presente trabalho são de dezembro de 2017.

Porém, como a Curva de Ordem de Mérito de UTEs no SIN representa o custo da geração de energia em função da capacidade instalada (MW) e não da energia propriamente gerada, é necessário transformar  $E_{UTE+PCH}$  e  $E_{UTE}$  em potência ( $P_{UTE+PCH}$  e  $P_{UTE}$ ). Isso se dá através da utilização de um fator de capacidade para os empreendimentos de geração de energia. O fator de capacidade médio utilizado é o mesmo porque a energia gerada pelas PCHs foi “transformada” em energia gerada por UTEs, conforme descrito anteriormente.

Dessa forma, o fator de capacidade médio utilizado foi calculado através da média ponderada dos fatores de capacidade das UTEs do SIN (apresentados no arquivo “TERM.DAT”) em relação às suas respectivas potências instaladas. O fator de

capacidade médio calculado foi de 0,8158 (81,58%). Isso significa que para 1 MW de potência instalada em UTE, tem-se uma garantia física igual a 0,8158 MW médio<sup>4</sup>.

Com a energia gerada mensalmente por UTEs e PCHs transformada em potência instalada é possível utilizar a Curva de Ordem de Mérito de UTEs no SIN para cálculo do custo correspondente à geração de energia ( $C_{UTE+PCH}$  e  $C_{UTE}$ ). Com o custo da energia gerada por UTEs e o custo da energia gerada por UTEs e PCHs juntas (lembrando que a geração de energia por PCHs foi “transformada” em energia termelétrica de acordo com a metodologia proposta), é possível calcular para cada mês do período de estudo o custo de oportunidade na geração de energia pela utilização de PCHs ao invés de UTEs. Esse procedimento de cálculo do custo de oportunidade é feito para cada mês do período de estudo. A Figura 1 apresenta o procedimento de obtenção do custo de oportunidade mensalmente na geração de energia utilizando-se PCHs ao invés de UTEs na Curva de Ordem de Mérito das UTEs.

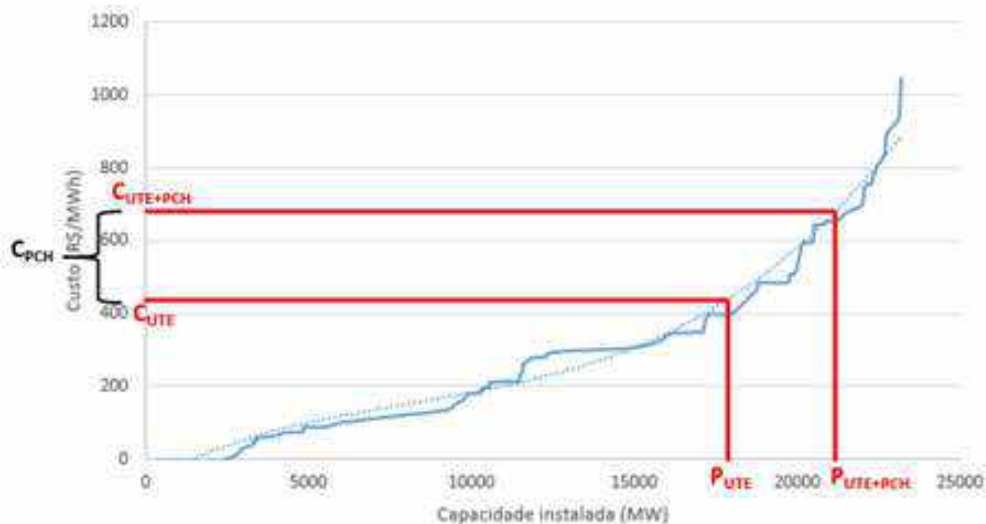


Figura 1 - Procedimento para cálculo do custo de oportunidade utilizando PCHs ao invés de UTEs

Fonte: O autor (2019)

Entretanto, o custo de oportunidade é calculado com base nos custos de UTEs que constam nos arquivos “CLAST.DAT” e “TERM.DAT” que o ONS utiliza para planejamento e operação do SIN que, conforme mencionado no início deste capítulo, são

---

<sup>4</sup> MWmédio é uma unidade que representa a produção de energia produzida pela operação contínua de um megawatt (MW) de capacidade instalada durante um determinado período de tempo. Ou seja, 1 MW médio é calculado por 1 MWh dividido por uma hora (MWh/h). Dessa forma, 1 MW médio em um mês representa 1 MW x 726 horas = 726 MWh (ENERGISA COMERCIALIZADORA, 2018).



de dezembro de 2017. Como dinheiro varia ao longo do tempo, é necessário corrigir os valores obtidos nos cálculos mensais do custo de oportunidade, trazendo-os a Valor Presente ( $C_{UTE+PCH(VP)}$  e  $C_{UTE(VP)}$ ).

Considerando que os dados utilizados vão até dezembro de 2018, o Valor Presente considerado foi o mês de janeiro de 2019. A correção dos custos evitados é feita com a utilização da Taxa Selic, que são disponibilizados no site do Banco Central do Brasil (BCB). No caso da correção monetária necessária para a valoração energética, utiliza-se o valor correspondente à correção de dezembro de 2017 para janeiro de 2019 que, de acordo com os dados fornecidos pelo BCB, é de 10,88% no período.

Com os custos de oportunidade mensais já calculados anteriormente devidamente corrigidos monetariamente para o Valor Presente, o valor energético da geração de energia por PCHs corresponde à média dos custos de oportunidade mensais a Valor Presente.

## 1.2 Valoração Ambiental

A estimativa do valor ambiental da energia gerada por PCHs é feita considerando o custo de oportunidade da emissão de poluentes na atmosfera ao se utilizar essa fonte ao invés de UTEs. Para isso, é necessário definir os critérios de emissão de gases na atmosfera para cada fonte de geração de energia, especialmente a fonte térmica que pode funcionar com diferentes tipos de combustíveis.

Neste trabalho optou-se por utilizar duas fontes diferentes que estimam a emissão de gases de efeito estufa na atmosfera: 1) Florez-Orrego (2014); e 2) Miranda (2012). Ambos os estudos apresentam valores de emissão em função apenas do dióxido de carbono equivalente ( $CO_{2eq}$ ) para as diferentes fontes de energia elétrica. Dessa forma é possível comparar os resultados encontrados ao final deste estudo.

A quantidade de  $CO_{2eq}$  emitida em cada tipo diferente de usina é estimada no trabalho de Florez-Orrego (2014) com base em emissões diretas (no processo de geração de energia) e indiretas (ao longo do processo construtivo e de fabricação das estruturas dos empreendimentos) e, de acordo com o autor, se enquadra dentro dos limites mínimos e máximos previstos na literatura técnica. Esses dados podem ser observados na Tabela 1.

Tabela 5 - Comparação das emissões de CO<sub>2</sub>eq da eletricidade brasileira obtidas em Florez Orrego (2014) e as reportadas na literatura em Weisser (2007) e Lenzen et al. (2006)

| <b>Usina</b>           | <b>Emissões de CO<sub>2</sub>eq<br/>(gCO<sub>2</sub>eq/kWh)</b> | <b>Emissões de CO<sub>2</sub>eq (Mín-Máx)<br/>(gCO<sub>2</sub>eq/kWh)</b> |
|------------------------|---|---|
| Term. Carvão           | 892,33  | 760-1280  |
| Term. Óleo Combustível | 725,67  | 520-1200  |
| Term. Gás Natural      | 484,11  | 400-800   |
| Term. Biomassa         | 96,78   | 40-100  |
| Usinas Nucleares       | 27,54   | 4-28  |
| Usinas Eólicas         | 3,00  | 8-32  |
| Usinas Hidrelétricas   | 4,33  | 0-36  |

Fonte: O Autor, adaptado de Florez Orrego (2014)

No trabalho de Florez Orrego (2014) não estão contempladas as UTEs movidas a resíduos e não são especificadas as UTEs movidas a GNL (Gás Natural Liquefeito) e óleo diesel. Dessa forma, no presente trabalho optou-se por atribuir às UTEs movidas a resíduos zero emissão de CO<sub>2</sub> equivalente na atmosfera, enquanto que para as UTEs movidas a GNL o valor de emissão utilizado é o mesmo das UTEs movidas a Gás Natural (em estado gasoso) e para as UTEs movidas a óleo diesel o valor utilizado de emissão de CO<sub>2</sub> equivalente foi o mesmo das UTEs movidas a óleo combustível.

Já no trabalho de Miranda (2012), a quantidade de CO<sub>2</sub> equivalente emitida para cada tipo de usina de geração de energia é feita com base em uma extensa revisão de literatura técnica. O resultado encontrado pela autora pode ser observado na Tabela 2.

Tabela 6 - Fatores de emissão de gases de efeito estufa das tecnologias de geração de eletricidade

| <b>Tecnologia de geração</b> | <b>Fator de emissão<br/>(gCO<sub>2</sub>eq/kWh)</b> |
|------------------------------|---|
| Term. Carvão                 | 1.144   |

|                        |     |
|------------------------|-----|
| Term. Óleo Combustível | 781 |
| Term. Gás Natural      | 518 |
| Term. Óleo Diesel      | 829 |
| Usinas Nucleares       | 14  |
| Usinas Eólicas         | 16  |
| Usinas Hidrelétricas   | 86  |

Fonte: O Autor, adaptado de Miranda (2012)

Da mesma forma que no trabalho de Florez Orrego (2014), o estudo de Miranda (2012) não contempla as UTEs movidas a resíduos e, portanto, considerou-se que as emissões desse tipo de usina são nulas. Além disso, as UTEs movidas a GNL tiveram seus valores de emissão considerados iguais às UTEs movidas a gás natural (em estado gasoso).

Com os dois critérios de emissões de CO<sub>2</sub> equivalente na atmosfera pelas usinas do SIN definidos, é possível iniciar o procedimento de estimativa do valor ambiental da energia gerada por PCHs. Inicialmente é necessário utilizar os dados da Curva de Ordem de Mérito de UTEs no SIN já mencionada na seção anterior. Entretanto, para a valoração ambiental optou-se por utilizar os dados da curva considerando a geração de energia efetivamente para cada UTE ao invés de sua capacidade instalada. Ou seja, com os dados dos arquivos “CLAST.DAT” e “TERM.DAT”, utilizados pelo ONS para planejamento e operação do SIN, é necessário multiplicar a capacidade instalada de cada UTE da lista pelo fator de capacidade médio calculado e já definido anteriormente neste trabalho (de 0,8158 ou 81,58%). Com isso tem-se uma relação das usinas pelo nome, tipo de combustível, custo, capacidade e energia gerada.

Considerando os dois critérios de emissões de gases a partir da geração de energia elétrica selecionados neste trabalho – Florez Orrego (2014) e Miranda (2012) – deve-se atribuir para cada UTE listada nos arquivos “CLAST.DAT” e “TERM.DAT” o respectivo fator de emissão de gases de efeito estufa (em gCO<sub>2</sub>eq/kWh) de acordo com o combustível utilizado em cada uma delas. Em seguida, para padronizar as unidades utilizadas neste procedimento, é necessário converter os fatores de emissão de gCO<sub>2</sub>eq/kWh para tCO<sub>2</sub>eq/MWh, simplesmente dividindo-os por 1.000.

Possuindo os fatores de emissão em tCO<sub>2</sub>eq/MWh para cada UTE do SIN, é necessário então verificar qual é a emissão correspondente a cada mês de geração de energia do período de estudo (janeiro de 2010 a dezembro de 2018). Isso é feito para a

diferença na geração mensal de energia elétrica por UTEs ( $E_{UTE}$ ) e para a geração mensal de energia elétrica por UTEs e PCHs ( $E_{UTE+PCH}$ ), já definidos anteriormente.

Com a quantidade de energia elétrica gerada no mês (por UTEs e depois por UTEs e PCHs juntas) é possível verificar o fator de emissão de CO<sub>2</sub>eq da última UTE despachada para atender o montante de energia gerada mensalmente, considerando o custo de oportunidade relativo ao despacho termelétrico.

Embora a diferença entre a energia mensal gerada por UTEs e por PCHs e UTEs juntas seja simplesmente o montante de energia gerado por PCHs, para calcular o fator de emissão de CO<sub>2</sub>eq para cada mês é necessário analisar quais são as UTEs utilizadas no SIN para geração da energia correspondente, já que cada tipo de combustível reflete em um fator de emissão diferente.

Com isso, chega-se então em um fator de emissão de tCO<sub>2</sub>eq/MWh mensal que corresponde à quantidade de gases de efeito estufa medida em CO<sub>2</sub>eq que se evita emitir à atmosfera utilizando-se PCHs ao invés de UTEs. Para transformar esse fator de emissão em um valor, é necessário algum mecanismo que possa monetizá-lo.

No presente trabalho opta-se por utilizar o Custo Social do Carbono (SCC – Social Cost of Carbon), calculado pela Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos da América (EPA – Environmental Protection Agency). Esse SCC mede, em dólares, os danos de longo termo causados por uma tonelada de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) emitida na atmosfera. São calculados quatro valores diferentes: os três primeiros são calculados considerando a média do SCC em modelos integrados de avaliação com taxa de desconto de 5, 3 e 2,5 por cento; e o quarto valor corresponde ao 95º percentil da distribuição de frequência do SCC estimada com base na taxa de desconto de 3% (EPA, 2016).

Para a estimativa do valor ambiental da energia gerada por PCHs no SEB o valor utilizado para o SCC fornecido pela EPA é aquele cujo cálculo considera a taxa de desconto de 3% e foi definido para o ano de 2015. Esse SCC corresponde a 36 dólares.

Com o SCC definido em dólares para o ano de 2015 é necessário corrigi-lo monetariamente ao longo dos meses do período de estudo (janeiro de 2010 a dezembro de 2018). Para isso utiliza-se a Prime Rate dos Estados Unidos da América (EUA), que é uma taxa de juros interbancária utilizada no sistema financeiro estadunidense. Os dados históricos da Prime Rate podem ser encontrados, por exemplo, no site oficial do banco de investimentos J.P. Morgan (2018).

Antes de utilizar o SCC para calcular o valor do dano ambiental evitado com a utilização de PCHs ao invés de UTEs, é necessário transformá-lo para reais e trazê-lo a Valor Presente. A conversão do SCC de dólares para reais é feita com os dados históricos da cotação de câmbio mensal, que podem ser encontrados no site oficial do Banco Central do Brasil. Da mesma maneira que na valoração energética, o Valor Presente é definido para janeiro de 2019 e seu cálculo é feito utilizando os dados da Taxa Selic disponibilizados pelo BCB.

Por fim, o valor ambiental da energia gerada por PCHs no período de estudo é a média dos valores mensais obtidos. Esse procedimento é feito para cada um dos critérios de fatores de emissão de CO<sub>2</sub> equivalente por fontes de energia considerados nesse trabalho: Florez Orrego (2014) e Miranda (2012).

## 2 Resultados

Para facilitar a apresentação dos resultados obtidos no presente trabalho com a metodologia proposta, optou-se por apresentar nesse capítulo os resultados parciais obtidos para três meses do período de estudo: janeiro de 2010, junho de 2014 e dezembro de 2018. Ao final serão apresentados os resultados finais de cada um dos critérios utilizados para a valoração da energia gerada por PCHs no SEB.

### 2.1 Valoração Energética

Como mencionado anteriormente, os resultados parciais são apresentados para os meses de janeiro de 2010, junho de 2014 e dezembro de 2018. A Tabela 6 apresenta os resultados obtidos na conversão da energia gerada em capacidade instalada.

*Tabela 7 - Resultados obtidos para conversão da energia gerada em capacidade instalada*

| Mês    | EPCH<br>(MWh) | EUTE(MWh) | PUTE<br>(MW) | EUTE+PCH<br>(MWh) | PUTE+PCH<br>(MW) |
|--------|---------------|-----------|--------------|-------------------|------------------|
| jan-10 | 2056          | 3690      | 4523         | 5746              | 7044             |
| jun-14 | 2466          | 16523     | 20254        | 18989             | 23277            |
| dez-18 | 2904          | 5261      | 6449         | 8165              | 10008            |

Fonte: O autor (2018)

Seguindo ainda a metodologia descrita anteriormente, com as capacidades instaladas correspondentes à quantidade de energia gerada pelas UTEs e PCHs é possível estimar o custo de geração de energia para cada mês através da Curva da Ordem de Mérito das UTEs no SIN. O custo de oportunidade com a utilização de PCHs ao invés de UTEs é calculado e em seguida corrigido a Valor Presente. Os resultados para os meses de janeiro de 2010, junho de 2014 e dezembro de 2018 são apresentados na Tabela 7.

*Tabela 8 - Resultados obtidos para cálculo do custo de geração de energia elétrica*

| Mês    | CUTE<br>(R\$/MWh) | CUTE+PCH<br>(R\$/MWh) | CPCH<br>(R\$/MWh) | CPCH(VP)<br>(R\$/MWh) |
|--------|-------------------|-----------------------|-------------------|-----------------------|
| jan-10 | 89,08             | 141,05                | 51,97             | 57,62                 |
| abr-13 | 904,76            | 1379,59               | 474,83            | 526,49                |
| dez-18 | 129,24            | 207,31                | 78,07             | 86,57                 |

Fonte: O autor (2018)

Por fim, com o custo de oportunidade de geração de energia com PCHs ao invés de UTEs para cada um dos meses do período de estudo (janeiro de 2010 a dezembro de 2018) devidamente calculado e corrigido a Valor Presente, é estimado o valor energético da geração de energia por PCHs no SEB. Como resultado do procedimento tem-se:

$$VE_{PCH} = R\$247,89/\text{MWh}$$

O resultado obtido pela valoração energética da energia gerada por PCHs diz respeito ao mês de janeiro de 2019 e corresponderia, a fim de comparação, à 56ª UTE na Curva de Ordem de Mérito de UTEs no SIN das 135 que constam nos dados do ONS.

## **2.2 Valoração Ambiental**

Conforme mencionado anteriormente serão apresentados os resultados parciais referentes aos meses de janeiro de 2010, junho de 2014 e dezembro de 2018. Os resultados obtidos para o fator de emissão de CO2 equivalente são apresentados na Tabela 8 conforme o estudo de Florez Orrego (2014) e na Tabela 9 de acordo com Miranda (2012).

*Tabela 9 - Resultados obtidos para os fatores de emissão de CO<sub>2</sub>eq com o critério de Florez Orrego (2014)*

| Mês    | (FE <sub>UTE+PCH</sub> - FE <sub>UTE</sub> ) | FE <sub>PCH</sub> | FE <sub>EVITADO</sub> |
|--------|--|-------------------|-----------------------|
| jan-10 | 0,892  | 0,004             | 0,888                 |
| jun-14 | 0,726  | 0,004             | 0,731                 |
| dez-18 | 0,892  | 0,004             | 0,888                 |

Fonte: O autor (2018)

*Tabela 10 - Resultados obtidos para os fatores de emissão de CO<sub>2</sub>eq com o critério de Miranda (2012)*

| Mês    | (FE <sub>UTE+PCH</sub> - FE <sub>UTE</sub> ) | FE <sub>PCH</sub> | FE <sub>EVITADO</sub> |
|--------|--|-------------------|-----------------------|
| jan-10 | 1,144  | 0,086             | 1,058                 |
| jun-14 | 0,829  | 0,086             | 0,743                 |
| dez-18 | 1,144  | 0,086             | 1,058                 |

Fonte: O autor (2018)

Os resultados obtidos para os dois critérios diferentes seguiram uma mesma proporção entre os diferentes meses. Além disso, os valores para os fatores de emissão ficaram próximos entre si para os mesmos meses considerando os dois critérios, o que mostra que ambos os estudos seguem uma mesma linha de definição dos fatores de emissão para os diferentes tipos de usinas de geração de energia elétrica.

Conforme explicado anteriormente, com os fatores de emissão de CO<sub>2</sub>eq definidos para cada mês do período de análise, considerando a emissão evitada pela utilização de PCHs, é necessário utilizar o SCC para monetizar essa emissão. O procedimento econômico utilizado leva em consideração a Prime Rate dos EUA e a Taxa SELIC brasileira e tem seus resultados apresentados na Tabela 10 para os meses de janeiro de 2010, junho de 2014 e dezembro de 2018.

*Tabela 11 - Resultados obtidos nas conversões econômicas para o SCC*

| Mês    | SCC <sub>DÓLARES</sub><br>(jan-15) | Prime<br>Rate<br>(mensal) | SCC <sub>DÓLARES</sub> | Câmbio<br>(R\$/US\$) | SCC <sub>REAIS</sub> | Taxa<br>SELIC<br>(mensal) | SCC <sub>VP</sub><br>(R\$) |
|--------|------------------------------------|---------------------------|------------------------|----------------------|----------------------|---------------------------|----------------------------|
| jan-10 | 36                                 | 0,27%                     | 30,68                  | 1,87                 | 57,52                | 1,09%                     | 212,98                     |

|        |    |       |       |      |        |       |        |
|--------|----|-------|-------|------|--------|-------|--------|
| jun-14 | 36 | 0,27% | 35,33 | 2,20 | 77,82  | 1,41% | 158,06 |
| dez-18 | 36 | 0,43% | 41,89 | 3,87 | 162,31 | 0,94% | 163,84 |

Fonte: O autor (2018)

Cabe ressaltar que os resultados obtidos e apresentados na Tabela 10 servem tanto para o critério de Florez Orrego (2014) quanto para Miranda (2012). Com os resultados da Tabela 10 estima-se o valor ambiental para cada mês do período de estudo considerando o quanto de emissão de gases de efeito estufa é evitada na atmosfera com a geração de energia por PCHs ao invés de UTEs para cada um dos critérios utilizados neste trabalho – Florez Orrego (2014) e Miranda (2012). Os resultados são apresentados nas Tabelas 11 e 12.

*Tabela 12 - Resultados obtidos para o valor ambiental pelo critério de Florez Orrego (2014)*

| Mês    | SCC <sub>VP</sub><br>(R\$) | FE <sub>EVITADO</sub> | V <sub>APCH</sub><br>(R\$) |
|--------|----------------------------|-----------------------|----------------------------|
| jan-10 | 212,98                     | 0,888                 | 189,13                     |
| jun-14 | 158,06                     | 0,721                 | 114,01                     |
| dez-18 | 163,84                     | 0,888                 | 145,49                     |

Fonte: O autor (2018)

*Tabela 13 - Resultados obtidos para o valor ambiental pelo critério de Miranda (2012)*

| Mês    | SCC <sub>VP</sub><br>(R\$) | FE <sub>EVITADO</sub> | V <sub>APCH</sub> |
|--------|----------------------------|-----------------------|-------------------|
| jan-10 | 212,98                     | 1,058                 | 225,34            |
| jun-14 | 158,06                     | 0,743                 | 117,44            |
| dez-18 | 163,84                     | 1,058                 | 173,35            |

Fonte: O autor (2018)

Os resultados obtidos para o valor ambiental mensal da geração de energia por PCHs ao invés de UTEs considerando os métodos de Florez Orrego (2014) e Miranda (2012) foram muito próximos para os meses de janeiro de 2010, junho de 2014 e dezembro de 2018. E a proporção do valor ambiental encontrado ficou igual em ambos



os critérios: janeiro de 2010 com o maior valor ambiental, seguido de dezembro de 2018 e por último junho de 2014. Os resultados obtidos para o valor ambiental considerado cada um dos critérios no período analisado é apresentado a seguir.

$$\text{Florez Orrego (2014): } VA_{PCH} = R\$111,05/\text{MWh};$$

$$\text{Miranda (2012): } VA_{PCH} = R\$112,21/\text{MWh};$$

Os resultados obtidos para os dois critérios foram praticamente iguais já que a diferença entre eles é próxima de 1%. Dessa forma, é possível escolher qualquer um deles para compor o valor da energia gerada pelas PCHs no SEB, que é o grande objetivo do presente trabalho. O valor ambiental utilizado para a valoração final, por arbitrariedade, é o que apresentou menor resultado - Florez Orrego (2014).

### 2.3 Valoração da energia gerada por PCHs no SEB

Com o valor energético da geração de energia por PCHs que considera o custo de oportunidade na utilização dessa fonte de energia ao invés de UTEs apresentado anteriormente e o valor ambiental da geração de energia por PCHs que considera o quanto de gases de efeito estufa se evita emitir na atmosfera ao utilizar PCHs e não UTEs é possível estimar o valor da energia gerada por PCHs no SEB.

$$V_{PCH} = R\$ 358,94/\text{MWh}$$

O resultado obtido para o valor da energia gerada no SEB leva em consideração apenas os critérios energético e ambiental. Mesmo considerando apenas esses dois aspectos, sendo que muitos outros ainda podem ser considerados e agregados à valoração do presente trabalho, o valor encontrado mostra que a geração de energia por PCHs deve ser melhor remunerada, já que o resultado obtido mostra um valor maior do que os preços que vêm sendo praticados no mercado de energia.

Por exemplo, o Leilão nº 01/2018-ANEEL (A-4 de 2018), que aconteceu no mês de abril de 2018, teve como preço teto para empreendimentos hidrelétricos R\$291,00/MWh. Entretanto, considerando que há deságio na venda da energia, o preço médio para PCHs foi de R\$195,05/MWh. Dessa forma, o valor obtido no presente trabalho – que considera apenas os aspectos energético e ambiental - mostra que é

plausível constatar que as PCHs deveriam ser melhor remuneradas no Setor Elétrico Brasileiro devido às muitas vantagens que proporcionam ao país.

### **Considerações Finais**

Para realçar a importância das PCHs para o SEB e sua expansão, é necessário valorar a energia gerada por esse tipo de empreendimento no contexto brasileiro. Como na literatura técnica não há estudo elaborado nesse sentido, o presente trabalho visa a valoração da energia gerada por PCHs no SEB.

Para isso foi desenvolvida uma metodologia própria que leva em consideração dois aspectos dentre os muitos benefícios das PCHs para o país: o aspecto energético e o ambiental. O aspecto energético é estimado considerando o custo de oportunidade ao se utilizar PCHs ao invés de UTEs. Já o aspecto energético considera a redução na emissão de gases de efeito estufa (medidos em CO<sub>2</sub> equivalente) na atmosfera com a geração de energia por meio de PCHs ao invés de UTEs.

A metodologia é simplificada e se baseia principalmente no cruzamento de dados relacionados aos dois critérios propostos. Dessa forma, uma das etapas principais do trabalho foi a obtenção de dados vindos de fontes confiáveis. Isso inclui os estudos escolhidos como base para os fatores de emissão de CO<sub>2</sub>eq na atmosfera. Ambos foram desenvolvidos por autores diferentes, realizados em universidades e anos diferentes, e no final apresentaram praticamente o mesmo resultado.

O período de estudo (janeiro de 2010 a dezembro de 2018), embora relativamente pequeno, é justificável considerando a limitação do período analisado neste estudo foi feita por conta dos dados da geração de energia por PCHs no SIN obtidos junto à CCEE. Dessa forma recomenda-se que em trabalhos futuros busque-se um horizonte maior de estudo com os dados de geração de PCHs e UTEs no SIN.

O resultado obtido com a valoração energética foi de R\$247,89/MWh e diz respeito ao custo de oportunidade pela geração de energia através de PCHs ao invés de UTEs, considerando o período de estudo analisado.

Já a valoração ambiental levou em conta dois critérios diferentes para fatores de emissão de CO<sub>2</sub> equivalente por empreendimentos de geração de energia encontrados em trabalhos técnicos. Os resultados obtidos foram praticamente iguais: R\$111,05/MWh considerando Florez Orrego (2014) e R\$112,21/MWh para o critério de Miranda (2012). Para a valoração final da energia gerada por PCHs foi escolhido o resultado obtido com o critério de Florez Orrego (2014).

Considerando os aspectos energético e ambiental, o resultado obtido mostra que as PCHs deveriam ser mais bem remuneradas no Brasil. O valor encontrado para a energia gerada por esse tipo de empreendimento foi de R\$ 358,94/MWh. No leilão de energia ocorrido em abril de 2018 o preço teto definido pelo governo para PCHs foi de R\$ 291,00/MWh. O preço médio de venda para esse tipo de empreendimento foi de R\$195,05/MWh, valor consideravelmente menor do que o resultado obtido neste trabalho. Ou seja, é necessário que as PCHs recebam remuneração justa devido à segurança, confiabilidade e energia limpa que propiciam ao país.

Além disso, é necessário ressaltar que este estudo considerou apenas dois aspectos benéficos das PCHs à sociedade brasileira (energético e ambiental). Esse tipo de empreendimento propicia muitos outros benefícios ao país e recomenda-se que sejam considerados em estimativas futuras do valor da energia gerada pelas PCHs no Brasil. Dentre esses benefícios pode-se citar: diminuição da perda de energia por transmissão, confiabilidade no suprimento de energia, rápido tempo de resposta à demanda, geração de empregos, entre outros.

Recomenda-se que em trabalhos futuros haja um aperfeiçoamento da metodologia aqui proposta, agregando mais aspectos a serem analisados e valorados, bem como utilizar um maior horizonte de estudo.

Também seria interessante que fossem desenvolvidos estudos a fim de valorar outras fontes de geração de energia como a eólica, solar e biomassa, por exemplo.

### **Referências Bibliográficas**

BANCO CENTRAL DO BRASIL. Histórico das taxas de juros. Disponível em <<https://www.bcb.gov.br/Pec/Copom/Port/taxaSelic.asp>>. Acesso em 01/04/2019.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. Informercado mensal. Disponível em <[https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/o-que-fazemos/infomercado?showFlag=F&\\_afzLoop=94822984448730#!%40%40%3F\\_afzLoop%3D94822984448730%26showFlag%3DF%26\\_adf.ctrl-state%3D7q0eq9w4h\\_9](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/infomercado?showFlag=F&_afzLoop=94822984448730#!%40%40%3F_afzLoop%3D94822984448730%26showFlag%3DF%26_adf.ctrl-state%3D7q0eq9w4h_9)>.

Acesso em 17/04/2019.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Plano Decenal de Expansão de Energia 2026. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília, 2017.

ENERGISA COMERCIALIZADORA. Glossário. Disponível em <http://comercializadora.grupoenergisa.com.br/paginas/mercado-livre/glossario.aspx?letra=M>>. Acesso em 18/07/2019.

EPA. Social cost os carbon. EPA Fact Sheet. Disponível em <[https://19january2017snapshot.epa.gov/climatechange/social-cost-carbon\\_.html](https://19january2017snapshot.epa.gov/climatechange/social-cost-carbon_.html)>. Acesso em 27/01/2019.

FLÓREZ-ORREGO, D. A. Comparação termodinâmica e ambiental (emissões de CO<sub>2</sub>) das rotas de produção e utilização de combustíveis veiculares derivados de petróleo e gás natural, biocombustíveis, hidrogênio e eletricidade (veículos elétricos). Dissertação (Mestrado) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2014.

J. P. MORGAN. Historical prime rate. Disponível em <<https://www.jpmorganchase.com/corporate/About-JPMC/historical-prime-rate.htm>>. Acesso em 02/04/2019.

MIRANDA, M. M. Fator de emissão de gases de efeito estufa da geração de energia elétrica no Brasil: implicações da aplicação da Avaliação do Ciclo de Vida. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Ciências da Engenharia Ambiental – Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo. São Carlos, 2012.

### **Biografia Dos Autores**

**Miguel Moraes Martins Segundo** é Engenheiro Civil, graduado pela Universidade Federal do Paraná em fevereiro de 2016, com mestrado em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental (UFPR). É sócio das empresas Gedisa Energia, Platta e RESS Participações e Investimentos. Tem experiência nas áreas de modelagem econômico-financeira de projetos de geração de energia e geração distribuída.  
E-mail: miguelmmsegundo@gmail.com

**Marcelo Rodrigues Bessa** é Engenheiro Civil, possui graduação pela Universidade Federal de Santa Catarina (1979), Master of Science In Hydraulic Engineering - International Institute For Hydraulic and Environmental Engineering (1990) e PhD in Systems Design Engineering - University of Waterloo (1998). Até maio de 2014 foi pesquisador do Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento, LACTEC, hoje denominado Institutos Lactec. Atualmente é professor do Departamento de Hidráulica e Saneamento do Setor de Tecnologia da UFPR. Tem experiência na área de Engenharia de Recursos Hídricos, com ênfase em Planejamento Integrado e Sistêmico, atuando principalmente nos seguintes temas: energia elétrica - Brasil, planejamento econômico-financeiro, planejamento energético, estratégias de planejamento sob incerteza, métodos matemáticos operação de reservatórios e simulação numérica.  
E-mail: marcelo.r.bessa@gmail.com

## CAPÍTULO XXV

### **Usina Termossolar Laguna – os primeiros passos do Brasil na inserção da tecnologia de concentradores cilindro-parabólicos na sua matriz energética por meio da implantação de uma usina piloto**

NELSON PONCE JUNIOR<sup>1</sup>

JONAS RAFAEL GAZOLI<sup>2</sup>

ROBERTO VELÁSQUEZ<sup>3</sup>

DIRCEU WILSON KÜLZER<sup>4</sup>

HOBED ROSA<sup>5</sup>

LUIS FELIPE POZZATTI<sup>6</sup>

**Resumo:** O projeto da Usina Termossolar Laguna surgiu por meio de uma chamada pública, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), de incentivo à projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) estratégicos na área de tecnologias inovadoras para a matriz energética brasileira.

Por meio da Chamada Pública Estratégica nº19, para projetos de P&D, no ano de 2015, a empresa estatal do setor de energia, Eletrosul, decidiu incentivar um projeto pioneiro no país na utilização da energia térmica solar concentrada – CSP (*Concentrated Solar Power*) na geração elétrica, inédito no Brasil. Trata-se da implantação de uma usina piloto, localizada na cidade de Laguna, estado de Santa Catarina, com potência de geração de 0,25 MW e que utilizará a tecnologia de concentradores cilindro-parabólicos, também conhecida como calha parabólica, sendo exclusivamente impulsionada pela energia térmica do sol, não havendo qualquer queima de combustível auxiliar na sua operação.

A usina utilizará um campo solar previsto de aproximadamente 3.900 m<sup>2</sup> de área útil de espelhos e um armazenamento térmico do tipo *thermocline*, com capacidade para manter a planta operando por 1,5h na potência nominal, dimensionado para minimizar oscilações na geração e ainda manter o sistema turbogerador aquecido durante a noite.

Além da instalação da usina piloto, o projeto contará com a realização de diversas pesquisas em todas as etapas de implantação, partindo de temas básicos como o levantamento do estado da arte, até temas mais complexos como a determinação da cadeia de nacionalização, a avaliação dos impactos desta nova tecnologia na rede elétrica brasileira e a criação de modelos de previsão.

Este trabalho apresenta uma visão geral da Usina Termossolar Laguna, mostrando seus principais objetivos e os desafios na sua concepção em escala piloto.

**Palavras-Chave:** Usina Termossolar; CSP; Energia Renovável; Concentrador Cilindro-parabólico; *Parabolic Trough*.

---

<sup>1</sup> EUDORA ENERGIA

<sup>2</sup> EUDORA ENERGIA

<sup>3</sup> FACTO ENERGY

<sup>4</sup> ELETROSUL

<sup>5</sup> ELETROSUL

<sup>6</sup> ELETROSUL

## **Introdução**

Por meio da Chamada Pública Estratégica nº19, para projetos de P&D, no ano de 2015, a empresa estatal do setor de energia, Eletrosul, decidiu incentivar um projeto pioneiro no país na utilização da energia térmica solar concentrada – CSP (Concentrated Solar Power) na geração elétrica, inédito no Brasil. Trata-se da implantação de uma usina piloto localizada na cidade de Laguna, estado de Santa Catarina, com potência de geração de 0,25 MW e que utilizará a tecnologia de concentradores cilindro-parabólicos, também conhecida como calha parabólica, sendo exclusivamente impulsionada pela energia térmica do sol, não havendo qualquer queima de combustível auxiliar na sua operação. Por se tratar de um projeto sem fins comerciais, toda a energia elétrica produzida será convertida em créditos que poderão ser utilizados no abatimento de conta de energia de espaços públicos da cidade de Laguna.

### **1. Apresentação Da Tecnologia De Concentradores Cilindro-Parabólicos**

Uma usina termossolar CSP (*Concentrated Solar Power*) utiliza a radiação do sol concentrada como fonte de calor para gerar vapor e movimentar uma turbina e produzir eletricidade. A tecnologia CSP de concentradores cilindro-parabólicos utiliza espelhos curvados em formato parabólico, montados em uma estrutura metálica de sustentação, formando uma estrutura longa em formato de calha, também conhecida pela sigla SCA (*Solar Collector Assembly*). A estrutura metálica possibilita o giro da calha parabólica no seu eixo longitudinal. Assim, quando este eixo é montado alinhado à linha Norte-Sul, um sistema de rastreamento solar rotaciona a calha no sentido Leste-Oeste, mantendo o plano de simetria do perfil parabólico sempre paralelo aos raios diretos do sol, possibilitando a concentração destes na linha focal da calha parabólica onde existe um tubo receptor. A Figura 24 mostra de maneira simplificada, sem detalhes mecânicos, a seção transversal do concentradores cilindro-parabólicos.

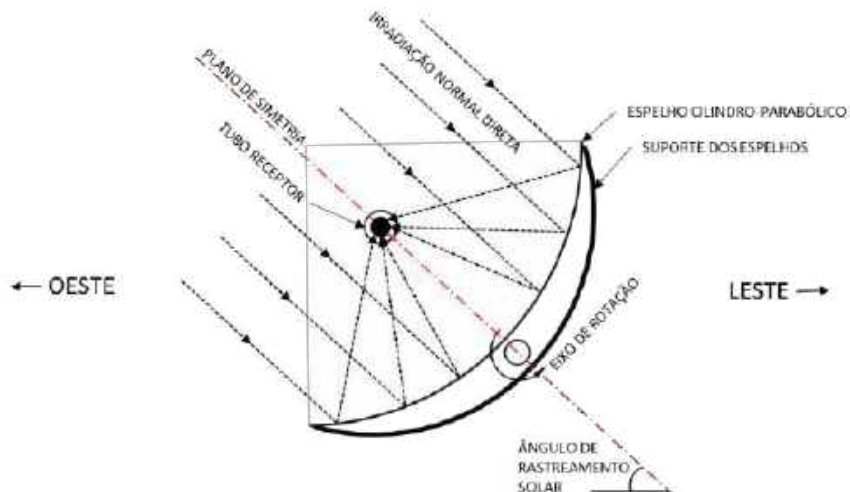


Figura 24 - Representação do alinhamento dos concentradores cilindro-parabólicos com a irradiação solar direta (GAZOLI *et al.*, 2018)

Desta forma, a irradiação solar direta, concentrada no tubo receptor, aquece um fluido de transferência térmica - HTF (*Heat Transfer Fluid*) que circula no seu interior, absorvendo a energia na forma de calor e transportando-a até um sistema de geração de vapor. A energia térmica do HTF é então transferida para a água por meio de um trocador de calor, também chamado de caldeira. O vapor gerado impulsiona um turbogerador (sistema composto por turbina, redutor de velocidade e gerador), obtendo-se eletricidade. Um condensador logo após a turbina permite o retorno no vapor ao estado líquido, onde o calor rejeitado é descartado do ciclo por meio de um sistema de arrefecimento, como por exemplo, uma torre de resfriamento. O HTF é bombeado novamente aos concentradores cilindro-parabólicos, recuperando a energia térmica cedida ao processo de geração de vapor, fechando-se o ciclo. Um sistema de armazenamento térmico pode ainda ser incorporado ao circuito do HTF, possibilitando que a energia térmica seja armazenada e utilizada posteriormente (REEKEN *et al.*, 2014) (FERNÁNDEZ-GARCÍA *et al.*, 2010) (GÜNTHER *et al.*, 2011).

A Figura 25 apresenta de maneira simplificada o layout típico de uma usina termossolar de concentradores cilindro-parabólicos.

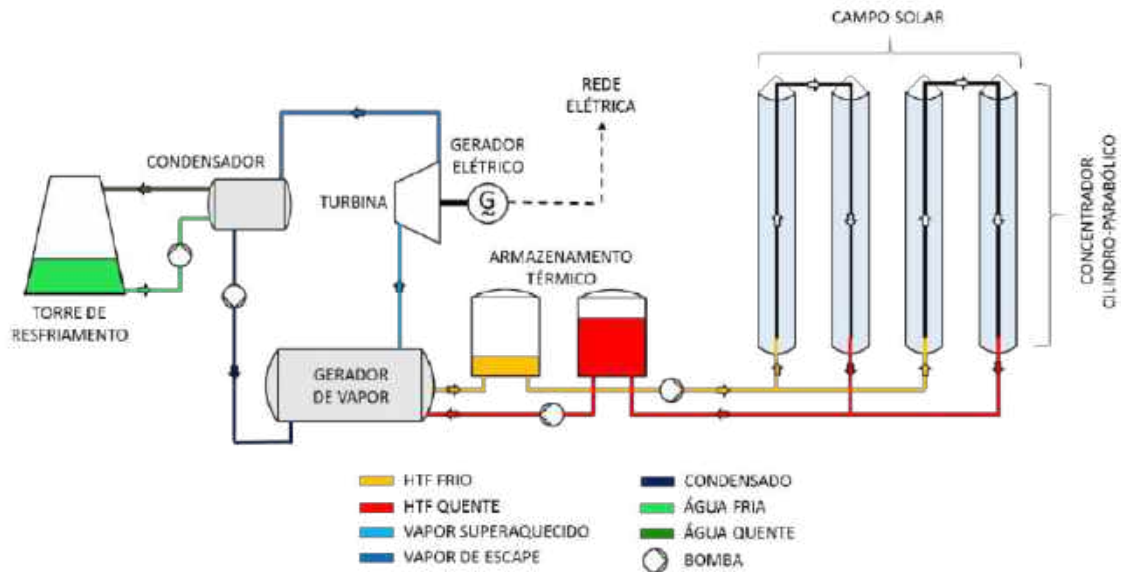


Figura 25 - Layout típico de uma usina CSP de concentradores cilindro-parabólicos (GAZOLI *et al*, 2018)

## 2. A Usina Termossolar Laguna

A Usina Termossolar Laguna é um projeto de P&D da empresa estatal Eletrosul, onde o principal objetivo é a implantação de uma usina CSP piloto de 0,25MW que utiliza a tecnologia de concentradores cilindro-parabólicos na geração elétrica. Além disso, o projeto possui os seguinte outros objetivos:

- Inserção da fonte termossolar na matriz energética brasileira através da implantação de uma usina piloto;
- Pesquisa, desenvolvimento e divulgação da tecnologia termossolar;
- Empreendimento de utilidade pública e sem fins comerciais;
- Utilização de tecnologia nacional em boa parte dos sistemas que compõem a usina.

A principal forma de divulgação da tecnologia em longo prazo é por meio da visibilidade pública do empreendimento devido as singularidades construtivas da usina que despertam curiosidade. Assim, foi escolhida uma área na cidade turística de Laguna, estado de Santa Catarina, com grande exposição, principalmente para as pessoas que trafegam pela rodovia federal BR-101. A Figura 26 apresenta uma maquete virtual da localização da usina e sua concepção inicial.





Figura 26 - Maquete virtual da Usina Termossolar Laguna na área destinada ao empreendimento onde é possível visualizar a rodovia federal BR-101 ao fundo

A usina foi projetada com um campo solar com área de concentração útil próxima a  $3.900 \text{ m}^2$ , o que representa 1,5 vezes o tamanho mínimo necessário para se atingir a potência nominal de geração ( $0,25\text{MW}$ ) quando a irradiação normal direta (DNI) é máxima, ou seja, quando esta atinge valores por volta de  $1000 \text{ W/m}^2$ . Este dimensionamento implica em sobras de energia térmica em boa parte do ano. Assim, será utilizado um armazenamento térmico de pequeno porte com autonomia para alimentar o sistema de geração na potência nominal por 1,5 horas. Este armazenamento será do tipo direto, ou seja, utiliza a próprio estocagem do HTF quente com forma de acúmulo de energia. Além disso, o gerenciamento do HTF quente, que vem do campo solar, e o HTF frio, que retorna do sistema de geração de vapor, serão feitos em um único tanque estratificado, chamado de *thermocline*.

## 2.1. Descritivo de funcionamento da usina

O funcionamento geral da Usina Termossolar Laguna não se difere substancialmente de uma grande usina de concentradores cilindro-parabólico, sendo a principal mudança relacionada ao sistema de armazenamento térmico e a maneira como a planta gerencia o HTF em um único tanque (*thermocline*). A Figura 27 apresenta o fluxograma ilustrativo básico da usina.

A operação da planta é iniciada pela manhã com o posicionamento dos concentradores cilindro-parabólicos de frente para o sol (posição de rastreamento solar),

possibilitando a concentração dos primeiros raios após o sol atingir a elevação mínima necessária, tipicamente por volta de 6h da manhã. Simultaneamente é iniciado o bombeamento do fluido térmico (HTF) no campo solar, para evitar que tubos receptores superaqueçam. O HTF inicialmente circula apenas no campo solar por meio de um by-pass feito por uma válvula de 3 vias, ganhando temperatura gradativamente, evitando choques de térmicos nas tubulações.

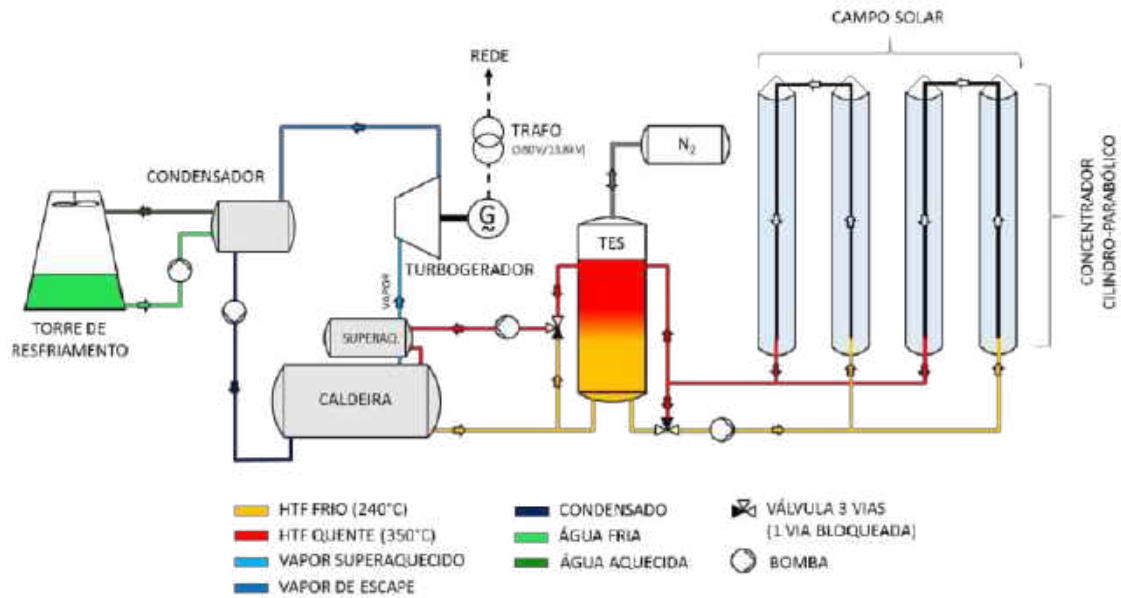


Figura 27 - Fluxograma ilustrativo da Usina Termossolar Laguna

Após o HTF atingir 350°C, a válvula anula a recirculação e permite que o HTF, vindo do campo solar, seja bombeado até a parte superior do tanque de armazenamento, liberando ao mesmo tempo a coleta de HTF mais frio da parte inferior do mesmo tanque, assim, inicia-se o carregamento do armazenamento térmico. O gerenciamento do HTF quente e frio dentro de um único tanque é possível graças à diferença de densidade que o fluido apresenta entre as temperaturas de operação, ficando o fluido quente (menos denso) na parte superior do tanque, e o fluido mais frio (mais denso) na parte inferior. A zona de transição entre o HTF quente e frio é conhecida como *thermocline*, que movimenta para cima ou para baixo dentro do tanque à medida que o sistema é descarregado ou carregado termicamente. A Figura 28 ilustra o sistema *thermocline*.

Com o início do carregamento do armazenamento térmico, e havendo energia suficiente, o sistema de geração elétrica pode entrar em operação, onde o HTF quente, da parte superior do tanque de armazenamento, é bombeado através de um outro circuito,

independente do campo solar, passando pelo superaquecedor e caldeira, iniciando a produção de vapor e movimentação do turbogerador. O HTF, após ceder calor ao processo de geração de vapor, volta para a parte inferior do *thermocline* com temperatura aproximada de 240°C, podendo ser bombeado novamente para o campo solar. A energia elétrica produzida no turbogerador é então encaminhada ao transformador, tendo sua tensão elevada de 380 V para 13,8 kV antes da sua distribuição.

Durante a operação da usina, quando o consumo de energia térmica do sistema de geração é menor do que a quantidade de energia disponibilizada pelo campo solar, o armazenamento térmico é carregado, sendo a zona *thermocline* movida para baixo a medida que o sistema vai acumulando calor. Na condição inversa, ou seja, havendo maior consumo de calor do que disponibilidade, o armazenamento é descarregado e a zona *thermocline* é movida para cima.

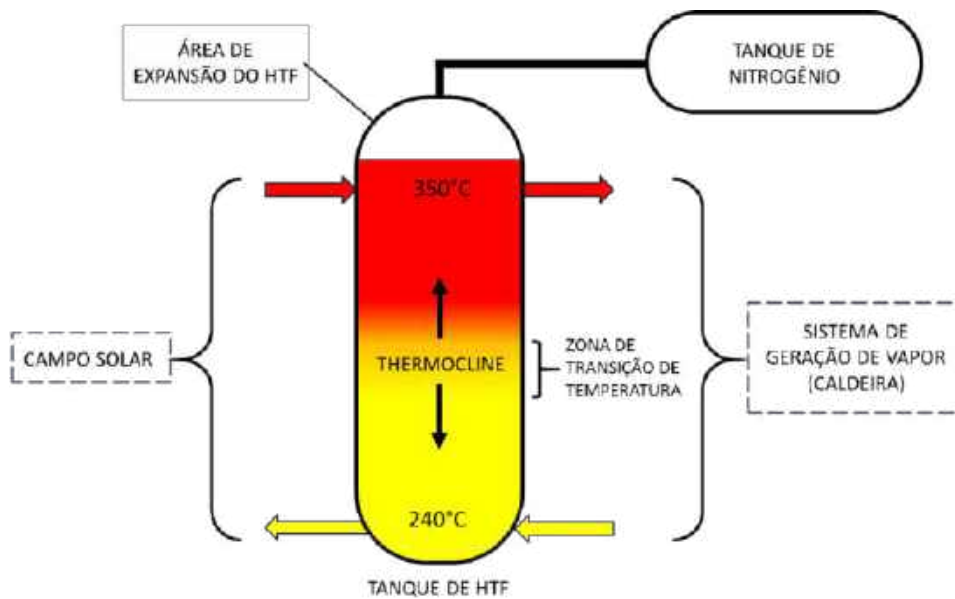


Figura 28 - Esquema de funcionamento de um sistema de armazenamento térmico *thermocline*

Estando o armazenamento térmico carregado o bastante, a planta pode continuar produzindo energia elétrica mesmo com o sombreamento dos concentradores por nuvens, apresentando uma produção de energia menos susceptível às variações da irradiação solar direta ao longo do dia. A área de expansão do HTF, mostrada na Figura 28, é sempre mantida pressurizada com nitrogênio para que o fluido térmico não seja

vaporizado, garantindo, assim, que este fique sempre no estado líquido. O nitrogênio também cria uma atmosfera inerte que diminui o processo de oxidação do HTF.

## **2.2. Desenvolvimento do projeto de engenharia**

O projeto de engenharia da Usina Termossolar Laguna exigiu algumas adequações no projeto conceitual inicial de modo a permitir o emprego da tecnologia de concentradores cilindro-parabólicos em uma usina em escala piloto. A principal alteração foi no tamanho dos concentradores. Na concepção inicial foram empregados 4 concentradores para se atingir a área mínima de concentração de 3.900 m<sup>2</sup>, o que implica num menor controle da energia térmica que pode ser rejeitada por estes, ou seja, na condição onde o armazenamento térmico está totalmente carregado e a energia disponível pelo campo solar é maior do que a energia que o sistema de geração pode consumir, sendo necessário o desfocamento de alguns concentradores como forma de rejeitar a energia solar disponível. Assim, a anulação de um único concentrador representa uma queda 25% no total de energia captada pelo sistema. Além disso, quando necessário a manutenção em algum dos concentradores, implicando no bloqueio da passagem do HTF, é necessário sempre a anulação de dois concentradores, uma vez que estes são ligados em pares, onde o HTF entra por um deles e retorna pelo outro, formando um laço (ou *loop*). Isto significa que a usina, mesmo com apenas um concentrador em manutenção, teria a disponibilidade do campo solar reduzida para 50%.

Diante dos cenários apresentados, optou-se pelo emprego de um número maior de concentradores na formação do campo solar, ou seja, concentradores com menor área de concentração, possibilitando, assim, um melhor ajuste da energia que pode ser rejeitada por estes e aumentando a disponibilidade do campo solar durante uma manutenção com necessidade de bloqueio do HTF em um dos laços.

Para o layout final do campo solar, apresentado na Figura 29, foram empregados 14 concentradores, divididos em 7 laços. Para esta nova condição o desfocamento de um dos concentradores representa uma rejeição de energia na ordem de 7,1%, e o bloqueio da passagem de HTF por um dos laços permite que a usina opere ainda com 85,8% de sua capacidade nominal.

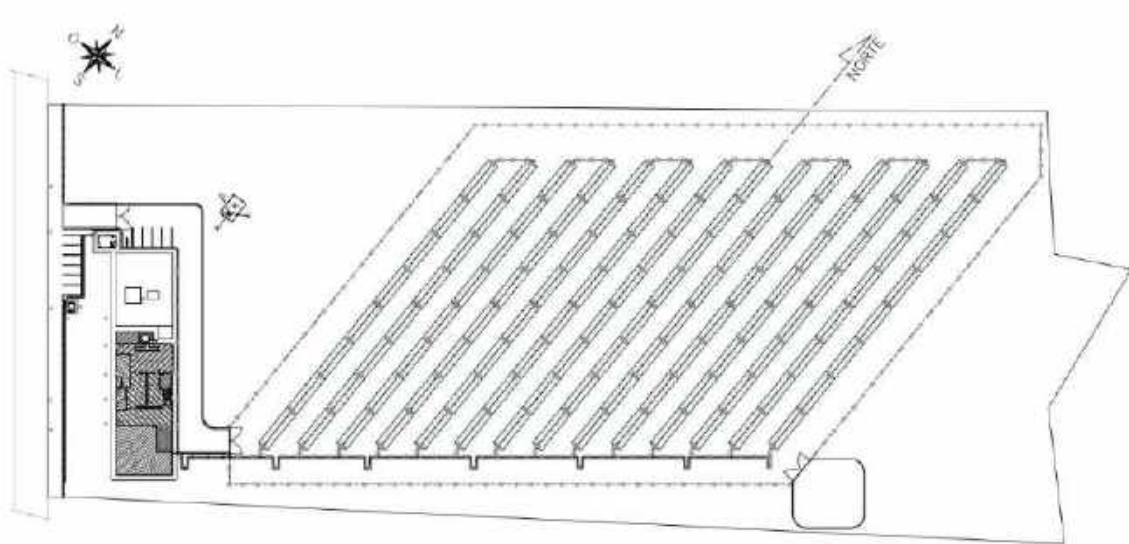


Figura 29 - Layout final da Usina Termossolar Laguna com 14 concentradores e 7 laços  
(loops)

### Considerações Finais

O projeto de P&D da Usina Termossolar Laguna deve ser visto como uma porta de entrada para a tecnologia CSP no país, possibilitando estudos e avaliações para sua aplicação em larga escala e de forma significativa na matriz energética do Brasil. Além disso, o projeto prioriza a utilização e o desenvolvimento de tecnologia nacional para boa parte dos sistemas da usina, sendo esta nacionalização fundamental para viabilizar o uso desta tecnologia de geração renovável em larga escala no futuro.

### Referências Bibliográficas

- FERNÁNDEZ-GARCÍA, A., ZARZA, E., VALENZUELA, L., PÉREZ, M. “Parabolic-trough solar collectors and their applications”. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 14, n. 7, pp. 1695-1721, set. 2010
- GAZOLI, Jonas Rafael et al. “Dimensionamento Básico do Campo Solar de Concentradores Cilindro-Parabólico da Usina Termossolar Porto Primavera”. In: *VII Congresso Brasileiro de Energia Solar (CEBENS 2018)*, Gramado, 2018.
- GÜNTHER, Matthias; JOEMANN, Michael; CSAMBOR, Simon. *Advanced CSP Teaching Materials: Chapter 5 – Parabolic Trough Technology*, DLR, 2011.

REEKEN, Finn von et al. *Parabolic Trough CSP Technology: State of the Art and Market Overview*, Brasília: Projeto Energia Heliotérmica, jun. 2014.

## **Biografia Dos Autores**

**Nelson Ponce Júnior** é graduado em Engenharia de Materiais pela Universidade Federal de São Carlos – UFSCar (2011), com ênfase em materiais metálicos. Trabalha como pesquisador na empresa Eudora Energia desde 2017, atuando nas áreas de energias renováveis e recuperação de calor de processo.

E-mail: [ponce@eudoraenergia.com.br](mailto:ponce@eudoraenergia.com.br)

**Jonas Rafael Gazoli** é graduado (2008) e mestre (2011) em Engenharia Elétrica pela Universidade de Campinas - UNICAMP. É sócio diretor e fundador da empresa Eudora Energia desde 2010, atuando na gestão de contratos. Esteve com o grupo de Eletrônica de Potência da Universidade de Pádua, Itália (2008-2009), trabalhando com conversores eletrônicos para módulos fotovoltaicos de geração distribuída. Em 2013 recebeu o Prêmio Vale-Capes de Ciência e Sustentabilidade como melhor dissertação de mestrado.

E-mail: [jonas@eudoraenergia.com.br](mailto:jonas@eudoraenergia.com.br)

**Roberto Velásquez** é mestre e doutor em Engenharia Elétrica pela COPPE/UFRJ e graduado pela Pontificia Universidad Católica (Chile). É sócio diretor e fundador da Facto Energy desde 2011. Possui larga experiência em pesquisas para o setor de energia, tendo atuado no CEPTEL- Centro de Pesquisas da Eletrobras durante 4 anos, na ICF International como Energy Manager para América Latina durante 3 anos, e nas distribuidoras COELBA e CELPE, do grupo Neoenergia, onde foi responsável pelas áreas de mercado de energia, comercialização de energia, eficiência energética e clientes corporativos durante 6 anos.

E-mail: [roberto.velasquez@factoenergy.com](mailto:roberto.velasquez@factoenergy.com)

**Hobed Rosa** é graduado em Engenharia de Produção Elétrica (2007) e mestre em Engenharia de Produção (2010) pela Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC. Trabalha na empresa Eletrosul Centrais Elétricas S.A. desde 2009, atuando na área de pesquisa e desenvolvimento.

E-mail: [hobed@eletrosul.gov.br](mailto:hobed@eletrosul.gov.br)

**Luis Felipe Pozzatti** é graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Maria – UFSM (2004) com habilitação em eletrônica. Trabalha na empresa Eletrosul Centrais Elétricas S.A. desde 2007 e atua na área de fontes de energia renovável.

E-mail: [luis.pozzatti@eletrosul.gov.br](mailto:luis.pozzatti@eletrosul.gov.br)

**Dirceu Wilson Külzer** é Gerente da Assessoria de Pesquisa e Desenvolvimento – APD, na empresa Eletrosul Centrais Elétricas S.A.

E-mail: [kulzer@eletrosul.gov.br](mailto:kulzer@eletrosul.gov.br)



## CAPÍTULO XXVI

### Aplicação do sistema Process Bus na SE Bethânia da CPFL

OSVALDO FORONI JR.<sup>1</sup>

WAGNER HOKAMA<sup>2</sup>

JOHN DA SILVA BRANDÃO<sup>3</sup>

**Resumo:** A CPFL possui uma subestação chamada São Carlos 4 (Bethânia) que tinha seu controle e automação utilizando sistema totalmente convencional, consistida por duas entradas de linha em 138 kV, um transformador de 26,6 MVA com tensão 138/11,9 kV em um barramento com 5 alimentadores em 11,9kV.

Essa subestação possuía um sistema de proteção e controle já obsoleto e depreciado, motivo pelo qual foi escolhido para passar por uma modernização. Para esse projeto a CPFL optou por utilizar a tecnologia do process bus para aquisição de dados analógicos e digitais do campo. Optou-se por uma solução onde foi utilizado equipamentos aquisitando dados no campo (merging units e IO Box) trocando dados com relés de proteção que ficavam na sala de proteção e controle. Sendo assim as proteções dos trechos das linhas e transformadores foram todos protegidos utilizando process bus.

Foi montada uma solução redundante onde os equipamentos de pátio (merging units e IOBOX) recebem sinais analógicos dos TCs e TPs das linhas, alta e baixa dos transformadores. Além dos sinais analógicos todos os sinais digitais também são aquisitados e enviados para sala de proteção e controle, esses digitais são enviados via GOOSE enquanto os analógicos são enviados via Sample Values, sempre utilizando a norma IEC61850. Da mesma forma, os sinais digitais dos relés de proteção são enviados para o campo via GOOSE de forma a atuar os equipamentos de pátio como trip, religamento, comandos de abertura e fechamento etc.

Conforme dito, a atuação das proteções e o controle das linhas e transformadores utilizam somente o sistema de Process bus, não há sistema convencional trabalhando em paralelo com esse sistema. Os alimentadores não estão utilizando Process bus por não fazer sentido já que os relés ficam no mesmo painel onde estão os TPs e TCs. Porém toda comunicação dos relés utilizam o IEC61850 com troca de GOOSE entre eles. Foi adotado se utilizar um alimentador de cada fabricante, de forma a testar a troca de GOOSE entre equipamentos de fabricantes diferentes utilizando a norma IEC61850, visando a consolidação da interoperabilidade conforme descrito na norma.

**Palavras-Chave:** Process bus, relés, IEC61850, subestações, Sample Values, GOOSE, Merging Unit.

### 1.Introdução

Inicialmente antes de falarmos sobre os resultados obtidos tem-se a necessidade de mostrar como foi feito a implantação do sistema Process bus na subestação de Bethânia

---

<sup>1</sup> Siemens Brasil

<sup>2</sup> CPFL Brasil

<sup>3</sup> Siemens Brasil

da CPFL. Mostraremos como foi implantado todo o sistema e em seguida será mostrado os resultados obtidos.

O trabalho teve por objetivo realizar um retrofit da subestação de Bethânia, trocando toda a proteção e controle convencional existente por um sistema de proteção e controle utilizando a tecnologia do barramento de processos (process bus).

A subestação é formada por duas linhas de entrada em 138KV, ligadas a um barramento. Nesse barramento temos um transformador que converte os 138KV em 11,9KV que podem ser utilizados no sistema de distribuição da CPFL. No barramento de 11,9KV estão ligados 5 alimentadores que fazem a distribuição para as linhas da concessionária.

Todo esse sistema utilizava relés de proteção em meio convencional, onde todos os dados de campo tanto analógicos como digitais eram adquiridos via fiação de cobre e levados a uma sala onde se encontravam os painéis de proteção, controle, supervisão etc.

Nesse trabalho, mostraremos como foi feita essa substituição do sistema convencional pelo sistema utilizando barramento de processos, além de mostrar os resultados obtidos, vantagens na utilização e dificuldades encontradas na implementação.

### **1.1.Descrição da Solução**

A solução de barramento de processos utilizada na subestação de Bethânia, tinha o objetivo de ser prática, ter valor atrativo sem deixar de atender as necessidades do sistema de proteção e controle em redundância e sem perder a confiabilidade do sistema convencional utilizado anteriormente.

Sendo assim, foi pensado em uma solução com uma menor quantidade de equipamentos onde esses poderiam fazer o controle e a proteção de mais de um sistema ao mesmo tempo, o que é uma das vantagens da utilização do sistema digital em barramento de processos. Foi adotado um sistema de aquisição de dados em campo com as Merging Units e IObox separados em sistemas de aquisição de dados do lado da alta tensão e sistema de aquisição de dados da baixa tensão. Para isso foram separados painéis em campos do lado da alta e do lado da baixa tensão do transformador. Abaixo mostramos o unifilar da subestação visto do sistema supervisão e projeto elétrico respectivamente.



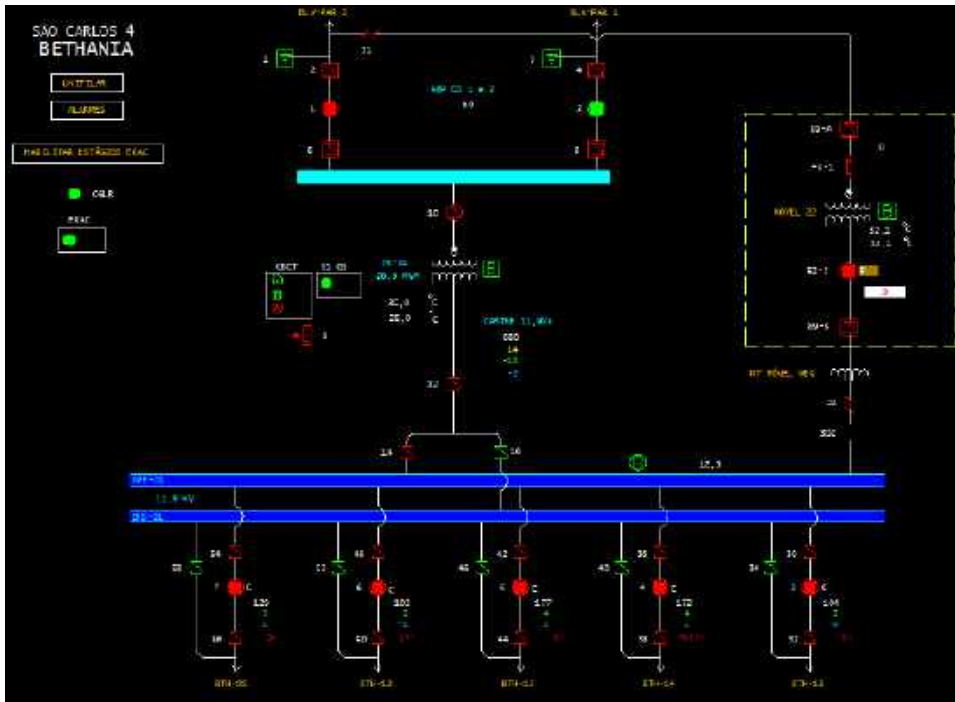


Figura – 1

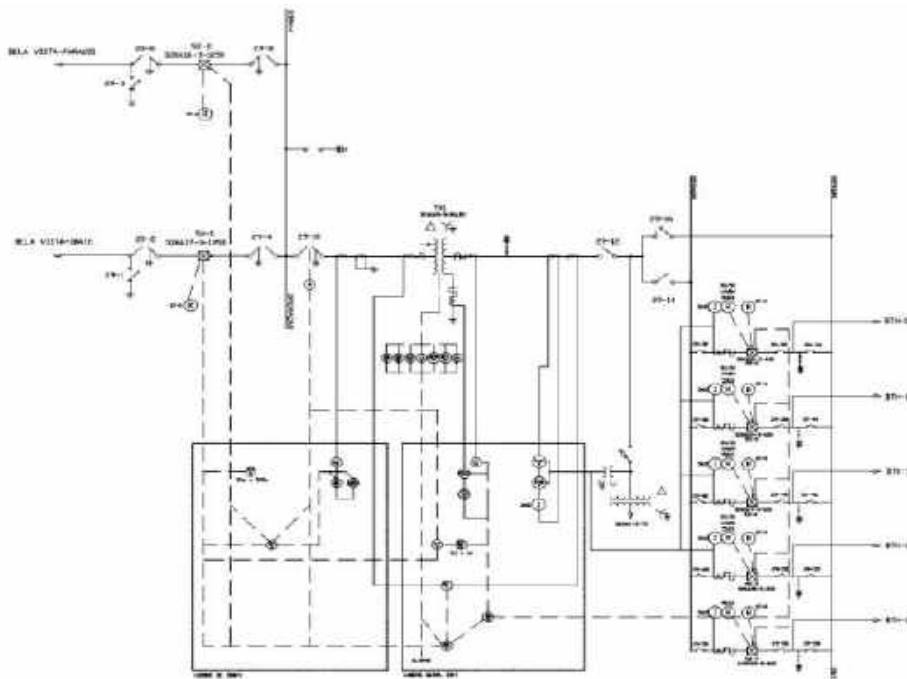


Figura – 2

Na figura acima, podemos verificar como são distribuídos os bays da subestação. Nas duas entradas de linha podemos notar que não temos TPs e TCs, e apenas adquirimos dados digitais para supervisão e controle.



mesmas configurações foi colocado do lado da baixa do transformador e o painel com os relés de proteção foi colocado na sala de proteção e controle.

As redes de comunicação foram divididas em duas, sendo uma delas o barramento de estação (Station Bus) que vemos em amarelo e a outra o barramento de processos (process bus) que podemos ver em azul.

O Barramento de estação, ficou responsável por fazer a comunicação entre os relés de proteção, os IO box e o sistema de supervisão. Nessa rede os equipamentos podiam trocar GOOSE entre si e enviar pontos de supervisão para o sistema supervisorio. Foi utilizado o protocolo de redundância de rede conhecido como RSTP. Esse protocolo permite que haja um tempo para que a rede se recomponha, porém como não era trocadas informações de trip entre os relés via GOOSE esse protocolo atendia as necessidades plenamente.

Os alimentadores também ficaram em um barramento de estação entre eles e o sistema supervisorio. Nessa rede os relés de proteção dos alimentadores enviavam e recebiam sinais do sistema supervisorio, além de também trocarem GOOSE entre eles.

Na rede do barramento de estação foram incluídos 2 Switches onde esses permitem acesso a rede por equipamentos periféricos. Nesses switches também estão ligados o GPS responsável por sincronismo de tempo do sistema e as máquinas onde estão instalados o sistema supervisorio Elipse e o sistema de controle SICAM. O Sicam é acessado remotamente via COS da CPFL para executar os comandos na subestação e para enviar todas as informações de supervisão para o centro remoto.

O barramento de processos (process bus), ficou responsável pela comunicação entre os relés de proteção das linhas e transformador e as merging units que estavam aquisitando os sinais analógicos e digitais em campo. As merging units aquisitavam as correntes e tensões dos TCs e TPs respectivamente e enviavam para os relés de proteção na sala de relés utilizando o Sample Values. O Sample Values são os sinais analógicos digitalizados pelas merging units transformados em pacotes de dados que são normatizados pela norma IEC61850-2. Essa comunicação é unidirecional. Já os sinais digitais eram trocados entre as merging units e os relés de proteção utilizando o GOOSE também definido pela norma IEC61850. Esses sinais digitais eram principalmente sinais de comando de abertura e fechamento dos disjuntores e sinais de trip dos relés para o disjuntor.

O protocolo de redundância de rede utilizado no barramento de processos foi o HSR. Esse protocolo não permite tempo de recomposição de rede entre os equipamentos,

pois caso haja perda de pacote de dados o relé de proteção não poderá executar suas funções corretamente. Foi incluído nessa rede um RED box. Esse equipamento é utilizado para que equipamentos periféricos que não possuem protocolo de redundância de rede como o HSR por exemplo possam acessar a rede em uma eventual necessidade.

A sincronização de tempo dos equipamentos foi feita por um GPS de forma não redundante. Foi utilizado o PPS ( pulso por segundo) para sincronizar os equipamentos do barramento de processos. Esse tipo de protocolo é exigido pela necessidade de precisão do sistema, não podendo ser utilizado meios de sincronismo com precisão maior que 1ms.

O barramento de estação utilizou o mesmo GPS porém utilizando o protocolo NTP. Esse protocolo tem uma precisão inferior ao PPS, porém atende plenamente as necessidades de sincronismo do barramento de estação.

### **Características da instalação**

Os painéis que foram instalados no campo com as merging units e com o IOBOX, possuíam uma característica especial de grau de proteção pois necessitam ficar ao tempo. Para que a temperatura fosse diminuída dentro desses painéis ele possui chapa dupla, com ar entre as chapas de forma a diminuir a temperatura interna do painel.

Além da merging unit e IOBOX, esses painéis também possuíam relés de disparo, chaves de testes e miscelâneas necessárias para o bom desempenho do sistema.

A seguir segue imagens desses painéis instalados no campo:



Figura – 4

Na sala de proteção e controle foram instalados os painéis com os relés de proteção redundantes e um painel de supervisão e controle com o SICAM e o sistema supervisório. A sala possuía mais painéis antes do retrofit e passou a ter somente 2 após o retrofit. Dessa forma sobraram espaços para futuras expansões nessa sala. Abaixo podemos verificar os painéis na sala:



Figura – 5

Os relés dos alimentadores foram instalados dentro dos próprios painéis dos alimentadores. Esses relés aquisitionam os sinais analógicos e digitais diretamente no painel, não necessitando de merging units. Eles enviam os dados para o sistema supervisório e recebem comando através da rede de comunicação do barramento de estação entre eles. Abaixo podemos verificar a imagem dos alimentadores na subestação.



Figura – 6

### **Características dos equipamentos**

Os equipamentos utilizados possuem as características conforme abaixo:

- Relé de proteção Siemens 7UT85 utilizado na proteção do transformador e das linhas de entrada tanto para proteção principal como alternada;
- Relé 7SJ85 utilizado como IOBOX aquisitando sinais de campo e enviando para o sistema supervisorio;
- Merging Unit 6MU805 Siemens fazendo a aquisição dos dados digitais e analógicos em campo e enviando aos IEDs de proteção via Process Bus
- GPS – Sincronismo dos IEDs via NTP e a Merging Unit via PPS.

Especialmente para os alimentadores foram utilizados relés da Siemens, SEL e Schneider. Isso ocorreu por requerimento da CPFL, pois eles queriam testar a interoperabilidade de comunicação entre diversos fabricantes para envio e recepção de GOOSE entre relés.

### **Resultados obtidos**

Nos testes de plataforma foram feitos testes além dos testes de proteção e controle feitos normalmente em subestações convencionais. Nessa etapa, foram feitos testes no sistema de comunicação, verificando se havia perda no envio de pacote de dados das merging units para os relés em determinadas situações. Para isso, era introduzido no sistema ferramentas dedicadas a esse tipo de verificação como o ASE 2000 por exemplo, que varria os pacotes de dados verificando qualquer anormalidade.

Foram feitos testes de recomposição de rede e verificado se havia perda de pacotes de dados em algum momento. Para esses testes também foram utilizadas ferramentas de varredura de rede. Os relés também fornecem informações sobre qualquer anormalidade na troca de dados de GOOSE ou Sample Values. Essas informações eram verificadas com frequência.

No comissionamento, todos esses testes foram repetidos. Além desses testes, foram incluídos outros utilizando o bit de testes previsto na norma do IEC61850. Quando utilizamos o bit de testes, conseguíamos separar os equipamentos que queríamos que atuasse o trip real dos equipamentos que atuam a proteção mas não atuam a saída binária. Os equipamentos onde o bit de teste estava setado, eles atuavam, porém, não enviavam trip real, apenas atuavam as proteções internamente sem efetivar a saída binária. Esses bits devem ser utilizados também para futuros testes na subestação. Utilizando-os

podemos separar os bays ou equipamentos que queremos que o trip atue fisicamente dos bays ou equipamentos onde não queremos que o trip atue fisicamente. Após a energização da subestação, essa ficou em análise até os dias atuais para verificar possíveis anormalidades no sistema. Todas as faltas que ocorrem são analisadas de forma a verificar se o sistema está funcionando corretamente.

### **Benefícios encontrados na implantação do process bus**

Com a implantação do process bus pudemos verificar algumas vantagens com relação ao sistema convencional que era utilizado anteriormente. Abaixo listamos algumas das vantagens que encontramos com a implantação desse sistema:

- Redução do tempo de conexão de cabeamento entre campo e IEDs /Merging Units;
- Redução do tempo de testes físicos do sistema devido a menor quantidade de cabos entre pátio e IEDs. (O tempo total de comissionamento acabou sendo maior por se tratar de uma subestação pioneira nessa tecnologia. Foram feitos testes detalhados para que tanto o fornecedor como o cliente tivessem uma abordagem mais ampla do sistema);
- Redução de 70% no custo de cabos entre pátio e sala de proteção e controle;
- Maior segurança operacional já que o secundário dos TCs e TPs não são enviados a sala de proteção e controle, esses sinais são digitalizados em campo;

Por essa subestação ser um retrofit, algumas das vantagens que o process bus pode fornecer não foram alcançadas nesse projeto. Caso fosse uma subestação completamente nova, poderíamos também ter tido as vantagens listadas abaixo:

- Redução na parte civil das canaletas de cabos (Canaleta 70% menor somente para passagem de fibra óptica e alguns cabos para alimentação);
- Redução na parte civil relativo a casa de proteção e controle que pode ser bem menor que a convencional;
- Redução em mão de obra para passagem de cabos de cobre que é reduzida em 70%;

Notamos que os benefícios acima citados irão se aprimorar conforme a tecnologia for se desenvolvendo e conforme for se obtendo maiores conhecimentos nessa atividade. Por ser uma subestação pioneira alguns ganhos ainda foram reduzidos devido a falta de

conhecimentos profundos na tecnologia tanto por parte do cliente como por parte do fornecedor.

### **Desafios encontrados na implantação do process bus**

Muitas variáveis puderam ser colocadas como desafios encontrados na implantação do process bus na subestação de Bethânia, não somente relativo a tecnologia do process bus, mas também relativo a parte física da subestação.

Por se tratar de um retrofit tivemos dificuldades de alocar os painéis de pátio na subestação. A estrutura física de concreto onde os painéis foram alocados foi maior que o esperado, e por se tratar de um retrofit onde parte da SE estava energizada, foi necessário manter um site manager em tempo integral na subestação acompanhando os trabalhos. Foi necessário contratar mão de obra civil com treinamento em NR10 para trabalhar na subestação.

Devido a subestação ser existente, teve-se que retirar grande parte dos fios de cobre que eram utilizados na subestação convencional, além também de retirar os painéis antigos que não seriam mais usados.

Durante a fase de comissionamento e também após a energização algumas fibras ópticas apresentaram problemas. Isso mostrou que para os próximos empreendimentos teremos que ter mais cuidado com esse tipo de material. Esses cuidados devem ser por exemplo, não deixando sujar os conectores tanto dos relés como das pontas das fibras, medir se a fibra óptica está tendo alguma atenuação acima do comum antes de ligá-la aos equipamentos, cuidado nas conexões nas caixas de passagem, etc.

Alguns outros desafios ou desvantagens que puderam ser encontrados foram listados abaixo:

- Equipamentos utilizados na digitalização ainda possuem preço maior que os equipamentos convencionais e são utilizados alguns equipamentos que não seriam usados em uma SE convencional como a merging unit por exemplo (porém esses custos são suprimidos pelos ganhos no geral com economia de cabos, mão de obra, civil, etc);
- Dificuldade de se conseguir mão de obra especializada para implementação de novas tecnologias;
- Falta de regulamentação do setor para utilização de Process Bus em subestações;



- Necessidade de investimento em treinamento do pessoal que ficará encarregado da operação e manutenção do sistema;
- Necessidade de novos equipamentos para medição, testes, etc que não eram usados em subestações convencionais (por exemplos conectores de fibra óptica, medidores de atenuação, varredores de rede)

## **Conclusão**

Pudemos concluir que, por se tratar de uma tecnologia nova, ainda temos algumas dificuldades que provavelmente vão desaparecer quando essa tecnologia estiver amplamente difundida. É mais do que notório que esse é o futuro das subestações, onde não será mais utilizado sistema convencional e sim o barramento de processos.

Com relação a mão de obra pudemos verificar que temos uma dificuldade tanto por parte do fornecedor como do cliente que irá operar e fazer a manutenção da subestação. Essa dificuldade pode e deve ser resolvida aplicando treinamento no pessoal envolvido no processo e devemos levar isso como pré-requisito para futuras implantações.

Por se tratar de uma tecnologia nova, essa subestação deverá ter um olhar especial sendo acompanhada de perto de forma a analisar e estudar seu funcionamento para que essa sirva de base para os próximos projetos com subestação utilizando a tecnologia do barramento de processos.

## **Bibliografia**

- [1] Submódulo 2.6 do procedimento de rede do O.N.S, última revisão.
- [2] IEC-61850 – Todos os capítulos
- [3] Manuais relés Siprotec 5 Siemens
- [4] Manuais Merging Unit Siemens

## **Biografia Dos Autores**

**Oswaldo Foroni Junior** é engenheiro eletricista formado em Engenharia Elétrica – Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI / 2004). Trabalhou na ABB de junho de 2006 até dezembro de 2007 com proteção e controle de sistemas elétricos, principalmente subestações de transmissão de energia. Ingressou na Siemens em janeiro de 2008,

trabalhando com proteção e controle de sistemas elétricos em transmissão, geração e distribuição. Foi responsável pelo primeiro sistema utilizando process bus da Siemens no Brasil. Tornou-se especialista de engenharia na Siemens em 2016, cargo que ocupa até os dias atuais.

E-mail: [osvaldo.foroni@siemens.com](mailto:osvaldo.foroni@siemens.com)

**Wagner Hokama** é Engenheiro de Automação Sênior da Companhia Paulista de Força e Luz, professor do Centro Estadual de Educação Tecnológica Paula Souza e professor assistente no Centro Universitário de Jaguariúna (UniFAJ). Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Geração, Transmissão e Distribuição da Energia Elétrica, atuando principalmente nos seguintes temas: Smart Grid, com ênfase em Smart Substation (IEC 61850) e Distribution Automation (Self-Healing), sistema de supervisão e controle, proteção, automação e manutenção de sistema de energia. Possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade São Francisco (2000), Formação Pedagógica pelo CEETPS (2012), Especialização em Gestão de Projetos pela Fundação Dom Cabral (2015) e atualmente está cursando Mestrado pela Unicamp.

**John Da Silva Brandão** trabalha na Siemens EM DG (Energy Management – Digital Grid) atuando em projetos de proteção e controle. Experiência de início de carreira com montagem e testes elétricos de painéis, trazendo conhecimento da elaboração do projeto em todas as suas fases, da manufatura dos painéis ao desenvolvimento dos sistemas de automação.

## CAPÍTULO XXVII

### Geração distribuída no Brasil: perfil e perspectivas futuras

PATRÍCIA ASFOR PARENTE<sup>1</sup>

MAURICIO T. TOLMASQUIM<sup>2</sup>

MARCO AURÉLIO DOS SANTOS<sup>3</sup>

DAVID ALVES CASTELO BRANCO<sup>4</sup>

**Resumo:** O mundo está vivenciando uma intensa fase de transição energética, com destaque para a descentralização da capacidade para geração de energia elétrica. Com isso, os países podem adotar diferentes tipos de mecanismos de suporte dependendo das metas e dos objetivos a serem alcançados pelo mercado energético local. O sistema do tipo *net metering* ou contabilização líquida conta com grande participação no mercado energético de pequena escala através do setor de geração distribuída de energia elétrica. Seu sistema de compensação depende da legislação e das regras vigentes no país ou região que adote esse sistema. Posto isso, esse trabalho busca traçar o perfil da geração distribuída no Brasil, bem como apresentar futuras possibilidades para atualização das regras vigentes do sistema de compensação de energia elétrica brasileiro. Para isso, são levadas em consideração os dados da série histórica de capacidade instalada dos empreendimentos cadastrados entre os anos de 2012 e meados de 2019, sob as regras da Resolução Normativa 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e suas atualizações. Os dados coletados são organizados em quatro categorias (classe consumidora, fonte geradora, região geográfica e modalidade de geração) sob a ótica da potência instalada, bem como do número de usinas instaladas. Atualmente, existe uma preferência para utilização da fonte solar fotovoltaica na geração distribuída brasileira entre os empreendimentos cadastrados e grande participação das classes consumidoras comercial e residencial. Além disso, são levantadas perspectivas futuras quanto a atualização dessas regras, por exemplo, a compensação remota e local, a caracterização de modelos de negócio e discussão de novas alternativas e possíveis implicações dessas para a estruturação do sistema de compensação de energia elétrica no Brasil.

**Palavras-Chave:** Geração distribuída; Sistema de compensação de energia elétrica; Modelos de negócio.

### Introdução

---

<sup>1</sup> UFRJ

<sup>2</sup> UFRJ

<sup>3</sup> UFRJ

<sup>4</sup> UFRJ

O mundo passa por um período de intensa transição energética. Dentre essas mudanças, destacam-se; introdução e desenvolvimento de tecnologias de baixa emissão de carbono; diversificação da matriz energética e; descentralização da capacidade para geração de energia (IRENA, 2017).

As energias renováveis conquistam, a cada ano, mais espaço no mercado mundial de geração de energia elétrica. A fonte eólica e a solar fotovoltaica são as que mais crescem do setor de energias renováveis. Em 2018, elas contribuíram com 7% da geração de eletricidade no mundo (IEA, 2018). Em relação a descentralização, a energia solar fotovoltaica possui grande atuação na geração distribuída (GD).

A definição de GD é um pouco imprecisa, pois esse conceito compreende muitas tecnologias e aplicações em diferentes ambientes. Entretanto ela pode ser entendida como uma fonte de geração de energia elétrica que é conectada diretamente à rede de distribuição pelo lado do medidor do consumidor e, de um modo geral, são tipicamente usinas de menor porte (Pepermans *et al.*, 2015).

Com o crescente desenvolvimento e demanda por energia através de fontes renováveis, a cada ano, faz-se necessária a criação de estratégias e políticas públicas que viabilizem economicamente essa expansão. Esses mecanismos variados podem ser institucionalizados por meio de: cotas de participação e certificados (RPO, RPS e REC)<sup>5</sup>, tarifas feed-in, leilões, *net metering/billing*, incentivos fiscais e financeiros (Brown e Lund, 2013; IRENA, IEA, REN21, 2018). Dessa forma, a estratégia para adoção desses mecanismos é variada: depende de metas e objetivos a serem alcançados, bem como da regulação vigente no mercado energético local, seja ele nacional ou regional.

Para a promoção da GD, até 2018, o mecanismo do tipo *net metering* ou *net billing* passou a ser utilizado por 63 países (REN21, 2018). Ele é caracterizado por uma pequena central geradora conectada à rede de distribuição que contabiliza um registro de geração excedente (Dufo-López e Bernal-Agustín, 2015). Os dois tipos diferem quanto à forma da compensação energética feita pelo recebimento de créditos de energia para uso posterior, como acontece no Brasil, ou por meio créditos em unidade monetária. Posto isso, o modo de compensação dependerá da legislação e das regras vigentes no país ou região que o adote.

O presente estudo tem foco no mecanismo de suporte *net metering* voltado para o setor de GD no Brasil. Na seção 1, é realizado um levantamento das regras gerais brasileiras além das modalidades de atuação dos sistemas de GD. A seção 2, aborda o perfil

---

<sup>5</sup> renewable purchase obligations, renewable portfolio standards e renewable electricity certificates

do setor brasileiro com base no banco de dados de mini e microgeração distribuída da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Em face da ampliação desse mercado, a seção 3 apresenta modelos de negócio adaptados para o sistema brasileiro, com o levantamento de possibilidades futuras que possam aprimorar as regras vigentes. Além disso, essa seção também traz uma discussão dessas possíveis mudanças na GD no Brasil. Ao final desse artigo, segue uma seção contendo as considerações finais observadas ao longo da sua elaboração.

## 1. Geração Distribuída No Brasil

A geração distribuída no Brasil entrou em vigor através da Resolução Normativa (REN) 482/2012 da ANEEL, que foi resultado dos processos de consulta e audiência públicas realizados entre os anos de 2010 e 2011. Nessa resolução, foram estabelecidas as condições gerais para a conexão de micro e minigeradores à rede de distribuição de energia elétrica que utilizem a cogeração qualificada<sup>6</sup> ou fontes renováveis de energia elétrica. Foi através dessa resolução que foi instituído o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) (ANEEL, 2016).

Dessa forma, o Brasil passou a adotar um mecanismo de suporte do tipo *net metering*. Nele, a compensação energética é realizada por meio da diferença mensal entre a energia gerada (por meio da GD) cedida pela unidade consumidora (UC) à distribuidora local e a energia consumida por ela (ANEEL, 2012).

De um modo geral, no caso de diferença positiva, o excedente gerado é abatido do consumo mensal em kWh respeitando as taxas mínimas de custo de disponibilidade<sup>7</sup>, para consumidores conectados em baixa tensão (grupo B), ou demanda contratada<sup>8</sup>, para consumidores conectados em alta tensão (grupo A), que não entram na compensação energética. Caso ainda haja energia excedente, essa será convertida em créditos de energia que poderão ser utilizados posteriormente (até o limite de cinco anos) para abater do consumo mensal da UC.

Com objetivo de aumentar a adesão dos consumidores e aprimorar algumas das regras de conexão, a REN 687/2015 da ANEEL revisou alguns pontos da REN 482/2012.

---

<sup>6</sup> Processo operado por uma central térmica para fins da produção combinada de calor e energia mecânica a partir da energia disponibilizada por uma fonte primária convertida, total ou parcialmente, em energia elétrica. Deve atender os requisitos definidos na REN 235/2006 da ANEEL (ANEEL, 2006).

<sup>7</sup> Valor cobrado ao consumidor do grupo B pela disponibilização de energia elétrica no ponto de consumo equivalente a 30 kWh (monofásico), 50 kWh (bifásico) ou 100 kWh (trifásico).

<sup>8</sup> Demanda de potência ativa disponibilizada obrigatória e continuamente ao consumidor do grupo A pela distribuidora, no ponto de entrega, conforme valor e período de vigência fixados em contrato que deve ser integralmente paga, seja utilizada ou não durante o período de faturamento.

Além da geração própria e do autoconsumo remoto, essa revisão contou com a inserção de duas novas modalidades de geração, a geração compartilhada e os empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras (EMUC), também chamados de condomínios, totalizando em quatro as modalidades de geração distribuída previstas (ANEEL, 2015).

A tabela 1 apresenta o resumo das regras gerais dessas quatro modalidades vigentes no Brasil com as condições de uso da energia excedente ou dos créditos gerados pelas UCs para cada uma delas.

Tabela 14 – Modalidades do SCEE

| MODALIDADE            | REGRAS GERAIS  |
|-----------------------|--|
| Geração na própria UC | A compensação energética e a utilização de créditos ocorrem na própria UC  |
| Autoconsumo remoto    | A energia excedente e os créditos gerados em uma UC podem ser abatidos do consumo mensal de outras UCs apenas de mesma titularidade previamente cadastradas  |
| Geração compartilhada | A energia excedente e os créditos gerados por uma UC são abatidos segundo rateio preestabelecido entre as outras UCs que compõem um consórcio ou uma cooperativa   |
| EMUC (condomínios)    | Os créditos gerados pela UC são abatidos de forma fracionada entre as UCs que estejam localizadas na mesma propriedade ou contígua, não sendo permitido a utilização de vias públicas, passagem aérea ou subterrânea e de propriedades de terceiros que não integrem o empreendimento. |

Fonte: Adaptado da REN ANEEL 687, 2015

A resolução brasileira não permite a comercialização da energia gerada pelo titular da unidade geradora (UG) presente em uma UC, sendo a compensação energética dada apenas pela geração excedente líquida em créditos de energia. Além disso, a resolução enfatiza que não pode incluir no SCEE consumidores onde seja detectada condições de locações ou arrendamento de terrenos, lotes ou propriedades que tenha instalado um sistema

de GD nas quais o valor do aluguel ou do arrendamento se dê em reais por unidade de energia elétrica (R\$/kWh) (ANEEL, 2015).

Em outras palavras, um proprietário de um terreno ou imóvel que decida instalar o sistema de geração distribuída pode alugá-lo ou arrendá-lo para terceiros. Dessa forma, o inquilino poderá utilizar o sistema de mini e/ou micrigeração e eventuais créditos de energia para compensar do seu consumo energético mensal, seja a compensação local ou mesmo remota. Entretanto esses contratos não podem ser condicionados à geração elétrica mensal do respectivo sistema de GD, ou seja, quanto maior a geração elétrica, mais caro seria o aluguel e vice-versa. Nessa situação, estaria sendo caracterizada uma forma de comercialização de energia elétrica por parte do locatário, o que não é permitido pela resolução.

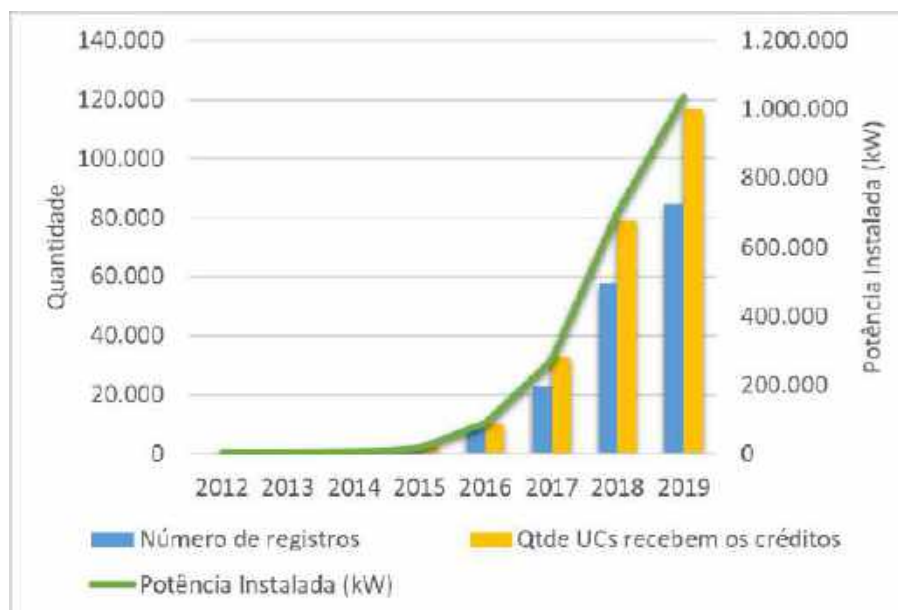
Vale ressaltar que a validade dos créditos gerados é de 60 meses independente da modalidade ou fonte geradora utilizada. O compartilhamento de créditos deve ser entre consumidores abastecidos pela mesma distribuidora segundo as modalidades de autoconsumo remoto e geração compartilhada. Quanto a potência máxima, para que um sistema se enquadre no SCEE, ele deve ser de até 75 kW para microgeração e acima de 75 kW a 5 MW para sistemas de minigeração distribuída (ANEEL, 2015).

## **2. Potência Instalada E Perfil Da Geração Distribuída**

Desde a implementação do SCEE em abril de 2012, o número de empreendimento contemplados por esse sistema vem crescendo a cada ano. A figura 1 apresenta os dados históricos, a partir de 2012, dos empreendimentos de micro e minigeração distribuída no país (ANEEL, 2019). Esses dados englobam a quantidade de usinas instaladas, o número de UCs que recebem os créditos de energia e a potência instalada acumulada em kW até meados de 2019.

Nessa mesma figura, pôde-se perceber um forte crescimento do setor, principalmente, a partir de 2016. Em crescimento percentual, os empreendimentos de micro e minigeração distribuída registraram, até 2019, um aumento em torno de 48% em potência instalada acumulada e de 47% em número de registros em relação a 2018. Foram contabilizados até junho de 2019 84.695 registros de geração distribuída e alcançou a marca do primeiro GW de potência instalada acumulada em junho de 2019(1,035 GW). Vale ressaltar que a quantidade de UCs que recebem créditos é maior que o número de registros, pois um único registro (sistema de geração) pode atender a mais de uma UC nas modalidades de autoconsumo remoto, geração compartilhada e condomínios.

Figura 30 - Série histórica dos empreendimentos de micro e minigeração distribuída no Brasil (2012 – 2019<sup>9</sup>)



Fonte: do autor (baseado nos dados da ANEEL)

A GD ainda conta com pouca penetração nas redes de distribuição de energia elétrica no país, pouco mais que 0,6% da capacidade instalada brasileira. Mas esse forte crescimento mostra a boa aceitação da sociedade, principalmente, pelo atrativo financeiro refletido na redução da conta de energia elétrica. Entretanto, vale ressaltar que o custo inicial de aquisição e instalação dos equipamentos ainda é relativamente elevado e fica inteiramente a cargo do consumidor.

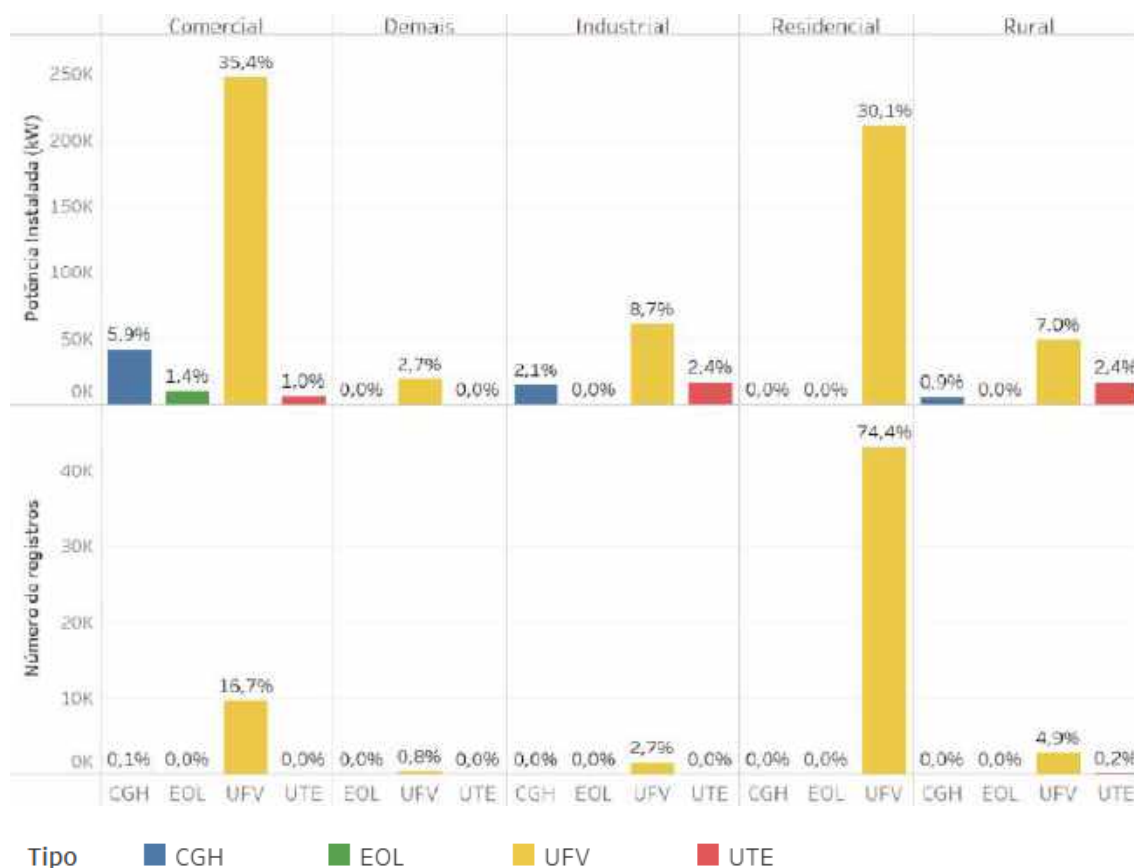
O perfil de micro e minigeração distribuída pode ser um importante parâmetro para entender o mercado onde estão inseridos os consumidores brasileiros. Esse perfil foi traçado baseado nos dados disponibilizados pela ANEEL. A análise percentual da potência instalada leva em consideração a fonte geradora, a classe consumidora, a região geográfica e a modalidade de geração.

<sup>9</sup> Dados contabilizado até 22/06/19



Apesar da resolução brasileira incluir outras formas de geração como hídrica, eólica ou cogeração qualificada, a figura 2 evidencia a preferência dos usuários pelo uso da fonte solar fotovoltaica (UFV), tanto em potência instalada (83,9 %) quanto em número de registros (99,5%). Além disso, destaca-se que apesar da classe residencial deter o maior número de registros, de um modo geral, seus sistemas são de menor porte quando comparado aos sistemas comerciais, rurais e industriais devido a carga associada ser menor.

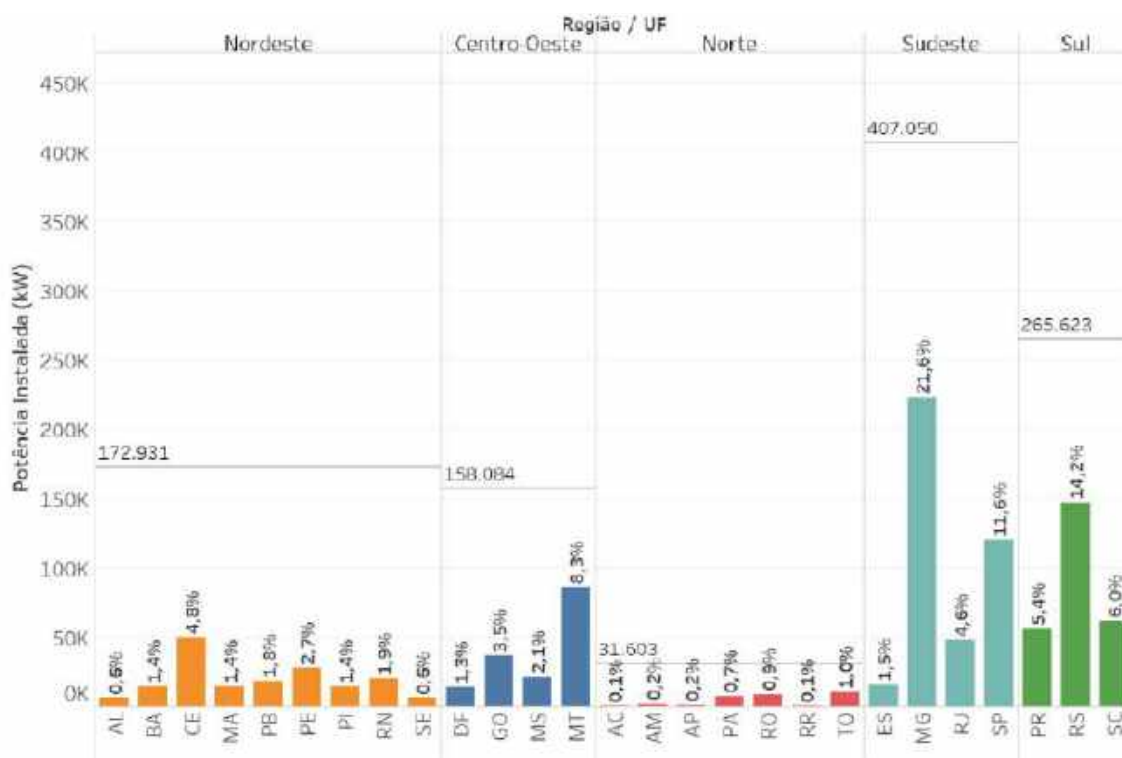
Figura 31 – Potência instalada e número de registros por classe consumidora e tipo de fonte geradora



CGH – central geradora hidrelétrica; EOL – central geradora eólica; UFV – central geradora fotovoltaica; UTE – central geradora termelétrica.

Fonte: do autor (baseado nos dados da ANEEL)

Figura 32 – Potência instalada por estados da união e região geográfica



Fonte: do autor (baseado nos dados da ANEEL)

Na figura 3, observa-se que as regiões Sul e Sudeste detem pouco mais de 68% da potencia instalada brasileira em GD e o estado de Minas Gerais conta com pouco mais de um quinto dessa capacidade nacional.

Dado que a fonte solar fotovoltaica é a principal para a GD no Brasil, é interessante observar que apesar da região Nordeste possuir potencial solar maior que as outras regiões do país (Pereira, 2017), a potência instalada nessa região encontra-se atrás do Sul e do Sudeste.

A figura 4, mostra o número de registros instalados por modalidade. Percebe-se uma preferência dos usuários pela geração na própria UC e pelo autoconsumo remoto. Apesar da justificativa para a introdução das modalidades geração compartilhada e múltiplas UCs ser de aumentar a variabilidade e a atratividade da mini e microgeração, elas ainda não conseguiram boa aceitação dos consumidores para participar nessas modalidades. Isso se deve, em parte, a dificuldade para a configuração de um consórcio ou cooperativa, no caso

da geração compartilhada, e divergência de interesses de consumidores de um mesmo condomínio já existente.

Figura 33 – Geração distribuída no Brasil por modalidade

| Modalidade            | Potência Instalada (kW) | Número de registros | Qtde UCs recebem os créditos |
|-----------------------|-------------------------|---------------------|------------------------------|
| Geracao na propria UC | 775.089                 | 72.363              | 72.363                       |
| Autoconsumo remoto    | 235.212                 | 12.028              | 42.961                       |
| Geracao compartilhada | 24.361                  | 274                 | 1.183                        |
| Multiplas UC          | 628                     | 30                  | 201                          |
| Total geral           | 1.035.290               | 84.695              | 116.708                      |

Fonte: do autor (baseado nos dados da ANEEL)

### 3. PERSPECTIVAS FUTURAS

A GD cresce de forma acelerada, mas com pouca representatividade percentual frente a capacidade instalada nacional de energia elétrica brasileira. Entretanto, para que ela possa se estruturar de forma adequada, é importante que haja revisões periódicas para discutir e aprimorar as regras do SCEE estabelecidas na REN 482/2012 e suas respectivas atualizações que vise uma maior adequação relacionadas tanto das demandas dos consumidores quanto das distribuidoras de energia elétrica.

Além disso, estudos de projeção de mercado são de grande importância para programar mudanças para que as distribuidoras consigam otimizar suas operações juntamente com o aumento gradual da participação da GD sem causar danos na rede de distribuição.

Ciente de tais questões, a ANEEL tem realizado estudos de projeções para penetração da GD no mercado (ANEEL, 2017). Entretanto, os resultados não conseguiram ser assertivos e, portanto, faz-se necessário análises mais refinadas para uma melhor previsibilidade da inserção de micro e minigeradores na rede de distribuição.

Em maio de 2018, a ANEEL divulgou uma Nota Técnica<sup>10</sup> de abertura da Consulta Pública nº 10/2018 que abriu a oportunidade para submissão de novas propostas para a forma de compensação e melhorias. Tendo em vista essas contribuições da sociedade, em dezembro de 2018, a ANEEL divulgou o Relatório de Análise de Impacto Regulatório, onde foram apresentadas as diferentes alternativas que valoram a energia injetada na rede. Vale ressaltar que esse Relatório faz parte do processo de revisão da resolução e, portanto,

<sup>10</sup> NT nº 0062/2018-SRD/SCG/SRM/SGT/SRG/SMA/ANEEL

não se trata de um novo que regulamento, que está previsto para a publicação para o final de 2019 com vigência a partir de 2020 (ANEEL, 2018).

### **3.1. Geração distribuída e sistema de compensação de energia elétrica**

A GD tem como principal área de atuação sistemas de pequena escala voltados para consumidores conectados à rede. Entretanto, sua difusão pode gerar um conflito entre as empresas distribuidoras de energia os interesses dos consumidores. Isso ocorre, pois, um maior número de consumidores participantes do SCEE pode impactar na redução de renda dessas empresas. Por outro lado, a GD também pode fornecer alguns benefícios como redução de congestionamento nas linhas de transmissão e possíveis redução nas perdas de energia nas linhas de transmissão (Brown e Lund, 2013).

Muito se tem questionado a respeito de possíveis distorções que os mecanismos *net metering* ou *net billing* possam impactar no mercado de distribuição de energia elétrica. Alguns pontos como diferenciação entre compensação remota e local, assim como, a falta de simultaneidade entre geração e consumo é de interesse de diversos países que adotam esses mecanismos (Brown e Lund, 2013).

Para o consumo remoto, uma UC que tenha o sistema de GD injeta o excedente gerado na rede da distribuidora que é utilizado para abater do consumo energético em outra(s) UC(s), respeitando as regras da modalidade adotada. Dessa forma, o fio (rede de distribuição) está sendo utilizado, mas a energia excedente consumida pela(s) UC(s) remota(s) não paga(m) pela utilização do fio referente à porção compensada. Dessa forma, essa fração referente ao fio que é compensada para consumidor participante do SCEE é repassada aos demais usuários por meio de subsídio cruzado.

Outro questionamento pertinente ao sistema *net metering* diz respeito ao efeito da simultaneidade entre geração e consumo de energia. Esse efeito refere-se a parcela de energia gerada por uma determinada UC que não é consumida no momento da geração, sendo registrada pelo medidor bidirecional. Com isso, a energia é injetada na rede para utilização em outro momento quando necessário, por exemplo, no período noturno onde não há geração de energia solar. Nesse contexto, pode-se entender que a rede de distribuição atua como um sistema de armazenamento elétrico para o sistema de geração, mas ela (rede) não é remunerada por esse serviço.

As regras atuais desconsideram tanto o efeito da simultaneidade quanto a tarifação do fio. Logo, a energia excedente injetada na rede é equivalente na proporção de

1:1 à energia consumida da rede em outro momento e/ou local. De um modo geral, a inserção desses fatores acarretaria uma proporção diferente. Por exemplo, se durante o dia for injetado na rede 10 kWh, o saldo para consumo equivalente da rede no período noturno e/ou em outra localidade seria menor que 10 kWh.

No Brasil, a estrutura tarifária é composta pela Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e pela Tarifa de energia (TE). O atual SCEE incide sobre as duas tarifas integralmente. A ANEEL propôs, portanto, por meio da NT nº 0062/2018, diferentes alternativas de incidência na estrutura tarifária, onde a compensação poderia ser desde todas as parcelas, como ocorre atualmente, à apenas na parcela de energia da TE (ANEEL, 2018).

A tabela 2, mostra as diferentes parcelas que compõem a TUSD e a TE que poderiam ser compensadas ou não, tendo como referência o cenário base atual que é a alternativa 0.

Tabela 15 – Parcelas de TUSD e TE que poderiam ser compensadas

| TUSD                          | Alternativa proposta |   |   |   |   |   |
|-------------------------------|----------------------|---|---|---|---|---|
|                               | 0                    | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Transporte                    |                      |   |   |   |   |   |
| Fio A <sup>11</sup>           | ✓                    | ✓ |   |   |   |   |
| Fio B <sup>12</sup>           | ✓                    |   |   |   |   |   |
| Encargos                      | ✓                    | ✓ | ✓ |   |   |   |
| Perdas                        | ✓                    | ✓ | ✓ | ✓ |   |   |
| <b>TE</b>                     |                      |   |   |   |   |   |
| Energia                       | ✓                    | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| Encargos e demais componentes | ✓                    | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |   |

<sup>11</sup> TUSD FIO A – formada por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade de terceiros, compreendida por: i) uso dos sistemas de transmissão da Rede Básica; ii) uso dos transformadores de potência da Rede Básica com tensão inferior a 230 kV e das DIT compartilhadas; iii) uso dos sistemas de distribuição de outras distribuidoras; e iv) conexão às instalações de transmissão ou de distribuição.

<sup>12</sup> TUSD FIO B – formada por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade da própria distribuidora que compõem a Parcela B, compreendida por: i) custo anual dos ativos; ii) custo de administração, operação e manutenção.

Fonte: Adaptado da Nota Técnica nº 62/2018

Dessa forma, pode-se perceber que tanto as alternativas de incidência compensatória propostas (1 a 5) quanto o efeito da simultaneidade impactam negativamente na economia do consumidor que opte pela GD. Quanto menor for a incidência dessa compensação, menor será a economia do consumidor que adere ao SCEE, o que pode diminuir a atratividade da GD de forma precoce no mercado brasileiro.

### **3.2. Modelos de negócios fotovoltaicos**

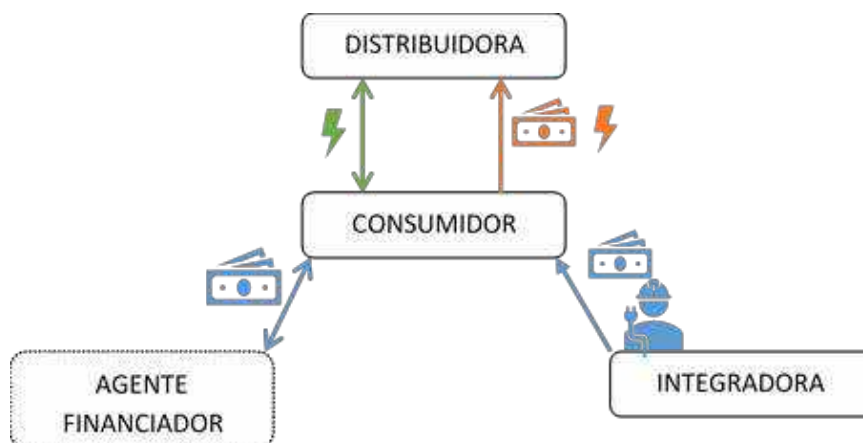
Tendo em vista que, no Brasil, a geração solar fotovoltaica conta com a maior participação percentual da GD, ela será o principal objeto de análise nesse estudo. Posto isso, são descritos nesse estudo os modelos de negócio “financiamento e instalação solar fotovoltaica distribuída” e “provedores solares comunitários” que adaptados do estudo de Burguer e Luke para o mercado de mini e microgeração no Brasil.

#### **3.2.a. Financiamento e instalação solar fotovoltaica distribuída**

Esse modelo consiste na participação de até quatro agentes, sendo eles: a distribuidora/concessionária; o consumidor; o projetista/instalador; e, caso necessário, o agente financiador. Em muitos casos, o agente financiador é o mesmo agente de instalação e projeto, que pode atuar não de forma efetiva como financiador, mas sim por meio de condições facilitadas para aquisição do sistema de geração (Burguer e Luke, 2017). Além disso, estão representados quatro tipos de fluxos: contratação de serviço (financeiro ou instalação); pagamento da conta de energia elétrica; e créditos de energia.

A figura 5, apresenta um esquema simplificado, onde o consumidor contrata o serviço de uma empresa de projeto e instalação especializada para a implementação do sistema solar fotovoltaico (integradora) e, caso necessário, o consumidor em questão pode recorrer a um financiamento para viabilizar economicamente seu projeto. Com o sistema devidamente instalado, a energia excedente gerada é injetada na rede e, posteriormente, os créditos são abatidos na conta de energia do consumidor.

Figura 34 – Financiamento e instalação fotovoltaica distribuída



Legenda:

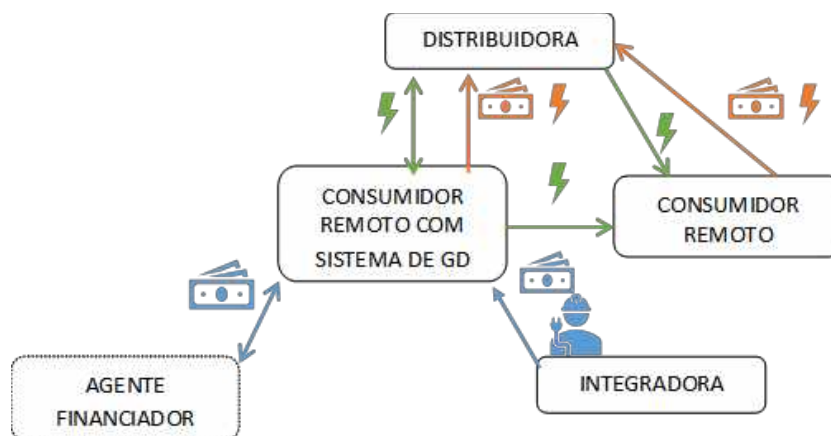


Mesmo que a geração de energia seja maior que o consumo mensal, o consumidor paga a sua conta de luz referente ao custo de disponibilidade ou à demanda contratada que não incide no SCEE. Além disso, eventualmente, pode haver transação de informações a respeito da geração entre o consumidor e a integradora por um determinado período. A modalidade de geração na própria UC prevista na resolução enquadra-se nesse modelo de negócio.

Sua vantagem reside na simplicidade que requer poucos agentes envolvidos. Com isso, essa tem sido a principal modalidade de negócio adotada pelos consumidores brasileiros. Entretanto, ainda há dificuldade em conseguir boas linhas de financiamento e esse fator pode ser decisivo para o consumidor aderir à GD (Greener, 2019).

Uma variação do modelo supracitado é com a participação de uma unidade de consumo remoto (figura 6). Nesse caso, o consumidor com sistema de geração estaria afastado da(s) outra(s) UC(s) remota(s). Nela, a mudança será relativa à alocação dos créditos de energia que incide sobre o consumo de todas as unidades UCs participantes segundo percentual previamente estabelecido.

Figura 35 – Financiamento e instalação fotovoltaica distribuída com consumo remoto



Legenda:



É nesse modelo de negócio que a modalidade de autoconsumo remoto está enquadrada, mas não fica restrito apenas nela. Nessa configuração, podem ser incluídos também sistemas para locação ou *leasing*. Como dito anteriormente, a resolução vigente não proíbe a locação ou arrendamento de terrenos ou imóveis, mas também não fica explícita as condições para tal.

Dessa forma, faz-se necessário elucidar as regras para tal situação ou até mesmo introduzir uma nova modalidade onde seja permitido a locação ou *leasing* de equipamentos de terceiros. A vantagem desse modelo consiste na facilidade do consumidor ter acesso à tecnologia sem ter que realizar um alto investimento inicial ou recorrer a linhas de financiamento não atrativas. Com isso, mais consumidores estariam aptos a adquirir um sistema de GD.

#### 4.2.b. Provedores solares comunitários

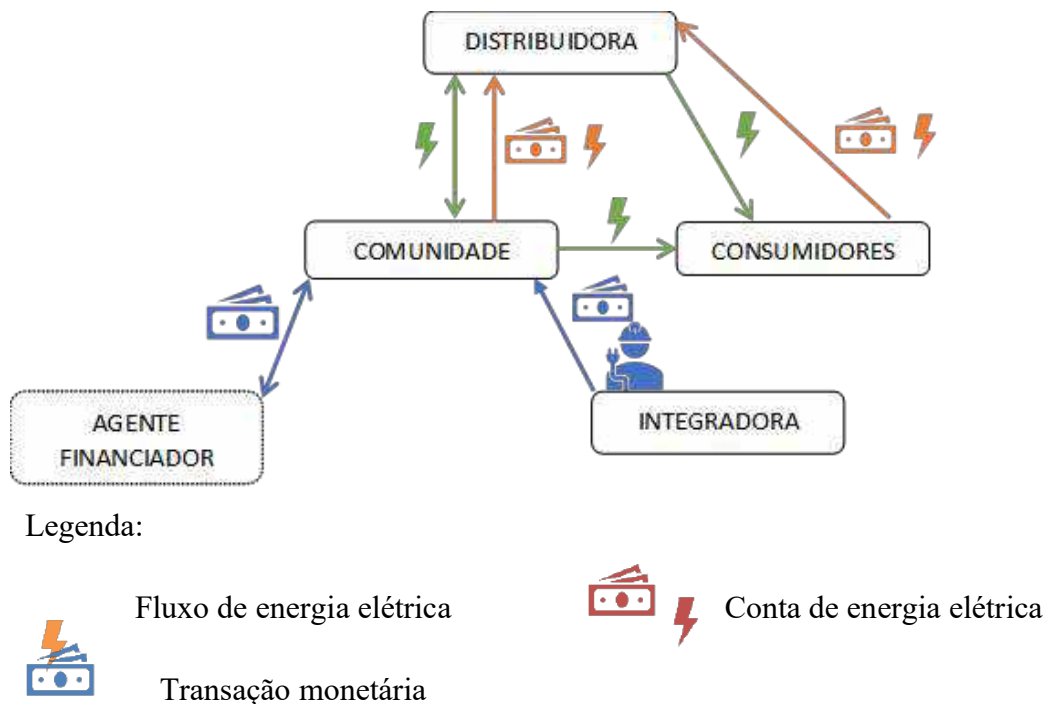
Para os provedores solares comunitários existe a atuação de até 5 tipos de agentes que são: as distribuidoras/concessionárias, os consumidores, a integradora, um agente financiador, caso necessário, e a comunidade, que nada mais é que uma forma organizacional dos consumidores interessados. Da mesma forma que no modelo anterior, o agente de instalação e projeto pode atuar como facilitador para aquisição dos equipamentos de geração de energia.



A figura 7, ilustra esse modelo, onde os consumidores interessados podem adquirir uma parte do sistema de geração solar seja por compra, aluguel ou *leasing* formando, portanto, uma comunidade.

A vantagem desse modelo são as diferentes possibilidades organizacionais de configuração de uma comunidade para instalação do sistema de geração. Ela pode ser pelas modalidades já previstas na resolução brasileira (geração compartilhada e empreendimento em múltiplas UCs), mas não se limita a elas. Outra possibilidade é a estruturação da comunidade nos moldes de um empreendimento onde uma empresa constrói a planta e comercializa os lotes de geração com consumidores interessados. Outra configuração organizacional é pelo investimento coletivo, onde um grupo de consumidores faz esse financiamento coletivo para implementação da GD por uma empresa especializada.

Figura 36 – Provedores solares comunitários



A vantagem desse modelo são as diferentes possibilidades organizacionais de configuração de uma comunidade para instalação do sistema de geração. Ela pode ser pelas modalidades já previstas na resolução brasileira (geração compartilhada e empreendimento em múltiplas UCs), mas não se limita a elas. Outra possibilidade é a estruturação da comunidade nos moldes de um empreendimento onde uma empresa constrói a planta e comercializa os lotes de geração com consumidores interessados. Outra configuração organizacional é pelo investimento coletivo, onde um grupo de consumidores faz esse financiamento coletivo para implementação da GD por uma empresa especializada.

Vale ressaltar que nesse modelo os sistemas são de maior porte para ser capaz de atender a carga de seus consumidores participantes. Logo, são mais caros e a presença do agente financiador é maior. Entretanto, no caso de investimento coletivo, existe a possibilidade de não haver agente financiador. Com o sistema de geração em funcionamento a energia gerada é destinada aos consumidores participantes e o excedente vai para à rede de distribuição. Os créditos de energia gerados de cada consumidor são abatidos de suas contas de acordo com seu percentual previamente estabelecido.

Um grande entrave que é percebido por parte da sociedade é a falta de clareza das regras vigentes para atuação dessas duas últimas possibilidades apresentadas. A resolução não as caracteriza, mas também não faz uma proibição explícita, já que elas não fazem comercialização efetiva de energia elétrica, mas sim uma parcela dos ativos para geração da mesma.

Por fim, vale salientar que os modelos foram apresentados para a fonte solar fotovoltaica, mas eles não se limitam apenas a essa tecnologia. No caso de outras fontes geradoras – eólica por exemplo – o processo seria análogo.

### **Considerações Finais**

Tendo em vista as transições energéticas que o mundo vivencia, a inserção da GD no Brasil ocorre gradualmente desde 2012, através da REN 482/2012. Suas atualizações objetivam adequar-se às demandas tanto dos consumidores quanto das distribuidoras de energia. O mercado de GD no Brasil tem expandido bastante desde 2016. Entretanto, o investimento inicial relativamente elevado ainda é decisivo, principalmente, quando o retorno financeiro ocorre de forma indireta, refletido na redução/economia da conta de energia.

Outro ponto importante a ser destacado é que a legislação vigente brasileira não proíbe o aluguel de uma propriedade que contenha um sistema de GD, mas proíbe sim que esse aluguel fique condicionado mensalmente a respectiva geração elétrica (kWh), ou seja, que haja uma monetização dessa geração ou dos créditos de energia.

Com o mercado de GD em expansão, surgem alguns questionamentos relativos à introdução da remuneração do fio e do efeito da simultaneidade. Essas mudanças acarretam negativamente na economia energética sob a ótica do consumidor que adere ao SCEE e isso poderia diminuir sua atratividade precocemente. Todas essas modificações devem ser analisadas de forma integrada, pois elas podem, por um lado, comprometer o desenvolvimento do setor de forma precoce pela redução na atratividade e, por outro,

ampliar essas vantagens de forma desigual entre consumidores participantes e não participantes além das distribuidoras.

No caso da remuneração do fio, a parcela compensada ao consumidor que possui o sistema de GD, referente ao fio, é repassada aos demais consumidores, que cobrem esses custos do serviço de rede providos pelas distribuidoras por meio de subsídios cruzados. Pelo lado da distribuidora, quanto maior o número de usuários participantes do SCEE, é esperado que a renda delas diminua.

Com isso, essa análise integrada da valoração da energia injetada deve ser ponderada cuidadosamente. Deve-se considerar, portanto, não só o montante que é repassado para a parcela populacional que não adere ao SCEE, mas também devem ser quantificados benefícios e malefícios da difusão da GD na rede.

No que diz respeito aos modelos de negócio, para uma maior ampliação do mercado de GD os modelos apresentados focam em dois pontos: possibilidade de locação ou *leasing* de sistemas de geração; e introdução de novas possibilidades associativas menos burocráticas que os consórcios e as cooperativas. Além disso, faz-se necessário identificar possíveis gargalos que tenha dificultado a inserção da modalidade de condomínios devido a sua baixa representatividade no cenário nacional.

Por fim, esse estudo mostra que a GD no Brasil possui um perfil fortemente voltado para a fonte solar fotovoltaica, com grande participação em potência instalada da geração na própria UC (75%), seguida do autoconsumo remoto (23%). A baixa participação percentual da geração compartilhada e das múltiplas UCs são um reflexo das dificuldades enfrentadas pela sociedade para enquadrar-se nessas modalidades.

## Referências Bibliográficas

BROWN, Ashley; LUND; Louisa. “Distributed generation: how green? How efficient? How well-priced?”. In: *The Electricity Journal*, v. 26, issue 3, pp. 28-34, abr. 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL), *Cadernos Temáticos ANEEL*, 2ª edição ed., Brasília, Distrito Federal, 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL), “GERAÇÃO DISTRIBUÍDA”. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/gd\\_estadual.asp](http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/gd_estadual.asp)>. Acesso em: 22/06/2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL), “Nota Técnica nº 0056/2017-SRD/ANEEL, 24 de maio de 2017”. Disponível em: <

[http://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/Nota+T%C3%A9cnica\\_0056\\_PR OJE%C3%87%C3%95ES+GD+2017/38cad9ae-71f6-8788-0429-d097409a0ba9](http://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/Nota+T%C3%A9cnica_0056_PR OJE%C3%87%C3%95ES+GD+2017/38cad9ae-71f6-8788-0429-d097409a0ba9) >. Acesso em: 23/03/2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL), “Nota Técnica nº 0062/2018-SRD/SCG/SRM/SGT/SRG/SMA/ANEEL, 25 de maio de 2018”. Disponível em: < [http://www.aneel.gov.br/consultas-publicas?p\\_p\\_id=consultaspublicasvisualizacao\\_WAR\\_AudienciasConsultasPortletportlet&p\\_p\\_lifecycle=2&p\\_p\\_state=normal&p\\_p\\_mode=view&p\\_p\\_cacheability=cacheLevelPage&p\\_p\\_col\\_id=column-2&p\\_p\\_col\\_count=1&\\_consultaspublicasvisualizacao\\_WAR\\_AudienciasConsultasPortletportlet\\_documentoId=4575&\\_consultaspublicasvisualizacao\\_WAR\\_AudienciasConsultasPortletportlet\\_tipoFaseReuniao=fase&\\_consultaspublicasvisualizacao\\_WAR\\_AudienciasConsultasPortletportlet\\_jspPage=%2Fhtml%2Fconsultas-publicas-visualizacao%2Fvisualizar.jsp](http://www.aneel.gov.br/consultas-publicas?p_p_id=consultaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_count=1&_consultaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_documentoId=4575&_consultaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_tipoFaseReuniao=fase&_consultaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fconsultas-publicas-visualizacao%2Fvisualizar.jsp) >. Acesso em: 23/03/2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL), “RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 235, 14 de novembro de 2006”. Disponível em: < <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2006235.pdf> >. Acesso em: 06/06/2019

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL), “RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, 17 de abril de 2012”. Disponível em: < <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Resolu%C3%A7%C3%A3o%20Normativa%20482,%20de%202012%20-%20bip-junho-2012.pdf> >. Acesso em: 15/03/2019

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL), “RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 687, 24 de novembro de 2015”. Disponível em: < <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf> >. Acesso em: 15/03/2019

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL), “Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída – Resolução Normativa nº 482/2012 Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, 06 de dezembro de 2018”. Disponível em: < [www.aneel.gov.br/audiencias-publicas?p\\_p\\_id=audienciaspublicasvisualizacao\\_WAR\\_AudienciasConsultasPortletportlet&p\\_p\\_lifecycle=2&p\\_p\\_state=normal&p\\_p\\_mode=view&p\\_p\\_cacheability=cacheLevelPage&p\\_p\\_col\\_id=column-2&p\\_p\\_col\\_count=1&\\_audienciaspublicasvisualizacao\\_WAR\\_AudienciasConsultasPortletportlet\\_documentoId=42675&\\_audienciaspublicasvisualizacao\\_WAR\\_AudienciasConsultasPortletportlet\\_tipoFaseReuniao=fase&\\_audienciaspublicasvisualizacao\\_WAR\\_Audienc](http://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas?p_p_id=audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_count=1&_audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_documentoId=42675&_audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_tipoFaseReuniao=fase&_audienciaspublicasvisualizacao_WAR_Audienc) >

iasConsultasPortletportlet\_jspPage=%2Fhtml%2Faudiencias-publicas-  
visualizacao%2Fvisualizar.jsp

>. Acesso: 30/03/2019

PEREIRA, Enio Bueno *et al.*. *Atlas brasileiro de energia solar*. São José dos Campos: INPE, 2a ed., 2017.

DUFO-LÓPEZ, Rodolfo; BERNAL-AGUSTÍN; José L. “A **comparative assessment of net metering and net billing policies. Study cases for Spain**”. In: *Energy*, v. 84, pp. 684-694, mai. 2015

GREENER. *Estudo Estratégico: Mercado fotovoltaico de Geração Distribuída 1o semestre 2019*. Disponível em: <<https://www.greener.com.br/pesquisas-de-mercado/estudo-estrategico-mercado-fotovoltaico-de-geracao-distribuida-1o-semester-de-2019/>>. Acesso em: 02/04/2019

PEPERMANS, Guido; *et al.* “Distributed generation: definition, benefits and issues”. In: *Energy Policy*, v. 33, issue 6, pp. 787-798, abr. 2005

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). *Global Energy and CO2 Status Report 2018*. In: IEA Publications, 2019.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA). *Adapting market design to high shares of variable renewable energy*. Abu Dhabi, 2017.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA), INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA) e RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21ST CENTURY (REN21). *Renewable Energy Policies in a Time of Transition*, 2018.

RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21ST CENTURY (REN21). *Renewables 2018 Global Status Report*, 2019

BURGER, Scott P.; LUKE, Max. “Business models for distributed energy resources: A review and empirical,” In: *Energy Policy*, v. 109, pp. 230-248, out. 2017.

## **Biografia Dos Autores**

**Patrícia Asfor Parente** é graduada pela Universidade Federal do Ceará (2015) com mobilidade acadêmica, em 2014, na University of Dundee na Escócia, mestrado em Engenharia Mecânica na área de Processos, Equipamentos e Sistemas para Energias Renováveis pela Universidade Federal do Ceará (2018). Ingressou em março de 2018 no doutorado do Programa de Planejamento Energético (PPE) da Coordenação de Programas de Pós-Graduação em Engenharia (COPPE) da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). Tem experiência na área de Energias Renováveis nos temas: energia eólica, energia solar fotovoltaica e geração distribuída.

E-mail: [pasfor@ppe.ufrj.br](mailto:pasfor@ppe.ufrj.br)

**Maurício Tiomno Tolmasquim** é professor do PPE/COPPE/UFRJ. Non-resident Fellow da Harvard Kennedy School. Atuou como Presidente da Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Antes da EPE, atuou como Secretário Executivo do Ministério de Minas e Energia. Em 2004, coordenou o grupo de trabalho técnico responsável pela reforma institucional do setor elétrico brasileiro. Foi premiado com o grau de Grande Oficial da Ordem de Rio Branco, estabelecido pela Secretaria de Relações Exteriores do Brasil com o objetivo de distinguir o serviço meritório e as virtudes cívicas. Foi eleito membro titular da Academia Brasileira de Engenharia, reconhecimento dado aos grandes talentos desta profissão. Organizador, autor ou coautor de mais de vinte e cinco livros e mais de uma centena de artigos técnicos.

E-mail: [tolmasquim@ppe.ufrj.br](mailto:tolmasquim@ppe.ufrj.br)

**Marco Aurélio Dos Santos** é graduado em Geografia pela UFRJ (1989), mestrado em Engenharia Nuclear e Planejamento Energético (1993) e doutorado em Planejamento Energético (área de concentração Planejamento Ambiental). Professor Associado 1 do PPE/COPPE/UFRJ. Tem experiência em: Geociências, Energia & Meio Ambiente, Poluição Ambiental, com atuação nos temas: efeito estufa, hidrelétricas, meio ambiente, fluxos de metano e dióxido de carbono. Pesquisador 2 do CNPq desde março de 2010. Autor de vários artigos internacionais em revistas indexadas. Membro de comitê de assessoramento de várias revistas internacionais. Desde junho de 2016 é coordenador geral do Programa de Formação de Recursos Humanos da ANP 21 da UFRJ.

E-mail: [aurelio@ppe.ufrj.br](mailto:aurelio@ppe.ufrj.br)

**David Alves Castelo Branco** é professor adjunto do Programa de Planejamento Energético da COPPE (PPE/COPPE/UFRJ). Possui graduação em Engenharia Mecânica pela UFRJ (1997), mestrado em Planejamento Energético pela UFRJ (2008) e doutorado em Planejamento Energético pela UFRJ (2012). Possui experiência na área de Planejamento Energético, atuando principalmente nos temas: Mudanças Climáticas, especificamente na realização de inventários de emissões de gases de efeito estufa; tecnologias de baixo carbono; custos de abatimento; fontes renováveis de energia e análise de ciclo de vida (ACV).

E-mail: [davidbranco@ppe.ufrj.br](mailto:davidbranco@ppe.ufrj.br)

## CAPÍTULO XXVIII

### **Estudo de viabilidade de sistemas de autoconsumo para bombagem de água nas regiões off-grid**

PATRÍCIO ANDRADE<sup>1</sup>

EGAS MASCARENHAS<sup>2</sup>

ANILDO COSTA<sup>3</sup>

**Resumo:** o acesso a energia elétrica e a água potável para as mais diversas atividades como a agricultura e a criação de gado ainda é um desafio para alguns dos países menos desenvolvidos onde existem regiões sem infraestrutura técnica de geração e distribuição de energia elétrica. Este trabalho pretende avaliar os possíveis sistemas de produção de energia para bombagem de água nestas regiões, destacando as energias renováveis (ex: solar e eólica), que é, sem dúvida nos dias de hoje uma tecnologia fiável e de elevado grau de maturação, tornando num forte instrumento de combate ao problema energético e ambiental.

É comum usar fontes de combustíveis convencionais em operações agrícolas, micro - sistema de irrigação e/ou para a alimentação do gado. Enquanto estes sistemas podem fornecer a energia quando necessário, existem alguns benefícios significativos para bombagem de água com energias renováveis, inclusive poderá ser muito mais competitivo do que o uso das redes elétricas e ou fontes de combustíveis convencionais (ex. Diesel, gasolina e etc.), isso sem referir que existem regiões em que não têm acesso a rede elétrica e sistemas de autoconsumo poderão ser a única opção elegível. Este estudo quando aplicado a um caso real, como é o caso das ilhas de Cabo Verde, onde a agricultura e a criação de gado são vetores estratégicos para a sustentabilidade, os resultados obtidos neste trabalho poderão eventualmente assumir um papel na formulação das políticas públicas e servir-se como um instrumento de apoio na decisão de incentivos de cooperação internacional, assim como, poder-se a identificar, à priori, os desafios das populações carenciadas, bem como a forma para combater a falta de água e o próprio acesso a energia elétrica nestas regiões.

**Palavras-Chave:** Agricultura; bomba; autoconsumo; água; energia.

#### **Introdução**

Os desafios colocados pelas alterações climáticas têm perceções e complexidades distintas, dependendo das especificidades de cada país ou região. Em particular, as inter-relações entre clima e água, energia e alimentação, ou Nexus Água-Energia-Alimentação (AEA), pelas suas implicações na qualidade de vida e mesmo na sobrevivência das

---

<sup>1</sup> ISQ

<sup>2</sup> FCUL

<sup>3</sup> Consultor Ind.

populações, necessitam uma abordagem holística, no planeamento, procura de soluções inovadoras e sustentáveis e garantia da segurança.

Os pequenos estados insulares em desenvolvimento, (SIDS da sigla em inglês, Small Islands Developing States) são particularmente vulneráveis às alterações climáticas devido às extensas áreas costeiras, dimensão e mercados reduzidos, e também a fragilidade das reservas hídricas.

Cabo Verde, pequeno estado insular em desenvolvimento localizado ao largo da costa ocidental africana, a cerca de 570 km do Senegal, é um caso típico onde o Nexus Água-Energia-Alimentação tem sido estruturante no seu desenvolvimento. A escassez de água foi um condicionante na habitação das 10 ilhas que constituem o arquipélago. Igualmente, as ilhas são fustigadas regularmente por longos períodos de seca que, no passado, chegaram a reduzir a população para menos de metade em algumas ilhas, provocando ao mesmo tempo um êxodo rural massivo.

As ilhas apresentam, dimensões muito diferentes, variando entre 991 km<sup>2</sup> (Ilha de Santiago) e 35 km<sup>2</sup> (Santa Luzia), e morfologia, orografia e clima também diferentes. A maior ilha, Santiago, alberga mais de metade (56,2%) dos quase 540 000 habitantes do arquipélago, enquanto que Santa Luzia não tem habitantes permanentes.

O arquipélago apresenta duas estações climáticas contrastadas, ligadas ao movimento da Convergência Intertropical (CIT). Uma Estação seca, de novembro a junho, com pluviosidade quase nula, intensa radiação solar e ventos marítimos de nordeste fortes e constantes que contribuem para elevados níveis de evapotranspiração. Uma estação húmida, de julho a outubro, concentrando a quase totalidade da precipitação anual – uma média de 225 mm/ano em média para o arquipélago em alguns casos com precipitação intensa e temporalmente concentrada em poucas horas.

As temperaturas médias variam entre 22°C e 26°C, com reduzida amplitude térmica e elevadas horas de insolação (superior a 3 800 horas/ano). Em resultado da sua localização atlântica, da influência dos ventos secos do continente africano, o Harmatão, uma massa de ar continental muito quente e seco, com valores de humidade próximos a



10%, geralmente carregado de grande quantidade de partículas suspensas e da evaporação excessiva, há uma forte tendência para a salinização dos solos e aquíferos subterrâneos.

Assim, de uma maneira geral, as condições naturais não são propícias à agricultura. Contudo, fruto da história e do elevado nível de pobreza, uma boa parte da população se dedica a esta atividade, sobretudo nos meios rurais (um pouco mais de 40% da população rural se dedica a Agricultura Produção Animal, Caça, Floresta e Pesca). Este sector tem um peso de quase 8% na economia nacional.

Este trabalho tem como objetivo determinar o melhor sistema de bombagem de água para um caso real em Cabo Verde. Um estudo de viabilidade económica nas soluções de bombagem solar e eólica comparativamente ao diesel tendo em conta o mercado cabo-verdiano. Pretende fornecer novas perspetivas para o desenvolvimento sustentável no setor da agricultura e criação de gado, de forma a preencher o diferencial de informação existente no mercado.

## **1. Abastecimento De Água**

De acordo com Plano de Ação Nacional para a Gestão Integrada dos Recursos Hídricos PAGIRE (2010), os recursos hídricos subterrâneos potenciais estimados no arquipélago, referindo-se aos recursos brutos totais e não obrigatoriamente aos tecnicamente exploráveis, se situavam nos 173 hm<sup>3</sup>/ano, sendo que 90,3% concentrar-se-iam nas ilhas de Santo Antão (36,1%), Santiago (27,8%), e Fogo (27,1%). Ora estas são justamente as ilhas com maior relevo. O ponto mais alto é precisamente na ilha do Fogo, o vulcão do Fogo com 2829 metros de altura, seguido do Topo de Coroa na ilha de Santo Antão com 1 979 metros e do Pico de Antónia em Santiago com 1 373 metros. Isto faz com que seja extremamente complicado e, sobretudo, necessitam-se de grande quantidade de energia para aceder às reservas de água potável disponíveis no país, encarecendo os produtos agrícolas produzidos localmente.

De acordo com o PAGIRE (2010) existiam em 2008 cerca de 3715 pontos de exploração de água em Cabo Verde, entre poços, furos e nascentes com um caudal explorado perto de 100 000 m<sup>3</sup>/dia.

| Concelho         | Número pontos de água explorados |      |      |       | Caudal explorado (m <sup>3</sup> /d) |       |       |       |
|------------------|----------------------------------|------|------|-------|--------------------------------------|-------|-------|-------|
|                  | Nascente                         | Poço | Furo | Total | Nascente                             | Poço  | Furo  | Total |
| R. Grande (RG)   | 568                              | 22   | 4    | 594   | 13828                                | 3252  | 372   | 17452 |
| Paul (PL)        | 204                              | 5    | 2    | 211   | 5310                                 | 690   | 326   | 6326  |
| P. Novo (PN)     | 284                              | 6    | 10   | 300   | 6804                                 | 240   | 426   | 7560  |
| S. Vicente (SV)  | 38                               | 292  | 5    | 335   | 91                                   | 974   | 176   | 1241  |
| S. Nicolau (SN)  | 202                              | 41   | 15   | 258   | 4326                                 | 279   | 850   | 5455  |
| Sal (SL)         | 9                                | 36   | 5    | 36    | 59                                   | 220   | 49    | 220   |
| B. Vista (BV)    | 258                              | 55   | 13   | 69    | 1241                                 | 234   | 444   | 342   |
| Maio (MA)        | 400                              | 122  | 28   | 135   | 10563                                | 1558  | 3152  | 2002  |
| Tarrafal (TA)    | 153                              | 64   | 50   | 250   | 2396                                 | 1231  | 1597  | 5624  |
| S. Catarina (SC) | 216                              | 85   | 45   | 535   | 9540                                 | 2508  | 5313  | 14668 |
| S. Cruz (SZ)     | 927                              | 170  | 60   | 368   | 23740                                | 9584  | 5115  | 17293 |
| Praia (PA)       | 67                               | 260  | 183  | 536   | 1811                                 | 1749  | 15177 | 16404 |
| Fogo (FO)        | 2304                             | 15   | 238  | 83    | 58646                                | 224   | 18020 | 2235  |
| Brava (BR)       |                                  | 1173 |      | 5     |                                      | 22743 |       | 2587  |
| Total            |                                  |      |      | 3715  |                                      |       |       | 99409 |

Figura 1 - Pontos de Exploração de água em Cabo Verde (PAGIRE - 2010)

Enquanto a água para agricultura provém maioritariamente destes pontos, a água para consumo humano, sobretudo nos grandes centros urbanos é água dessalinizada. As ilhas do Sal, São Vicente e Boavista dependem quase que exclusivamente da dessalinização para abastecimento de água. Nos concelhos da Praia em Santiago e Porto Novo em Santo Antão as zonas urbanas também dependem exclusivamente da dessalinização.

A capacidade instalada pela maior empresa do setor a ELECTRA era, em 2017 de 26 400 m<sup>3</sup>/dia (ELECTRA, 2018). Acrescem os 3 000 m<sup>3</sup>/dia da empresa APP no Sal, os 4 700 m<sup>3</sup>/dia da empresa AEB na ilha da Boavista e os 1000 m<sup>3</sup>/dia da empresa APN no Porto Novo (CVINVEST, 2019).

Cerca de 65,9% dos alojamentos em Cabo Verde têm ligação à rede pública de água, enquanto que 10,9 % abastecem-se através de chafarizes e 7,8% obtêm água de autotanques (INE, 2019).

Contudo, o grande entrave ao acesso à água em Cabo Verde é o elevado preço que pode atingir os 3,5 €/ton. ou mesmo os 5 €/ton. para o turismo. Estes valores são por sua vez consequência dos elevados custos da eletricidade, um pouco mais de 0,30€/kWh para uma família ou 0,19€/kWh para dessalinização (ARE, 2019).

## Energias Renováveis

Uma solução que se vem reforçando com o tempo é o recurso às Energias Renováveis para aumentar o acesso à energia a um custo comportável para a população e a economia.

A energia eólica foi a primeira forma de energia utilizada para a bombagem de água em Cabo Verde. Até os anos 80 do Séc. XX era comum ver réplicas das aerobombas tipo americanas em quase todas as ilhas. Hoje, a bombagem solar está sendo amplamente adotada, havendo intenção por parte do governo de substituir todas as bombas dos poços e furos com bombas solares. Com a queda abrupta dos preços dos painéis solares e o excelente potencial solar em Cabo Verde, esta opção parece bastante racional do ponto de vista económico.

O território cabo-verdiano recebe anualmente mais de 3800 horas sol, com uma radiação global entre os 1800 kWh/m<sup>2</sup> e os 2100 kWh/m<sup>2</sup>.

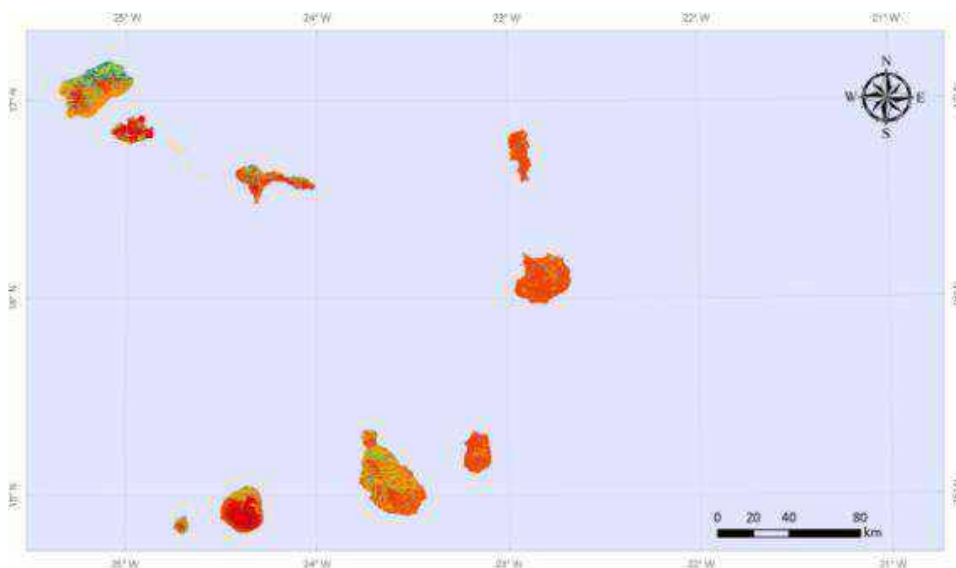


Figura 2 - Potencial solar em Cabo Verde (DGE, 2011)

Esta radiação é variável entre as ilhas e dentro de cada ilha, dependendo do relevo e outras variáveis morfológicas. Por exemplo, na ilha de Santiago, o valor mensal mais baixo acontece no mês de janeiro com um pouco menos de 150 kWh/m<sup>2</sup> e o mais alto

entre abril e maio onde ultrapassa ligeiramente os 200 kWh/m<sup>2</sup>. A partir de maio e até outubro inicia-se a época das chuvas com nuvens constantes o que faz diminuir a radiação global na horizontal.

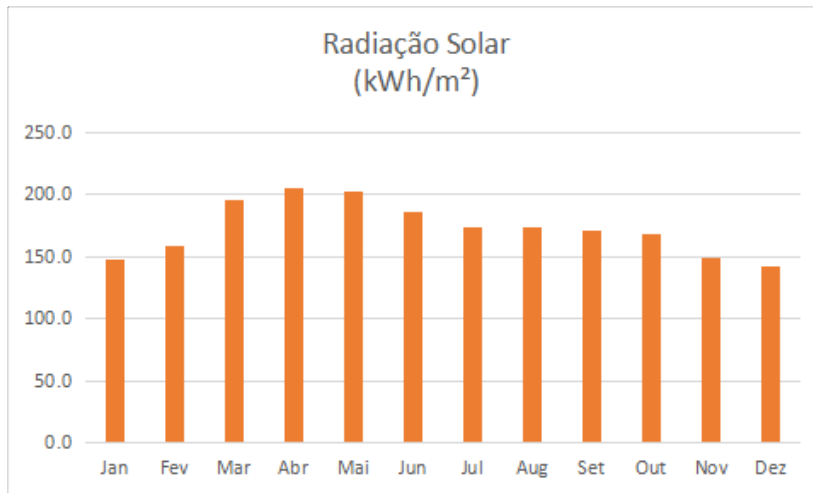


Figura 3 – Radiação solar na ilha de Santiago (Meteonorm - software PVSOL)

A velocidade média anual do vento é igualmente variável entre ilhas, podendo atingir valores superiores a 9 m/s em algumas ilhas.

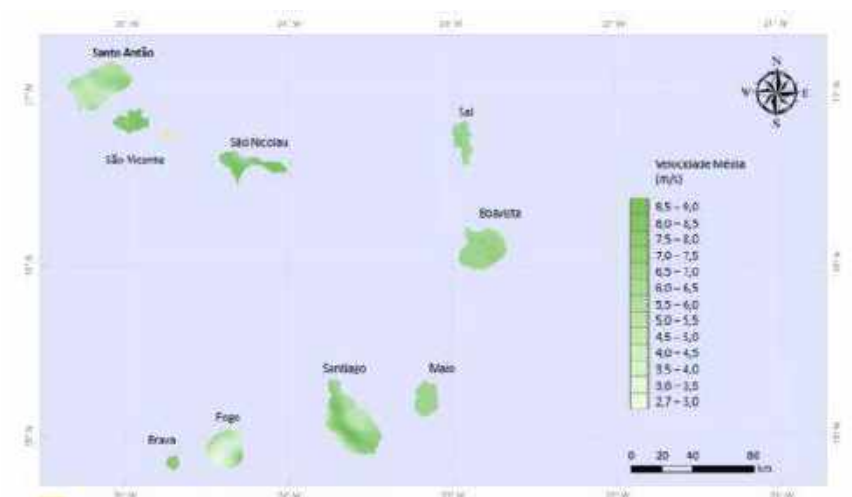


Figura 4 – Potencial Eólico em Cabo Verde (DGE, 2011)

Em Santiago podem verificar-se velocidades médias com valores superiores a 11 m/s no mês de fevereiro, com o mínimo a acontecer em plena época das chuvas. no mês de agosto.

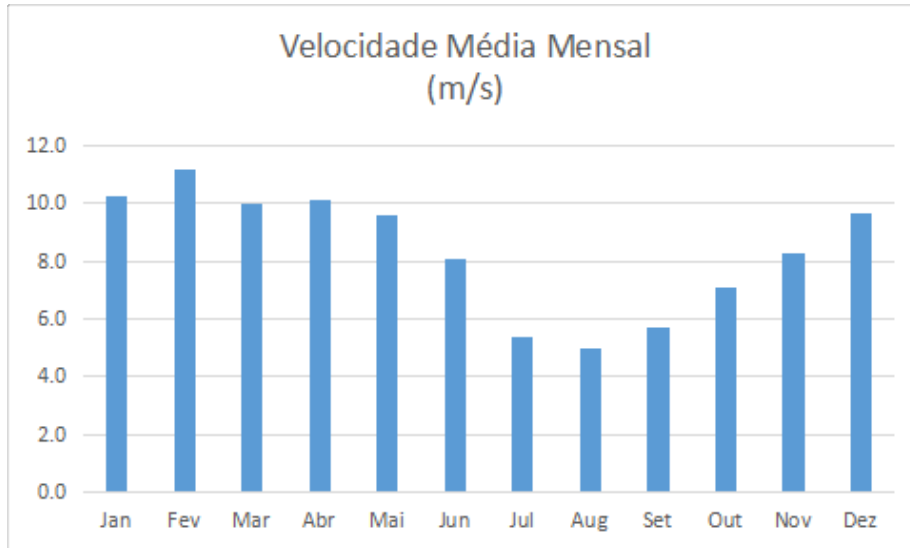


Figura 5 – Velocidade do vento na Estação Caboeólica - Monte São Filipe, Santiago

## DESIGN E INSTALAÇÃO

Uma das várias aplicações das energia renováveis é a bombagem de água, com grande potencial em meios rurais isoladas, de alta radiação solar e vento, onde os sistemas de bombagem alimentados a partir da energia renovável podem competir economicamente com outras fontes de energia convencionais.

Esta tecnologia tem demonstrado ao longo dos anos ser uma alternativa ao fornecimento de água potável para as regiões off-grid, nomeadamente em aplicações agrícolas na irrigação e pecuária e em abastecimento de água para a população em geral.

Para o caso em estudo refere-se às bombas submersas, que é muito comum nos sistemas públicos de abastecimento de água, seja na sua aplicação direta em poços ou como boosters, sendo na atualidade o seu uso muito diversificado atendendo também o abastecimento de água industrial, rural e sistemas de irrigação (Tedesco, 1997).

As bombas submersas são uma versão adaptada das bombas verticais tipo turbina, sem contudo estarem restritas a rotores de fluxo misto ou semi-axiais, utilizando também rotores tipo radial. O motor é refrigerado a água possuindo enrolamentos e partes girantes inteiramente submersas. Possui vantagens quanto à dissipação de calor desenvolvido pelo

motor, sendo inicialmente o grande problema das bombas é a adoção de materiais aptos para exercer a função de isolamento e enrolamento.

Se comparadas com as bombas centrífugas apresentam a vantagem de não necessitar de construções adicionais para captação e instalação em condições apropriadas para utilização. Entre outras vantagens apresentam-se a maior economia devido ao seu rendimento, menor consumo de energia elétrica, baixo custo inicial, funcionamento silencioso exigindo poucas intervenções para manutenção (Vanderlei Artur Bier, 2004).

Para o dimensionamento do sistema é necessário conhecer algumas variáveis e condições de funcionamento da bomba e dependente do sistema de auto-consumo (diesel, solar e eólico) e das próprias condições físico-química da água. Para cada rotação N, a bomba fornecerá uma descarga Q, a uma altura manométrica Hm, proporcionando um rendimento  $\eta$ .

A potência útil de uma bomba é função da massa específica do líquido a ser impulsionado, do caudal e da altura manométrica a que este líquido deve ser submetido, segundo a equação :

$$P_u = \gamma * Q * H_m * \eta \quad [1]$$

$P_u$  = Potência útil na bomba (W);

$\gamma$  = Peso específico do líquido, em kgf/m<sup>3</sup>; Q = Caudal, em L/s;

Hm = Altura manométrica, em metros;  $\eta$  = Rendimento da bomba,

$\gamma$  - Relação entre peso específico e massa específica;

## Possibilidades De Aplicação De Sistemas De Bombagem De Água Em Regiões Off-Grid

### SISTEMA DIESEL

Bombagem de água com geração diesel é o sistema convencional conhecido pelo seu custo inicial muito baixo e de fácil operação, por outro lado pelos seus problemas de ruídos, sujidade, humidade e na maioria das vezes são de baixo rendimento.

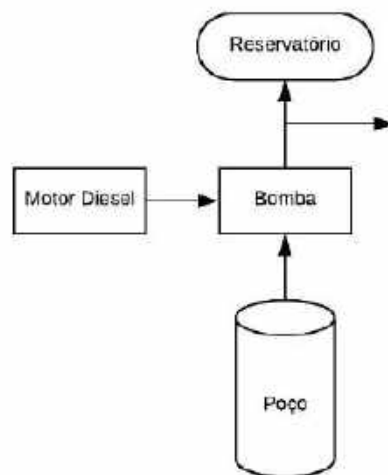


Figura 6 - Sistema de Bombagem com motor Diesel

## ENERGIA FOTOVOLTAICA

A bombagem solar permite uma poupança significativa em custos operacionais uma vez que não é necessário estar ligado a uma rede elétrica ou o uso de combustíveis para bombear água e, deste modo, está isento de custos com a alimentação do sistema. É uma solução tecnológica bastante eficiente e viável, sendo possível utilizar este tipo de soluções para extrair água de um furo, lago ou rio, a diferentes elevações e a uma velocidade controlada.

Pode-se enumerar as seguintes vantagens da bombagem solar:

Bombagem sem emissões de CO<sub>2</sub> e ou ruídos;

Podem ser instalados em qualquer local - dispensa o uso da rede elétrica convencional ou gerador a diesel;

Solução competitiva e de baixo investimento - sistemas autónomos

Baixo nível de manutenção;

As regiões de maior necessidade de água geralmente possuem maior radiação solar e maior é o debito do sistema de bombagem solar;

O utilizador desse sistema não está sujeito as flutuações do preço de eletricidade ou combustível;

Dentro da tipologia com energia solar fotovoltaica, pode ser utilizada pelos dois tipos de motores:

#### Motor DC

O painel solar fotovoltaico fornece energia diretamente à bomba através de um controlador, permitindo o seu funcionamento ininterrupto desde que exista radiação solar suficiente, variando o caudal disponibilizado pela bomba de acordo com a energia solar disponível a cada momento. A estes sistemas deve associar-se um reservatório, que funciona como bateria de energia potencial, colocado a uma cota elevada que permita a utilização da água em qualquer momento e na quantidade pretendida, independentemente da radiação solar disponível no momento.

As bombas DC são utilizadas normalmente para períodos mais longos de utilização, uma vez que a variação da velocidade da bomba é diretamente proporcional à radiação existente podendo desta forma, a bomba começar a trabalhar assim que os painéis tenham o mínimo de radiação disponível (cerca de 150 W/m<sup>2</sup>). A vantagem deste tipo de instalação é que, com pouca radiação solar, como por exemplo ao amanhecer ou pôr-do-sol, o sistema é capaz de satisfazer as necessidades da electrobomba a uma taxa proporcional às condições de irradiação registadas no momento. São extremamente fiáveis, a sua forma de trabalho consistente em bombear pouco caudal durante muito tempo, adaptando-se às características dos poços e ou furos. (S.S. Chandel, 2015)

Conforme a representação abaixo a corrente DC é coletada pela radiação solar do painel FV e é fornecida a uma bomba, que por sua vez entra em funcionamento apenas nos períodos em que a irradiação é suficiente para acionar o mesmo de forma a evitar o uso de inversor e baterias para assim minimizar os custos de investimento.



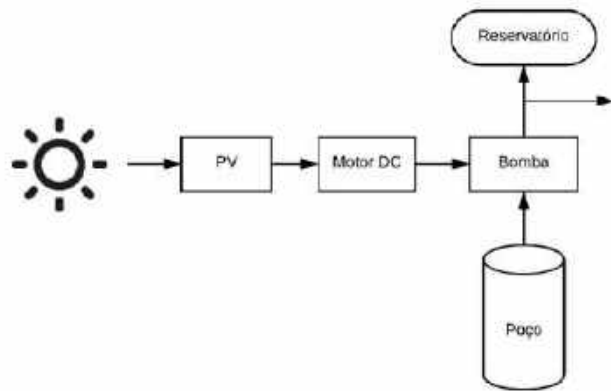


Figura 7 – Sistema de bombeamento com energia solar fotovoltaica - Motor DC

#### Motor AC

As bombas AC precisam do máximo de energia produzida para funcionar e, normalmente, este tipo de soluções são utilizadas nas bombas trifásicas de grande potência.

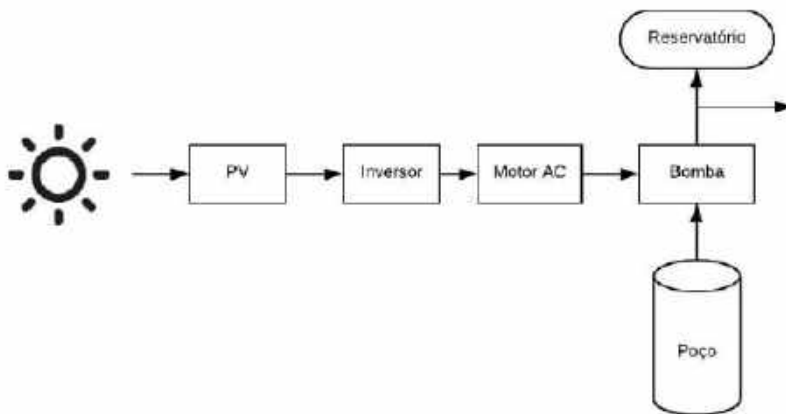
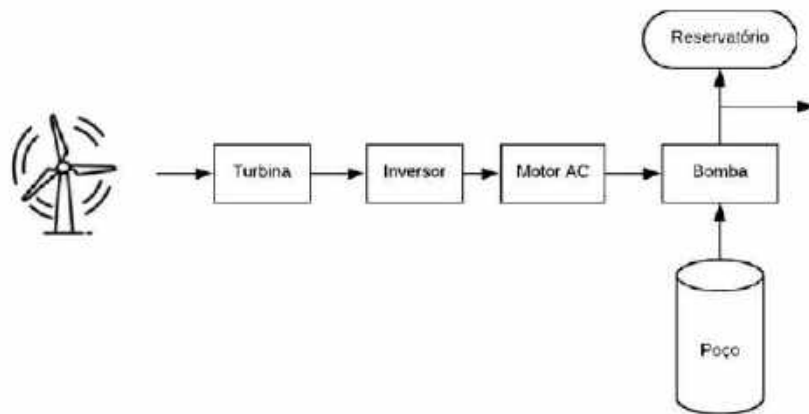


Figura 8 - Sistema de Bombeamento com energia solar fotovoltaica ( Bomba AC)

Nestas tipologias geralmente não são recomendadas as baterias para armazenamento de energia eléctrica porque reduzem a eficiência geral do sistema e adiciona à manutenção e custo. Em vez de armazenar eletricidade, é geralmente mais simples e mais económico armazenar em energia potencial de 3 a 10 dias de água em reservatório (Trakya University, 2005).

## ENERGIA EÓLICA



O sistema de bombagem com energia eólica assemelha a tipologia da energia solar fotovoltaica com motor AC, em que a potência captada pela turbina eólica é retificada pelo inversor antes de ser utilizada pela bomba.

Figura 9 - Sistema de Bombagem com energia eólica

## CASO DE ESTUDO

As energias renováveis em Cabo Verde são sem dúvida uma alternativa a esta problemática, dado que possui um elevado potencial renovável (eólica, solar, etc.) e por outro lado, o país necessita importar todo o combustível, e este fator, aliado à insularidade e alguma ineficiência no setor, resulta num custo elevado num médio e longo prazo.

Com base nos pressupostos, surgiu a ideia de estudar a viabilidade destes sistemas, onde se pretende demonstrar os impactos económicos.

## ENERGIA CONVENCIONAL - DIESEL

A grande variedade de motores Diesel existente no mercado facilita bastante a sua utilização em sistema de bombagem de água uma vez que o seu dimensionamento não requer preocupações do ponto de vista da disponibilidade dos recursos naturais (sol, vento, e etc.). Num caso típico a escolha do motor está directamente ligada a escolha da bomba que depende essencialmente da pressão (directamente relacionada com a altura manométrica) e do caudal de água necessário.

Do ponto de vista técnico e a nível operacional o sistema não apresenta qualquer problema que leva à procura de solução. O grande problema prende com o facto de utilizar combustível fóssil que contribui para a poluição ambiental e por outro lado o seu preço elevado torna o sistema dispendioso ao longo do tempo.

## ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Dado que a energia solar apresenta uma clara tendência de redução dos seus preços nos últimos anos, as instalações fotovoltaicas para os casos de bombagem solar apresentam-se como uma alternativa real de forma a mitigar a dependência energética dos combustíveis fósseis criando um novo caminho para os sectores de mercado (agricultura e a criação de gado).

Uma discussão sobre as implicações técnicas, económicas e sociais dos sistemas de bombagem solar nos países em desenvolvimento é apresentada em (S. Mekhilef, 2013). Os autores mostraram-se que os sistemas de bombagem solar fotovoltaica têm um menor custo de ciclo de vida quando comparados com os sistemas de bombagem com base no gerador a diesel e com os sistemas de bombagem ligados à rede indicando que o reembolso do investimento para alguns sistemas é de 4 a 6 anos (S. Mekhilef, 2013).

Para além do dimensionamento do módulo fotovoltaico, é necessário efetuar cálculos para escolher os restantes equipamentos. Os principais dados necessários para dimensionar a potência, é o mapa de irradiação solar, o rendimento do sistema e a área do painel.

$$E = \eta * A * G(1-p) \quad [2]$$

$\eta$  – Rendimento;

E – Energia produzida anual (kWh); G – Irradiação solar média (kWh/m<sup>2</sup>); A – Área do módulo (m<sup>2</sup>);

P – Perdas associadas;

Com o valor total de energia que é necessária durante o dia e recorrendo ao PVGIS foi calculado a energia disponível diária (Irradiância). Para o local de estudo escolheu-se o valor médio da irradiância e conforme a figura a seguir pode-se anotar que a energia disponível no local é suficiente para suprir as necessidades energéticas previamente definidas.

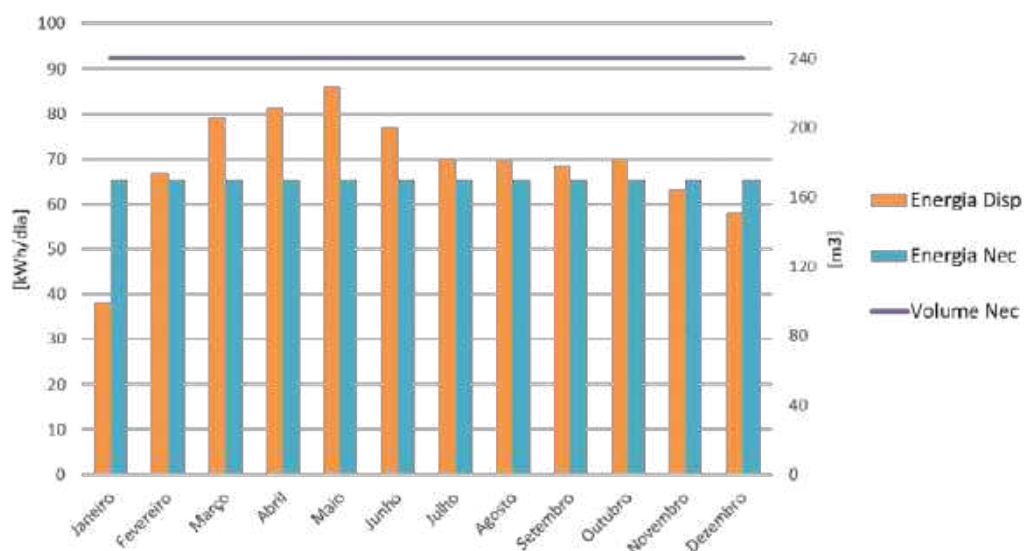


Figura 10 - Energia Disponível Vs Energia necessária

## ENERGIA EÓLICA

A evolução tecnológica teve um papel fundamental para a comercialização dos diferentes tipos de turbinas eólicas, permitindo reduções de custos e a massificação do mesmo. A evolução na dimensão e aerodinâmica das pás das turbinas e da altura da torre permitiu chegar as turbinas conhecidas hoje.

Assim como a bombagem solar, a utilização de turbinas eólicas permite uma poupança significativa nos custos operacionais por estar isento de custos com combustíveis. É uma solução tecnológica bastante eficiente e viável a baixo custo e a sua utilização é possível para diferentes opções de aplicação.

Para o dimensionamento das turbinas eólicas é fundamental avaliar o potencial eólico do local onde é realizado o projeto. Este procedimento permite obter informação sobre a velocidade do vento ao longo do ano, assim como o número de horas efetiva para produção de energia e consequentemente, o fator de carga.

Recorrendo as fórmulas seguintes:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \cdot \eta \quad [3]$$

$\rho$  - é a densidade do ar em  $Kg/m^3$ ,  $A$  - Área varrida pela turbina em  $m^2$   $V$  - Velocidade do vento em  $m/s$ ;

Em que  $P$  é a potência disponível.

A potência extraída do vento definida pelo limite de Betz:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot C_p \cdot A \cdot V^3 \quad [4]$$
 Em que  $C_p$  é o coeficiente de potência da turbina.

Em termos económicos, os custos de um projeto eólico podem ser definidos em duas categorias principais. Durante os estudos e a instalação, e as despesas O&M (Operação e Manutenção):

Turbina, BoP (trabalhos de construção e elétricos), torres, subestação, linha de alta voltagem, transformadores e contingências.

Administrativos, operação e manutenção, seguros, contingências, impostos locais.

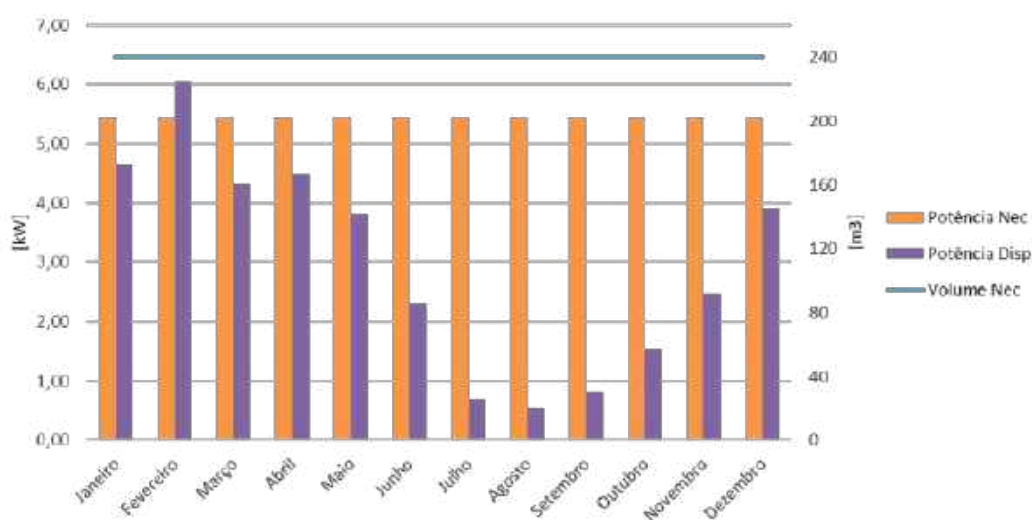
Em termos percentuais segundo (Anon., 2019) considera-se o seguinte:

Turbina, representa 64-84% do investimento;

Ligação a rede, representa 9-14%;

Construção civil, representa 4-10%;

Os valores da velocidade de vento, e rosa de vento do local confirmaram a abundância do recurso conforme na análise introdutória. A capacidade de igualar a necessidade energética conforme os pressupostos assumidos, está ligado à área de aproveitamento (Área varrida pela turbina). O resultado da análise de curva de potência de turbinas eólicas que mais se adequam a este tipo de projecto, mostra total viabilidade do ponto de vista técnico operacional.



## Resultados

Figura 11 - Energia Disponível Vs Energia necessária

Para um período de 20 anos de funcionamento do sistema, considerando o Investimento inicial, Custo de Operação e Manutenção (O&M) e o Combustível nota-se que apesar de baixo investimento inicial para o sistema diesel ao longo dos anos é a solução mais cara comparativamente com o sistema eólico e o solar.

Tabela 1 – Investimento inicial para os 3 cenários

| Sistema | Investimento Inicial | O&M | Combustível (€/dia) | Custo (20 anos) |
|---------|----------------------|-----|---------------------|-----------------|
| Eólico  | 31 428,00 €          | 15% | 0,00 €              | 36 142,20 €     |
| Solar   | 22 246,17 €          | 7%  | 0,00 €              | 23 803,40 €     |
| Diesel  | 7 200,00 €           | 8%  | 11,85 €             | 94 259,09 €     |

Na figura abaixo pode-se constatar que para o sistema solar e eólico os custos mais elevados são os fixos (equipamentos) que representa cerca de 93 e 87% do investimento respetivamente e que a grande parte do custo que encarece o sistema diesel são os custos do combustível que representa cerca de 36% ao longo do ciclo de vida do projeto.

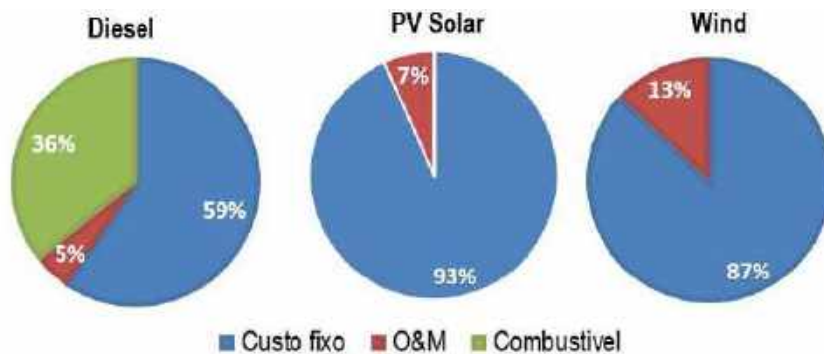


Figura 12 - Discriminação dos custos

Considerando os 20 anos inicialmente definido pode-se verificar que o sistema diesel é o mais barato do ponto de vista do investimento inicial, porém, a partir do 3º ano torna mais caro que o sistema solar e no 6º ano é a solução mais cara entre as três hipóteses conforme demonstra a figura a seguir.

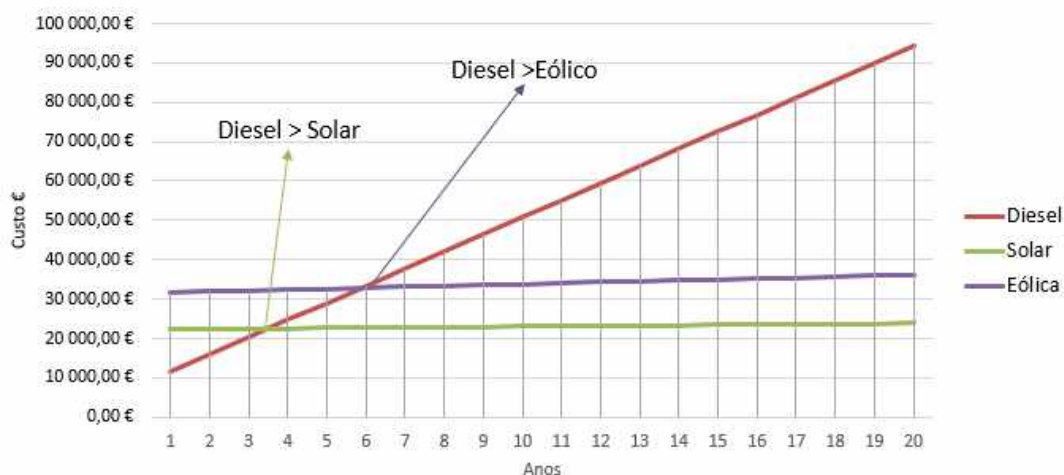


Figura 13 - Custos acumulados para cada um dos cenários

Para perceber a poupança/despesas dos três sistemas em análise fez-se a comparação com o preço médio pago por kWh de consumo no sistema elétrico, vê-se a rentabilidade do sistema solar e eólico em que o balanço passa a positivo no ano 6 e 10 respectivamente, sendo que o diesel nunca chega a positivo e ainda vai agravando ao longo do ano.

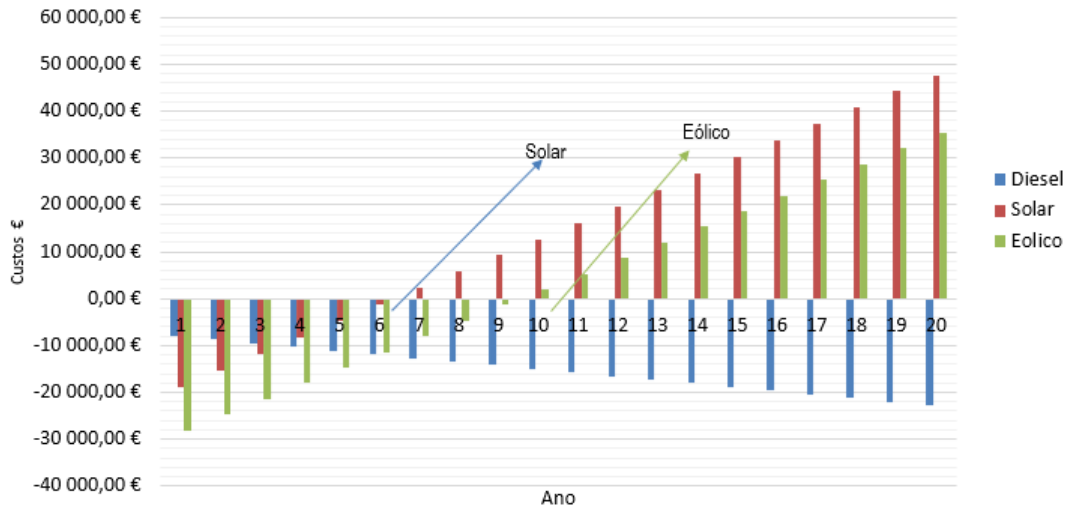


Figura 14 - Payback para cada um dos sistemas

A disponibilidade do ponto de vista de energia e utilização das tecnologias apresentadas como solução ao sistema convencional diesel é clara, aliada a vantagem económica mostra de forma inequívoca que as renováveis são as melhores opções. A solução mais económica por ordem crescente é a solar, eólica e depois o diesel.

### **Considerações Finais**

Os sistemas aqui estudados cumpriram e comprovaram a competitividade em relação aos sistemas convencionais do ponto de vista Tecno-Económica. Os sistemas de bombagem solar fotovoltaica é o mais barato quando comparados com os sistemas de bombagem com base no gerador a diesel e com os sistemas de bombagem com turbina eólica.

Em relação a análise de custos analíticos, o custo de capital dos sistemas de energia renovável é alto, especialmente a turbina eólica, mas os seus custos de operação e manutenção é menor em comparação com o sistema diesel.



As energias renováveis em Cabo Verde são sem dúvida uma alternativa válida a problemática identificada. O sistema de bombagem com PV mostrou-se ser consideravelmente a mais vantajosa, permitindo uma redução avultada no investimento (PV - 75% mais barato do que o diesel, eólico - 60%). Portanto o melhor regime para este tipo de sistema é o PV com um período de retorno do investimento de aproximadamente 5 a 6 anos.

### Referências Bibliográficas

Anon., 2019. IRENA - Renewable-power-generation-costs-in-2017. [Online] Available at: <https://www.irena.org/publications/2018/Jan/Renewable-power-generation-costs-in-2017>]

ARE, 2019, Tarifas - Eletricidade. Disponível em

<[http://www.are.cv/index.php?option=com\\_content&task=view&id=261&Itemid=140](http://www.are.cv/index.php?option=com_content&task=view&id=261&Itemid=140)>

CORREIA, M. J. C., 2015. Sistemas de Bombagem de Água utilizando Energia Solar Fotovoltaica, Lisboa: Tese de mestrado.

CVINVEST, 2019, Informações sobre o Setor das Águas em cabo Verde. Disponível em <[https://cvtradeinvest.com/wp-content/uploads/bsk-pdf-manager/2018/03/Infografia\\_sector\\_da\\_água2.pdf](https://cvtradeinvest.com/wp-content/uploads/bsk-pdf-manager/2018/03/Infografia_sector_da_água2.pdf)>

DGE, 2011 - Direção Geral de Energia, Gesto Energy Solution, Plano Energético Renovável de Cabo Verde. 2011

ELECTRA, 2018, Relatório e Contas Electra SA 2017, Disponível em

<<http://electra.cv/index.php/2014-05-20-15-47-04/relatorios-sarl>>

INE, 2019, Estatísticas das Famílias e condições de vida - IMC2018, Instituto Nacional de Estatística. Disponível em <<http://ine.cv/quadros/estatisticas-das-familias-condicoes-vida-imc-2018/>>

PAGIRE, 2010, Plano de Ação Nacional para a Gestão Integrada dos Recursos Hídricos. B.O da Republica de Cabo Verde, I SÉRIE —NO 45 2º SUP - 24 de Novembro de 2010

S. Mekhilef, S. Z. F. R. S. Z. S., 2013. The application of solar technologies for sustainable development of agricultural sector. ELSEVIER- Renewable and Sustainable Energy Reviews.

S.S. Chandel, M. Nagaraju Naik, Rahul Chandel, 2015. Review of solar photovoltaic water pumping system technology for irrigation and community drinking water supplies. Centre for Energy and Environment Engineering, National Institute of Technology: Renewable and Sustainable Energy Reviews.

S.S. Chandel, M. N. N. R. C., 2015. Review of solar photovoltaic water pumping system technology for irrigation and community drinking water supplies. Renewable and Sustainable Energy Reviews.

Tedesco, M. V., 1997. Dimensionamento de Equipamentos para extração de água em poços tubulares. X Encontro Nacional de Perfuradores de Poço.

Trakya University, T. A. F. A. M., 2005. SOLAR POWERED WATER PUMPING SYSTEMS. Trakia Journal of Sciences, Vol. 3, No. 7.

Vanderlei Artur Bier, E. G. d. S. A. V. B., 2004. PROGRAMA COMPUTACIONAL PARA SELEÇÃO DE CONJUNTOS MOTO-BOMBA. Universidade Paranaense, Brasil: Irriga, Botucatu.

### **Biografias dos autores**

**Patricio Fernandes Andrade**, mestre em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores pelo Instituto Politécnico de Setúbal em dezembro de 2016, com especialização em Energias Renováveis e Sistemas de Potência. Trabalha no Instituto de Soldadura e Qualidade atuando na Direção de Investigação & Desenvolvimento nas temáticas de Low Carbon/ Sustentabilidade. Tem experiência na engenharia de fábrica / industrial, melhoria contínua, gestão de energia e processos de produção de energia a partir de fontes renováveis (solar, eólica, ondas, etc.) e não renováveis (carvão e gás natural - centrais termoelétricas).

E-mail: [patricioandrade375@gmail.com](mailto:patricioandrade375@gmail.com)

**Egas Sidney Mascarenhas**, mestre em Engenharia da Energia e do Ambiente pela Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa. Trabalha no Grupo Visabeira na Área de Energias Renováveis com especial foco em energia solar. Experiência em projeção e conceção de sistemas microgeração, investigação e desenvolvimento (LNEG).

E-mail: [egassidney@hotmail.com](mailto:egassidney@hotmail.com)

**Anildo Costa**, Doutorado em Engenharia Mecânica, foi Diretor Geral de Energia em Cabo Verde (2015 - 2016), é atualmente consultor independente. Durante quase 15 anos foi membro do Grupo de Investigação e Desenvolvimento em Energia e Desenvolvimento Sustentável - RGEDS do IDMEC - Instituto Superior Técnico, Lisboa Portugal, onde trabalhou em vários projetos sobre tecnologias de energias renováveis e eficiência energética, política energética e desenvolvimento sustentável, incluindo aspectos de inovação tecnológica, barreiras não técnicas à penetração de novas tecnologias e desenvolvimento institucional nos países em desenvolvimento, particularmente nos países africanos de língua oficial portuguesa (PALOP), bem como nas ilhas e regiões remotas

E-mail: [anildocosta@gmail.com](mailto:anildocosta@gmail.com)

## CAPÍTULO XXIX

### **O impacto da bioeconomia na regulação da matriz energética brasileira: governança, inovação e sustentabilidade**

PAULO SÉRGIO VASCONCELOS<sup>1</sup>

PRISCILA ELISE ALVES VASCONCELOS<sup>2</sup>

**Resumo:** A bioeconomia, através da bioenergia tem importante papel na matriz energética e na matriz elétrica do Brasil. A cogeração de energia elétrica renovável feita pelas usinas sucroenergéticas aliada à geração das fontes eólica e fotovoltaica apresentam fator de ampliação da limpeza das matrizes energética e elétrica, em conjunto com a geração hidrelétrica. Estudo demonstra a alternativa de substituição total ou em parte substancial da geração fóssil, principalmente da geração elétrica das termelétricas a carvão, ainda utilizadas no Brasil. Em relação a emissão de gases de efeito estufa (GEE), considerando apenas a geração eólica, apresenta uma redução anual de 23 milhões de toneladas na emissão de CO<sub>2</sub>. O objetivo deste trabalho é apresentar resultados parciais de estudo econômico sobre o impacto da bioeconomia na regulação da matriz energética, considerando os fatores governança, inovação e sustentabilidade.

**Palavras-Chave:** bioeconomia, bioenergia, cogeração de energia elétrica, matriz elétrica brasileira.

#### **Abstract**

The bio-economy, through bioenergy has important role in the energy matrix and in the array of electric Brazil. Cogeneration of renewable electric energy made by sucroenergéticas plants combined with the generation of wind and photovoltaic sources feature magnification factor of cleaning of electrical and energy matrices, together with the hydroelectric generation. Study demonstrates the complete replacement alternative or in substantial part of fossil generation, mainly from coal-fired thermal electric generation, still used in Brazil. Regarding the emission of greenhouse gases (GHG), considering only the wind generation, presents an annual reduction of 23 million tons of CO<sub>2</sub> emissions. The aim of this work is to present partial results of the economic study on the impact of the bio-economy in the regulation of the energy matrix, considering the governance factors, innovation and sustainability.

**Keywords:** bioeconomics, bioenergy, cogeneration of electricity, brazilian electric matrix.

#### **Introdução**

A bioeconomia, através da bioenergia, tem importante papel na matriz energética e na matriz elétrica do Brasil. A cogeração de energia elétrica renovável feita

---

<sup>1</sup> Universidade Federal da Grande Dourados

<sup>2</sup> Universidade Veiga de Almeida

pelas usinas sucroenergéticas em conjunto com a geração das fontes eólica e fotovoltaica apresenta fator de ampliação da limpeza das matrizes energética e elétrica, em conjunto com a geração hidrelétrica. O estudo demonstra a alternativa de substituição total ou em parte substancial da geração fóssil, principalmente da geração elétrica das termelétricas a carvão, ainda utilizadas no Brasil.

A partir da análise de uma série temporal contendo resultados de vinte safras consecutivas de cana de açúcar no Brasil, foi estimado um potencial de geração de energia elétrica considerando a cogeração com a queima de bagaço, palha e pontas nas caldeiras das usinas sucroenergéticas. Normalmente a usina sucroenergética utiliza 40% da energia elétrica produzida e vende os demais 60% no mercado regulado. Essa venda é feita através da participação em leilões organizados pelo governo federal e também pela venda direta a grandes consumidores de energia elétrica no mercado livre.

Como nem todas as usinas sucroenergéticas brasileiras participam da cogeração de energia elétrica, ainda existe um potencial para aumentar a oferta de bioenergia ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Esse possível incremento na oferta de bioenergia pode ser utilizado para substituir a geração a partir de fontes fósseis, como o carvão, por exemplo. No ano de 2016 as termelétricas a carvão produziram cerca de 17 mil GWh com a emissão de 17,35 MtCO<sub>2</sub> de gases de efeito estufa (GEE), sendo a maior fonte poluidora entre as geradoras de energia fóssil no Brasil. Assim, com o incremento do uso do potencial existente das usinas sucroenergéticas na cogeração de bioenergia, é esperada uma redução substancial na geração de energia fóssil na matriz elétrica brasileira e a consequente redução de emissão de GEE.

Em relação a emissão de GEE apenas a geração eólica atual apresenta uma redução anual de 23 milhões de toneladas na emissão de CO<sub>2</sub>.

Em relação à legislação, regulação, transparência e segurança jurídica, é necessário um redirecionamento e revisão do modelo dos incentivos fiscais existentes, além de uma otimização e simplificação do modelo mercantil de energia elétrica no Brasil.

Atualmente, o modelo mercantil de energia brasileiro é formado por Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), na operação; Empresa de Pesquisa Energética (EPE), no planejamento; Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCE) na comercialização; e Agência Nacional de Regulação de Energia Elétrica (ANEEL) na

regulação. O gerenciamento do SIN é feito pelo ONS, que usa um modelo centralizado de operação. O objetivo deste trabalho é apresentar resultados de estudo econômico desenvolvido sobre o impacto da bioeconomia na regulação da matriz energética e da matriz elétrica, considerando os fatores governança, inovação e sustentabilidade.

## 1. Bioeconomia

A economia tradicional, baseada na utilização de recursos fósseis tem sido constantemente desafiada por questões fundamentais referentes a sustentabilidade e a preservação do meio ambiente necessário ao bem estar da humanidade e da melhoria da vida na terra, tais como aumento da população, escassez de recursos, poluição, pressões ambientais e climáticas. Na busca de respostas e para resolver essas questões fundamentais à preservação da vida terrestre, países do primeiro mundo, países em desenvolvimento e mesmo os países ainda subdesenvolvidos, investem na transição para uma economia mais sustentável. Essa nova economia foi denominada de bioeconomia.

Desde as últimas décadas do século vinte, o conceito de bioeconomia recebeu várias definições e sua conceituação ainda está evoluindo. No entanto, dois aspectos são compartilhados pela maioria das diferentes conceituações e definições:

1. A bioeconomia utiliza biomassa renovável na substituição dos insumos fósseis finitos para a produção de uma vasta gama de produtos de alto valor agregado, tais como alimentos para o ser humano, ração para animais, produtos de base biológica, medicamentos e bioenergia.
2. Em segundo lugar, esses produtos serão produzidos em biorrefinarias utilizando um princípio de cascata a fim de maximizar o valor da biomassa disponível.

Isso implica que a biomassa seja inicialmente transformada em produtos de alto valor agregado – por exemplo, alimentos, materiais farmacêuticos, produtos químicos – e os resíduos do processo produtivo sejam usados para aplicações de valor inferior, mas não menos importante, como a geração de energia, até a obtenção de um mínimo de resíduos no final do processo produtivo.

A bioeconomia, portanto, pode ser considerada uma coleção de setores e subsetores, tais como alimento, ração animal, químicos, fármacos, energia elétrica, combustível, trabalhando em conjunto para derivar produtos de recursos biológicos renováveis provenientes da agricultura, da pecuária, da piscicultura e da floresta.

## **2. Fontes De Energia Fósseis E Renováveis**

Postula-se que mais de 90% dos produtos fabricados à base de petróleo poderiam ser substituídos por alternativas de base biológica renovável. Entretanto, devido ao custo de produção ainda elevado, ainda não são muitas as alternativas renováveis para substituir produtos de origem fóssil, o que indica que a economia ainda se baseia fortemente em combustíveis fósseis.

Excluindo o uso de energia elétrica renovável, pouco mais de 5% de produtos de origem renovável são comercializados na União Européia e apenas 12% nos Estados Unidos.

Comparando as fontes fósseis e as fontes renováveis, toma-se como exemplo um barril de petróleo e um hectare de cana de açúcar do tipo cana energia. Através de uma refinaria de petróleo e da indústria química correlata, utilizando como base a destilação fracional, um barril de petróleo serve como insumo para a produção, entre outros derivados, de gasolina, diesel, querosene, asfalto, borracha, petroquímicos, rayon, nylon, gas liquefeito (GLP), lubrificantes, plástico. Uma biorrefinaria com a indústria química correlata, a partir da cana de açúcar plantada em um hectare, utilizando a redução enzimática pode produzir, dentre outros, subprodutos tais como etanol, biodiesel, plástico verde, produtos químicos, adesivos, lubrificantes, fibras naturais, fertilizantes, diversos tipos de produtos naturais, bioeletricidade, biogás, ração animal e açúcar.

Além disso, a maioria das biorrefinarias atualmente operacionais é baseada em tecnologia de conversão única e não na combinação em cascata de tecnologias, o que ainda limita o leque de subprodutos gerados. Assim, a bioeconomia, com aplicações produzidas em biorrefinarias combinando várias tecnologias de conversão, requer a criação de conhecimento, pesquisa e desenvolvimento, inovação como seus principais pilares.

## **3. Matriz Energética E Matriz Elétrica**

Segundo a EPE (2018), o bagaço da cana de açúcar é o terceiro fornecedor de energia na Matriz Energética Nacional, sendo os dois primeiros o diesel e a eletricidade.

Na Matriz Elétrica Brasileira (EPE, 2018), a biomassa é a terceira geradora de energia elétrica, seguindo a geração hidrelétrica e a geração termelétrica a gás natural.

Outras fontes de energia renovável e limpa tais como a eólica e a fotovoltaica também tem papel importante na substituição de fontes fósseis. Mesmo com crescimento substancial nos últimos anos, as gerações eólica e fotovoltaica ainda participam de forma secundária na Matriz Elétrica Brasileira.

### **3.1. Geração Fotovoltaica**

A energia fotovoltaica é gerada a partir da incidência da luminosidade dos raios solares sobre a superfície de painéis formados por células que transformam a luminosidade captada em energia elétrica. Essa energia elétrica gerada é transportada para a rede de distribuição e/ou utilizada para consumo próprio em residências, instalações fabris e comerciais.

Em julho de 2018 estavam conectados na rede elétrica brasileira mais de 32 mil sistemas de geração fotovoltaica, resultado de investimento de mais de R\$2,2 bilhões, acumulados desde 2012 e distribuídos em todas as regiões do país. Em apenas dois meses, foram acrescentados 50 MW (ABSOLAR, 2018).

Os estados brasileiros de maior participação na geração elétrica fotovoltaica são Minas Gerais, com 22,9% da capacidade instalada, seguido por: Rio Grande do Sul, com 14,5%, São Paulo (12,9%), Santa Catarina (6,22%) e Ceará (5,84%).

Recentemente, diversas instituições públicas e privadas passaram a investir na geração fotovoltaica, com o objetivo de reduzir custos com o consumo de energia elétrica e tornar mais limpa a matriz elétrica. Consumidores domésticos também investem na instalação de painéis fotovoltaicos ligados à rede de distribuição em todo o Brasil.

Apesar de ainda não ter atingido patamares de preço desejados para sua concretização como alternativa popular, a cogeração fotovoltaica cresce, devido principalmente a redução do valor do investimento, em comparação com o passado recente e o consequente retorno financeiro com a cogeração de energia elétrica na ligação com a rede de distribuição de eletricidade.

### **3.2. Geração eólica**



A grosso modo, o processo de geração eólica de energia elétrica é feito a partir movimento de pás instaladas em torres, gerado pela incidência de ventos e a consequente movimentação de turbinas que transformam o movimento em energia elétrica. Essa energia passa por equipamentos que estabilizam e fornecem a energia elétrica à rede de distribuição.

Em fevereiro de 2018 o Brasil passou a ser o oitavo país do mundo em produção de energia eólica, superando o Canadá, segundo o Global Wind Statistic<sup>3</sup> (GWEC, 2018). Só em 2017, foram adicionados 52,58 GW de potência eólica no mundo (ABEEÓLICA, 2018). Os números crescentes da participação da geração eólica de energia elétrica no Brasil, segundo a Abeeólica (2018), apresentam 530 usinas geradoras instaladas com capacidade de 13,3 GW e em construção 4,65 GW. Segundo a Abeeólica (2018), a redução de emissão de CO<sub>2</sub> atinge 23 milhões de toneladas equivalentes por ano com a produção brasileira de energia eólica.

#### **4. Nota De Discussão Da EPE De Julho De 2018**

Em julho de 2018, a EPE publicou nota para discussão com o tema “Recursos energéticos distribuídos: impactos no planejamento energético” (EPE, 2018a). Nessa nota, é discutida a geração centralizada de energia elétrica vis a vis a geração descentralizada e aponta para o surgimento de maior incerteza sobre a demanda de energia e a matriz de energia futura, com impacto sobre a forma atual utilizada para o planejamento energético brasileiro e a consequente operação do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Entre os novos desafios regulatórios, a nota da EPE apresenta a situação atual do modelo de tarifação da energia elétrica; o desequilíbrio na remuneração das companhias distribuidoras de energia elétrica; a redução da conta do gerador descentralizado e a redução na contribuição das parcelas variável e fixa da tarifa de energia elétrica, sem a consequente redução dos custos correspondentes no SIN; a não redução da demanda da rede de transmissão e da rede de distribuição, com seus custos fixos que são cobertos

---

<sup>3</sup> Global Wind Statistic – Estatísticas Globais de Energia Eólica, produzido periodicamente pelo GWEC – Global Wind Energy Council (Conselho Global de Energia Eólica).

pelos demais consumidores, o que gera como consequência o aumento da tarifa mensal de consumo de energia elétrica.

O atual modelo de gerenciamento e operação do SIN deve então ser revisto e adaptado às novas necessidades sem, contudo, penalizar os demais consumidores de energia elétrica no Brasil.

## **5. Como Reduzir A Participação De Fontes Fósseis Na Geração De Energia Elétrica**

Segundo a EPE (2018b), a geração de energia elétrica em 2017 apresentou pequena redução comparativamente a 2016, no uso de fontes fósseis. Entretanto, a participação da geração elétrica por termelétricas a carvão e derivados de petróleo ainda chegou a 5,34%.

Além da geração de energia elétrica pelas fontes eólica e fotovoltaica, especial atenção deve ser dada à geração por biomassa, principalmente com a queima do bagaço, de palha e pontas que são resíduos do processo de fabricação do açúcar e do etanol da cana de açúcar, pelas usinas sucroenergéticas.

A partir da análise de uma série temporal contendo resultados de vinte safras consecutivas de cana de açúcar no Brasil, foi estimado um potencial de geração de energia elétrica considerando a cogeração<sup>4</sup> com a queima nas caldeiras das usinas de bagaço, palha e pontas. Normalmente a usina utiliza 40% da energia elétrica produzida e vende os demais 60%. Essa venda é feita através da participação em leilões organizados pelo governo federal e também pela venda direta a grandes consumidores de energia elétrica.

No estudo do resultado de 20 safras de cana de açúcar, observou-se um potencial crescente de cogeração de bioenergia, quer seja pelo aumento da quantidade de cana processada como também pela instalação de equipamentos mais potentes e pelo aumento do tempo anual de geração de energia elétrica pelas usinas, abrangendo o período de safras e entressafras.

Como nem todas as usinas sucroenergéticas brasileiras participam da cogeração de energia elétrica, ainda existe um potencial de aumentar a oferta de bioenergia para o

---

<sup>4</sup> Entende-se por cogeração a energia elétrica ofertada pelas usinas sucroenergéticas após o uso interno em seu processo produtivo de açúcar e etanol.

SIN. Esse possível incremento na oferta de bioenergia pode ser utilizado para substituir a geração a partir de fontes fósseis, como o carvão, por exemplo.

No ano de 2016, as termelétricas a carvão produziram cerca de 17 mil GWh com a emissão de 17,35 MtCO<sub>2</sub> de gás de efeito estufa (GEE), sendo a maior fonte poluidora entre as geradoras de energia fóssil no Brasil. Assim, com o incremento do uso do potencial existente das usinas sucroenergéticas na cogeração de bioenergia, é esperada uma redução substancial na geração de energia fóssil na matriz elétrica brasileira.

### **Considerações Finais**

Concluindo, em relação à legislação, regulação, transparência e segurança jurídica, é necessário um redirecionamento e revisão do modelo dos incentivos fiscais existentes, além de uma otimização e simplificação do modelo mercantil de energia elétrica no Brasil.

Infelizmente, a fabricação de painéis fotovoltaicos de maior capacidade não está recebendo o devido incentivo prometido pelo governo federal, para desonerar o custo de produção e comercialização. A implicação direta desse fato está na desistência de fabricantes internacionais em investimento com a construção de fábricas de painéis fotovoltaicos no território brasileiro. Assim, a esperada redução no preço de painéis fotovoltaicos fica postergada com impacto direto na escala de uso dessa fonte limpa de energia elétrica.

Atualmente, o modelo mercantil de energia brasileiro é formado por ONS<sup>5</sup>, na operação, EPE<sup>6</sup>, no planejamento, CCEE<sup>7</sup> na comercialização e ANEEL<sup>8</sup> na regulação. O gerenciamento do SIN é feito pelo ONS, que usa um modelo centralizado. A transmissão e a distribuição apresentam custo fixo e o consumidor final paga a conta. A geração térmica é paga, mesmo não sendo despachada pelo ONS. O modelo atual de administração considera a geração distribuída, principalmente a fotovoltaica como um dificultador, sendo apenas a geração fotovoltaica centralizada considerada no planejamento energético.

---

<sup>5</sup> ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

<sup>6</sup> EPE – Empresa de Pesquisa Energética

<sup>7</sup> CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

<sup>8</sup> ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

Além disso, a substituição das fontes fósseis por fontes renováveis ainda não considera o uso do carro elétrico no Brasil. A Petrobras continua investindo em petróleo, no pre-sal. Apenas o etanol tem peso no plano estratégico da Petrobras. Muito recentemente a Petrobras (2018), timidamente, volta a considerar geração eólica, principalmente em alto mar (offshore).

Enquanto isso, os países desenvolvidos buscam energia limpa, redução de emissão de GEE, com uso de veículos elétricos e geração fotovoltaica e eólica. E o Brasil continua apostando no petróleo e no etanol (cana de açúcar e com pequena participação do milho)...

Para melhor sustentabilidade da matriz elétrica brasileira, decisões e ações precisam ser consideradas de imediato, entre elas, a transformação das usinas sucroenergéticas em verdadeiras biorrefinarias, maior atenção e investimento na geração fotovoltaica e também na eólica, além de cuidado especial no planejamento e gerenciamento da energia elétrica, com atenção ao custo e a falta de investimento na Eletrobrás, que precisa ser recuperada.

E, para terminar, fica a pergunta que deverá ser considerada em próximo estudo: como está a atuação das montadoras automotivas no Brasil em relação a substituição de motores Diesel e do Ciclo Otto por motores elétricos?

### **Agradecimento**

A participação da coautora Priscila Elise Alves Vasconcelos neste estudo deve-se ao suporte fornecido por PROSUP/CAPES/UVA.

### **Referências Bibliográficas**

ABEEÓLICA, 2018. Associação Brasileira de Energia Eólica. Disponível em <<http://www.abeeolica.org.br/noticias/mais-de-50-gw-de-energia-eolica-foram-instaladas-no-mundo-em-2017/>>. Acesso em julho, 2018.

ABSOLAR, 2018. Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. Disponível em <<http://www.absolar.org.br>> . Brasil acrescenta 300 MW em geração solar distribuída. Acesso em julho, 2018.

EPE, 2018<sup>a</sup>. Balanço Energético Nacional. Empresa de Pesquisa Energética. <<http://www.epe.org.br>> . Acesso em junho, 2018.

EPE. 2018b. Recursos Energéticos Distribuídos: Impactos no Planejamento Energético. (nota de discussão, publicada em julho de 2018). Empresa de Pesquisa Energética. <<http://www.epe.org.br>> . Acesso em junho, 2018.

GWEL. 2018. Disponível em <<http://www.gwel.net>> . Publicado em 25 de abril de 2018. Acesso em junho, 2018.

PETROBRAS. 2018. Plano Estratégico 2018. Disponível em <<http://www.petrobras.com.br>> . Acesso em julho de 2018.

### **Biografia Dos Autores**

**Paulo Sérgio Vasconcelos** é economista, graduado pela Universidade Estácio de Sá. Doutor em Planejamento Energético (PPE-COPPE-UFRJ). Mestre em Administração. Professor na Faculdade de Administração, Contabilidade e Economia – FACE, da Universidade Federal da Grande Dourados – UFGD, MS., Brasil.  
E-mail: [paulosvasconcelos@ufgd.edu.br](mailto:paulosvasconcelos@ufgd.edu.br)

**Priscila Elise Alves Vasconcelos** é advogada, graduada pela Universidade Cândido Mendes, RJ. Doutoranda em Direito pela Universidade Veiga de Almeida (RJ). Mestre em Agronegócios (UFGD). Especialista em Meio Ambiente pela COPPE UFRJ. Bolsista PROSUP CAPES UVA. Brasil. Professora substituta da Universidade Federal da Grande Dourados, Faculdade de Direito e Relações e Internacionais, MS.  
E-mail: [prisvascon@gmail.com](mailto:prisvascon@gmail.com)

## CAPÍTULO XXX

### **Estudo para readequação da estrutura de logística de um CSC com uso de lógica fuzzy**

FRANCISCO EUGÊNIO DE AGUIAR CAVALCANTE<sup>1</sup>

RODRIGO COSTA DOS SANTOS<sup>2</sup>

**Resumo:** O presente artigo visa apresentar o estudo para a definição de critérios para a readequação da estrutura de logística de material das empresas Eletrobras, a partir de ferramentas de sistema de inferência fuzzy, ou lógica nebulosa, considerando as especificidades dos almoxarifados de material MRO (manutenção, reparo e operação) das Empresas Eletrobras, a saber: grande número de SKUs, baixíssimo giro, alta obsolescência e necessidade da proximidade dos almoxarifados com os locais de aplicação.

**Palavras-Chave:** logística; readequação almoxarifado; centro de serviços compartilhados; lógica fuzzy.

#### **Introdução**

A Eletrobras é uma empresa de economia mista de capital aberto, controlada pelo governo federal, que detém 51% das ações ordinárias. Sob o controle da Eletrobras estão as seguintes empresas de geração e transmissão de energia elétrica: Chesf, Furnas, Eletronorte, Eletronuclear, Eletrosul, Amazonas GT e CGTEE, com uma capacidade instalada de produção de 48.134 MW (31% do total nacional), distribuída em 48 usinas hidrelétricas, 112 termelétricas, 70 eólicas e duas nucleares, e uma malha de linhas de transmissão, única no mundo, de abrangência nacional, com 64.944 km de linhas de transmissão, 49% do país (ELETROBRAS, 2019).

Com vistas ao realinhamento estratégico voltado à eficiência operacional, expansão sustentável e novo modelo de governança e gestão, a Eletrobras tem adotado nos últimos anos uma série de iniciativas, das quais se destaca a implantação de um Centro de Serviços Compartilhados (CSC) abrangendo oito processos: Recursos Humanos, Tecnologia da Informação, Contabilidade, Finanças, Jurídico, Serviços Gerais, Suprimentos e Logística.

---

<sup>1</sup> Eletrobras S/A / CEFET-RJ

<sup>2</sup> Eletrobras S/A / Universidade de Coimbra

## *Estudo para readequação da estrutura de logística de um CSC com uso de lógica fuzzy*

A partir da nova estrutura organizacional, a Coordenação de Logística da CSC passou a administrar uma das maiores estruturas de logística de materiais sobressalentes e consumíveis de apoio do Setor Elétrico Brasileiro, composta por diversos almoxarifados associados aos empreendimentos das empresas do grupo.

O presente artigo visa apresentar o estudo para a definição de critérios para a readequação da estrutura de logística de material das empresas Eletrobras, a partir de ferramentas de sistema de inferência fuzzy, ou lógica nebulosa, considerando as especificidades dos almoxarifados de material MRO (manutenção, reparo e operação) das empresas Eletrobras, a saber: grande número de SKUs, baixíssimo giro, alta obsolescência e necessidade da proximidade dos almoxarifados com os locais de aplicação.

### **1. Fundamentação Teórica**

#### **1.1. Centro de Serviços Compartilhados**

A competitividade é um dos grandes temas em pauta quando se trata do sucesso no ambiente empresarial. As grandes transformações tecnológicas e a acirrada concorrência pela qualidade versus o baixo preço de produtos e serviços são desafios cada vez mais presentes no dia-a-dia dos líderes empresariais.

Questões como diferenciação e otimização de custos e processos operacionais que visam à excelência no desenvolvimento de trabalhos que não constituem a atividade-fim do negócio têm sido foco de grande atenção nas empresas. É nesse contexto que se insere a atual busca das corporações por soluções que representem uma nova forma de organizar seus processos, tendo sempre em vista a meta de assegurar eficiência e ganhos de escala.

Entre as soluções que hoje caminham para se consolidar entre os modernos modelos de gestão, a partir da realidade de empresas do Brasil e do mundo, estão os chamados Centros de Serviços Compartilhados – CSCs.

Entendidos como um modelo de organização de processos operacionais pelo qual uma área da empresa presta serviços, a partir de um mesmo ponto de atendimento, para várias unidades ou departamentos da corporação, os CSCs vêm ganhando espaço nas grandes e médias empresas como um meio de otimizar recursos e integrar tecnologias, processos e pessoas e, sobretudo, como um mecanismo essencial na geração de valor aos acionistas.

Em um estudo internacional realizado pela firma de consultoria Deloitte, denominado “O Futuro dos Serviços Compartilhados”, em 2004, foi retratado os principais desafios e as perspectivas da adoção dessa prática a partir das respostas de grandes empresas dos mais diversos segmentos de atuação. Na época, foram apontados como principais usuários do compartilhamento de serviços as áreas financeira, de recursos humanos, de cadeia de suprimentos, de funções administrativas e de tecnologia.

Mesmo com problemas que poderiam pesar negativamente na decisão das organizações em implementar CSCs regionais no Brasil, como a alta carga tributária, o país concentra considerável número de unidades de compartilhamento das empresas. O estudo apontou os processos relacionados à administração financeira – como contabilidade, contas a pagar e a receber, escrituração fiscal, folha de pagamento e tesouraria – como predominantes na utilização do CSC. Outras áreas que também estão no rol de atendimento são as de TI, help desk e suprimentos. Em média, os CSCs têm atendido a cerca de dez processos.

Nas últimas décadas, a Eletrobras vem se adaptando ao novo modelo do setor elétrico e as demandas de mercado, sendo assim, a Diretoria Executiva colocou em prática um realinhamento estratégico voltado à eficiência operacional, expansão sustentável e novo modelo de governança e gestão, desenvolvendo os Planos de Negócios e Gestão (PNGs).

Em 2017, foi lançado o PDNG-2017-2021 (“Desafio 21”–Excelência Sustentável) ratificando a necessidade de redução de custos em toda a companhia baseado em três pilares de eficiência: (i) Excelência Operacional; (ii) Disciplina Financeira e (iii) Governança e Conformidade (ELETROBRAS, 2019).

Para o reforço do pilar de (i), foi desenvolvido um projeto de implantação de um CSC abrangendo oito processos: Recursos Humanos, Tecnologia da Informação, Contabilidade, Finanças, Jurídico, Serviços Gerais, Suprimentos e Logística.

## **1.2. Logística**

A logística é o processo de planejamento, implantação e controle do fluxo de informações eficiente e eficaz de mercadorias, serviços e das informações relativas desde o ponto de origem até o ponto de consumo com o propósito de atender as exigências dos clientes. Assim, processo logístico deve controlar o fluxo de informações e bens, com a finalidade de atender as necessidades do consumidor e suas exigências, desde o seu ponto



### *Estudo para readequação da estrutura de logística de um CSC com uso de lógica fuzzy*

de origem até o destino, controlando da melhor forma possível a entrega e disponibilização dos produtos ou serviços, por meio de um eficiente gerenciamento e controle de informações, sempre visando atender aos pedidos com o menor custo possível Ballou (2006).

São raros os profissionais que, atuando no ramo de logística, nunca escutaram alguma insinuação sobre os armazéns de materiais serem um “mal necessário”. Ora, o próprio Ballou (2004) afirma que “Para conseguir a coordenação perfeita entre o fornecimento e a demanda, a produção teria de responder instantaneamente e o transporte teria de ser perfeitamente confiável, com tempo de entrega zero. Isto não está disponível para uma empresa a custos razoáveis. Consequentemente, as empresas usam estoques para melhorar a coordenação da oferta-procura e para reduzir os custos totais.”

Para que a logística seja eficiente, seus processos devem ser ágeis, rápidos e com um gerenciamento de materiais para se ter acuracidade no seu armazenamento. Para uma definição ampla de logística Gomes e Ribeiro (2004), observam a mesma de forma integrada onde “O conceito era individualizado no estudo do transporte, estoque e armazenagem, mas atualmente o conceito de logística integrada que predomina. Esse sistema (integrado) é o relacionamento entre fornecedor, suprimentos, produção, distribuição e cliente, havendo um fluxo de materiais e outro de informações”. A logística integrada se aplica quando há uma sinergia entre vários setores da empresa, tendo como principio a gestão de todos esses meios.

Entre os processos logísticos, é possível destacar as questões relacionadas a gestão dos pedidos, dos sistemas de transporte e os mecanismos de armazenagem aplicados pelas organizações, competências que questões favorecem o desempenho organizacional. Os processos de armazenagem são fundamentais para oferecer a disponibilidade de recursos frente às demandas de uma organização, pois um bom controle do armazém permite o rápido resgate de materiais e a gestão eficiente dos recursos.

Segundo Barros (2005), cada vez mais as empresas procuram alternativas para facilitar o gerenciamento de suas atividades, visando aumentar o controle e obter informações precisas que possam de fato agilizar a tomada de decisões e, conseqüentemente, melhorar o nível de serviço prestado. A atividade de armazenagem também vem ganhando, cada vez mais, importância dentro da cadeia de suprimentos. É através do gerenciamento da armazenagem, de forma eficiente e eficaz, que se torna possível melhorar a integração com os demais processos da organização, reduzir custos e otimizar o atendimento ao cliente. A gestão de armazenagem engloba o fluxo de produtos e informações desde o recebimento do produto num armazém, sua movimentação e estocagem até a separação e expedição do pedido.

No desenvolvimento das atividades inerentes à estruturação da logística de material no âmbito do CSC Eletrobras foram mapeados os fluxos dos processos de cada empresa e, posteriormente, foram definidos os fluxos integrados para implantação da Coordenação de Logística. Nestes trabalhos foram considerados os seguintes processos: classificação de material, gestão de material, armazenamento, inventário, alienação de material inservível, transporte de material e descarte de resíduos.

Devido a questões regulatórias e contábeis, o compartilhamento do estoque de materiais entre as empresas Eletrobras não será possível, contudo foi outorgado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) o compartilhamento de mão-de-obra e instalações. Além disto, as atividades rotineiras e transacionais serão desenvolvidas de forma padronizada e cada vez mais centralizada.

### **1.3. Lógica Fuzzy**

A Lógica Fuzzy ou matemática nebulosa foi criada em 1965 a partir da publicação do artigo intitulado "Fuzzy Sets" por Lofti A. Zadeh, eletrônico e professor da Universidade da Califórnia, Berkeley (Costa et al, 2005).

Ao contrário da lógica proposta por Aristóteles, filósofo grego (384 - 322 a.C.), que define uma regra rígida, atribuindo às afirmações valores "verdadeiro" ou "falso", a lógica fuzzy é baseada no uso de aproximações e consegue traduzir expressões verbais, imprecisas e vagas, comuns na comunicação humana, em valores numéricos (Simões e Shaw, 1999).

A lógica fuzzy apresenta o princípio da dualidade, estabelecendo que dois eventos opostos podem coexistir, ou seja, um elemento pode pertencer, em um certo grau, a um conjunto e, em um outro grau, a um outro conjunto. Podemos identificar a aplicação desse conceito no nosso dia-a-dia, principalmente quando se trata de conceitos abstratos. Por exemplo, achar que uma pessoa é alta ou baixa.

Sendo assim, as variáveis podem assumir valores fuzzyficados, isto é, um grau de verdade não precisa assumir totalmente a verdade absoluta nem a falsidade absoluta, ou numericamente falando: zero ou um.

#### **1.4. Conjuntos Fuzzy**

Como já visto, segundo a lógica booleana, concebida por Aristóteles, uma afirmação assume valores verdadeiro ou falso. Trazendo esse conceito para a teoria dos conjuntos, um objeto pertence ou não a um determinado conjunto, por exemplo, considerando que os alunos de uma turma ( $a_1, a_2, \dots, a_n$ ) formem o universo "U". Seja o conjunto "A" formado pelos alunos que entenderam a lição do dia apresentado pelo professor, conforme indica a figura 1, temos então que quem não pertence ao conjunto "A" (dos que entenderam a lição) fazem parte do conjunto dos que não entenderam a lição, não existindo a possibilidade de se representar aqueles que entenderam alguma coisa, ou parte da lição, ou seja, na realidade que vivemos no dia-a-dia.

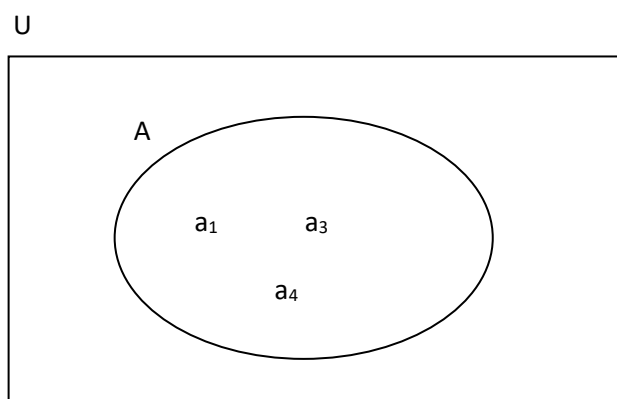


Figura 1 – Pertinência de um elemento a um conjunto

O objetivo de utilizar conjuntos fuzzy vem da necessidade de trabalhar com conjuntos do mundo real que não possuem limites precisos. Um conjunto fuzzy é um agrupamento impreciso ou indefinido, ou seja, um elemento pode ser membro de um conjunto de forma parcial, representado por um valor fracionário dentro de um intervalo numérico (SIMÕES & SHAW, 1999).

Um Conjunto Fuzzy A é caracterizado pelo par  $(X, \mu_A(X))$ , onde:

- 'X' é a variável do universo em estudo, podendo ser contínua ou discreta (Braga, Barreto e Machado, 1995);
- $\mu_A(X)$  é uma função, cuja imagem pertence ao intervalo  $[0,1]$ , onde '1' representa o conceito de pertinência total e '0' o de não pertinência (BRAGA, BARRETO E MACHADO, 1995).

No caso de variável discreta, um exemplo de conjunto fuzzy 'A' poderia ser:

$$A = (4,2) = 0,5|0 + 0|2 + 1|4 + 0,25|6 + 0|8$$

Que é lido da seguinte forma: “a variável “x” mede zero com grau de pertinência 0,5, a variável “x” mede 2 com grau de pertinência zero, a variável “x” mede 4 com grau de pertinência 1, a variável “x” mede 6 com grau de pertinência 0,25, a variável “x” mede 8 com grau de pertinência zero.

Algumas observações devem ser consideradas:

O valor 4 (entre parênteses) representa a moda do Conjunto Fuzzy;

- O valor 2 (entre parênteses) representa a amplitude do conjunto fuzzy;
- Os sinais de “+” indicam união e não a soma aritmética; e
- As barras verticais servem apenas para separar os valores da variável “x” dos seus graus de pertinência.

No caso de variável contínua, um conjunto fuzzy 'A' para expressar 'ALTO' poderia ser:

$$\mu_X = 0 \text{ para } X \leq 1,70$$

$$\mu_X = \frac{X - a}{a^2} \text{ para } 1,70 \leq X \leq 1,85 \text{ sendo 'a' constante}$$

$$\mu_x = \frac{X - a}{a} \quad \text{para } 1,85 \leq X \leq 2,00 \quad \text{sendo 'a' constante}$$

## **2. Método De Pesquisa**

Esta seção tem como proposta apresentar o método a ser empregado na pesquisa e por isso envolve a escolha do método, da abordagem e da estratégia.

Sendo assim, o presente trabalho consiste um estudo para Readequação da Estrutura de Logística de um CSC com uso de Lógica Fuzzy.

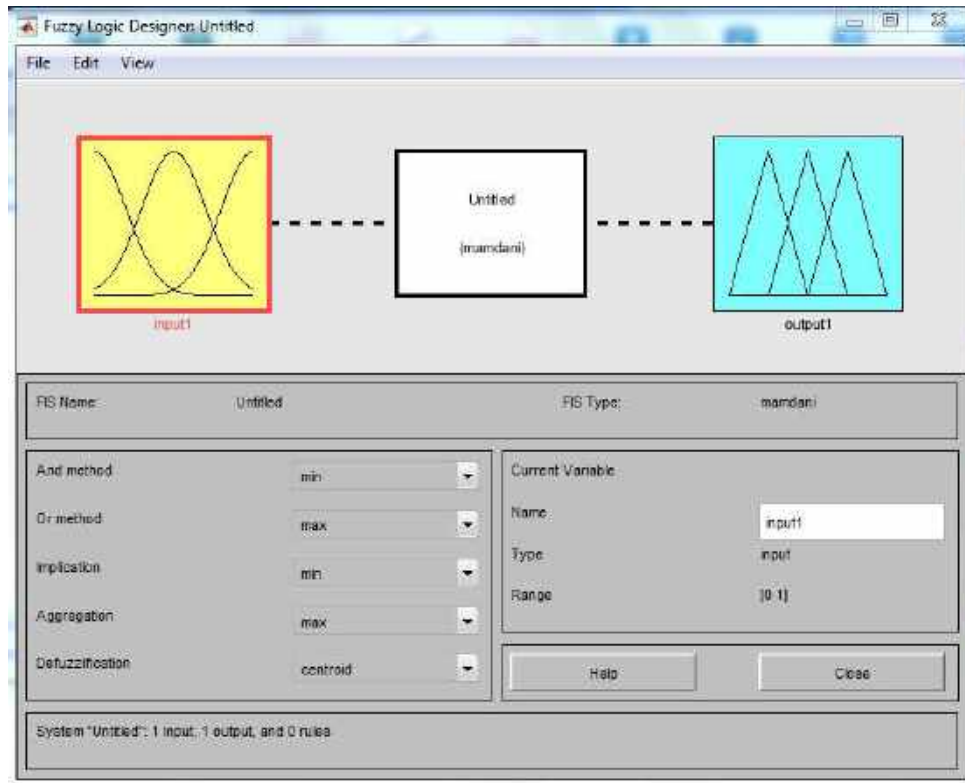
Do ponto de vista da pesquisa, apresenta-se de natureza quantitativa, pois se baseia em números e cálculos matemáticos para provar o experimento.

Para essa validação foi utilizado o software MATLAB3 (MATrix LABoratory), um sistema interativo de alta performance voltado para o cálculo numérico. O MATLAB integra análise numérica, cálculo com matrizes, processamento de sinais e construção de gráficos, entre outros.

O MATLAB, no seu ambiente de computação científica, conta com um recurso chamado Fuzzy Logical Toolbox, que estão disponibilizados arquivos e funções destinados ao uso da teoria de conjuntos fuzzy. Foi utilizado o FLD – Fuzzy Logic Designer existente na versão 2018b do MATLAB, conforme tela representada na figura 2.

---

<sup>3</sup> <https://www.mathworks.com/products/matlab.html>



**Figura 2:** Tela do sistema Fuzzy no Matlab.

Por fim, para validar a pesquisa foram comparados os resultados obtidos pela análise simples dos critérios com números nítidos estabelecidos (não fuzzy) contra o resultado fuzzy, além de ter sido validado com o especialista responsável pela área de aplicação.

### 3. Estudo De Caso

Na maioria das empresas Eletrobras, a Logística de Material está fortemente vinculada às atividades de manutenção do sistema elétrico e à gestão de ativos, apoiando as equipes de manutenção e assegurando o atendimento dos planos de manutenção preventiva nas paradas de máquinas das usinas e manutenções programadas. Além de atuar no atendimento de emergências em linhas de transmissão, como nas quedas de torres e em subestações, visando minimizar os impactos na aplicação de multas e sanções, como a cobrança de parcela variável.

A Coordenação de Logística do CSC Eletrobras é responsável pela gestão de almoxarifados distribuídos em praticamente todo o território brasileiro. A Coordenação também é responsável pela definição de padrões de execução dos processos e o

### *Estudo para readequação da estrutura de logística de um CSC com uso de lógica fuzzy*

monitoramento do desempenho dos processos e atendimento dos níveis de serviço, a fim de garantir o cumprimento dos padrões de execução e de resultados acordados.

Além disto, a Coordenação de Logística busca assegurar uma melhor aderência dos processos ao recém implantado SAP Instância Única, o melhor controle do orçamento da conta de estoque, bem como a consolidação da gestão dos almoxarifados das empresas Eletrobras através de obras e reformas de adequação das instalações, tendo como principais diretrizes:

- Planejar e providenciar a disponibilidade de material, em tempo, custo e condições técnicas adequadas à manutenção da confiabilidade do sistema elétrico, dentro de padrões requeridos pela Companhia, e à continuidade de suas atividades operacionais e administrativas.
- Otimizar o estoque através do seu controle, saneamento permanente e da padronização do cadastro de material, atendendo à legislação pertinente, requisitos técnicos e atos normativos específicos.
- Realizar o desfazimento de material atendendo à legislação pertinente, requisitos técnicos e compromissos de responsabilidade socioambiental assumidos.

Em razão da ausência uma visão centralizada na origem da formação da estrutura de almoxarifados das empresas Eletrobras e no planejamento da logística de material de estoque, verifica-se grande diversidade em termos de estruturas físicas, quantidade de itens armazenados e quadro de pessoal.

Desta forma, a integração dos processos através da implantação do SAP IU e a reestruturação organizacional voltada à gestão por macroprocesso do seu CSC serviram de base para que a Coordenação de Logística iniciasse os estudos para a readequação da logística de material sobressalentes das empresas Eletrobras.

O estudo da readequação da rede almoxarifados das Empresas Eletrobras tem como principais objetivos:

1. Aumentar a confiabilidade da logística;
2. Reduzir o valor do estoque;
3. Elevar o nível de serviço;
4. Sanear o estoque;
5. Reduzir o risco da falta;
6. Reduzir o custo de armazenamento;

7. Reduzir o custo de transporte;
8. Adequar o quadro quali-quantitativo.

Para isto, o estudo propõe o estabelecimento de critérios técnico para a revisão da estrutura de almoxarifados a partir da distribuição adequado do quadro de pessoal e a indicação de postos de autoatendimento, ou seja, pequenos almoxarifados administrados remotamente.

O estudo considerou as seguintes características dos almoxarifados:

- Quadro de pessoal
- Quantidade de itens armazenados
- Valor do estoque
- Movimentação de entradas e saídas de material do estoque
- Dimensão dos almoxarifados (m<sup>2</sup>)

A partir da análise comparativa entre as diferentes características dos almoxarifados das empresas, partiu-se para a elaboração da tabela de critérios para o estabelecimento do quadro de pessoal de referência apresentada na **Figura 3**, a qual foi baseada na avaliação de um especialista.

| Quadro Indicado | Quantidade de Itens em estoque | Valor do estoque                  | Quantidade de movimentações anuais | Área do almoxarifado (m <sup>2</sup> ) |
|-----------------|--------------------------------|-----------------------------------|------------------------------------|--|
| PAA             | até 1.500                      | até R\$ 1 milhão                  | até 1.000                          | até 600                                |
| 1 ALMOXARIFE    | de 1.500 até 3.500             | de R\$ 1 milhão até R\$ 3 milhões | de 1.000 até 3.500                 | de 600 até 2.000                       |
| 2 ALMOXARIFES   | de 3.500 até 5.800             | de R\$ 3 milhão até R\$ 7 milhões | de 3.500 até 5.000                 | de 2.000 até 3.000                     |
| 3 ALMOXARIFES   | acima de 5.800                 | acima de R\$ 7 milhões            | acima de 5.000                     | acima de 3.000                         |

Figura 3: tabela de critérios para o estabelecimento do quadro de pessoal de referência.

Para validação e confirmação dos critérios propostos foi utilizado o método de inferência *fuzzy*. Para cada variável apresentada na figura foi criado um número nebuloso, procurando seguir os intervalos correspondentes com grau de pertinência em 100% para um intervalo de valores médios da tabela apresentada com valores nítidos e utilizando uma escala com quatro graus de resposta: Baixo, Médio, Alto e Muito Alto.

As variáveis de entrada mapeadas foram:

- Itens em Estoque;
- Valor em Estoque;
- Movimentação;
- Área (m<sup>2</sup>);



*Estudo para readequação da estrutura de logística de um CSC com uso de lógica fuzzy*

A variável de saída mapeada corresponde à indicação do tipo do Almojarifado indicado para cada situação analisada e foi denominada:

- Classificação do Almojarifado;

Tomando como exemplo a variável “Itens de Itens”, o grau “Baixo” equivaleria até 1.500 itens; “Médio”, entre 1.500 e 3.500; “Alto”, entre 3.500 e 5.800 e “Muito alto” acima de 5.800 itens em estoque, conforme figura 4.

Neste estudo, foi utilizada a função de pertinência do tipo Trapezoidal, uma vez que é possível manter um grau de pertinência máximo por um intervalo de valores, pois é uma das características apresentada pelo especialista para as variáveis do estudo.

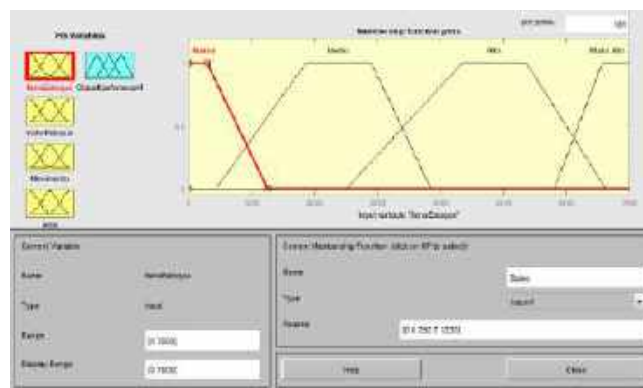


Figura 4: Funções de pertinência para a variável “Itens Estoque”

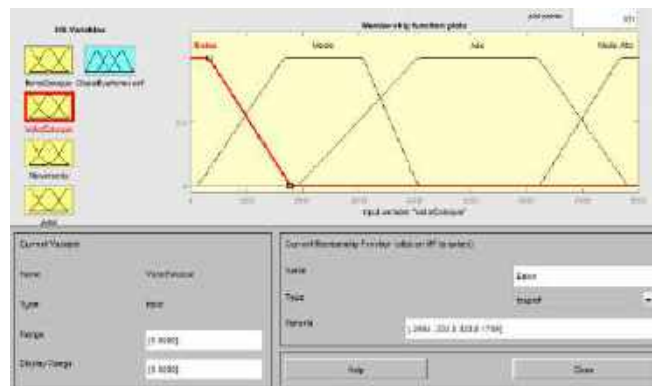


Figura 5: Funções de pertinência para a variável “Valor Estoque”

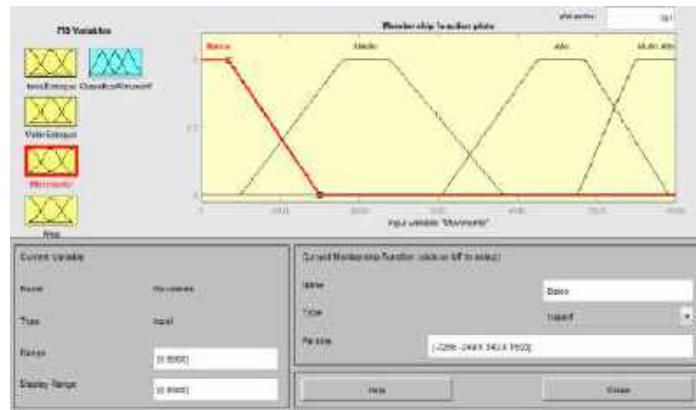


Figura 6: Funções de pertinência para a variável “Movimento”

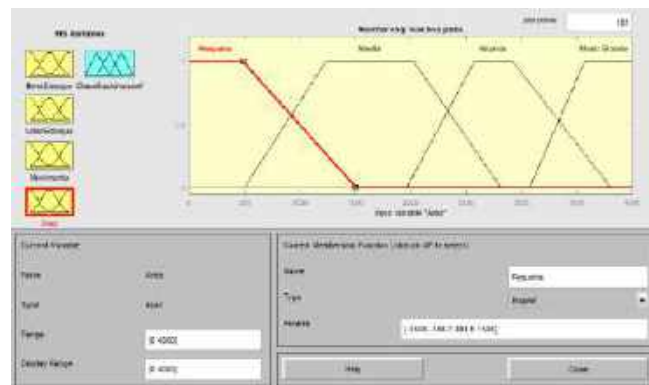


Figura 7: Funções de pertinência para a variável “Area”

Como resultado da inferência fuzzy, a variável de saída foi denominada “Classificação do Almoxarifado”, com os seguintes resultados:

- PAA
- Tipo 01
- Tipo 02
- Tipo 03

O PAA corresponde a um posto de atendimento não assistido, ou seja, onde não há funcionário operando e não chega a ter status de almoxarifado. O almoxarifado tipo 01, recomenda-se que tenha pelo menos uma almoxarife trabalhando, ou uma força de trabalho em tempo integral ou um FTE, do inglês “*full-time equivalente*”. Os demais tipos 2 e 3 denotam 2 e 3 FTEs, respectivamente.

*Estudo para readequação da estrutura de logística de um CSC com uso de lógica fuzzy*

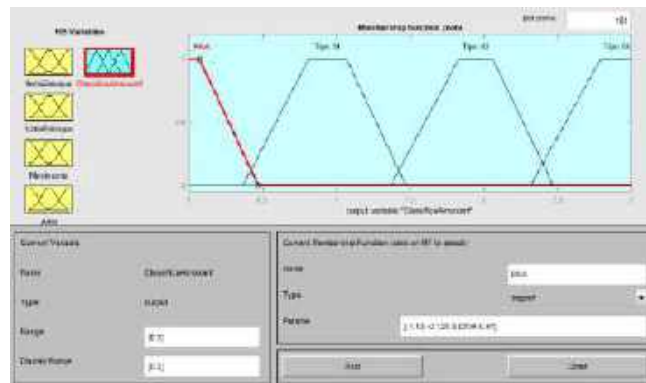


Figura 8: Funções de pertinência para a variável “Classificação do Almoarifado”

O sistema de inferência fuzzy foi construído com quatro variáveis de entrada (*input*) e uma de saída (*output*), nesse sentido foram construídas 42 regras de inferência. A Figura 9 apresenta as 20 primeiras regras construídas a partir da visão do especialista.

| #  | Itens estoque | Valor estoque | Movimentacao | Área    | --> | Class. Almoarifado |
|----|---------------|---------------|--------------|---------|-----|--------------------|
| 1  | Baixo         | Baixo         | Baixa        | Pequena |     | PAA                |
| 2  | Baixo         | Médio         | Baixa        | Pequena |     | PAA                |
| 3  | Baixo         | Baixo         | Médio        | Pequena |     | TIPO 1             |
| 4  | Baixo         | Baixo         | Baixa        | Média   |     | PAA                |
| 5  | Médio         | Baixo         | Baixa        | Pequena |     | PAA                |
| 6  | Médio         | Médio         | Baixa        | Pequena |     | PAA                |
| 7  | Médio         | Alto          | Baixa        | Pequena |     | PAA                |
| 8  | Médio         | Médio         | Médio        | Média   |     | TIPO 1             |
| 9  | Baixo         | Médio         | Médio        | Média   |     | TIPO 1             |
| 10 | Médio         | Baixo         | Médio        | Média   |     | TIPO 1             |
| 11 | Médio         | Médio         | Baixo        | Média   |     | TIPO 1             |
| 12 | Médio         | Médio         | Médio        | Grande  |     | TIPO 1             |
| 13 | Alto          | Médio         | Médio        | Média   |     | TIPO 1             |
| 14 | Médio         | Alto          | Médio        | Média   |     | TIPO 1             |
| 15 | Médio         | Médio         | Alto         | Média   |     | TIPO 2             |
| 16 | Médio         | Médio         | Médio        | Grande  |     | TIPO 1             |
| 17 | Baixo         | Baixo         | Alto         | Pequena |     | TIPO 1             |
| 18 | Alto          | Alto          | Médio        | Grande  |     | TIPO 1             |
| 19 | Muito Alto    | Médio         | Médio        | Média   |     | TIPO 1             |
| 20 | Médio         | Muito Alto    | Médio        | Média   |     | TIPO 1             |

Figura 9: Base de regras de inferência fuzzy

Depois disso, as regras foram cadastradas no Matlab, no módulo de regras fuzzy e a figura 10 apresenta parte da base de regras editada no toolbox fuzzy, módulo *Rules View*.

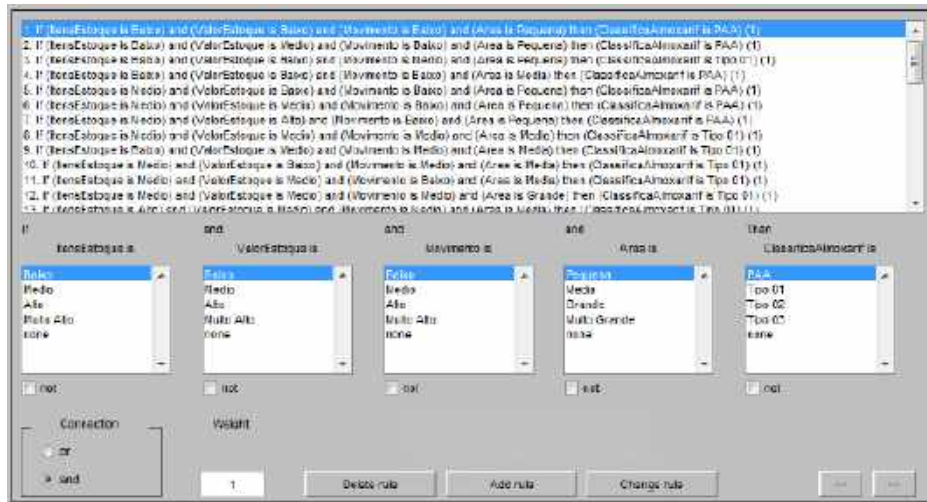


Figura 10: Regras fuzzy criadas no Matlab toolkit

Outra forma de apresentar as regras é através do visualizador de regras fuzzy do Matlab, demonstrado na figura 11, em que podemos alterar em tempo real os valores das variáveis de entrada e o resultado fuzzy é calculado automaticamente.

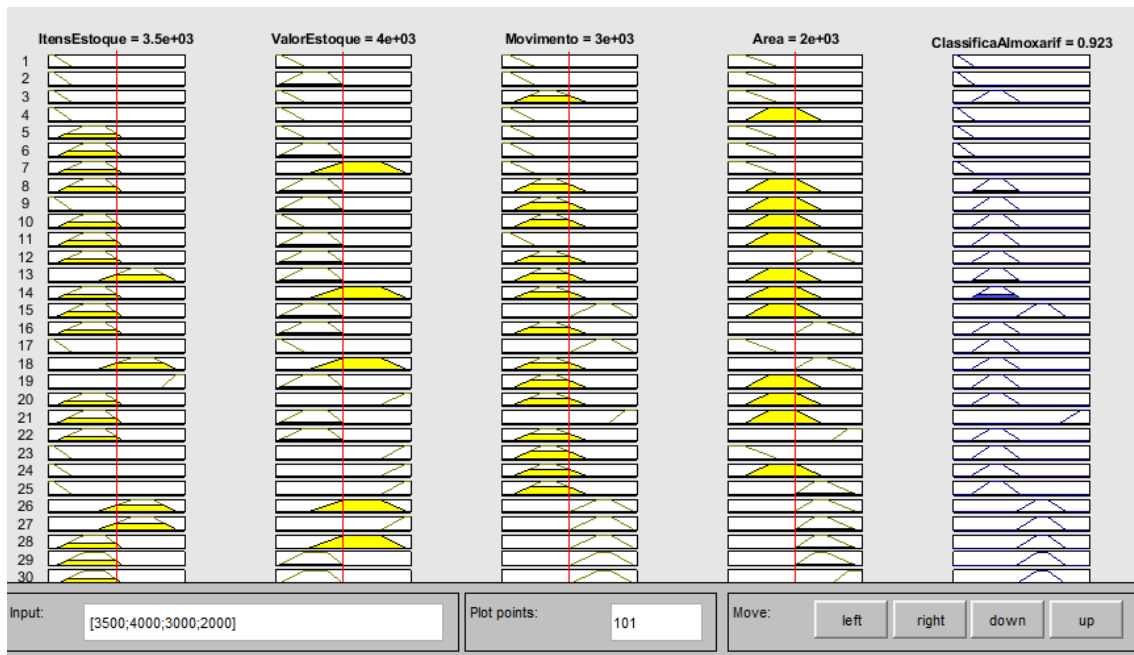


Figura 11: Funções de pertinência para a variável “Itens Estoque”

Uma abordagem muito interessante de visualizar como o sistema de inferência fuzzy funciona é através do gráfico de superfície. Esse gráfico permite combinar até três variáveis ao mesmo tempo e apresenta o resultado em forma 3D. Esses gráficos podem explicar, de maneira mais simples, objetiva e atrativa ao público em geral, os resultados

*Estudo para readequação da estrutura de logística de um CSC com uso de lógica fuzzy*

encontrados nas matrizes de interação, conforme figura 12, que apresenta dois gráficos, o primeiro levando em conta a classificação do almoxarifado x análise movimento x itens de estoque e o segundo considerando classificação do almoxarifado x movimento x valor de estoque.

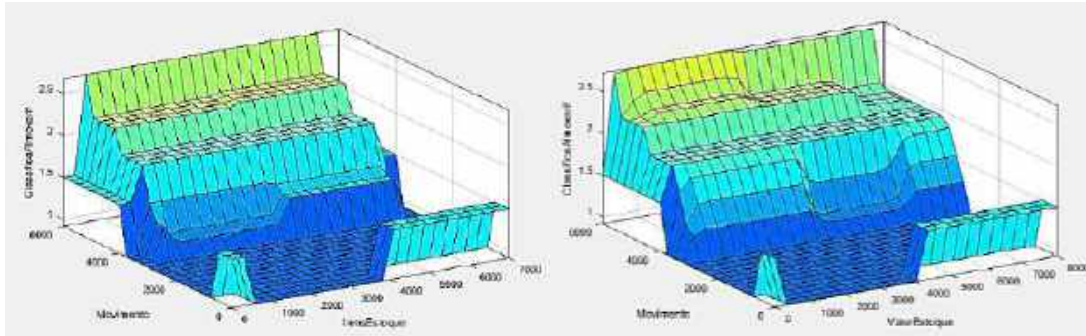


Figura 12: Gráficos de Superfície 3D combinando duas variáveis

Outra visualização que pode ser útil na análise dos resultados das regras criadas é o mapa de calor, que combina duas variáveis, desta vez em um plano 2D, porém com cores que variam do vermelho ao amarelo, conforme apresentado na figura 13.

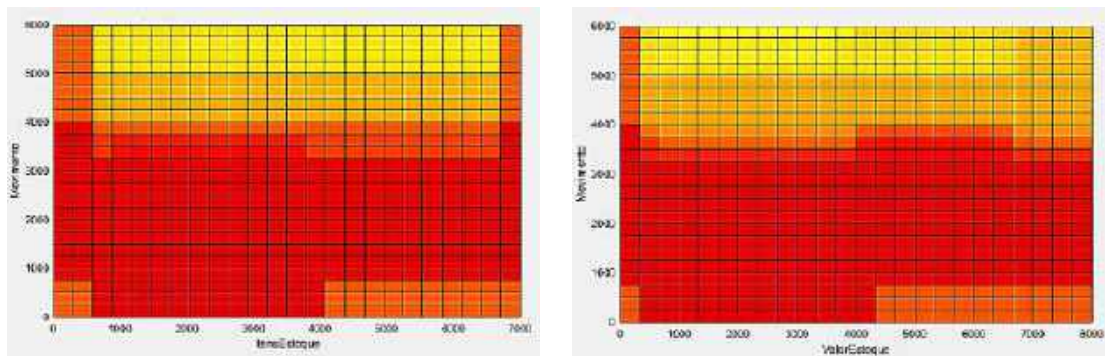


Figura 13: Mapa de Calor 2D combinando duas variáveis

Após a criação do sistema de inferência Fuzzy, foi feita uma compilação de dados de 68 almoxarifados espalhados pelo Brasil, conforme figura 14. Os nomes dos almoxarifados foram suprimidos e foram criados códigos para identificá-los.

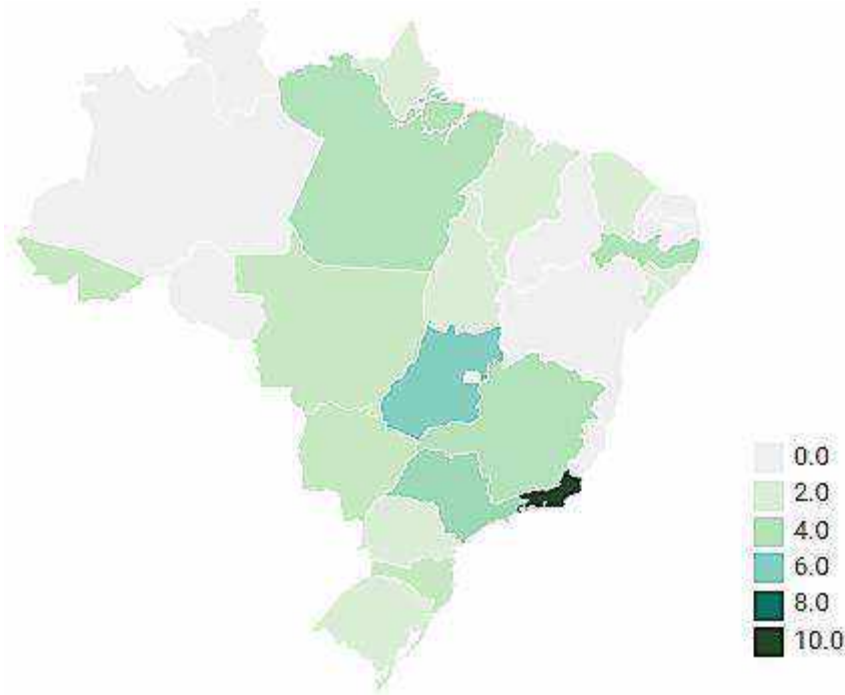


Figura 14: Almoxarifados espalhados pelo Estados Brasileiros

Além dos quatro dados de entrada fuzzy (Itens em Estoque; Valor em Estoque; Movimentação; Área), a localização, UF, também foram levantados os dados da força de trabalho atual, o que totalizou 98 FTEs para atender os 68 almoxarifados.

### 3. Análise Dos Resultados

Antes da execução do sistema de inferência fuzzy, o especialista que acompanhou a pesquisa realizou a tarefa de classificação dos 68 almoxarifados utilizando as regras definidas na figura 3, de forma cartesiana. O resultado foi que para os 68 almoxarifados estudados, chegou-se a um montante de 57 FTEs necessários, ao invés dos 98 atuais, uma redução de 41 FTEs.

Após isso, foi feita a execução do sistema de inferência fuzzy no Matlab para os mesmo 68 almoxarifados. O resultado do modelo fuzzy apresentou um total de 53 FTEs para administrar os mesmos 68 almoxarifados, uma redução de 44 FTEs com relação ao quadro atual e uma redução de 4 FTEs sobre o estudo feito pelo especialista utilizando o método cartesiano com as regras estabelecidas. O resultado pode ser observado na figura 15.

*Estudo para readequação da estrutura de logística de um CSC com uso de lógica fuzzy*

| ref.  | Atual | Proposto | fuzzy |  | ref.         | Atual     | Proposto  | fuzzy     |
|-------|-------|----------|-------|--|--------------|-----------|-----------|-----------|
| ABA01 | 0     | 0        | 1     |  | AAR35        | 0         | 0         | 0         |
| ASE02 | 2     | 1        | 1     |  | AAU36        | 0         | 0         | 0         |
| AGU03 | 0     | 0        | 0     |  | AAL37        | 5         | 3         | 3         |
| AMA04 | 1     | 1        | 1     |  | AAL38        | 6         | 2         | 2         |
| ARI05 | 0     | 0        | 0     |  | APA39        | 0         | 0         | 0         |
| ACO06 | 1     | 1        | 0     |  | APA40        | 0         | 0         | 0         |
| AIT07 | 3     | 2        | 2     |  | APA41        | 0         | 0         | 0         |
| ABA08 | 0     | 0        | 0     |  | APA42        | 0         | 0         | 0         |
| AIB09 | 2     | 2        | 2     |  | APA43        | 0         | 0         | 0         |
| AIT10 | 0     | 0        | 1     |  | APA44        | 0         | 0         | 0         |
| ATI11 | 3     | 1        | 1     |  | APA45        | 0         | 0         | 0         |
| AFO12 | 2     | 2        | 2     |  | APM46        | 0         | 1         | 2         |
| AIV13 | 0     | 1        | 1     |  | APA47        | 0         | 0         | 0         |
| APO14 | 0     | 0        | 1     |  | APA48        | 0         | 0         | 0         |
| AMA15 | 1     | 1        | 1     |  | APA49        | 0         | 0         | 0         |
| ALU16 | 2     | 1        | 1     |  | APA50        | 0         | 0         | 0         |
| APO17 | 2     | 1        | 1     |  | APM51        | 0         | 1         | 1         |
| AMA18 | 2     | 2        | 2     |  | ASE52        | 8         | 2         | 1         |
| AFU19 | 2     | 1        | 1     |  | AAL53        | 6         | 1         | 1         |
| ACA20 | 1     | 0        | 0     |  | AAL54        | 0         | 1         | 1         |
| AJA21 | 4     | 2        | 2     |  | AAL55        | 3         | 2         | 1         |
| AAN22 | 0     | 0        | 1     |  | AAL56        | 1         | 1         | 1         |
| ACA23 | 2     | 2        | 2     |  | AAL57        | 3         | 1         | 1         |
| AVI24 | 4     | 2        | 1     |  | AAL58        | 2         | 1         | 1         |
| ASE25 | 3     | 2        | 1     |  | AAL59        | 3         | 1         | 1         |
| AAL26 | 3     | 2        | 0     |  | AAL60        | 2         | 1         | 1         |
| AAL27 | 3     | 1        | 1     |  | AAL61        | 3         | 0         | 1         |
| AAF28 | 3     | 3        | 2     |  | AAL62        | 2         | 1         | 0         |
| AAC29 | 0     | 0        | 1     |  | AAL63        | 0         | 0         | 0         |
| AAB30 | 2     | 1        | 1     |  | AAL64        | 0         | 1         | 1         |
| AAU31 | 0     | 0        | 0     |  | AAL65        | 3         | 1         | 1         |
| AAU32 | 0     | 0        | 0     |  | AAL66        | 0         | 0         | 0         |
| AAL33 | 0     | 0        | 0     |  | AAL67        | 2         | 2         | 1         |
| AAR34 | 1     | 2        | 1     |  | AAL68        | 0         | 0         | 0         |
|       |       |          |       |  | <b>Total</b> | <b>98</b> | <b>57</b> | <b>53</b> |

Figura 15: Análise de FTEs pelos Almoxarifados (atual, proposto e fuzzy)

Importante destacar que o modelo fuzzy não reduziu simplesmente 4 FTEs no global, mas para chegar nesse valor, o modelo convergiu com a opinião cartesiana do especialista em 81 casos, porém fez otimizações em análises em 17 almoxarifados, trazendo à tona posições divergentes tendo como base o modelo cartesiano e se mostrando uma opção de ferramenta para apoio a tomada de decisão sobre o número de FTEs final para os almoxarifados. Conforme demonstrado na figura 16.



| ref.         | Atual     | Proposto  | fuzzy     |
|--------------|-----------|-----------|-----------|
| ABA01        | 0         | 0         | 1         |
| ACO06        | 1         | 1         | 0         |
| AIT10        | 0         | 0         | 1         |
| APO14        | 0         | 0         | 1         |
| AAN22        | 0         | 0         | 1         |
| AVI24        | 4         | 2         | 1         |
| ASE25        | 3         | 2         | 1         |
| AAL26        | 3         | 2         | 0         |
| AAF28        | 3         | 3         | 2         |
| AAC29        | 0         | 0         | 1         |
| AAR34        | 1         | 2         | 1         |
| APM46        | 0         | 1         | 2         |
| ASE52        | 8         | 2         | 1         |
| AAL55        | 3         | 2         | 1         |
| AAL61        | 3         | 0         | 1         |
| AAL62        | 2         | 1         | 0         |
| AAL67        | 2         | 2         | 1         |
| <b>Total</b> | <b>33</b> | <b>20</b> | <b>16</b> |

Figura 16: Análise dos FTEs divergentes entre os 17 almoxarifados

Por meio da figura 17, pode-se perceber que o modelo fuzzy, em alguns casos recomenda a existência de um almoxarife em determinado almoxarifado, é o caso do ABA01, onde a análise do especialista apontou, inicialmente, um PAA, ou seja, um posto desassistido, sem almoxarife. Por outro lado, no caso ACO06, o modelo fuzzy apontou para uma posto desassistido, enquanto o especialista havia apontado a necessidade de 1 FTE. E assim por diante, todos os casos são apresentados para análise.

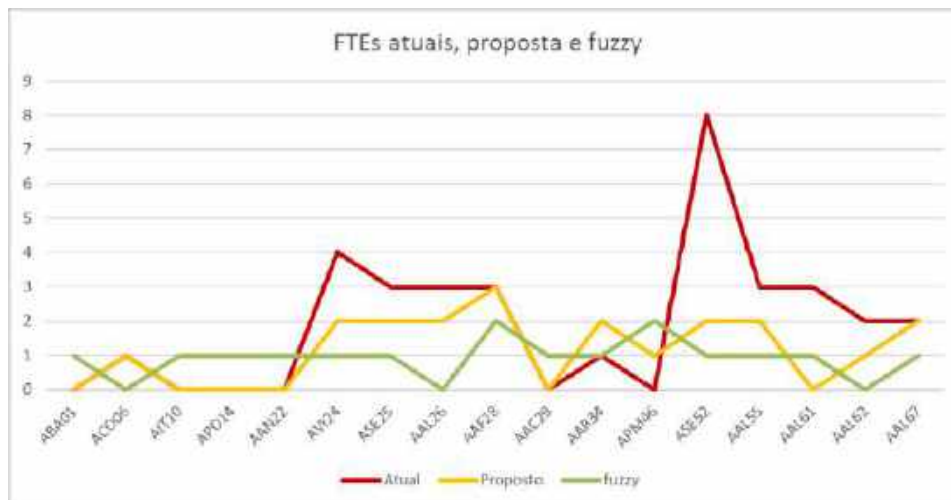


Figura 17: Análise gráfica dos FTEs divergentes entre os 17 almoxarifados

## 5. Considerações Finais

O presente artigo teve como objetivo apresentar o estudo para a definição de critérios para a readequação da estrutura de logística de material das empresas Eletrobras,



### *Estudo para readequação da estrutura de logística de um CSC com uso de lógica fuzzy*

a partir de ferramentas de sistema de inferência fuzzy, ou lógica nebulosa, considerando as especificidades dos almoxarifados.

Foram mapeadas quatro variáveis de entradas e uma de saída, além de 42 regras de inferência. O software Matlab foi utilizado para executar o método de inferência fuzzy.

O especialista apoiou a pesquisa e fez a avaliação da classificação de 68 almoxarifados, através do modelo cartesiano estabelecido. Foram identificados a necessidade de 57 FTEs.

O modelo de inferência fuzzy foi aplicado e chegou ao resultado mais otimizado com 53 FTEs, porém, o ponto alto da pesquisa que essa redução não foi meramente quantitativa, mas também qualitativa, uma vez que conseguiu otimizar análise de 17 almoxarifados.

Sendo assim, a pesquisa se justificou, uma vez que o modelo apresentado se apresentou como um instrumento de apoio à tomada de decisão para reenquadramento logístico do CSC da Eletrobras.

### **Referências Bibliográficas**

- BALLOU, Ronald H. - *Business logistics management: planning, organizing, and controlling the supply chain*. 4ª ed. Upper Saddle River, NJ: Prentice Hall, 1999. ISBN 978-0-13-795659-3
- BALLOU, Ronald H. Gerenciamento da cadeia de suprimentos: planejamento, organização e logística empresarial. Porto Alegre: Bookman, 2001, pp 201/202.
- BRAGA, Mario J. F.; BARRETO, Jorge M.; MACHADO, Maria Augusta S. Conceitos da Matemática Nebulosa na Análise de Risco. Rio de Janeiro: Artes& Rabiskus, 1995.
- COSTA, Alex da; RODRÍGUEZ, Antonio Gabriel; SIMAS, Etienne P. L.; ARAÚJO, Roberto da S. Lógica Fuzzy: Conceitos e Aplicações. Disponível em: <[http://www.inf.unisinos.br/~cazella/dss/fuzzy\\_relatorio.pdf](http://www.inf.unisinos.br/~cazella/dss/fuzzy_relatorio.pdf)>. Acesso em: 04 nov. 2018.
- GOMES, Carla Amado; SAMPAIO, Jorge Silva. “Biocombustíveis: a caminho de uma ‘sociedade de reciclagem’”. In: *e-Pública – Revista Eletrônica de Direito Público*, v. 4, n. 3, pp. 390-418, nov. 2017.
- LAMBERT, Rosebud Jasmine; SILVA, Patrícia Pereira da. "The challenges of determining the employment effects of renewable energy". In: *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, v. 16, issue 7, pp. 4667-4674, set. 2012.

NISTOR, Maricica; ANTUNES, Carlos Henggeler. "Integrated management of energy resources in residential buildings - a Markovian approach". In: *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 9, issue 1, pp. 240-251, jan. 2018.

RÍOS, Isabel González. "Certificación y Auditoria de Eficiencia Energética – Previsiones Comunitarias y de Derecho Interno Español". In: CAVALCANTI, Caio César Torres (Coord.). *O Direito da Energia no Contexto Ibero-Brasileiro*. Rio de Janeiro: Synergia Editora, 2017, pp. 245-273.

SILVA, Patrícia Pereira da. *O Sector da Energia Eléctrica na União Europeia: Evolução e Perspectivas*. Coimbra: Imprensa da Universidade de Coimbra, 2007.

SIMÕES, Marcelo G.; SHAW, Lan. *Controle e Modelagem Fuzzy*. São Paulo: Edgard & Blucher, 1999.

VICENTE, Marta de Sousa Nunes. *A Quebra da Legalidade Material na Actividade Normativa de Regulação Económica*. Coimbra: Coimbra Editora, 2012.

### **Biografia Dos Autores**

**Rodrigo Costa Dos Santos**, Pós-Doutorado em Computação pela UC - Universidade de Coimbra - Portugal, Doutorado em Engenharia de Sistemas e Computação na COPPE/UFRJ, Mestrado em Administração com ênfase em Sistemas de Apoio à Decisão pelo IBMEC-RJ, Pós-Graduação em Projetos e Gerência de Sistemas pela PUC-Rio. É analista de sistemas e gerente de programa das Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - Eletrobras, atuando principalmente nos seguintes temas: Implantação de SAP ERP, Segurança da Informação, Controles Internos de TI para adequação à Lei Sarbanes-Oxley (SOX), Planejamento Estratégico de TI, Escritório de Projetos - PMO e Escritório de Processos de TI - BPMO.

E-mail: rodrigo@eletrobras.com

**Francisco Eugênio De Aguiar Cavalcante**, mestre em Engenharia Civil pelo Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, em dezembro de 2012. Trabalha na Centrais Elétricas Brasileiras S/A atuando como gerente da Coordenação de Logística do Centro de Serviços Compartilhados da Eletrobras. Tem experiência em garantia da qualidade com base nas normas ISO 9000 e ISO 14000.

E-mail: Francisco.cavalcante@eletrobras.com

## CAPÍTULO XXXI

### **IoT e Machine Learning para monitoramento de iluminação pública das cidades inteligentes**

RODRIGO COSTA DOS SANTOS<sup>1</sup>

ANTONIO FERREIRA SILVA FILHO<sup>2</sup>

MARCIO CAMPOS DE LIMA<sup>3</sup>

PAULO SÉRGIO DE SOUZA LEITE DE ASSUMPCÃO<sup>4</sup>

WAGNER LUIZ OLIVEIRA DOS SANTOS<sup>5</sup>

**Resumo:** O presente artigo apresenta uma solução através de um dispositivo móvel IoT (Internet das Coisas) inserido no conceito de Smart Cities (cidades inteligentes). O dispositivo é capaz de armazenar informações em log com armazenamento local com data e hora dos eventos capturados e/ou ainda enviar para um servidor na nuvem através de conexão móvel de internet. Sensores em estações fixas podem capturar dados em curtos intervalos de tempo, mas de apenas um ponto. Os sensores móveis podem superar essas limitações. Por isso é proposto montar uma plataforma urbana de sensores móveis. Outro ponto apresentado é o padrão de mobilidade: utilizando rotas definidas e não definidas.  
**Palavras-Chave:** Machine Learning; Iluminação; Segurança Pública; Cidades Inteligentes; Smart City.

#### **1. Introdução**

Durante a noite, no Brasil, as vias de uma cidade são iluminadas por iluminação pública, geralmente através de lâmpadas instaladas em postes. Soma-se a esta iluminação as lâmpadas das casas, condomínios residenciais, comercio, entre outras.

De acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 414, podemos entender como iluminação pública, o serviço que tem por objetivo exclusivo prover de claridade os logradouros públicos, de forma periódica, contínua ou eventual.

A responsabilidade pela prestação do serviço de iluminação pública é da prefeitura municipal, conforme estabelecido no art. 30, inciso V da Constituição Federal Brasileira.

---

<sup>1</sup> SAFE RIO / CIVIZ

<sup>2</sup> SAFE RIO / CIVIZ

<sup>3</sup> SAFE RIO / CIVIZ

<sup>4</sup> SAFE RIO / CIVIZ

<sup>5</sup> SAFE RIO / CIVIZ

Amparada pela determinação constitucional, a Resolução Normativa ANEEL nº 414, de 9 de setembro de 2010, no art. 218, determinou que as distribuidoras deveriam transferir os ativos de iluminação pública (luminárias, lâmpadas, relés e reatores) às prefeituras.

Em alguns municípios, as prefeituras contratam a distribuidora que fornece energia elétrica para também prestar o serviço de operação e manutenção de iluminação pública.

Porém, ainda não existe uma forma eficaz de garantir e medir a qualidade da prestação do serviço de iluminação pública nem se este serviço está sendo prestado de forma contínua.

Por sua vez, independente do critério de qualidade a ser adotado, o cidadão tem sua percepção tácita do que é uma rua clara e o que é uma rua escura. Somado a essa percepção há ainda relação direta de que a iluminação utilizada nos locais públicos fornece algum tipo de segurança aos cidadãos. Áreas urbanas que melhoram a iluminação podem aumentar a percepção de segurança e contribuir para a diminuição dos índices de criminalidade.

Um estudo realizado em São Paulo mostrou que de 12 vias que receberam lâmpadas mais fortes, 8 tiveram menos assaltos e 4 mantiveram os índices estáveis, ou seja, a Iluminação diminui roubos em até 63%.

O Problema é como monitorar a qualidade da iluminação pública e suas interrupções o mais próximo do tempo real e fornecer informações úteis para o cidadão, para as concessionárias de energia, para os entes públicos municipais e para o público em geral.

O presente artigo apresenta uma solução através de um dispositivo móvel IoT (Internet das Coisas) inserido no conceito de Smart Cities (cidades inteligentes). O dispositivo é capaz de armazenar informações em log com armazenamento local com data e hora dos eventos capturados e/ou ainda enviar para um servidor na nuvem através de conexão móvel de internet. Sensores em estações fixas podem capturar dados em curtos intervalos de tempo, mas de apenas um ponto. Os sensores móveis podem superar essas limitações. Por isso é proposto montar uma plataforma urbana de sensores móveis. Outro ponto apresentado é o padrão de mobilidade: utilizando rotas definidas e não definidas.

## **2. O Problema**

A cidade do Rio de Janeiro vive o problema crônico da violência e falta de segurança. O cidadão tem um dilema para resolver toda vez que quer sair de casa, pois dúvidas como, por onde ir? Vou passar por área de risco? Onde está tendo assalto? estão sempre presentes.

Os dados são alarmantes, segundo pesquisa realizada pelo Datafolha (2017) sete em cada dez moradores deixariam o Rio por causa da violência.

Para sanar esse problema, a própria população utiliza aquilo que está disponível, como as redes sociais, grupos de amigos, grupo de bairro, canais oficiais de segurança pública, rádio, televisão, etc. tudo é utilizado para fazer essa “leitura” da cidade antes de sair de casa.

Contudo, essa tarefa leva tempo, não é confiável e é difícil de decidir por onde ir quando se tem muitas informações (big data), geralmente de forma desestruturada.

Adicionalmente, pode-se destacar problema das ruas escuras. Durante a noite, no Brasil, as vias de uma cidade são iluminadas por iluminação pública, geralmente através de lâmpadas instaladas em postes. O cidadão tem sua percepção tácita do que é uma rua clara e o que é uma rua escura. Somado a essa percepção há ainda relação direta de que a iluminação utilizada nos locais públicos fornece algum tipo de segurança aos cidadãos. Áreas urbanas que melhoram a iluminação podem aumentar a percepção de segurança e contribuir para a diminuição dos índices de criminalidade.

Um estudo realizado em São Paulo (2018) mostrou que de 12 vias que receberam lâmpadas mais fortes, 8 tiveram menos assaltos e 4 mantiveram os índices estáveis, ou seja, a Iluminação diminui roubos em até 63%.

## **Ruas escuras provocam receio em moradores da zona leste de SP**

População cobra melhor iluminação para evitar ondas de assaltos

Renata Okumura  
08 Fevereiro 2018 | 16h39



### **Moradores voltam a reclamar de ruas escuras**

Morador denuncia que lâmpada está queimada a quatro meses

DA REDAÇÃO COM LUZAMIR CARNEIRO - DOMINGO, 02 DE AGOSTO ATUALIZADO ÀS 23:58

**Figura 1 - Problema das ruas escuras em SP (2018)**

O Problema é como monitorar a qualidade da iluminação pública e suas interrupções o mais próximo do tempo real e fornecer informações úteis para o cidadão, para as concessionárias de energia, para os entes públicos municipais e para o público em geral.

### **3. A SOLUÇÃO**

A tecnologia está aí para ajudar. Durante o evento Hacking.Rio (2018) um grupo propôs uma solução capaz de capturar essas informações de eventos de segurança ocorridos na cidade, como tiroteio, roubo, furto, entre outros, na internet por meio de *web scraping*, estruturar tudo isso e um Big Data com uso de *Blockchain* para prover a rastreabilidade e segurança síncrona das informações coletadas.

Sendo assim, por meio de Inteligência Artificial e *Machine Learning*, foi possível prover alguns serviços ao cidadão, como a rota segura, em que o usuário pode traçar sua rota naquele momento e o sistema pode propor rotas possíveis e uma indicação de qual rota seria a mais segura, com base nesses eventos que acontecem na cidade.

As telas do aplicativo apresentadas na figura 2 mostra a solução de rota segura, onde é apresentado as possíveis rotas aquela que é considerada a mais segura naquele momento, baseado nas ocorrências de segurança. Os pontos em alfinetes representam as situações que estão ocorrendo na cidade, ou seja, os eventos de segurança, que podem ser: tiroteio, assalto, estupro, latrocínio, furto, entre outros, conforme demonstrado na última tela do aplicativo.



**Figura 2 – Telas do aplicativo SAFE RIO – Rota Segura (2018)**

Com relação as ruas escuras, uma solução através de um dispositivo móvel IoT (Internet das Coisas) inserido no conceito de Smart Cities (cidades inteligentes). O dispositivo é capaz de armazenar informações em log com armazenamento local com data e hora dos eventos capturados e/ou ainda enviar para um servidor na nuvem através de conexão móvel de internet.

### 3.1. Sensores Estáticos

Sensores fixos podem capturar dados em curtos intervalos de tempo, mas de apenas um ponto. Além disso, a comunicação para envio de dados é mais simples, podendo se utilizar de redes convencionais em alguns casos.

É o caso do projeto Smart City da cidade de San Diego nos EUA (2019), conforme figura 3, os sensores de iluminação ficam nos próprios postes, o que representa um alto custo de implantação e difícil implantação em grandes extensões, como grandes cidades como o Rio de Janeiro.



**Figura 3 – Projeto Smart City da cidade de San Diego (2019)**

### **3.2. Sensores Móveis**

Outra forma de fazer a medição é utilizando sensores móveis instalados em carros, ônibus ou embarcações. Existem diferentes padrões de mobilidade:

a) Utilizando rotas definidas

Ônibus e caminhões de lixo têm rotas pré-definidas, mas com características distintas. Ônibus tem rotas que cobrem alguns segmentos de ruas definidos diversas vezes por dia. Já caminhões de lixo, cobrem um número muito maior, mas está limitado a alguns horários de dias da semana.

b) Utilização de rotas não definidas

Outros veículos urbanos como táxis e carros de aplicativo, não tem rotas definidas, e seu comportamento é menos sistemático que os veículos com rota definida. Eles têm padrões aleatórios.

Entende-se que a soma dos dois tipos monitorando a cidade representa uma cobertura exponencial aliada ao projeto de sensor de iluminação.

Para o presente experimento foi produzido um protótipo IoT (Internet das coisas), conforme figura 4, composto de uma placa de processamento, placa de conectividade com internet 3G, sensor de iluminação e GPS. A comunicação é feita em tempo real enviando dados para nuvem através do protocolo MQTT, acrônimo de *Message Queuing Telemetry Transport*, que é um protocolo de mensagens leve para sensores e pequenos dispositivos móveis otimizado para redes TCP/IP.



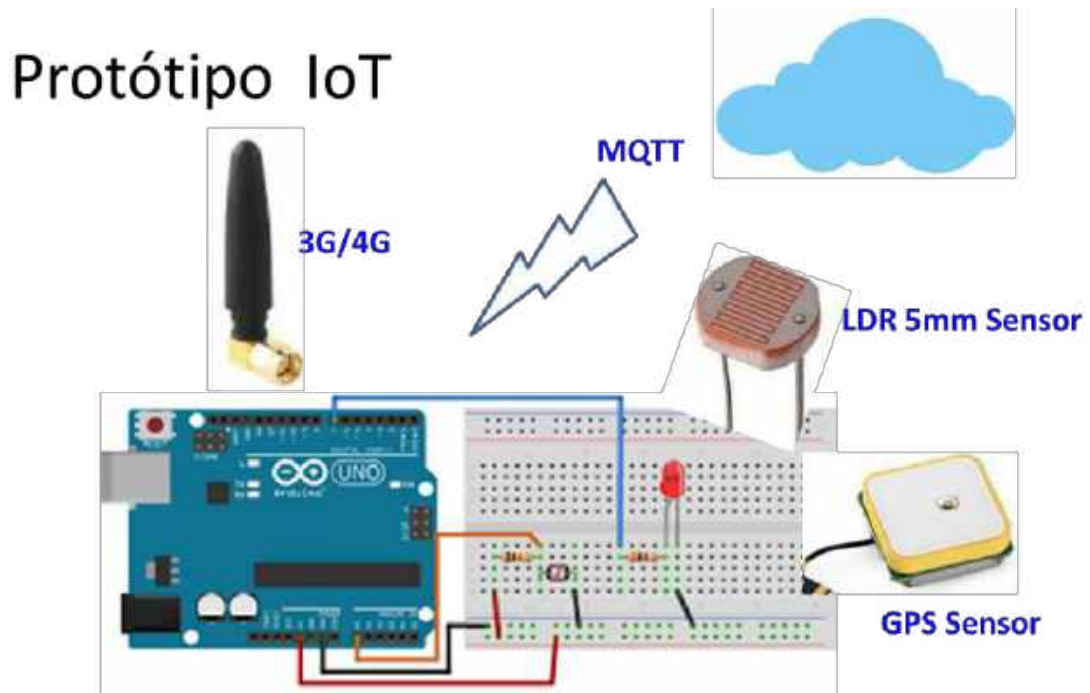


Figura 4 – Protótipo do dispositivo IoT SAFE RIO

A tela do aplicativo apresentada na figura 5 mostra a apresentação do resultado da iluminação para o usuário final, com uma gradação de muita luz e pouca luz, variando do amarelo mais intenso até o negro, que representa ausência total de luz.

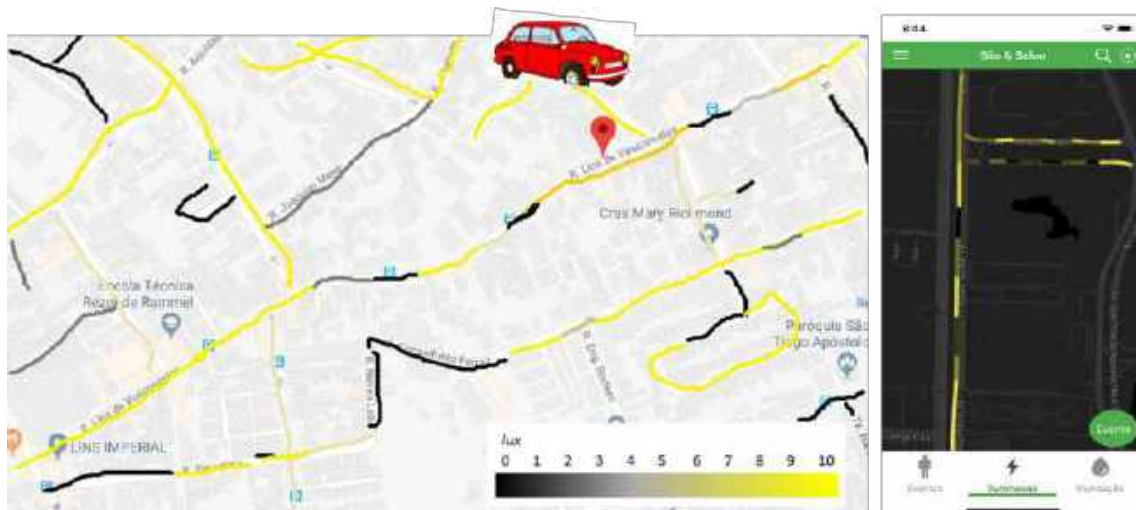


Figura 5 – Telas do aplicativo SAFE RIO demonstrando a solução de iluminação das ruas

#### 4. Considerações Finais

O presente artigo teve como objetivo apresentar uma solução através de um dispositivo móvel IoT (Internet das Coisas) inserido no conceito de Smart Cities (cidades inteligentes).

O dispositivo foi capaz de armazenar informações em log com armazenamento local com data e hora dos eventos capturados e/ou ainda enviar para um servidor na nuvem através de conexão móvel de internet por meio do protocolo MQTT.

Sensores em estações fixas podem capturar dados em curtos intervalos de tempo, mas de apenas um ponto.

Os sensores móveis se mostram como uma solução que podem superar essas limitações. Por isso é proposto montar uma plataforma urbana de sensores móveis. Outro ponto apresentado é o padrão de mobilidade: utilizando rotas definidas e não definidas.

Por fim, foi apresentada as telas do aplicativo SAFE RIO que representa a cada de apresentação da solução para o usuário final, nesse caso, o cidadão.

## **5. Referências Bibliográficas**

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 414**, DE 9 DE SETEMBRO DE 2010 disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>.

Folha de São Paulo. **Iluminação diminui roubos em até 63%**. disponível em: <https://www1.folha.uol.com.br/fsp/cotidian/ff2912200311.htm>. Acesso em: 15 mar. 2019.

G1. **Pesquisa Datafolha – Segurança Pública**. disponível em: <https://g1.globo.com/rio-de-janeiro/noticia/sete-em-cada-10-moradores-deixariam-o-rio-por-causa-da-violencia-diz-datafolha.ghtml>. Acesso em: 15 mar. 2019.

San Diego City. **Smart City San Diego Deploys the World's Largest Smart City Platform**, disponível em: <https://www.sandiego.gov/sustainability/energy-and-water-efficiency/programs-projects/smart-city>. Acesso em: 15 mar. 2019.

## **Biografia Dos Autores**

**Rodrigo Costa Dos Santos**, Pós-Doutorado em Computação pela UC - Universidade de Coimbra - Portugal, Doutorado em Engenharia de Sistemas e Computação na COPPE/UFRJ, Mestrado em Administração com ênfase em Sistemas de Apoio à Decisão pelo IBMEC-RJ, Pós-Graduação em Projetos e Gerência de Sistemas pela PUC-Rio. É analista de sistemas e gerente de programa das Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - Eletrobras, atuando principalmente nos seguintes temas: Implantação de SAP ERP, Segurança da Informação, Controles Internos de TI para adequação à Lei Sarbanes-Oxley (SOX), Planejamento Estratégico de TI, Escritório de Projetos - PMO e Escritório de Processos de TI - BPMO.

E-mail: [rodrigo.santos@safe.rio.br](mailto:rodrigo.santos@safe.rio.br)

**Marcio Lima**, Mestre em Ciência da Computação pela Universidade de Manchester, Reino Unido. Mais de 30 anos de experiência em Sistemas embarcados (IOT), Criptografia e Smartcards.

E-mail: [marcio.lima@safe.rio.br](mailto:marcio.lima@safe.rio.br)

**Antonio Ferreira Silva Filho**, Engenheiro Eletrônico, Master of Business Administration - MBA na Área de estudo: Negócios em TIC pela UERJ - Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Mais de 20 anos de experiência em Engenharia de automação e inovação.

E-mail: [antonio.filho@safe.rio.br](mailto:antonio.filho@safe.rio.br)

**Wagner Luiz Oliveira Dos Santos**, Analista de desenvolvimento na Casa da Moeda do Brasil. Bacharelado, Ciência da Computação e Mestrado em Ciência da Computação pela UFF - Universidade Federal Fluminense.

E-mail: [wagner.luiz@safe.rio.br](mailto:wagner.luiz@safe.rio.br)

**Paulo Sérgio Assumpção**, Analista de desenvolvimento na Casa da Moeda do Brasil. Master of Science (M.Sc.) Área de estudo: Algoritmos e Métodos Numéricos, pela UFRJ - Universidade Federal do Rio de Janeiro.

E-mail: [paulo.sergio@safe.rio.br](mailto:paulo.sergio@safe.rio.br)

## CAPÍTULO XXXII

### **Bioeletricidade de cana-de-açúcar: contribuição para a transição energética no Brasil**

SELENA HERRERA<sup>1</sup>

**Resumo:** O artigo traz algumas reflexões sobre o papel da bioeletricidade de cana-de-açúcar em uma possível transição energética no Brasil. Dado o extenso sistema de transmissão de energia elétrica que atravessa o país e a complementariedade com outras fontes de energia renováveis (hidráulica, eólica e solar, principalmente), a geração de bioeletricidade condiz com os conceitos globalmente aceitos vinculados à transição energética de economia circular, bioeconomia, geração distribuída e substituição de combustíveis fósseis. Se considerarmos também o leque de fontes de energia oriundas de uma usina sucroalcooleira, a indústria da cana passa a ser uma central sucroenergética com potencial para intervir nos mercados de gás natural e diesel, além do elétrico. No entanto, uma série de medidas técnicas, financeiras e de políticas públicas são necessárias para enfrentar os entraves à comercialização de energia elétrica e incentivar a renovação e inovação tecnológicas das usinas. Dificultando ainda mais o cenário negativo da indústria da cana, cobra importância, pela ação do governo brasileiro atual, uma transição energética baseada no fomento de um mercado nacional e internacional de gás natural acoplado às fontes eólica e solar.

**Palavras-Chave:** geração distribuída; energia renovável; bioenergia; etanol; gás natural.

#### **Introdução**

De acordo com a Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA 2019), até 2050, a energia renovável poderá fornecer a maior parte da demanda global de energia (86%), e a eletricidade poderá atender 50% do consumo final. No Brasil, a bioeletricidade de cana-de-açúcar representa a terceira fonte de eletricidade, atrás da hidrelétrica e do gás natural (ANEEL 2019). No debate global sobre transição energética – em geral, entendido como uma mudança estrutural fundamental no setor de energia de um determinado país que envolve a eliminação

---

<sup>1</sup> GESEL – Grupo De Estudos Do Setor Elétrico

gradual de energias fósseis (Hauff *et al.* 2014) -, os estudos realizados prestaram menos atenção às regiões onde a bioenergia já tem um impacto importante. O que significa uma transição energética para essas regiões? O Brasil é um caso controverso por causa da combinação da recente descoberta de reservas de petróleo, um passado de diferentes transições energéticas para a produção de hidroeletricidade e etanol, e a recente expansão de fontes alternativas de energia renovável - eólica e solar. Nesse contexto, o artigo traz algumas reflexões sobre a contribuição da bioeletricidade de cana-de-açúcar para uma futura transição energética no Brasil.

O Brasil experimentou uma primeira transição energética com a instalação de barragens para a construção de usinas a partir do final do século XIX. No século XX, os problemas crônicos do mercado de açúcar, agravados pela crise de 1929, motivaram a inclusão da cana-de-açúcar na agenda governamental (Lamarão 2010). Em 1931, iniciou-se assim uma segunda transição baseada na cana-de-açúcar com a adição obrigatória de etanol anidro (5%) à gasolina. Como resposta à primeira crise mundial do petróleo, criou-se, em 1975, o programa Programa Nacional do Álcool – Proálcool, que teve duas fases bem definidas: de 1975 a 1979, direcionada para a produção de álcool anidro, aquele que é adicionado à gasolina; e de 1979 a 1989, focada na produção de álcool hidratado, substituto da gasolina (Neto 2010). Após esse período, as decisões do governo junto com a confluência de interesses públicos e privados permitiram uma segunda grande expansão da bioenergia brasileira (Rodríguez-Morales 2018). Em 2003, começou então a venda de veículos *flex*, que representou, já em 2013, 96% do mercado nacional de vendas de novos automóveis (ANFAVEA 2014). No entanto, em 2006, quase simultaneamente aos carros *flex*, iniciou-se a última transição energética com a descoberta das reservas de petróleo do pré-sal, que deslocou os biocombustíveis e deu origem ao Novo Mercado de Gás (Brasil 2019) com a intenção de promover um desenvolvimento sinérgico do setor de gás e da energia elétrica (EPE 2019a).

Para participar das futuras transições energéticas, a bioeletricidade deveria ser capaz de substituir parte dos combustíveis fósseis (carvão, óleo diesel ou gás natural) na geração nacional de eletricidade. Do ponto de vista da biomassa, tal substituição dependeria da quantidade disponível de recursos, da eficiência energética da tecnologia de conversão, e de sua competitividade econômica frente a outras fontes de eletricidade, sejam elas renováveis (hidráulica, eólica, solar e outras biomassas) ou não. No caso da cana-de-açúcar no Brasil, a matéria prima utilizada para a geração de bioeletricidade representa o terceiro coproduto da indústria sucroalcooleira (NovaCana 2020c) e sua disponibilidade é consoante à produção de açúcar e etanol, os dois principais produtos. Provavelmente por este motivo, os estudos realizados focam principalmente na bioeletricidade do ponto de vista do usineiro e não da matriz energética nacional, ignorando a contribuição nacional das decisões tomadas ao nível empresarial e a possível competição com outras fontes de energia renováveis.

A inclusão da bioeletricidade de cana na transição energética é importante considerando a importância histórica da cana para o Brasil, do ponto de vista econômico e energético, mas também pela coesão com o discurso político global de bioeconomia, economia circular e descentralização, a mitigação das mudanças climáticas e a demanda crescente de eletricidade. De acordo com este artigo, a bioeletricidade de cana-de-açúcar pode impulsar uma nova transição energética baseada num modelo descentralizado de produção de energia, com menos emissões de gases de efeito estufa. As premissas são a matriz elétrica brasileira que está sendo construída e o contexto histórico-político da geração de bioeletricidade de cana no Brasil.

## **1. A Nova Matriz Elétrica Brasileira**

O Brasil se diferencia de outros países pela predominância em sua matriz elétrica da energia renovável, principalmente hidrelétrica, conquistando o título de “economia de baixo carbono” na Agência Internacional de Energia (IEA 2018). Em 2018, a matriz elétrica estava composta por 61,1% de energia hidrelétrica, 8,6% de gás natural, 7,6% de fonte eólica e 5,6%

de bagaço de cana (Brazil 2019). As térmicas ocuparam o segundo lugar nesta oferta de eletricidade com 22,8% das configurações, atrás da hidráulica (com 66,6%), sendo elas predominantes nos sistemas isolados<sup>2</sup> (75,2%) e nos autoprodutores cativos<sup>3</sup> (93%) (Brazil 2019).

O principal setor autoprodutor é o sucroalcooleiro, representando 34% da geração elétrica total e 73% das vendas de eletricidade ao mercado por parte dos autoprodutores cativos, sendo o único que gera excedentes (144% acima do consumo próprio) (Brazil 2019). O avanço da legislação permitiu a venda de excedentes de energia elétrica ao mercado desde 1998 (Lei n.º 9.648). No entanto, os dados mostram que as térmicas não têm como foco o atendimento do Sistema Interligado Nacional (15,3% da oferta), mas, sim, o consumo próprio de eletricidade. Tal como a venda de eletricidade por parte do setor sucroalcooleiro favorece a geração distribuída, a autoprodução – e, portanto, o menor uso da rede – reforça a economia circular, buscando a eficiência econômica e energética e a mitigação dos impactos ambientais, conforme o Decreto 7.246/2010. Do ponto de vista dos sistemas isolados, estima-se que, em 2020, o óleo diesel e o gás natural serão as fontes predominantes, com 94% e 4%, respectivamente, da geração estimada, correspondendo à biomassa apenas 1,2% (EPE 2019b). Seja do ponto de vista dos autoprodutores, seja dos sistemas isolados, a indústria da cana favorece os meta-discursos relativos à sustentabilidade de: economia circular, ao utilizar o que era antigamente considerado resíduo pelas usinas; bioeconomia, ao fomentar o uso da biomassa na economia; geração distribuída de energia, graças à venda do excedente de eletricidade à rede; e transição energética, pela possibilidade de substituição do gás natural nos sistemas isolados, assim como

---

2 O Decreto n. 7.246/2010 define Sistemas Isolados como sistemas elétricos de serviço público de distribuição de energia elétrica que, em sua configuração normal não estejam eletricamente conectados ao Sistema Interligado Nacional – SIN, por razões técnicas ou econômicas.

3 Geração consumida no local, sem uso de rede pública.

de uma maior oferta ao sistema interligado nacional caso a expansão da bioeletricidade de cana-de-açúcar venha a ser apoiada pelos governos no âmbito de uma política pública.

A projeção decenal realizada pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE para 2027, PDE2027 (EPE 2018a), estima que a participação hídrica na capacidade instalada deve cair do patamar de 60% em 2018 (equivalente a 94 GW) para cerca de 51% até 2027 (103 GW). Esta redução está diretamente associada ao novo marco ambiental, determinado originalmente pela Constituição Federal de 1988, e à topografia da Região Norte, que impede, por um lado, a construção de usinas hidroelétricas com grandes reservatórios e, por outro, restringe a construção das chamadas usinas a fio d'água. Essas questões podem vir a ser agravadas por uma maior vulnerabilidade associada a eventos extremos diretamente relacionados às mudanças climáticas, como secas e inundações (PBMC 2014). Atualmente, os períodos de seca coincidem com os de maior intensidade eólica, atingindo o pico de geração de energia eólica nesses períodos (SEBRAE 2017), mas também com a colheita de cana-de-açúcar e, portanto, a produção de bioeletricidade (CCEE 2019). Os efeitos de cenários mais sérios de mudança climática podem ter como consequência uma maior demanda de energia devido ao aumento das temperaturas e uma redução na geração de energia hidrelétrica, aumentando a importância da contribuição da energia eólica e da bioeletricidade de cana-de-açúcar, bem como da energia solar.

Considerando a biomassa em seu conjunto, o setor sucroalcooleiro forneceu 82% da bioeletricidade que alimentava a rede nacional em 2018 (21,5 GWh), atingindo quase a geração de eletricidade de gás natural quando se adiciona a bioeletricidade comercializada à consumida nas próprias usinas (UNICA 2019). Apesar desta expressão do potencial da biomassa para a transição energética, a maior expansão das energias renováveis se deu, nos últimos anos, pelo crescimento mais rápido da energia eólica e solar, igualando, em 2018, a energia gerada a partir do vento com a biomassa (incluindo outras fontes de biomassa além da cana). O caráter intermitente das fontes renováveis alternativas desafia, no entanto, a capacidade do Brasil de



garantir o suprimento de energia, cuja solução passa pela contratação de fontes controláveis de energia. Neste sentido, uma das opções mais apoiadas pelo governo brasileiro são as usinas termoelétricas a gás natural de ciclo aberto porque são fáceis de ligar e possuem alta flexibilidade operacional, o que permite aumentar a geração de energia em um curto período de tempo.

Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA 2019), a geração elétrica a partir do gás natural pode contribuir na luta contra as mudanças climáticas dado que emite menos CO<sub>2</sub> e possui maior flexibilidade operacional do que o carvão e o petróleo (Khallaghi *et al.* 2020), sendo independente das variações climáticas, o que traz ganhos de confiabilidade ao sistema (TCU 2018). Assim, o gás natural poderia viabilizar fontes de energia renováveis intermitentes, como fontes de energia eólica e solar, até que uma tecnologia de armazenamento de energia estivesse disponível no mercado a preços competitivos, garantindo a segurança energética nacional. Em um mundo em que a eletrificação continua crescendo, espera-se que a transição se dê com um papel cada vez mais importante das energias renováveis no setor de energia, com as energias renováveis e o gás natural representando 85% do crescimento de energia e, respectivamente, 15% e 26% do consumo de energia primária em 2040 – estando o petróleo ainda em primeiro lugar com 27% (BP 2019). Portanto, a estratégia brasileira de transição energética responderia também ao apelo de um mercado com oferta a baixo custo de ambos tipos de fontes e de uma crescente disponibilidade global de gás, auxiliada pela crescente oferta de gás natural liquefeito (BP 2019).

Para o Brasil, a transição energética global cria efetivamente expectativas sobre a venda de gás natural a este mercado global. Já entre 2010 e 2017, a disponibilidade de gás para o mercado aumentou 85% (ANP 2018). Implementado em junho de 2019 em um contexto de liberalização do mercado de energia para empresas estrangeiras, o Novo Mercado de Gás representa um componente essencial da nova transição energética no Brasil, tradicionalmente

caracterizada pela segurança e soberania energéticas e pelo desenvolvimento de indústrias locais (*vide* o mercado de etanol). Portanto, a atual estratégia brasileira para garantir sua matriz energética passa pela consolidação de um mercado nacional de gás natural em consonância com o fomento das tecnologias de energia eólica, principalmente, e solar.

## **2. A Geração De Bioeletricidade De Cana-De-Açúcar No Brasil**

Desde a revolução industrial, o bagaço de cana, com alto teor de fibras, tem sido empregado na produção de vapor e energia elétrica (por meio do processo de cogeração) para a fabricação de açúcar e etanol, garantindo a autossuficiência energética das usinas durante o período da safra (UNICA 2019), além de abastecer outras indústrias. A política energética brasileira após 1974 teve como eixo central a substituição do petróleo importado por fontes domésticas de energia, combinada com esforços conservacionistas, em resposta às crises de petróleo de 1974 e 1979. Com o Proálcool, criado em 1975 e caracterizado por um alto nível de intervenção nos mercados, o bagaço passou de ser um resíduo a ser um coproduto comercializável, progressivamente adotado por indústrias próximas às destilarias. Em 1983, era o segundo combustível industrial mais usado em São Paulo e, em 1985, tomou a frente no fornecimento de energia para a indústria, ultrapassando o óleo combustível (Araújo e Ghirardi 1986). Uma seca prolongada em 2001 provocou uma crise energética nacional e deu lugar ao primeiro grande impulso político para o desenvolvimento de fontes renováveis de energia diferentes da hidrelétrica. Nesse contexto, a primeira mudança institucional a favor da bioeletricidade ocorreu por meio do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - Proinfa, criado em 2002. Seu objetivo era aumentar a participação na produção de energia elétrica de pequenas centrais hidrelétricas, usinas eólicas e projetos termoeletricos de biomassa, exceto a energia solar.

Os dados do Balanço Energético Nacional (EPE 2016) evidenciam que, no fim dos anos 1980, toda a bioeletricidade gerada (3,5 TWh em 1987) era destinada ao autoconsumo das

unidades produtoras. Com a possibilidade de realizar leilões de energia, a partir do novo marco regulatório do setor elétrico de 2004, nota-se que houve um crescimento significativo da exportação de energia elétrica. Dada sua dependência do mercado de açúcar e etanol, a geração de bioeletricidade tem, porém, acompanhado a montanha russa do setor sucroalcooleiro, incluída a crise mundial de 2008. Em termos de evolução anual da capacidade instalada, a bioeletricidade de cana teve seu recorde em 2010, com 1.750 MW (equivalente a 12,5% de uma usina de Itaipu), como resultado de decisões de investimento anteriores a 2008, quando o cenário estimulava a expansão do setor sucroenergético (UNICA 2018). A partir de 2010-2011, a produção estagnou, os investimentos em novas capacidades secaram, e o mercado global se mostrou muito mais modesto. A queda nos desembolsos do BNDES para a bioeletricidade de cana-de-açúcar pode ser explicada desde então pela retração do investimento no próprio setor da cana-de-açúcar, mas também pela perda de competitividade em leilões regulamentados promovidos pelo Governo Federal desde 2009 (UNICA 2018). Conseqüentemente, apenas 54% (200 de 369) das usinas em operação comercializaram o excedente de produção de eletricidade no mercado nacional de eletricidade em 2018. Aproveitou-se então apenas 15% (21,5 TWh) do potencial da bioeletricidade sucroenergética (142 TWh), que poderia atender mais de 30% do consumo de energia do sistema interligado nacional de 2018 (UNICA 2019).

No âmbito do setor sucroalcooleiro, o potencial de geração de energia elétrica está relacionado diretamente à tecnologia empregada, devido aos custos unitários (R\$/kW instalado) serem influenciados pelo efeito escala. Os elevados custos associados à comercialização da energia elétrica levaram as usinas a operar com tecnologias menos eficientes para o aproveitamento da biomassa, priorizando a autossuficiência, a qual pode ser obtida com custos de investimento inferiores (Souza e Azevedo 2006). Apesar disso, a cogeração está conseguindo salvar o balanço financeiro das usinas quando a produtividade diminui, os preços do açúcar caem e os suprimentos são mais caros (NovaCana 2020c).

Em termos nacionais, a quantidade de eletricidade gerada por regiões também depende menos dos recursos naturais disponíveis e mais dos investimentos públicos (Milanez *et al.* 2018), e da redução dos riscos de fornecimento e dos altos preços da eletricidade normalmente cobrados em nível regional para se conectar a um sistema nacional de transmissão planejado para a expansão hidrelétrica (Bradshaw e de Martino Jannuzzi 2019). A perspectiva histórica mostra que a política pública é essencial de cara a uma maior participação da bioeletricidade de cana-de-açúcar, por meio de incentivos tanto para uma reforma setorial do processo produtivo (aumento da eficiência energética, novos projetos, manutenção das unidades termoeletricas, etc.), como de uma reforma institucional para a comercialização da energia (leilões, abertura do mercado, custos de transação, etc.). Ambas as reformas estão conectadas e permitem transmitir confiança e segurança para novos investimentos no setor. Mas qual a importância do setor sucroalcooleiro para uma futura transição energética?

### **3. O Papel Da Bioeletricidade De Cana-De-Açúcar Na Matriz Elétrica**

O começo da comercialização da bioeletricidade de cana-de-açúcar foi estimulada *ab initio* por meio de políticas públicas por questões de segurança energética, como no caso do mercado de etanol (Herrera 2014). Uma maior promoção da bioeletricidade de cana-de-açúcar poderia continuar beneficiando o governo do ponto de vista da segurança energética, mas também consolidando o Brasil no discurso da geração de energia sustentável.

A primeira vantagem da bioeletricidade é seu caráter renovável e ser a fonte termelétrica renovável alternativa às usinas termoeletricas alimentadas a diesel ou gás natural com menor emissão em gramas de carbono equivalente por kWh de energia gerada, comparável às renováveis intermitentes solares e eólicas (ProjetoSucre 2017). A bioeletricidade ofertada para a rede em 2018 (21,5 mil Gwh) permitiu evitar a emissão de 6,4 milhões de tCO<sub>2</sub> e abasteceu de energia elétrica 11,4 milhões de residências ao longo do ano. Além do mais, sua oferta se concentrou em um 83% no período quando os preços da energia elétrica estavam mais elevados

(bandeira tarifária amarela e vermelha), ou seja, no período seco das hidroelétricas (UNICA 2019). De onde surge a segunda atratividade da bioeletricidade de cana: sua sazonalidade e complementaridade com a energia hidrelétrica, tanto no período seco como na estação chuvosa. Como a colheita da cana ocorre entre abril e novembro, coincidindo com o período seco da região Centro-Sul, onde estão localizados 70% da capacidade do reservatório brasileiro, a biomassa da cana é uma fonte complementar para o parque hidrelétrico brasileiro, proporcionando maior capacidade de geração de energia no período de menor abastecimento de água. O estoque de biomassa permite, por sua vez, que a geração de bioeletricidade seja ininterrupta, em contraste com a eólica e a fotovoltaica, que são usadas na geração distribuída e são intermitentes e não despacháveis (ProjetoSucre 2019). Em terceiro lugar, a maior inserção da bioeletricidade no sistema elétrico é uma opção estratégica para a expansão da rede nacional de transmissão, dada a distribuição da geração próxima aos principais centros de consumo (92% das usinas concentradas no Sudeste, com expansão para o Centro-Oeste). A inclusão da bioeletricidade em escala proporcional ao seu potencial reduziria a necessidade de investimentos no fortalecimento e na expansão do sistema de transmissão e reforçaria a eficiência da transmissão, reduzindo as perdas técnicas (ProjetoSucre 2019). Por último, a indústria da cana-de-açúcar pode produzir outros coprodutos fontes de energia como a palha, as pontas, a vinhaça e outros resíduos do processo produtivo (por exemplo, a torta de filtro).

De cara à substituição das fontes de energia fósseis na transição energética, cabe lembrar que cada tonelada de cana-de-açúcar moída na fabricação de açúcar e etanol gera, em média, 250 kg de bagaço e 200 kg de palha e pontas (UNICA 2019), além de 10 a 14 litros de vinhaça por cada litro de etanol produzido (NovaCana 2020b).

A palha representa 1/3 da energia primária da cana. Segundo o Laboratório Nacional de Biorrenováveis (LNBR), o excedente tem potencial para elevar os atuais 21,5 TWh exportados para a rede em 2018 para 100 TWh, considerando o aproveitamento de 50% da palha disponível no campo, suprimindo 80% da demanda residencial brasileira e mitigando 11,4% das emissões do

setor energético (ProjetoSucre 2019). As técnicas de aproveitamento da palha poderiam permitir uma maior geração de bioeletricidade, mas também o emprego alternativo do bagaço, a saber: sua comercialização para outros agentes; seu estoque para garantir a geração de energia elétrica em caráter "firme" (durante o ano todo); ou ainda o estabelecimento de contratos de permuta com a concessionária, equacionando o problema de sazonalidade. Ambas as matérias-primas – a palha e o bagaço – apresentam como outra alternativa a produção de etanol de segunda geração (E2G), podendo vir a criar uma competição por recursos com a cogeração. No entanto, o E2G necessita de uma série de apoios e recursos públicos para operar, como o financiamento do BNDES no passado e o programa Renovabio no futuro, para a construção e continuidade da operação das usinas de segunda geração. Além das vantagens já citadas, a cogeração ainda é uma tecnologia muito mais barata e desenvolvida, para a qual as empresas brasileiras são líderes no mundo e exportadoras de equipamentos (CGEE 2009).

A maior parte da vinhaça volta para os canaviais, sendo usada como fertilizante. Os problemas de transporte, baixa densidade em nutrientes e ambientais no terreno deste fim podem vir a ser compensados com a produção de biogás nas usinas.

O biogás pode ser produzido com resíduos do processo produtivo como a torta de filtro e a palha da cana-de-açúcar, que fica no campo após a colheita, sendo a vinhaça a matéria-prima mais comum. Existiriam três opções de mercado para o biogás: a bioeletricidade, o biometano como substituto do gás natural, e o biometano como substituto do diesel. Enquanto a geração de bioeletricidade representa a solução mais simples por ser amplamente usada, a produção do biometano exige a purificação do biogás até um 95% de metano. Uma vez purificado, pode ser introduzido nos gasodutos para uso residencial ou industrial, funcionando como um substituto do gás natural, ou vendido ao setor automotivo, como um substituto do diesel em veículos pesados como caminhões e tratores (NovaCana 2020b).

A indústria brasileira de cana-de-açúcar pode gerar 56 milhões de metros cúbicos de biometano por dia, o que corresponde a 10.565 MW, ou 75% da capacidade da usina hidrelétrica

de Itaipú (NovaCana 2019). A produção de biometano representa, portanto, uma oportunidade para as regiões produtoras de cana pela sinergia com o gás natural no abastecimento de gasodutos. A modo de exemplo, o governo de São Paulo fechou, em 2019, uma parceria com a iniciativa privada para distribuir biometano gerado no processamento de resíduos como bagaço, vinhaça e palha da cana (São Paulo 2019). O gasoduto Brasil-Bolívia, que atravessa os estados de Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná e Santa Catarina, permitiria a distribuição do gás a outras regiões do país.

Simulações realizadas pela EPE estimam que os custos previstos para a geração de energia elétrica a partir destas fontes são bastante superiores aos custos do bagaço e, portanto, estes coprodutos não serão aproveitados no horizonte de 2050 (EPE 2018b). Considerando que o processamento consome energia (em média, 12 kWh e 4 litros de diesel por tonelada de cana (CCEE 2019; NovaCana 2020a)) o uso destas matérias primas para a produção das fontes alternativas de energia poderia reduzir os custos da usina, enquanto que sua venda poderia representar uma oferta complementar de energia próxima aos centros de consumo, favorecendo a geração distribuída.

Considerando a conjuntura atual, o que implicaria uma expansão da bioeletricidade de cana-de-açúcar? Impulsado pela atual Política Nacional de Biocombustíveis, conhecida como *RenovaBio*, o número de usinas de cana-de-açúcar pode subir de 360 para 390, aumentando a produção de etanol de 31 para 49 bilhões de litros (EPE, 2018; em *Globo* 2018) e, assim, fornecer quase 60% mais eletricidade entre 2018 e 2030 (UNICA 2019). Uma série de medidas técnicas, financeiras e de políticas públicas seria, no entanto, necessária para atingir o potencial da bioeletricidade: do ponto de vista técnico e no caso de usinas existentes, são necessários novos investimentos para aumentar a eficiência da geração de energia; linhas de crédito especiais devem financiar o novo equipamento e os custos de conexão à rede nacional, que atualmente são de responsabilidade do produtor de bioeletricidade e são viáveis apenas em locais muito favoráveis; o desenho político do sistema de leilão é crucial para a promoção de

fontes renováveis e, dentro dessa categoria, para a bioeletricidade; por fim, é importante uma política setorial estimulante e de longo prazo para a bioeletricidade, com diretrizes e continuidade claras, com o objetivo de garantir o uso eficiente e integral desse recurso de energia renovável no sistema energético do país.

### **Considerações Finais**

O contexto histórico-político da indústria da cana-de-açúcar mostrou-se relevante para entender a matriz energética brasileira. Fruto da busca de segurança energética nas transições energéticas passadas, a matriz elétrica brasileira se tornou majoritariamente renovável, com base na energia hidráulica, no etanol e, por último e em menor medida, na bioeletricidade de cana-de-açúcar. Atraído pelo discurso global de mitigação da mudança climática e transição energética, hoje, o Brasil está fomentando o mercado nacional e internacional de gás natural acoplado às fontes eólica e solar. Que lugar pode ocupar então a bioeletricidade de cana?

Graças ao extenso sistema de transmissão que atravessa o país, a hidroeletricidade pode ser complementada nos períodos mais secos com a bioeletricidade, a combinação de pequenas centrais hidroelétricas com energia eólica no Sudeste, e energia eólica e solar no Nordeste e Centro-Oeste. Porém, a participação da hidroeletricidade se reduzirá com o tempo, deixando uma demanda crescente de energia elétrica por atender.

A indústria da cana-de-açúcar apresenta um leque de possíveis fontes de energia renovável. As matérias-primas são: o bagaço, a palha e pontas, a vinhaça e outros coprodutos de menor quantidade. As fontes resultantes de energia são: a bioeletricidade a partir do bagaço, da palha e das pontas; o biogás a partir da vinhaça principalmente, podendo gerar bioeletricidade ou biometano, substituto do gás natural ou do diesel; e o etanol de segunda geração a partir do bagaço, da palha e das pontas. Graças a uma tecnologia mais consolidada, a bioeletricidade de cana representa a principal destas fontes. Mas, assim como todas, ela



depende tanto do avanço da própria indústria como de políticas públicas que permitam superar os custos intrínsecos à modernização do setor e à comercialização da energia.

Dado o vínculo com a usina sucroalcooleira, a contribuição da bioeletricidade da cana a uma futura transição energética se dá pelo fomento do uso dos excedentes produzidos e, evidentemente, ao da própria indústria. O incentivo para os diferentes tipos de energia oriundos de uma usina depende do interesse político em fomentar a descentralização da geração de energia e a participação das usinas de cana na matriz energética, assim como em fomentar os sistemas de transmissão e facilitar a comercialização da energia. Neste sentido, a concorrência com as energias eólica e solar e o gás natural poderá ser regional se considerarmos a distribuição das potências instaladas previstas, segundo a qual estas fontes se concentram no Nordeste e a bioeletricidade de cana no Sudeste, assim como a maior proporção destas frente a esta última. Desta forma, a venda de bioeletricidade atenderá um mercado local ou regional de energia próximo às usinas de cana, favorecendo a autonomia energética regional.

Num país com um modal de transporte ainda dependente de fontes fósseis de energia e com uma demanda prevista crescente de eletricidade, o fomento das fontes renováveis de eletricidade é inevitável. Uma vez amenizados os entraves à comercialização de energia e incentivada a inovação tecnológica, poderíamos, para próximas pesquisas, pensar nas usinas de cana como sendo centrais distribuídas de energia, nas quais os diferentes resíduos e coprodutos serão utilizados com fins energético.

### **Referências Bibliográficas**

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). (2019). *Generation Auction: Energy Auction from New Power Generation Projects (A-6 of 2019)*. Brazil.
- ASSOCIAÇÃO NACIONAL DOS FABRICANTES DE VEÍCULOS AUTOMOTORES (ANFAVEA). (2014). *Anuário da Indústria Automobilística Brasileira*.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). (2018). *Análise do Setor de Gás Natural no Brasil: Medidas para Dinamização do Mercado*. Superintendência de Infraestrutura e Movimentação - SIM, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP.

ARAÚJO, J. L. de, GHIRARDO, A. (1986). Substituição de derivados do petróleo no Brasil: questões urgentes. *Pesquisa e Planejamento Econômico - Ipea*, 16 (3), 745 a 772.

BP. (2019). *BP Energy Outlook 2019 Edition*. *BP Energy Outlook 2019*. London, UK.

BRADSHAW, A., de MARTINO JANNUZZI, G. (2019). Governing energy transitions and regional economic development: Evidence from three Brazilian states. *Energy Policy*, 126(September 2017), 1–11.

BRASIL. (2019). Nota Conjunta: Rumo ao novo mercado de gás.

BRASIL. (2019). *Resenha Energética Brasileira. Exercício de 2018*.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). (2019). *InfoMercado: Dados Individuais*. São Paulo/SP, Brazil.

CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS (CGEE). (2009). *Bioetanol combustível: uma oportunidade para o Brasil*. Brasília-DF, Brazil: Centro de Gestão e Estudos Estratégicos - CGEE.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). (2016). *O Compromisso do Brasil no Combate às Mudanças Climáticas: Produção e Uso de Energia*.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). (2018a). *Plano Decenal de Expansão de Energia 2027 (PDE 2027)*. Rio de Janeiro, RJ, Brazil.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). (2018b). *Nota Técnica PR 04/18 - Potencial dos Recursos Energéticos no Horizonte 2050*. Rio de Janeiro.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). (2019a). *Boletim de Conjuntura da Indústria do Petróleo - Número 06 - 1º Semestre 2019*.

- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). (2019b). *Relatório de Planejamento para Atendimento aos Sistemas Isolados, Horizonte 2024 – Ciclo 2019*. Rio de Janeiro, RJ, Brazil.
- O Globo (2018). *RenovaBio: Etanol vai começar novo ciclo de crescimento no Brasil*. novaCana.com.
- HAUFF, J., BODE, A., NEUMANN, D., HASLAUER, F. (2014). *Global Energy Transitions: A comparative analysis of key countries and implications for the international energy debate*. Weltenergierat – Deutschland e.V.
- HERRERA, S. (2014). *ANÁLISE DA GOVERNANÇA GLOBAL DA SUSTENTABILIDADE DOS BIOCOMBUSTÍVEIS E PROPOSTA PARA O ETANOL BRASILEIRO*. Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA (IEA). (2018). *IEA Bioenergy: 09 2018 - Country Reports: Brazil - 2018 update. Bioenergy policies and status of implementation*.
- AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA (IEA). (2019). *Market Report Series: Gas 2019 – Analysis and forecasts to 2024*.
- AGÊNCIA INTERNACIONAL PARA AS ENERGIAS RENOVÁVEIS (IRENA). (2019). *Global energy transformation: A roadmap to 2050 (2019 edition)*. International Renewable Energy Agency.
- KHALLAGHI, N., HANAK, D. P., MANOVIC, V. (2020). Techno-economic evaluation of near-zero CO<sub>2</sub> emission gas-fired power generation technologies: A review. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 74, 103095.
- LAMARÃO, S. T. de N. (2010). Crise econômica e centralização política: o Estado do Rio nos primeiros anos da Era Vargas (1930-1937). *Revista de História Econômica & Economia Regional Aplicada*, 5(8), 41–65.
- MILANEZ, A. Y., GUIMARÃES, D. D., MAIA, G. B. da S., SOUZA, J. A. P. de, LEMOS, M. L. F. (2018). *Biogás De Resíduos Agroindustriais : Panorama E Perspectivas Biogas / From*

- Agroindustrial Wastes : Panorama and Perspectives. *Departamento do Complexo Agroalimentar e de Biocombustíveis da Área de Indústria e Serviços do BNDES*, 47, 221–276.
- NETO, M. M. (2010). Atores na construção do mercado do etanol: as organizações de representação de interesses como foco da análise. *Revista Pós Ciências Sociais*, 7(13), 43–64.
- NovaCana. (2019, October 29). Mauro Mattoso, do BNDES: “O biogás torna o etanol mais verde ainda”. *novaCana.com*.
- NovaCana. (2020a). NovaCana Data. <https://www.novacana.com/data/dados/>. Accessed 15 March 2020
- NovaCana. (2020b, January 29). Biogás pode levar setor brasileiro de cana para “ novo nível”, diz analista do Rabobank. *novaCana.com*.
- NovaCana. (2020c, April 16). Ranking da bioeletricidade: As 100 usinas de cana que mais geraram energia em 2019. *novaCana.com*.
- PAINEL BRASILEIRO DE MUDANÇAS CLIMÁTICAS (PBMC). (2014). *Impactos, vulnerabilidades e adaptação. Contribuição do Grupo de Trabalho 2 do Painel Brasileiro de Mudanças Climáticas ao Primeiro Relatório da Avaliação Nacional sobre Mudanças Climáticas*. Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- PROJETOSUCRE. (2017). *Cartilha da Bioeletricidade*.
- PROJETOSUCRE. (2019). *O futuro da bioeletricidade da cana-de-açúcar*.
- RODRÍGUEZ-MORALES, J. E. (2018). Convergence, conflict and the historical transition of bioenergy for transport in Brazil: The political economy of governance and institutional change. *Energy Research and Social Science*, 44, 324–335.
- SÃO PAULO. (2019, April 29). Estado de São Paulo é pioneiro em sistema de distribuição de biogás. *Portal do Governo*. São Paulo/SP, Brazil.
- SERVIÇO BRASILEIRO DE APOIO ÀS MICRO E PEQUENAS EMPRESAS (SEBRAE). *Cadeia de Valor da Energia Eólica no Brasil*. Brasília-DF, Brasil. 2017.

SOUZA, Z. J. de; AZEVEDO, P. F. de. “Geração de energia elétrica excedente no setor sucroalcooleiro: um estudo a partir das usinas paulistas”. *Revista de Economia e Sociologia Rural*, 44(2), 179–199, 2006.

TRIBUNAL DE CONTAS DA UNIÃO (TCU). *TC 008.692/2018-1, Relatório de Auditoria, Grupo I, Classe V*, 2018.

UNICA. *Boletim/UNICA: A Bioeletricidade em números – Setembro/2018*, 2018. São Paulo/SP, Brasil.

UNICA. *A Bioeletricidade de Cana: Boletim de Julho de 2019*, 2019.

### **Biografia Da Autora**

**Selena Herrera** é graduada pela Universidade Politécnica de Madri (Espanha) em Engenharia Agronómica, com especialização em Meio Ambiente, e possui mestrado em Bioenergia pela Universidade Nova de Lisboa (Portugal) e doutorado em Planejamento Energético pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (Brasil). Trabalha no Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL/IE/UFRJ), no Rio de Janeiro (Brasil), desde 2019, atuando na área de impactos ambientais do setor elétrico. Atuou ou tem experiência nas áreas de biocombustíveis e políticas públicas.

E-mail: [selena.herrera@gmail.com](mailto:selena.herrera@gmail.com)

## CAPÍTULO XXXIII

### **A legislação sobre o licenciamento ambiental brasileiro e as implicações dos recentes acidentes com barragens no Brasil**

SIMONE PASCHOAL NOGUEIRA MINIOLI<sup>1</sup>

THOMAZ MIAZAKI TOLEDO<sup>2</sup>

**Resumo:** Faremos uma breve análise do conteúdo das últimas proposições legislativas para o licenciamento ambiental no Brasil, status e histórico de tramitação e as iniciativas de modernização e dinamização deste instrumento legal de avaliação do impacto ambiental de empreendimentos e atividades a ele sujeitos.

Abordaremos algumas situações críticas e entraves que a legislação atualmente vigente de licenciamento traz, especialmente para empreendimentos do setor elétrico, e as alterações ao sistema atual, propostas pelo Projeto de Lei 3729/2004 e seus apensos, para esses tipos de empreendimentos.

Mencionaremos algumas recentes manifestações de membros do Poder Legislativo após os recentes acidentes com barragens em Minas Gerais, nos municípios de Mariana e Brumadinho, principalmente no que se refere a risco de barragens de hidrelétricas e também de maneira geral, para trazer maior rigor ao sistema, especialmente em termos de fiscalização e responsabilização, com severas críticas ao proposto nos referidos projetos de lei, que contêm medidas de desburocratização.

Analisaremos, de forma crítica, a efetividade destas iniciativas, geradas em circunstâncias e em decorrência de tragédias, pois ignoram nas discussões elementos técnicos e institucionais que são fundamentais para a avaliação adequada do tema, confundindo atribuições e conteúdos com a finalidade, na maior parte das vezes, de dar satisfação à opinião pública, mas sem apresentar soluções efetivas para os problemas já identificados.

Ao final, faremos algumas contribuições com sugestões do que poderia ser priorizado para melhorar no sistema de Licenciamento Ambiental no Brasil.

**Palavras-Chave:** Legislação; Licenciamento; Ambiental; Brasil; Acidentes

### **Introdução**

---

<sup>1</sup> Siqueira Castro Advogados

<sup>2</sup> Dominium Ambiental

O licenciamento ambiental tem sido o centro das discussões sobre a questão ambiental no Brasil, por envolver temas sensíveis e ser constantemente apontado como responsável pelo atraso de investimentos no Brasil, em especial em projetos de infraestrutura.

Vários estudos foram elaborados no decorrer da última década, com propostas interessantes para solucionar os problemas e constar de um novo marco regulatório. Todavia, diante dos trágicos acidentes ocorridos com barragens de mineração no estado de Minas Gerais, a discussão regrediu e ficou muito mais nevrálgica, voltada ao atendimento do apelo midiático, vindo à tona, somente, os aspectos de segurança, rigor e efetividade da atuação do Poder Público.

O que se pretende trazer é a reflexão no sentido de que os problemas de licenciamento ambiental não estão relacionados aos elementos de busca de desburocratização e dinamismo e sim estão diretamente atrelados à ineficiência da fiscalização, ausência de planejamento e inserção de temas que não deveriam ser incluídos no âmbito da avaliação individual de impacto de cada um dos empreendimentos.

## **1. O Licenciamento Ambiental No Brasil**

O licenciamento ambiental é um instrumento da Política Nacional de Meio Ambiente utilizado para prever os efeitos adversos de um empreendimento, previamente à sua implantação. São realizados no âmbito de avaliação técnica de impacto ambiental dos órgãos integrantes do Sistema Nacional de Meio Ambiente – SISNAMA e as regras para sua realização tem causado intensa controvérsia no Brasil.

### **1.1. A Legislação Atualmente Aplicável**

A Constituição Federal de 1988, em seu artigo 225, caput, assegura a todos o direito ao meio ambiente ecologicamente equilibrado, cabendo ao Poder Público e à coletividade o dever de defendê-lo e preservá-lo para as presentes e futuras gerações.

A Política Nacional do Meio Ambiente, instituída pela Lei Federal 6.938, de 31 de agosto de 1981 e regulamentada pelo Decreto nº 99.274, de 06 de junho de 1990, tem por objetivo, entre outros, a “preservação e restauração dos recursos ambientais com vistas à sua

utilização racional e disponibilidade permanente, concorrendo para a manutenção do equilíbrio ecológico propício à vida”, conforme inciso VI, do artigo 4º.

Com advento da Política Nacional de Meio Ambiente, o licenciamento ambiental das atividades consideradas efetiva ou potencialmente poluidoras passou a ser exigido, conforme artigo 10 desta Lei, que dispõe:

*“Art. 10 - A construção, instalação, ampliação e funcionamento de estabelecimentos e atividades utilizadoras de recursos ambientais, considerados efetiva e potencialmente poluidores, bem como os capazes, sob qualquer forma, de causar degradação ambiental, dependerão de prévio licenciamento de órgão estadual competente, integrante do Sistema Nacional do Meio Ambiente - SISNAMA, e do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis - IBAMA, em caráter supletivo, sem prejuízo de outras licenças exigíveis.”*

Nos termos do parágrafo 1º, inciso IV do artigo 225 da Constituição Federal, incumbe ao Poder Público exigir, na forma da lei, para instalação de obra ou atividade potencialmente causadora de significativa degradação do meio ambiente, estudo prévio de impacto ambiental, a que se dará publicidade.

O licenciamento ambiental deve ser precedido de Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e respectivo Relatório de Impacto Ambiental (RIMA) sempre que a atividade possa causar significativa degradação do meio ambiente.

A Resolução do Conselho Nacional do Meio Ambiente -CONAMA nº 01, de 23 de janeiro de 1986, previu a obrigatoriedade de elaboração de Estudo e Relatório de Impacto Ambiental – EIA/RIMA para empreendimentos de significativo impacto ambiental, trazendo em seguida um rol exemplificativo de atividades sujeitas, a saber:

*“Artigo 2º - Dependerá de elaboração de estudo de impacto ambiental e respectivo relatório de impacto ambiental - RIMA, a serem submetidos à aprovação do órgão estadual competente, e do IBAMA em caráter supletivo, o licenciamento de atividades modificadoras do meio ambiente, tais como:*

Cumprindo esclarecer que o EIA/RIMA consiste em um estudo que precede a implantação de um empreendimento, para que se avalie as suas dimensões e interferências no



meio ambiente, a fim de mitigar/minimizar, dentro de seus limites específicos, os possíveis impactos e externalidades negativas que pode causar ao meio ambiente.

Foram trazidos ao presente artigo os principais diplomas legais utilizados como fundamento para o licenciamento ambiental no Brasil e que atualmente estão sendo objeto de atualização/reformulação pelo Poder Legislativo, com a contribuição de todos os atores envolvidos.

## **1.2. O Licenciamento na Prática e Aspectos da Fiscalização e Monitoramento**

Em primeiro lugar vale mencionar a natureza técnica do objeto do licenciamento ambiental e a importância da avaliação independente e qualificada do órgão licenciador, com a utilização de expertise e inovações tecnológicas, o que demanda atualização constante das equipes de fiscalização dos órgãos ambientais.

Em geral, tanto no órgão federal – IBAMA como nos órgãos dos estados falta aparelhamento, recursos e mão de obra qualificada. Falta também material humano para avaliar de forma eficiente e eficaz o conteúdo técnico contido nos estudos. Estes aspectos trazem insegurança para o órgão que recebe o empreendedor em regra com insegurança e prevenção, e não permite a qualificada e necessária interação técnica para discussões e tomada de decisão em conjunto.

Este enfraquecimento do órgão o torna vulnerável para que o Ministério Público e seus técnicos tratem com desconfiança total as decisões e avaliações dos órgãos ambientais, fazendo com que inúmeras vezes sejam os técnicos dos órgãos ambientais inseridos no rol de sujeitos passivos dos questionamentos e responsabilizações judiciais por eventuais prejuízos causados pelos empreendimentos, juntamente com os empreendedores.

A ausência de recursos e a decorrente incapacidade fiscalizatória, especialmente para o monitoramento periódico dos empreendimentos faz com que haja insegurança na concessão das licenças, passando a mensagem de que ao permitir a operação de um empreendimento, nunca mais este empreendimento poderá ser alvo de verificação e eventual adequação de algum procedimento eventualmente irregular. Essa sensação é geral e torna o processo de licenciamento muito mais tenso e desestruturado no órgão ambiental.

Por parte do empreendedor, esta falta de eficiência na fiscalização pelo órgão torna menos efetivo o rigor na tomada de decisões por regularizações e investimentos que impliquem em atender às exigências iniciais. Há, claramente, uma relativa acomodação pela sensação de ausência de fiscalização dos procedimentos.

A legislação não prevê o que é necessário para que pudesse haver maior efetividade no licenciamento. Como exemplo, podemos mencionar que a principal norma atualmente utilizada, qual seja, a Resolução CONAMA 237/97, estabelece regras claras para o processo somente até a emissão da licença prévia. Descreve que no momento posterior deve ser feito o pedido da licença de instalação, mas não trata em nenhum momento dos detalhes operacionais da intensa discussão técnica dos programas socioambientais propostos a partir da emissão da LP - licença prévia e sua relevância para a continuidade do processo de obtenção da LI – licença de instalação.

Também não há previsão alguma sobre o que ocorre, ou deve ocorrer, a partir da emissão da licença de instalação. Como se dá (ou não se dá) o acompanhamento do início e execução da obra, aspectos da interface da obtenção da autorização de supressão de vegetação, nem tampouco questões relacionadas à engenharia, tais como a execução da terraplanagem e suas dificuldades em especial com aspectos de drenagens e situações de erosão e estabilidade geotécnica.

Frise-se que também não há qualquer menção na legislação vigente sobre escolha de material e a adequada utilização, a finalização do empreendimento, a emissão de licenças especiais de comissionamento, entre outras situações tão constantes no dia a dia dos agentes do licenciamento ambiental no Brasil.

A ausência de regras que abordem as questões fundamentais faz com que os operadores do direito, em especial, membros do Ministério Público e Judiciário, atuem de maneira conflituosa sobre o tema. Em geral as etapas do licenciamento ambiental demandam conhecimento técnico para que possam ser devidamente compreendidas e os conflitos decididos de forma ponderada e justa.

A inadequação de alguns pontos de nossa legislação e principalmente a ausência de outros fundamentais fizeram com que alguns desses elementos fossem trazidos na proposição

de um projeto de lei que está em discussão e sendo alterado há muitos anos. Como é alvo de diversos interesses divergentes, é motivo de muita polêmica.

Após a ocorrência de gravíssimos acidentes como o rompimento da barragem de rejeitos de mineração em Mariana, e o posterior ocorrido no município de Brumadinho, ambos em Minas Gerais, as autoridades resolveram fazer questionamentos sobre a estrutura legal do procedimento de licenciamento ambiental e sua eficácia para a efetiva proteção do meio ambiente quando da implantação dos empreendimentos.

Uma vez que os dois empreendimentos mencionados possuíam licença ambiental válida, todo o sistema de licenciamento ambiental do Brasil que já era alvo de desconfiança pelo desconhecimento técnico, voltou para a pauta e está totalmente em cheque.

### **1.3. Os Diversos Estudos Realizados Sobre o Tema**

Há aproximadamente uma década, o licenciamento ambiental tem sido objeto de estudos contratados para avaliação dos problemas recorrentes. Esses estudos buscaram entender a origem de referidos problemas para encontrar suas respectivas soluções.

De início, como ponto de destaque, vale mencionar o estudo contratado pelo Banco Mundial<sup>3</sup>, do qual fez parte da equipe a signatária do presente artigo, para avaliar as dificuldades de licenciamento ambiental no Brasil, em especial de empreendimentos hidrelétricos, que estavam em uma fase crítica de muita demanda e de muitas dúvidas quanto à viabilidade de investimentos estrangeiros pela morosidade e ausência de segurança jurídica. Nele é mencionado: *“O licenciamento ambiental de empreendimentos hidrelétricos no Brasil é percebido como um grande obstáculo, resultando em atrasos no desenvolvimento dos empreendimentos”* (BANCO MUNDIAL/2008)

Referido estudo teve como desfecho algumas conclusões, críticas e sugestões que foram inseridos nas discussões de alterações legislativas desses últimos anos, e deram ensejo a outros estudos, dos quais merecem ser citados alguns mais relevantes, a saber:

---

<sup>3</sup> Licenciamento Ambiental de Empreendimentos Hidrelétricos no Brasil: Uma Contribuição para o Debate - 28 de março de 2008

Escritório do Banco Mundial no Brasil Estudo Econômico e Setorial Região da América Latina e do Caribe/Documento do Banco Mundial

*"Critica-se tudo no processo de licenciamento: a demora injustificada, as exigências burocráticas excessivas, as decisões pouco fundamentadas, a insensatez desenvolvimentista de empreendedores, a contaminação ideológica do processo". (SAE/PR, 2009<sup>4</sup>)*

*"A primeira face do problema é a anomia, isto é, a ausência de lei. O licenciamento ambiental é o reino da discricionariedade administrativa". (SAE/PR, 2009)*

*"Sem o apoio de importantes mecanismos como Avaliação Ambiental Estratégica, o Zoneamento Ambiental, o Monitoramento Contínuo da Qualidade Ambiental, os Planos Diretores de Bacias Hidrográficas e a Avaliação Ambiental Integrada, o licenciamento perde a sua finalidade como instrumento para aferir os impactos, tornando-se cada vez mais uma prática cartorial" (ABEMA, 2013<sup>5</sup>)*

*"O licenciamento encontra-se atualmente em um quadro de crise institucional e normativa". (Consultoria Legislativa da Câmara dos Deputados, 2015<sup>6</sup>)*

Sem dúvida nenhuma os estudos realizados foram muito importantes e serviram de base para as discussões atuais do tema, trazendo muito do conteúdo propositivo que atualmente tramita nos principais projetos de lei.

#### **1.4. O Conteúdo do Principal Projeto de Lei 3729**

O projeto de lei 3729 está em discussão desde 2004 e já recebeu uma série de substitutivos e novas redações, com pontos extremamente polêmicos que sempre geram discussões acaloradas, com muitas disputas de interesse.

Com o sistema atual de licenciamento ambiental e a legislação vigente sendo tratados como obsoletos, discute-se um texto que possui um viés extremamente prático, por conter bons mecanismos de desburocratização e dinamismo, mas por outro lado, em alguns pontos torna ainda mais frágil a situação de segurança jurídica dos procedimentos de

---

<sup>4</sup> Secretaria de Assuntos Estratégicos Presidência da República Licenciamento ambiental, junho 2009

<sup>5</sup> Novas propostas para o licenciamento ambiental no Brasil, ABEMA Associação Brasileira de Entidades Estaduais de Meio Ambiente, 2013

<sup>6</sup> Gargalos do licenciamento ambiental federal no Brasil. Câmara dos Deputados Praça dos Três Poderes - consultoria legislativa. Rose Mirian Hofmann, 2015

licenciamento, por estarem sendo interpretados como ferramentas de flexibilização das exigências do sistema.

Como pontos positivos, podemos mencionar a previsão do fortalecimento de instrumentos de mediação e conciliação durante os procedimentos, o que certamente trará maior celeridade e menos judicialização, o que por sinal, vale lembrar, foi uma das sugestões conclusivas do estudo do Banco Mundial de 2008, citado no presente trabalho.

Alguns importantes pontos de ordem técnico-práticos que estão previstos e valem ser ressaltados são, por exemplo, a previsão de que as licenças de operação já podem prever itens como manutenção, reparo, e substituição de equipamentos.

Mais especificamente para empreendimentos que possuem faixa de domínio, o projeto de lei prevê que a licença de operação já deve contemplar as suas respectivas manutenções, como também que as autorizações de supressão de vegetação e manejo de fauna sejam integradas à licença ambiental.

Ainda, foi prevista a obrigação de ter a condicionante da licença ambiental fundamentação técnica que aponte claramente a relação direta com o impacto identificado na avaliação de impacto e a sua proporcionalidade. Também existe previsão expressa muito interessante, pautada em experiências práticas, de que as condicionantes não podem exigir do ente privado alguma obrigação que seja decorrente de serviços atribuídos ao Poder Público.

Outro ponto muito inovador aborda uma antiga preocupação dos empreendedores, ao avaliar condições e riscos de regularização ambiental de suas atividades: é o de prever que quando há solicitação espontânea de regularização de um empreendimento, não poderá este sofrer sanção por ausência de licença, nos casos em que não há risco de dano, o que permitirá, sem dúvida, a aproximação do empreendedor ao órgão ambiental e a maior efetividade fiscalizatória, tão pretendida.

Apesar de medidas de efetiva melhoria no sistema, o projeto de lei também possui pontos que merecem atenção por tornar mais polêmica e vulnerável a discussão sobre o licenciamento ambiental. Vale citar, por exemplo, a previsão trazida para algumas atividades agrícolas, onde o Cadastro Rural substituirá o licenciamento, bem como o licenciamento de atividades envolvidas no saneamento básico, que estão previstas no texto para serem, em regra, licenciadas de forma simplificada e com prioridade de análise.

Não temos objetivo no presente trabalho de fazer juízo de valor sobre o mérito de referidas previsões, mas, apenas, de ilustrar os pontos controversos que certamente tem se tornado verdadeiros óbices para a aprovação do texto final.

### **Considerações Finais**

De uma maneira geral, entendemos que a nova legislação sobre licenciamento ambiental é extremamente importante para a solução de grandes gargalos em nosso sistema atual de licenciamento ambiental.

No entanto, o enrijecimento do rigor das penalidades do sistema tão somente para atendimento a apelos midiáticos que decorrem de situações específicas, como os graves acidentes mencionados, em nossa visão não resolvem o grave problema existente.

Repita-se, nossa experiência prática nos permite afirmar que a questão é de cunho técnico, de extrema complexidade e não pode ser tratada isoladamente no campo ideológico carregada de visões simplistas.

Trazemos, a seguir, algumas recomendações de pontos fundamentais para a melhoria deste importante instrumento de nossa Política Nacional de Meio Ambiente, a saber:

- Desenvolvimento de instrumento de **mediação** para solução dos conflitos no licenciamento;
- Criação de **convenções** para parametrizar conceitos técnicos nas avaliações de impactos em situações identificadas repetidamente como complexas pelo órgão ambiental;
- Busca de efetividade para a **fiscalização como monitoramento** do dia a dia do empreendimento e não somente como aplicação de penalidades, com uso de mecanismos voltados para reforçar a gestão ambiental e o acompanhamento dinâmico dos empreendimentos;
- **Retirada de questões procedimentais** do licenciamento das discussões de projetos de Leis Ordinárias, deixando-as para regulamentação infralegal.

São essas algumas das nossas contribuições.

### **Biografia Dos Autores**

**Simone Paschoal Nogueira Minioli**, graduada pela Faculdade de Direito da Universidade Mackenzie em 1997, com especialização em Direito Ambiental pela Faculdade de Saúde Pública da Universidade de São Paulo – USP concluída em 2001 e em Direito de Energia Elétrica pela Universidade Cândido Mendes. É sócia do escritório Siqueira Castro responsável pela área ambiental desde 2008, atuando como advogada nesta área há 20 anos.

E-mail: [snogueira@siqueiracastro.com.br](mailto:snogueira@siqueiracastro.com.br)

**Thomaz Miazaki de Toledo**, graduado em Direito pela Pontifícia Universidade Católica de São Paulo – PUC SP em 2003 e em Ciências Biológicas pela Universidade de São Paulo – USP, em 2004. Possui experiência de 16 anos em meio ambiente, é sócio diretor da empresa Dominium Ambiental, fundador do escritório Thomaz Miazaki de Toledo e Assessor Técnico do Fórum do Meio Ambiente do Setor Elétrico - FMASE, além de ex-Diretor de Licenciamento Ambiental do IBAMA e ex-Diretor de Meio Ambiente do Ministério de Minas e Energia.

E-mail: [thomaz.toledo@gmail.com.br](mailto:thomaz.toledo@gmail.com.br)

## Wind and solar photovoltaic generator models for short-circuit programs

SYLVIO CAYRES<sup>1</sup>

**Abstract:** Many wind farms and solar photovoltaic plants are being connected to the transmission system and power system engineers must cover and analyze as many aspects of the impact of such connections as possible.

This paper will focus on the power system operation studies of transmission areas that need to model wind and solar generators for short-circuit simulation to be used in equipment capacity checking and system protection analysis.

The purpose of this article is to describe what a steady-state short-circuit program must consider in the modeling of several types of wind and solar photovoltaic generators. It will be shown how the network database must be prepared to avoid mistakes in the implementation of these new components together with other existing system equipment models, which will be running in the same simulation.

Different types of wind generators will be considered in a short-circuit program and the specific models for each one will be described. A model for type-4 wind generator and photovoltaic solar plants that have in common a converter interface will be proposed and detailed, using a voltage-controlled current source model.

Regarding the premises of the short-circuit program, it will also be mentioned points about pre-fault bus voltages, that must be computed explicitly before any fault simulation, the angle of the generators' internal voltage source, that must be consistent with the network topology, and phase-shifting of transformers, sometimes found incorrectly phased in the network database.

Practical experiences will be presented for some cases of wind farms and solar photovoltaic plants short-circuit studies, showing power system fault simulations carried out with the original databases and, then, after checking and improving component models, the same simulations will be run again. The results will be proved to be more reliable and much more consistent to what is expected.

**Keywords:** Wind Generation; Solar Photovoltaic Generation; Short-Circuit Simulation; Network Modeling.

### Introduction

The growth of renewable energy deployments on grids worldwide, mainly wind and solar photovoltaic energy, is creating challenges in several areas of the electric power system industry.

---

<sup>1</sup> CAYRES PINTO ENGENHARIA LTD<sup>a</sup>



Examples of wind and solar generation plants used for this technical paper are from Central and South America, mainly from Brazil. In figure 1, we can see that the Brazilian installed generation capacity in 2018 was around 61% hydroelectric energy, 8% wind energy and 1% solar energy, with different types of thermoelectric energy sharing the remaining generation, except around 5% that is imported (and originally hydro). In more 20 years, it is expected that solar reaches a little more than 30% and hydro a little less than 30%, and wind coming third with around 12%, as shown in figure 2.

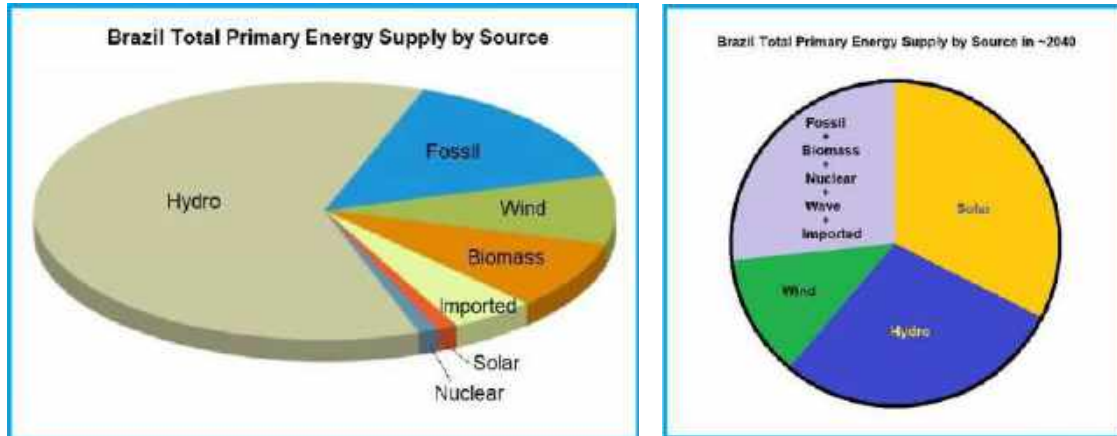


Figure 1 – Brazil total primary energy supply by source in 2018

Figure 2 – Brazil total primary energy supply estimated for 2040

Although many wind and solar generation projects are very small and even some larger plants operate in islanded networks, most of these distributed generation are being connected to distribution, sub-transmission and transmission systems and power system engineers must be prepared to cover and analyze as many aspects of the impact of such connections as possible.

One of these aspects refers to equipment capacity studies, such as breaker and instrument transformers capacity checking, and, of course, system protection analysis, for which short-circuit and power flow simulations are needed.

Short-circuit and power flow studies depend on the network equipment models used for the simulations. This information is often arranged in structured database. Software of several vendors can organize the format and data storage differently for easier and faster search, retrieval and manipulation, but the database is constructed over time, having started normally from a common origin and remaining unchanged for years. So, mistakes once committed may be in the data until somebody discovers them. For most of the simulations, such anomalies do not interfere in the results, mainly if the area under analysis is in a meshed network. However, if special network conditions are required for the models, such as more realistic pre-fault voltages based on real power flow simulations or at least on a linear Ohm's Law network solution, it is necessary to check and fix the anomalies.

There are different types of renewable energy equipment and the way wind and solar photovoltaic generators must be treated for short-circuit (and power flow) studies is exactly what will be treated in this article.

Wind has been used as primary energy for electricity production since the end of 1800s. We may consider as a milestone the construction of the world's first multi-megawatt wind turbine in Denmark in 1978. It is considered as a kind of benchmark for many technologies developed since then by the wind generation manufacturers. Commercial concentrated solar power plants were first developed in the 1980s. The first 1 MW solar park was built in California at the end of 1982, followed in 1984 by a 5.2 MW installation also in California. The first multi-megawatt plant in Europe was the 4.2 MW community-owned project in Southern Germany, commissioned in 2003.

It will be described here the models for short-circuit simulation programs of solar photovoltaic (PV) plants and the five types of wind generators used today, emphasizing special models needed for type-3 wind generator and models for type-4 wind generator

and photovoltaic solar plants that have in common a converter interface will be proposed and detailed, using a voltage-controlled current source model and a specific voltage-source converter that follows fault-ride-through characteristics.

## **1. Network Modeling**

### **1.1. Network Data Anomalies Checking**

The mistakes to be found and fixed in the network elements of short-circuit and power flow program database are generally related to the following:

- Branches with very small impedance that can cause numerical problems and result in grossly incorrect short-circuit solutions;
- Very simple models for transmission lines;
- Nonobservance of direction in mutual coupling between transmission circuits;
- Transformers with unusually high or low tap ratios;
- Incorrect zero-sequence parameters of wye-wye-delta transformers;
- Inaccurate model of magnetizing impedance of three-phase transformers;
- Transformers with incorrect phase shift;
- Generators whose reference angles are inconsistent with the phase shift of the network elements;
- Omission of generator and transformer resistances;
- Incorrect grounding transformer sequence connection;
- Incorrect model of shunt reactors and capacitors;
- Omission of loads.

Some are easily recognized, but some other errors are not, and are often found in the short-circuit database, among which the most important to be addressed here are the incorrect model of shunts (grounding transformers, reactors and capacitors) and incorrect phase shift of power transformers, what are also related to the internal angles of generators.

### **1.2. Incorrect Phasing of Power Transformers**

Two- and three-winding power transformers with incorrect phase shift must be fixed in the database. Typical wrong phasing refers to wye-delta transformers in parallel, one with the delta leading and the other with the delta lagging, as seen in figure 3. However, phasing errors in practice are rarely this obvious. The system may have hundreds or even thousands of transformers in a complex meshed network and, then, other

impossible configurations may occur and the error can remain unnoticed for years in the database. Then, the short-circuit program logic must be capable of finding the mistakes by checking the transformers that are in the same contiguous network and giving the users efficient tools to fix these phase errors.

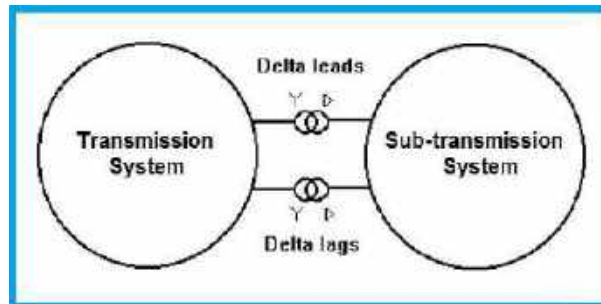


Figure 3 – Phasing errors in power transformer models

Without a constant and consistent check of anomalies in large networks, some impossible transformer connections, like the above mentioned, are sometimes kept in the database. Whenever such mistakes are found or foreseen as a possible reason for strange results, until they are definitely fixed in the database, the best to do is to use options to ignore phase shift and to use flat bus as the pre-fault voltage profile when simulating faults, if the short-circuit program has such flexibility. Pre-fault voltage profiles is subject of item 2 below.

For the systems of the case studies under analysis in this paper, the high-voltage side of any wye-delta transformer must lead the low-voltage side, according to the standards in practice. It is a huge job to fix these anomalies, if you consider some hundred transformers in the database with such a problem, but short-circuit programs today have features that can help the users, such as scripting language tools that can be embedded and work synchronized with the main program, giving conditions to examine and modify the network parameters.

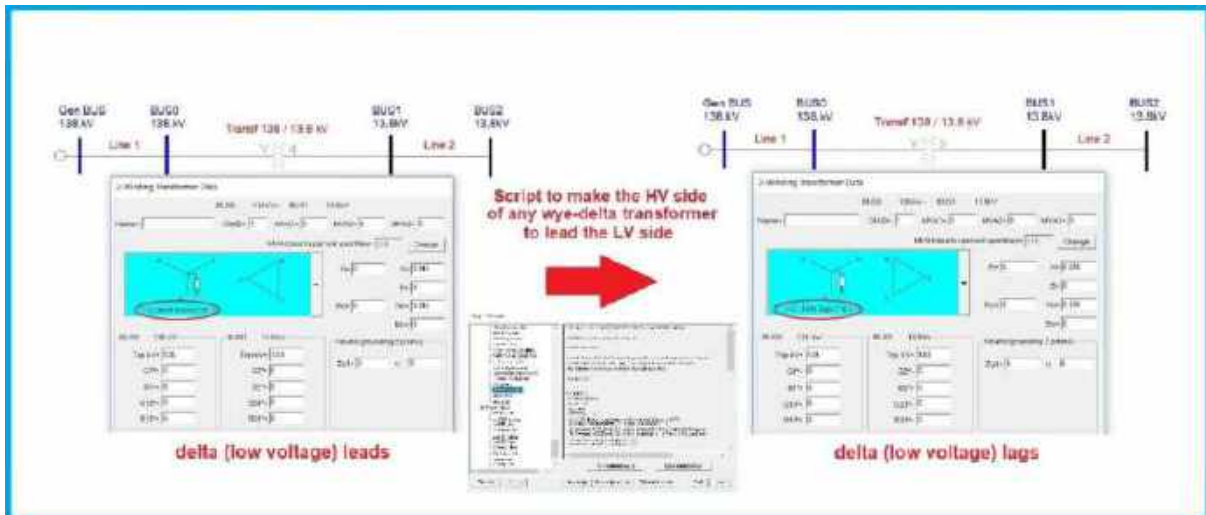


Figure 4 – Short-circuit program feature for fixing transformer winding configurations

Correct connections of all the transformers of the network is one of the prerequisites for using pre-fault voltage options based on a full power flow solution or from a linear network solution for fault simulations. Another condition refers to the generator angles and is mentioned in the next item.

### 1.3. Inconsistent Generator Reference Angles

The reference angle of each generator in the database must be set equal to the phase-angle shift of a network path connecting the generator bus to the reference bus. Of course, these angle differences depend on the phase shifts of all the transformers that are in the network. The reference bus is normally the most powerful generation bus of the network, which must have its reference angle set to zero. Once the phase shifting of the transformers is fixed, it is necessary to set the reference angle of all the generators. Some short-circuit programs can do it automatically, as shown in figure 5. Having a correct reference angle at all the network generators in the same contiguous area is also a prerequisite for using pre-fault voltage option from a linear network solution for fault simulations. The short-circuit program must have options to allow the user to decide how the reference angle of equivalent sources will be treated. Some programs can find these fictitious generators in the network and update them automatically according to the user's decision.

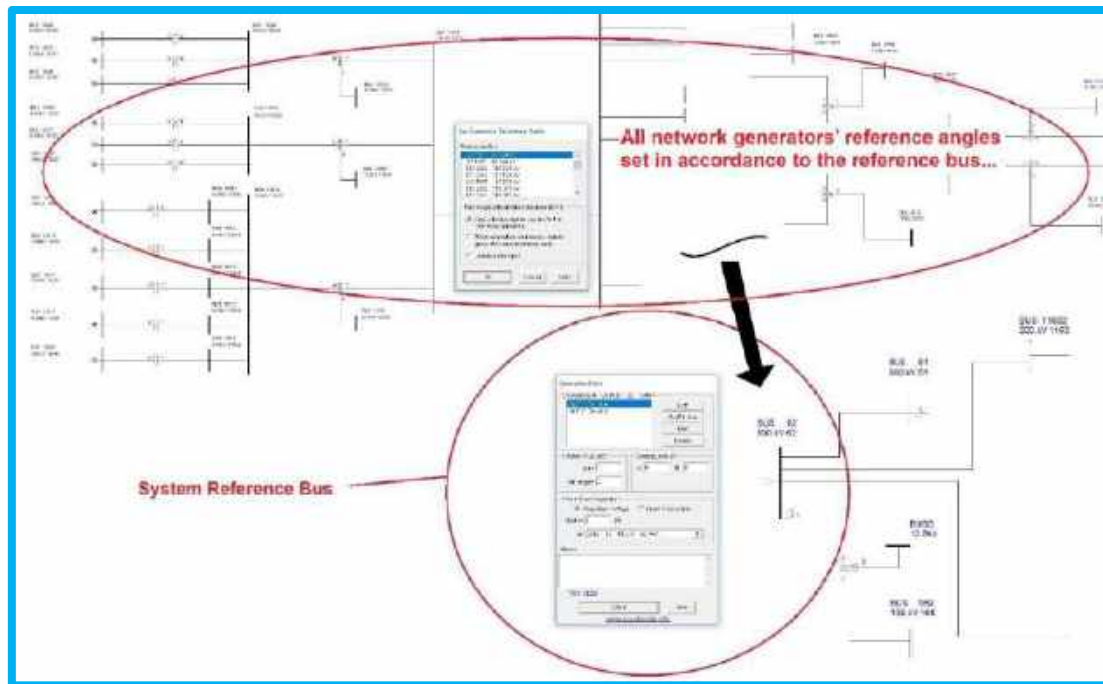


Figure 5 – Setting generator reference angles

#### 1.4. Incorrect Shunt Sequence Network Connections

Grounding transformers as well as shunt reactors and shunt capacitors are frequently found in the short-circuit databases with incorrect connections in their sequence networks. A relatively big source of mistakes in short-circuit database refers to grounding transformers. Zigzag and wye-delta transformers are used for such purpose. These transformers have their windings connected so that only the zero-sequence impedance is present in the sequence networks. The fact that the positive and negative sequences are open-circuited is often forgotten by the personnel in charge for the database. The wrong modeling of these elements in the short-circuit database can lead to incorrect fault current calculation. This will affect protective relay setting and substation grounding mat design, for example, among other studies. To avoid this problem, grounding transformer manufacturers use to highlight the zero-sequence reactance in their data sheets. The incorrect model of shunt reactors and capacitors is also related mainly to the sequence network connection. Engineers responsible for short-circuit studies must pay attention to the configuration of these shunts. They may be ungrounded, but normally some are solidly grounded while others are grounded through impedances (transformers, reactors or resistors). Once grounded, the three sequence components must be present in the network. The zero-sequence impedance must be added in accordance with the real

connection in the field. We have already seen considerable differences in the total zero-sequence currents due to wrong models used for shunt reactors and capacitors.

It is important to model grounding transformers and shunt reactors and capacitors correctly because most wind and solar plants have zero-sequence shunts in the collection system for detecting ground faults. These shunts must also be included in the network model. In addition, shunts are normally used for solar and type-4 wind plants, as harmonic filters, consisting of a capacitor in series with a parallel combination of a reactor and a resistor, connected line-to-ground for each of the three phases, so that at the power frequency of 50 or 60 Hz, these filters are capacitive shunts.

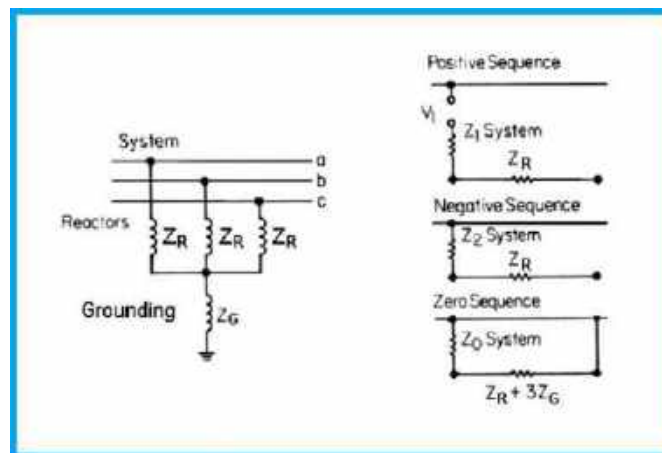


Figure 6 – Shunt reactor sequence network connections

## 2. Pre-Fault Voltage Profile

### 2.1. Pre-Fault Voltage Options in Short-Circuit Programs

Some short-circuit programs have three options of pre-fault voltage profile to start the simulation. The simplest method, found in several programs, assumes a uniform bus voltage magnitude, normally 1.0 pu, and an angle of  $0^\circ$  (zero degree). The voltage magnitude may vary a little, but they are all the same in every network bus, and the angle is always at  $0^\circ$ , then, also known as flat bus solution. A second option enables the program to start the pre-fault bus voltage from a linear network solution. The voltages are calculated using a matrix form of Ohm's Law (i.e., a linear network solution), taking into account all the network elements. The third option allows the user to get the pre-fault bus voltage from a power flow solution. The short-circuit program, somehow integrated to a power flow program, must be able to solve a true non-linear power flow solution prior to any fault simulation. This is the pre-fault method that gives the most accurate and realistic pre-fault voltages.

## 2.2. Pre-Fault Voltage for Wind and Solar Generation Models

The software must allow the user to choose pre-fault conditions other than the traditional flat bus. For a short-circuit case with wind and solar generation models, it is necessary to start the simulation from a power flow solution or from a linear network solution. The sequence of three figures below (7a, 7b and 7c) illustrates how inaccurate the so-called flat bus pre-fault voltage profile can be, what prevent it to be used for renewable energy short-circuit simulations.

The flat bus voltage profile was used in the old short-circuit programs and worked well for Ohm's Law because those programs had no loads, no positive-sequence shunts, no off-nominal-tap transformers, no phase shifts of wye-delta transformers and phase shifters, among other new components now allowed in newer programs. Some software today can offer options for the pre-fault voltage, including also the old flat bus profile for those who have some reason to use it.

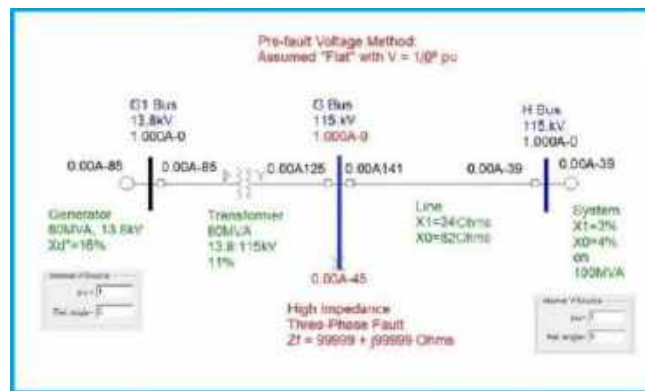


Figure 7a – Flat bus method for a high-impedance fault – despite the difference of 30° between the sources, the simulation results no current

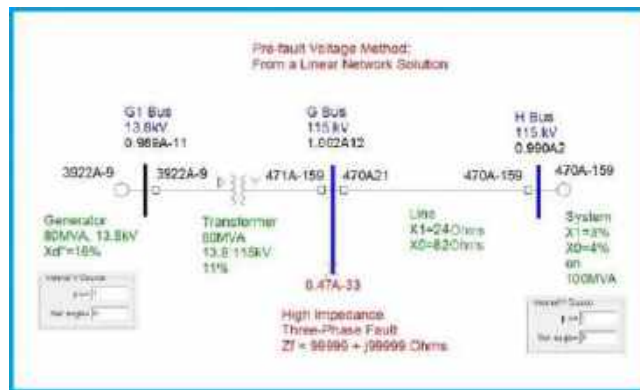


Figure 7b – Linear network solution for a high-impedance fault – due to the difference of 30° between the sources, the simulation results high currents



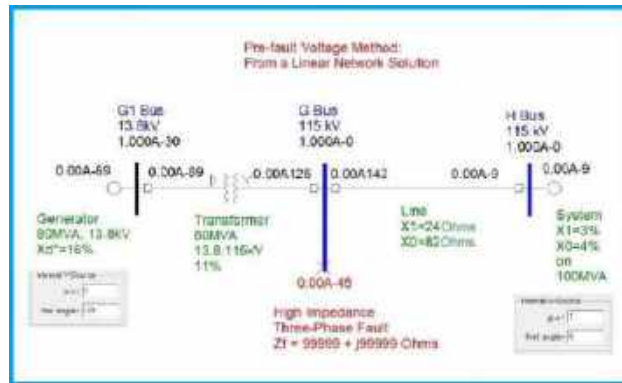


Figure 7c – Linear network solution in the same faulted system resulting no current after generator reference angle correction

The deficiencies of the flat bus starting method in these programs are related to the solution necessary to accommodate loads, shunts and wye-delta transformers by inserting artificial current sources in the network. Voltages angles may be incorrect due to these fictitious current sources.

With the option from a linear network solution, the pre-fault bus voltages are computed explicitly by the program before any fault simulation, taking into account all the network elements. Each generator in the network is modeled as an internal voltage source behind the generator impedance. Some programs allow the user to set the generator's internal voltage magnitude and angle. This generator reference angle must be consistent with the network topology (phase-shifting of transformers and the reference angles of the other generators). The network anomalies, as mentioned before, must be checked and fixed before using this bus voltage profile. The short-circuit solution with this method is suitable for simulations using the several types of wind and solar photovoltaic generation plant models.

With the option for determining the pre-fault voltage profile from a non-linear power flow solution, the program must be capable of solving the system power flow prior to any fault simulation. The software that gives this option must be able to run the short-circuit and the power flow simulations together or obtain the pre-fault bus voltages from a separate power flow case. So, the short-circuit program computes the magnitude and angle of the generator's internal voltage source using the generator's capacity and its MW output and the result of the power flow voltage solution at the generator terminal, besides converting all loads to constant impedances, before executing the short-circuit simulation case. The network anomalies must also be found and fixed before using this method,

which gives the most accurate and realistic pre-fault bus voltages, therefore, also an option for simulations using wind and solar photovoltaic generator models.

### 3. Wind And Solar Photovoltaic Generator Models

#### 3.1. General Generator Models

It is well known that in short-circuit programs a synchronous generator is modeled as a Thevenin equivalent circuit in each sequence network. The equivalent in the positive-sequence network consists of a voltage source in series with an impedance. The equivalent in the negative- and zero-sequences consists of the corresponding impedances only. These models are commonly used for synchronous and induction machines. For the synchronous machines, the saturated subtransient impedance is normally used as the positive-sequence impedance in the model, and the transient and synchronous impedance can be used instead, depending on the post-fault period under analysis. Induction (or asynchronous) machines are modeled similarly and the impedance for locked rotor condition is used as subtransient impedance.

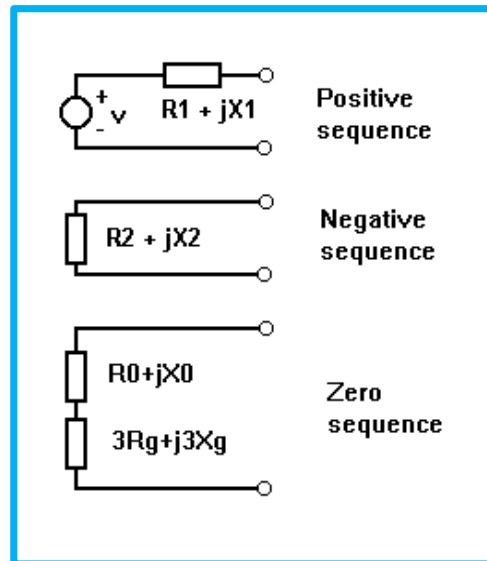


Figure 8 – Generator model in short-circuit programs

Wind and solar photovoltaic generators, specially wind machines, have some commercial types available. Some of these renewable energy generators need special models and simple current sources were used for a long time. The behavior of some types of wind generators and solar plants is governed entirely by the power electronics. This subject will be detailed in the next item.

### **3.2. Specific Wind and Solar Photovoltaic Generator Models**

For modeling purposes, currently five types of wind generators and one type of solar photovoltaic generator can be considered, namely:

- Type-1 - regular induction generator
- Type-2 - wound-rotor induction generator
- Type-3 - doubly-fed induction generator (DFIG)
- Type-4 - generator with AC-DC-AC converter
- Type-5 - synchronous generator with speed/torque converter
- Converter-interfaced solar photovoltaic generator

Wind generators classified as type-1 and type-2 have no control features. They can be treated as regular induction and wound-rotor induction machines, respectively. Type-5 can be treated as regular synchronous machines. So, wind generators types-1, -2 and -5 can be modeled in short-circuit programs as standard induction and synchronous machines. The only difference resides on the impedance parameters – saturated subtransient impedance for synchronous machines and values measured from locked rotor test for induction machines.

We will focus on wind generators type-3 and type-4 and on the converter-interfaced solar photovoltaic generator.

#### **3.2.a. Type-3 Wind Generator**

A doubly-fed induction generator (DFIG) is a wound-rotor induction machine that has advantages over a conventional induction machine when used for wind energy applications. The DFIG is basically an induction machine with a multiphase wound rotor and a multiphase slip ring assembly with (or without) brushes for access to the rotor windings. So, the rotor windings are connected to the network via slip rings and a back-to-back voltage source converter (VSC) that controls the rotor and the network currents. This way, the rotor frequency can be different from the network frequency (50 or 60 Hz). The active and reactive power fed to the grid from the stator can be adjusted independently of the generator's turning speed by using the converter to control the rotor currents. As the rotor circuit is controlled by a VSC, the induction generator is able to both import and export reactive power. This advantage has important consequences for power system stability and allows the machine to support the grid during severe voltage disturbances, following fault-ride-through (FRT) requirements. A second very important

advantage is that the control of the rotor voltages and currents enables the induction machine to remain synchronized with the grid while the wind turbine speed varies.

It should be emphasized here that the FRT in this paper refers to a method of control, and it is not related to the IEEE Standard 1547, which stipulates how long the wind or solar generator can stay on-line at different terminal low voltages. The FRT we refer to, also known as low-voltage ride-through (LVRT) or under-voltage ride through (UVRT), will be described below.

Wind generators with doubly-fed machines are known as “type-3 generators”. Figure 9 shows a schematic diagram of a type-3 wind generator.

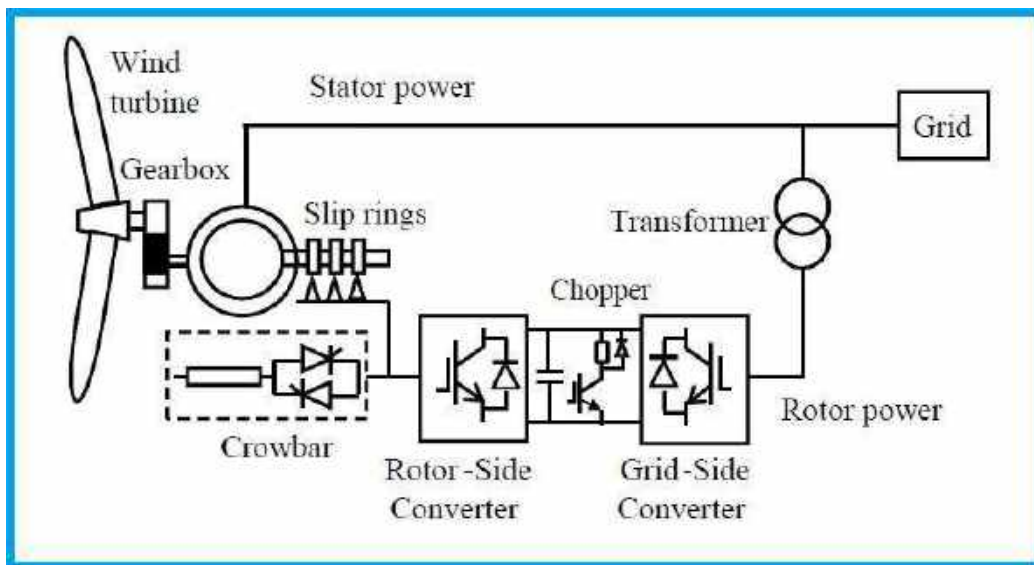


Figure 9 – A schematic diagram of a type-3 wind generator

To allow type-3 wind generators to be connected to the external network regardless the possibility of occurrence of system disturbances that may affect the machine, there is a crowbar mechanism that short-circuits the rotor winding. It works as a bypass in the event of high rotor current that may occur during periods of faults, then, preventing damage to the rotor-side power-electronic circuits. There are two types of crowbar circuits, namely, passive and active crowbar schemes. The passive crowbar triggering circuit is constructed with thyristors which can be triggered into conduction using the gate signal and will remain conducting until the crowbar current is extinguished. The active crowbar triggering circuit is constructed with insulated-gate bipolar transistors (IGBTs), which can be turned off by reducing the gate-emitter voltage below a threshold value. Both crowbar schemes use a resistor to bypass the excessive rotor current. Different procedures may be used for the crowbar activation (insertion), such as the monitoring of

rotor AC current or DC bus voltage, as well as different magnitude thresholds for each procedure. We have seen that the crowbar of an actual generator is said to be inserted when the current exceeds approximately 2.5 times full-load current to prevent damage to the converter electronics. When the crowbar is inserted, no current enters the back-to-back converter, so that high currents are prevented from damaging the power electronics and, then, the behavior of the type-3 generator during the fault is governed exclusively by the machine characteristics, i.e., it behaves like a conventional induction machine.

With the crowbar inserted, the DFIG is turned into a squirrel cage induction generator and contributes with fault currents in the order of 5 times full-load current for a three-phase fault at its terminal. As mentioned before, there are different strategies for activation (and also for deactivation) of the crowbar to allow the generator comply with the FRT requirements. The engineer must decide when this crowbarred machine condition must be simulated. An example is, of course, for the design of substation switchgears, but it must be simulated for relay protection too, if the condition continues for the time period under analysis. If the short-circuit is far from the DFIG terminals, the crowbar may be inserted for a very short period according to the power electronics strategy. Then, during the period of interest for the fault analysis, the DFIG will be governed entirely by the power electronics. The short-circuit analysis and protection coordination program used for the practical cases that originated this paper has both options in the generator model – crowbarred and type-3 generator governed by the power electronics, as seen in the model's dialog box of the figures 10a and 10b below.

For the crowbar engaged, the machine parameters must be included as per the corresponding fields in the dialog box shown in figure 10b, so that the impedances for locked rotor condition mentioned above can be fulfilled as in the equivalent circuit of the figure 11. The program has fields for entering these classical induction machine parameters, which are the rotor and the stator resistances and leakage inductances, besides the magnetizing inductance of the shunt branch, where the iron losses are normally neglected.

When the crowbar is not engaged, the rotor current is fed by a power-electronics-controlled back-to-back converter. During unbalanced faults, the generator injects both positive and negative sequence current into the network. For this power-electronics-controlled response, the program models the type-3 generator according to the EPRI's phasor domain model, indicated in the REFERENCES. This model includes two back-to-back converters and a large number of controllers, each with its own logic and limits. The

fault simulation is iterative. FRT characteristics are considered in the model for the limiters in the feedback path between the generator terminal and the rotor. Settings for dead band width and slope of the FRT characteristics can be controlled, as seen in the figure 10b. The voltage dead band is centered on 1.0 pu terminal voltage, so that the default dead band width of 0.2 pu shown in the dialog box means that it goes from 0.9 pu to 1.1 pu. FRT is turned off when the positive-sequence voltage at the generator terminal is within this dead band, and the generator is controlled to maintain constant real power. The slope of the FRT characteristic is normally set at 2.0, which is the default value shown in the dialog box, and the current output of the converters is assumed to be based on this shape. Finally, as seen in the last fields of the dialog box of figure 10b, the user can specify the slip of the generator unit when it produces the rated active power and also an upper and a lower limit on the terminal voltage beyond which the converter is shut down immediately. Additionally, the reactance at the normal power frequency of the harmonic filters embedded within the generator can be specified.

Figure 10a – Main dialog box of type-3 wind generator

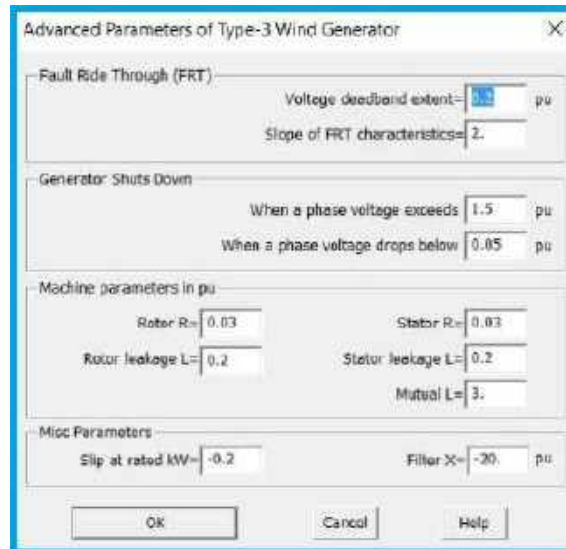


Figure 10b – Advanced parameters of type-3 wind generator

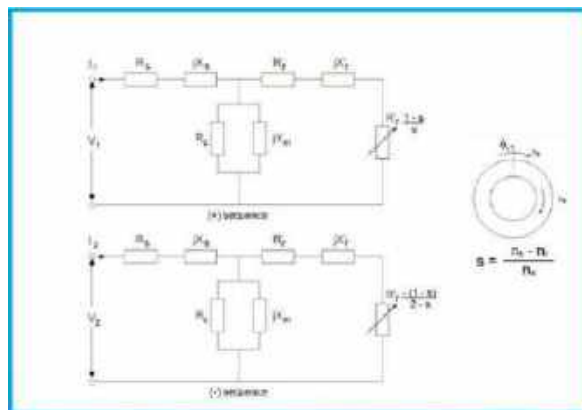


Figure 11 – Induction machine equivalent circuit

### 3.2.b. Type-4 Wind Generator and Solar Photovoltaic Generator

Type-4 wind and solar photovoltaic plants have in common a converter interface. The type-4 wind generators in use today have several generator types such as induction generator, conventional synchronous generator and permanent magnet synchronous generator (PMSG). The solar plants are composed of several photovoltaic generators in parallel, each using DC/AC converters in series with a DC link. There are several topologies of both devices used in wind and solar parks, which are not the aim of this paper. The short-circuit analysis and protection setting and coordination program considered in this paper uses the converter-interfaced generator device to model these generators. The converter hardware most commonly in use today is a voltage-source converter (VSC). Figure 12 below shows a schematic diagram of a type-4 wind generator and figure 13 shows the diagram of a solar photovoltaic generator. It should be noted that this model is applicable for large generating units with rating of at least 100 kW and it

cannot be used for small distributed generation, such as domestic roof-top solar panels. The wind and solar photovoltaic plants modeled with the converter-interfaced generators presented here can be used for power flow and short circuit simulations.

The converter-interfaced generator model is assumed to be a generator of constant real power only if its terminal voltage is within a narrow dead band of the FRT characteristic, already mentioned in the previous section and to be more detailed below. When the terminal voltage of the converter-interfaced generator is outside of this dead band, it is modeled as an ideal positive-sequence current source under one of two methods of control: the fault-ride-through (FRT) method and the constant-power method.

The FRT method is commonly used for MW-size converters. The FRT characteristic is shown in a specific section below. The constant-power method is commonly used for converters rated around 1MW. Some of these converters are connected to distribution networks. In both methods, the converter limits the magnitude of the current injection during a fault to a multiple of the full-load current. The most common multiplier is 1.1, but it can be as high as 1.5. The converter can have a lower current limit when the terminal voltage is low. In the current implementation of the program, the output current of the converter is assumed to be all positive sequence, even for unbalanced faults.

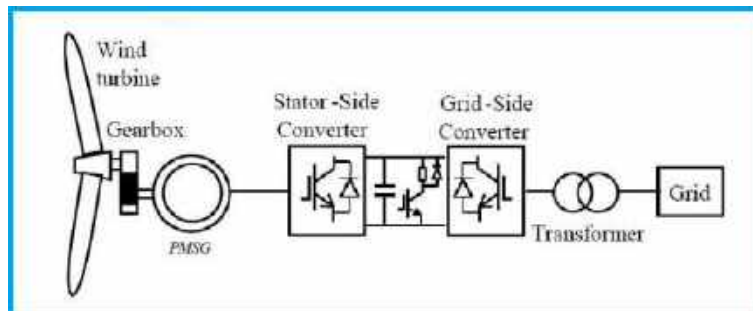


Figure 12 – A schematic diagram of a type-4 wind generator

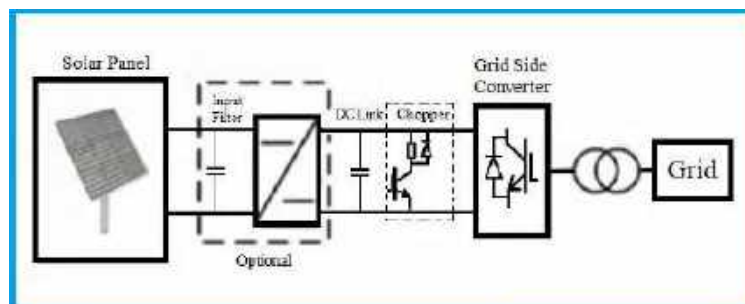


Figure 13 – A schematic diagram of a solar photovoltaic generation



These two methods of control can be described as follows:

#### FRT Method of Control

This method controls the current magnitude and the angular relationship (power factor) between the terminal voltage of the converter and the current injected by the converter. The power factor angle typically starts at zero degree at nominal voltage and decreases gradually to -90 degrees when the voltage magnitude is near zero. The reactive current  $I_q$  injected by the converter is computed as:

$$I_q = -2 (1.0 - V_d) \text{ for } V_d \text{ between } 0.5 \text{ pu and } 1.2 \text{ pu, where}$$

$I_q$  is the q-axis current being injected into the network in pu; and

$V_d$  is the d-axis voltage at the converter terminal in pu.

By the equation above, the current is lagging the voltage during the fault, what is similar to the response of a conventional synchronous generator.

Then, the direct-axis current injection is computed by the following equation, with the aim of maintaining constant power:

$$I_d = I_{d_{pf}} / ( V_d / V_{d_{pf}} ), \text{ where}$$

$I_d$  is the d-axis current being injected into the network in pu;

$I_{d_{pf}}$  is the d-axis current being injected into the network in pu before the fault;

$V_d$  is the d-axis voltage at the converter terminal in pu; and

$V_{d_{pf}}$  is the d-axis voltage at the converter terminal in pu before the fault.

Then, the current  $I_d$  goes into a limiter to ensure that the magnitude of  $I_d + j I_q$  is not larger than the pre-defined maximum current limit. If the limit is, for example, 1.1 pu, the value of  $I_d$  is compared to the value:

$$( 1.1 * 1.1 - I_q * I_q )^{0.5}$$

$I_d$  is held to this limit if it is too large.

As the change in the current injection alters the terminal voltage, which, in turn, changes the current injection, then the computation for the current injection has to be iterative. Usually the voltage and current converge after 4 or 5 iterations.

#### Constant-Power Method of Control

For this method, the same control algorithm is the used when the voltage is within the dead band and also when it is outside the dead band.

To maintain constant power the same equation is used, as follows:

$$I_d = I_{dpf} / (V_d / V_{dpf})$$

In this method the q-axis current  $I_q$  is assumed to be zero, i.e., the power factor angle is zero. So,  $I_d$  is held to a limit if it is too large and this method is also iterative.

The program dialog boxes are shown below.



Figure 14a – Main dialog box of type-4 wind and solar PV generators

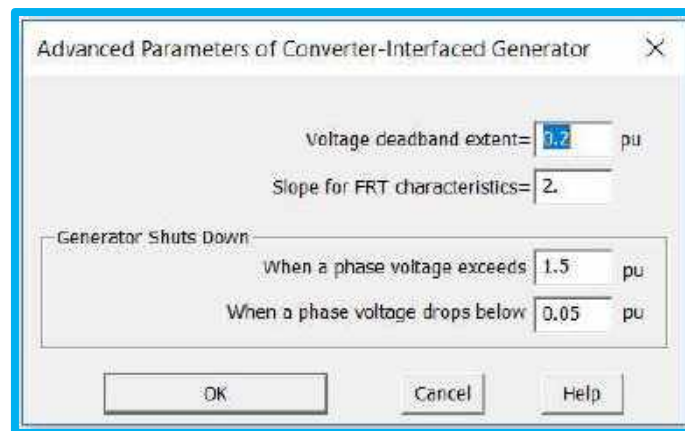


Figure 14b – Advanced parameters of type-4 wind and solar PV generators

### 3.3. General Considerations on Wind and Solar PV Generator Models

A problem we have seen in the practical cases is that the generator parameters are not very easy to be found. Most wind-turbine manufacturers are very reluctant in disclosing details of their generators. So, it is important that short-circuit programs have default parameters and we have recommended the use of such data in the absence of better information.

For short circuit studies involving wind and solar PV plants with large number of generator units, we have strongly recommended the practice of aggregating the generating

units into a small number of generator models. Modeling the units individually does not appreciably improve the accuracy of simulations for faults in the network. This was demonstrated in a study at New Mexico State University with a model of type-2 wind turbines. By following this recommendation, the engineer will reduce the possibility of convergence difficulties, degradation in solution speed and increase in computer storage requirements.

The wind and solar plant generators are ungrounded and contribute no zero-sequence current to the fault.

It should be observed that wind type-3, wind type-4 and solar photovoltaic generation was first modeled in the short-circuit program used in the studies with current-limited generator model and voltage control current source model.

### **3.4. Fault Ride-Through (FRT)**

In the past, wind generation was disconnected from the grid during external faults in the power system and this action was normally taken as fast as possible. That time, wind plants did not have yet a high penetration in the distribution and transmission networks and even solar PV plants were not seen yet as an important share in the energy matrix. At the beginning of the 2000s, the growing increase of wind and solar generation as an option for renewable energy changed this scenario. Then, and more emphatically in the last 10 years, power system operation engineers have seen that the action of letting wind and solar generations disconnected from the grid during external faults might lead to a cascade reaction, collapsing the transmission system.

The FRT feature implemented in the short-circuit program is a control option where the reactive power during the fault is proportional to the voltage dip that resulted from the fault. The figure 15 shows the FRT control feature as described above and the figure 16 shows an example of its application.

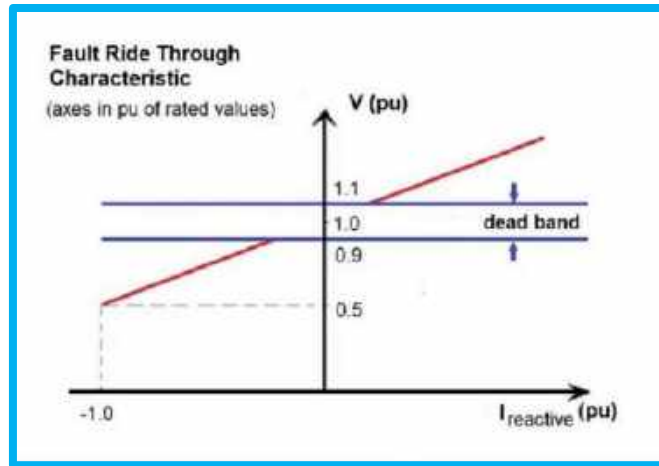


Figure 15 – Fault ride through (FRT) V x I characteristic

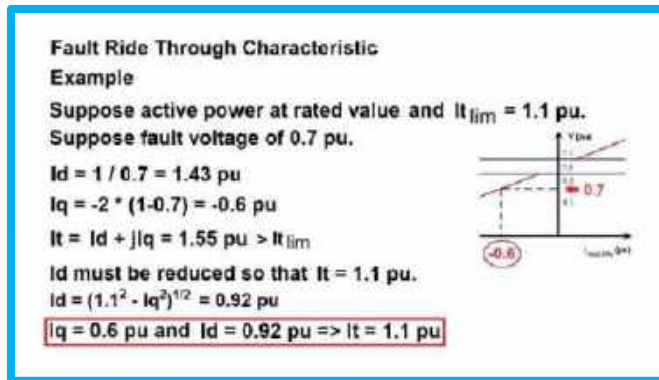


Figure 16 – Fault ride through characteristic example

As confirmed at least by one of the largest wind generator manufacturers, the slope of the FRT characteristic is normally set at 2.0, which is the default value used by the program.

#### 4. Comparative Studies

Once most of the points here discussed have been brought by users of short-circuit and protective relay setting and coordination programs, during consulting services, since the renewable energy based on wind and solar generation started being studied, then, several cases were simulated over time, before and after the implementation of the respective model improvements and also before and after the necessary fixes of the network components.

So, the models previously described will be shown in this section of the article in an evolutive way. The more detailed data of the converter controls, e.g., positive-sequence voltage magnitude versus the positive-sequence current-injection magnitude relationship



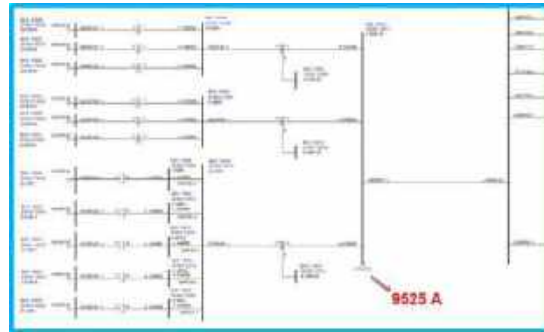
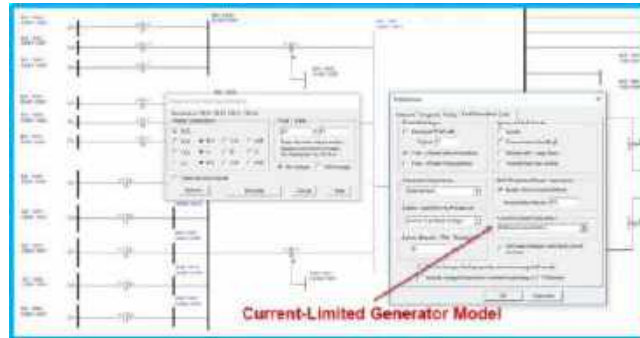


Figure 18a – Model definition dialog box

Figure 18b – Three-phase fault output

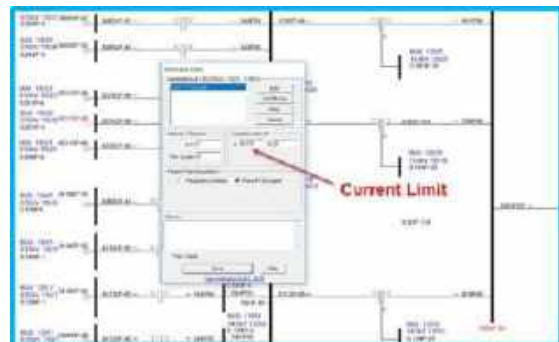
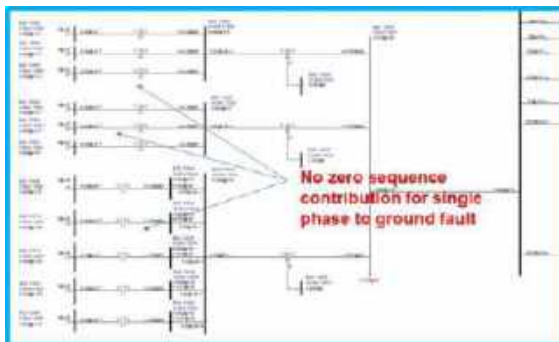


Figure 18c – Single-phase fault output

Figure 18d – Current limit indication

**Solar PV plant modeled as a voltage-controlled current source**

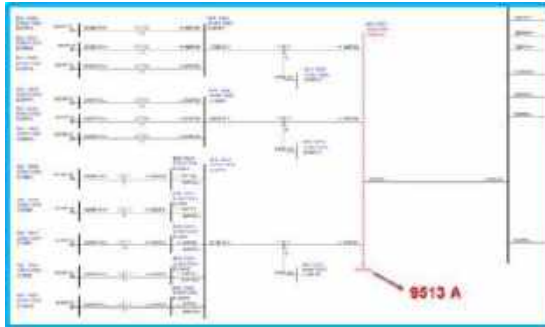
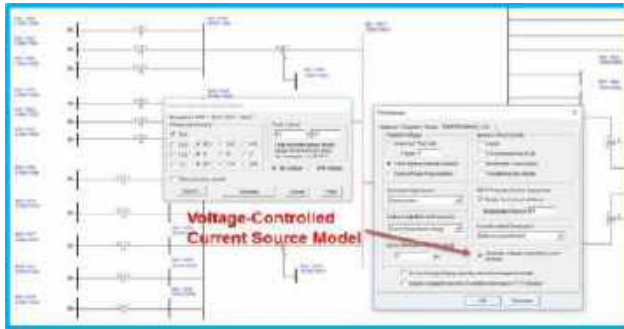


Figure 19a – Model definition dialog box

Figure 19b – Three-phase fault output

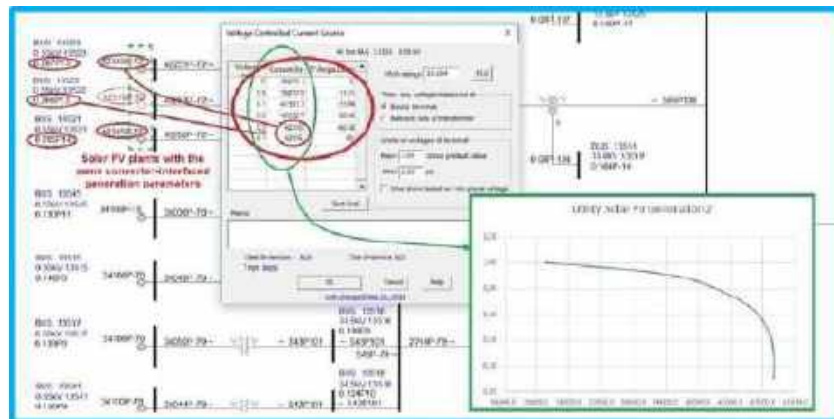


Figure 19c – Model parameters dialog box

**Solar PV plant modeled as a converter-interfaced generator**

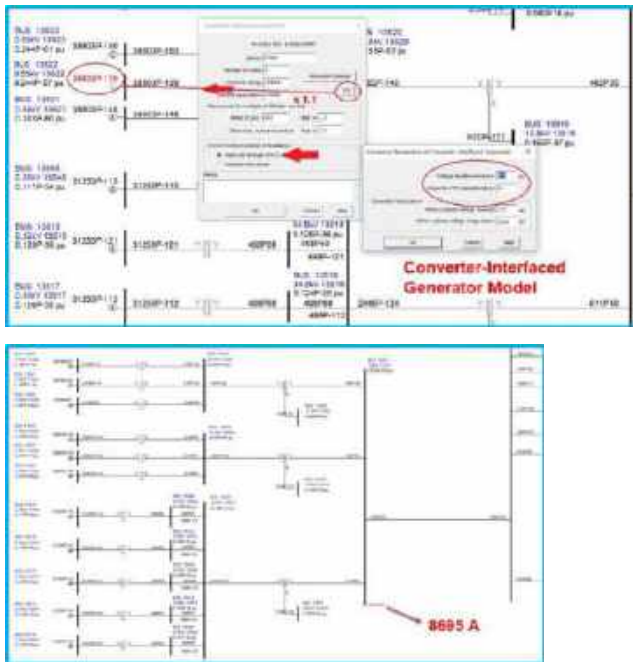


Figure 20c – Model parameters dialog box      Figure 20b – Three-phase fault output

### Conclusions

This paper shows how the renewable energy have been evolving over time and how important is the short-circuit and power flow software developers to be following this scenario, by improving the models and implementing tools that make possible accurate simulations that meet the accuracy necessary for the wind and solar photovoltaic generation models.

It is emphasized the importance of having a network well prepared by checking and fixing the anomalies made by mistake in the past, which cannot coexist with more accurate models.

The pre-fault voltage method to start the simulations must also be accurate, as a non-linear power-flow solution or, at least, from a linear Ohm's Law network solution.

Models of wind and solar generation plants for short-circuit and power flow studies must be improved according to the needs of the users (power systems engineers) and it is necessary the contribution between equipment manufacturers and software developers. Default values based on information from some manufacturers can be used.

Different models as per the state-of-the-art in the field of short-circuit and power flow studies were tested in interval of months, while being released by software developers.



Results of practical short-circuit cases proved to be more accurate and less conservative with the newest models.

## **References**

ABNT NBR 5440:2014 - Transformadores para redes aéreas de distribuição – Requisitos (Overhead distribution transformers – Requirements).

ASPEN OneLiner Short-Circuit & Relay Setting/Coordination & Breaker Rating Module Program, ASPEN Power Flow Program, ASPEN DistriView Short-Circuit & Relay Coordination Program and ASPEN Line Constants Program User Manuals.

CAYRES, Sylvio et al. “Network Modeling for Short-Circuit Studies – Addressing Common Mistakes – Revision 1”. In: XI SYMPOSIUM OF SPECIALISTS IN ELECTRIC OPERATIONAL AND EXPANSION PLANNING (XI SEPOPE), Belém, PA, 2009.

CHAN, Sherman. “Modeling Type-4 Wind Plants and Solar Plants With ASPEN OneLiner’s Voltage Controlled Current Source Model”. Technical Bulletin. November, 2016.

FARANTATOS, Evangelos et al. “Phasor Domain Modelling of Electronically Coupled Generators for Protection Studies”. Electric Power Research Institute (EPRI) Palo Alto, CA, USA. In: 5th Solar & 14th Wind Integration Workshop, Brussels/Belgium, October, 2015.

KAUFFMANN, Thomas et al. “Phasor Domain Modeling of Type III Wind Turbine Generator for Protection Studies”. École Polytechnique de Montreal - Montreal, Canada – 2015.

KAUFFMANN, Thomas et al. “An Accurate Type III Wind Turbine Generator Short Circuit Model for Protection Applications”.IEEE – 2016.

KAUFFMANN, Thomas et al. “Short-Circuit Model for Type-IV Wind Turbine Generators with Decoupled Sequence Control”. IEEE – 2018.

MULJADI, E. et al. “Method of Equivalencing for a Large Wind Power Plant with Multiple Turbine Representation”. In IEEE Power Engineering Society General Meeting, Pittsburgh, Pennsylvania - July 20–24, 2008.

POURBEIK, P. “Review of AEMO’s Power System Model Guidelines and System Strength Impact Assessment Guidelines”. Review of AEMO Guidelines – Report Number: 18-10-01.

WALLING, Reigh et al. “Fault Current Contributions from Wind Plants”. In: A Report to the Transmission & Distribution Committee, Electric Machinery Committee, Power System Relaying Committee of the IEEE Power and Energy Society - Prepared by the Joint Working Group – 2015.

### **Biography Of The Author**

**Sylvio Cayres** graduated in Electric Engineering from UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brazil, in 1979. From 1978 to 1990 he worked for FURNAS and ITAIPU Power Plant as an Electric System Protection Engineer. He post-graduated in Power Systems from UNIFEL, Itajubá, MG, Brazil, in 1989. In 1990 he founded CP Engenharia and since that time he has been performing consulting services, technical support and training for electric utilities and engineering companies. CP Engenharia is responsible for the technical-commercial support for ASPEN and RTDS Technologies.

E-mail: [scayres@aspeninc.com](mailto:scayres@aspeninc.com)

### Sistemas de armazenamento de energia como modelo de negócio na ótica do operador da rede de distribuição

TIAGO ABREU<sup>1</sup>

PIEDY AGAMEZ-ARIAS<sup>2</sup>

VLADIMIRO MIRANDA<sup>3</sup>

**Resumo:** A integração de sistemas de armazenamento de energia nas redes elétricas tem surgido como uma solução tecnológica que promete acompanhar e suportar às transições que enfrentam as redes elétricas atuais. As funcionalidades e contribuições identificadas para estes sistemas oferecem novos horizontes às tradicionais áreas de pesquisa, nas quais se destaca a importância dos sistemas de armazenamento de energia não apenas para o planeamento e operação das redes elétricas, mas também para as novas opções de negócio que podem ser desenvolvidas sempre que o quadro regulatório permita.

Este artigo apresenta, um modelo para análise da viabilidade económica da integração na rede elétrica de sistemas de armazenamento de energia baseado em baterias, desde a ótica do operador da rede, quem suportado no enquadramento regulador, poderá integrar e operar baterias à rede elétrica para comercializar a energia. Para a construção do modelo, foi proposta uma nova formulação híbrida utilizando uma meta-heurística, EPSO – *Evolutionary Particle Swarm Optimization*, para a solução do dimensionamento, localização e escolha da tecnologia de interface da bateria com a rede elétrica e programação linear, para a solução das decisões de operação da bateria, visando uma avaliação entre a integração concentrada ou dispersa para as baterias à rede. Foram efetuadas análises numéricas para um caso de estudo real, usando a rede *CIGRE MV Distribution Network Benchmark* na configuração europeia com dados reais do preço da energia, consumos e geração fotovoltaica.

Os resultados obtidos do modelo de otimização evidenciam que sob as condições de estudo propostas neste artigo, a localização dispersa das baterias na rede é privilegiada face a localização concentrada, sendo reforçada esta escolha pelo fato de identificar que a solução dispersa recomenda a instalação de baterias em diferentes barramentos da rede e não junto aos centros de consumo. Foi também evidenciado que existe uma relação entre a tecnologia de interface à rede escolhida e a capacidade definida, o que defende que as melhores soluções apresentam opções de carregamento misto. Estes resultados constituem pontos de orientação para propor análises mais detalhadas na instalação de sistemas de armazenamento de energia na rede elétrica.

**Palavras-Chave:** Armazenamento de Energia, Baterias, EPSO, Otimização, Rede de Distribuição.

---

<sup>1</sup> INESC TEC

<sup>2</sup> FEUP, INESC TEC e INYCIA Research Group

<sup>3</sup> FEUP e INESC TEC

## **Introdução**

Nas últimas décadas, os sistemas de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica têm enfrentado inúmeros desafios impostos pelos requisitos técnicos e regulamentares, mudanças nos comportamentos de consumo de energia elétrica, a necessidade de eletrificar e interligar regiões e as preocupações ambientais e climatológicas. Em resposta a esses desafios, soluções tecnológicas já foram incorporadas nesses sistemas e outras ainda estão sendo estudadas. Entre as soluções existentes estão: a geração de energia a partir de fontes renováveis; a supervisão, monitorização, proteção, automação e controle da rede elétrica; a estabilidade e fiabilidade da rede elétrica; a gestão de carga; a regulação de frequência e balanceamento de carga e o armazenamento de energia.

Como proposta de valor, o armazenamento de energia aparece como uma das soluções que pode ser implementada na rede elétrica, considerando as suas variadas funcionalidades (Nadeem et al. 2018), graças à sua característica tecnológica que permite, através de uma interface externa, converter energia elétrica numa forma de energia armazenável, para convertê-la novamente em energia elétrica e entregá-la à rede, quando isso for necessário ou comercialmente interessante. A importância de considerar o armazenamento, não apenas como uma medida de segurança, mas principalmente como uma opção de negócio, tem vindo a tornar-se evidente à medida que prolifera a geração distribuída (Wen et al. 2015; Sedghi, Ahmadian, e Aliakbar-Golkar 2016).

Em particular, a geração fotovoltaica junto dos consumidores coloca problemas evidentes de sobrevivência do modelo de negócio clássico da distribuição: vender energia aos clientes pois, se estes produzem para satisfazer as suas necessidades, que produto vai a distribuidora vender?

Por isso, a busca de novos nichos de negócio deve ser uma preocupação central da distribuição. Sendo certo que se postula que uma transformação inevitável será a conversão dos distribuidores em prestadores/vendedores de serviços, este artigo incide sobre uma outra perspetiva: importa analisar também fatores de concorrência introduzidos pela disponibilização de tecnologias de armazenamento em baterias, que poderiam em tese proliferar junto a cada consumidor, e averiguar se estratégias de armazenamento conduzidas pelos distribuidores podem também encontrar nichos de viabilidade e de que forma.

Este artigo apresenta um modelo para essa análise, com base na busca de compromissos economicamente viáveis entre custos e opções tecnológicas e custos e opções de desenho e operação do sistema, em quadros de incerteza ou variabilidade meteorológica condicionando a geração renovável fotovoltaica dispersa e de variação realista de preços de energia. Não sendo a transação de energia armazenada o único benefício que se pode extrair de um sistema de armazenamento, é com certeza uma das componentes importantes de um modelo de negócio explorando essa capacidade. Outras vantagens, sempre condicionadas pela existência de um quadro regulatório permissivo, serão: a capacidade para diminuir impactos de falhas de abastecimento (melhora dos índices de fiabilidade); a prestação de serviços auxiliares aos sistemas de transmissão, nomeadamente de apoio em potência; a capacidade de substituir gestão de carga (*demand side management*) por gestão de armazenamentos (Das et al. 2018); ou a capacidade de fornecer inércia virtual diante elevada penetração fotovoltaica (com adoção da tecnologia adequada).

Para a construção de um modelo com aderência à realidade, o artigo apresenta uma nova formulação híbrida de uma meta-heurística (EPSO – *Evolutionary Particle Swarm Optimization*) (Miranda e Fonseca 2002a; Miranda e Fonseca 2002b; Miranda, Keko, e Jaramillo 2007), ao nível das decisões de investimento, com Programação Linear, ao nível das decisões de operação. A análise, sobre um caso de estudo realista, que este artigo reporta, oferece uma compreensão mais detalhada das condições que poderão ser preferenciais, para viabilizar um modelo de negócio de armazenamento na distribuição, e indica caminhos e modelos de otimização e simulação a adotar.

## 1. Opções Tecnológicas

A interface externa de um sistema de armazenamento corresponde a um sistema de conversão de energia cuja implementação está relacionada às características específicas de cada uma das tecnologias de armazenamento. A Tabela 1 lista as tecnologias de armazenamento de energia estudadas atualmente, para a sua integração na rede elétrica (Luo et al. 2015).

*Tabela 16: Tecnologias de armazenamento de energia para redes elétricas*

| <b>Tecnologia</b> | <b>Armazenamento</b> | <b>Sigla/Identificação</b> |
|-------------------|----------------------|----------------------------|
|                   | Condensadores        | Condensador                |

|                            |   |  |
|----------------------------|---|--|
| Elétrica e Eletromagnética | Supercondensador<br>Supercondutor Magnético               | Supercondensador<br>SMES   |
|                            | Central Hidroelétrica                                     | PHS  |
| Mecânica                   | Ar Comprimido<br>Volantes de Inercia                      | CAES<br>FES  |
| Química e Eletroquímica    | Baterias<br>Fuel Cell                                     | Li-ion, NaS, Lead-Acid,<br>NiCd, VRB<br>H <sub>2</sub> Fuel Cell |
| Termoquímica               | Solar Fuel  | Solar Fuel   |
|                            | Armazenamento Criogénico                                  | CES  |
| Térmica                    | Aquífero de baixa-Temperatura<br>High Temperature Thermal | AL-TES<br>HT-TES   |

Do ponto de vista das funcionalidades dos sistemas de armazenamentos de energia é destacada a sua contribuição: no suporte dos picos de carga e os perfis de tensão; na redução da importação de eletricidade para servir a carga; na melhora da qualidade da eletricidade e fiabilidade da rede; na capacidade de aliviar a intermitência registada por fontes de geração de energia renovável; no suporte da gestão de energia na geração distribuída e energia variável ao longo do tempo; adiamento dos investimentos requeridos para atualização e/ou expansão das redes de energia e participar no mercado através da compra/venda de energia e outros serviços, incluindo os definidos no contexto dos serviços auxiliares (Luo et al. 2015).

Até alguns anos atrás, a implementação a grande escala de sistemas de armazenamento de energia envolvia altos custos para os investidores. No entanto, a recente diminuição dos custos de materiais para a construção dos sistemas de armazenamento e os avanços na eletrónica de potência (Zhang and Zhang 2015), marcou o início de uma nova era para as redes de energia na qual se visam novas propostas dos modelos de planeamento e operação das redes elétricas e dos modelos de operação do mercado de energia.

Considerando os novos paradigmas aos quais a rede elétrica e a operação do mercado de energia estão expostas, é analisado neste documento um modelo de negócio sob a perspetiva do operador de rede, na qual são integrados sistemas de armazenamento de energia baseado em baterias, com o objetivo de avaliar a viabilidade de explorar a

compra e venda de energia por parte das baterias, estabelecendo o critério de que as baterias podem ser integradas na rede de forma concentrada ou distribuída. Para isso, um modelo de otimização híbrido será usado para escolher o tamanho da(s) bateria(s), a(s) sua(s) localização(ões) e a(s) sua(s) interface(s) tecnológica(s) com a rede de distribuição.

## **1. Funcionalidades do Armazenamento de Energia nas Redes Elétricas**

Por todo o mundo, redes elétricas modernas estão a iniciar uma transição na qual pretendem obter uma rede elétrica flexível que promova a integração e o uso de geração de energia a partir de fontes renováveis sem descuidar o cumprimento dos requisitos técnicos e regulatórios que regem as redes elétricas e os requisitos impostos como resultado das problemáticas ambientais e climatológicas que são evidentes nos dias de hoje. Neste contexto, o armazenamento de energia posicionou-se como uma solução global que permite alcançar essa flexibilidade graças às suas funcionalidades (Bucciarelli, Paoletti, e Vicino 2018).

Na literatura, diversos autores analisaram essas funcionalidades sob várias perspectivas, uma vez que cada contribuição obtida como resultado de sua integração em redes elétricas envolve não apenas um estudo dos aspetos técnicos e de comportamento da rede elétrica, mas também dos modelos de mercado e de negócios a serem explorados e regulamentados. Entre as contribuições identificadas estão principalmente (Nadeem et al. 2018):

- Equilíbrio e suporte da rede elétrica: em que os sistemas de armazenamento de energia oferecem ao operador das redes serviços de equilíbrio do sistema em tempo real; deslocamento, alívio e/ou atenuação de picos de consumo; melhorias na eficiência da rede elétrica; adiamento dos investimentos necessários para atualizar ou expandir as redes elétricas (Deeba et al. 2016) por meio do planeamento estratégico (localização e dimensionamento) dos sistemas de armazenamento, ampliando a vida útil dos elementos da rede elétrica pois, é possível reduzir a transformação de energia pelos elementos da rede elétrica e consequentemente a perda de calor.

- Mercado de Arbitragem e Capacidade Energética no qual a operação de sistemas de armazenamento de energia pode ser condicionada de acordo com os preços de mercado para licitar em períodos de preços altos (descarregando a energia armazenada) e comprando em períodos de preços baixos (carregar o sistema de armazenamento); da

mesma forma, participar do fornecimento estável de energia durante as horas de demanda pico (Gonçalves, Martins, e Neves 2016).

- Serviços auxiliares e estabilidade da rede elétrica: em que os sistemas de armazenamento de energia oferecem ao operador das redes, serviços de controle de frequência primária, secundária e terciária, graças à ação rápida que é obtida de algumas tecnologias de armazenamento, como as baterias; suporte de perfis de tensão; suporte no início do *black-start* (Luo et al. 2015).

- Qualidade e serviço aos consumidores: em que os sistemas de armazenamento são utilizados para garantir aos consumidores localizados em locais de difícil acesso, o fornecimento de energia elétrica; melhorar o fator de potência das redes de distribuição; suporte a serviços de correção de harmônicos, sobretensão, subtensão ou oscilação (Bucciarelli, Paoletti, and Vicino 2018).

- Integração energética para complementar as fontes de geração de energia com características de intermitência (Wen et al. 2015), nos quais os sistemas de armazenamento de energia oferecem complementaridade para a geração de energia fotovoltaica e eólica, para otimizar o fornecimento de energia das fontes de geração à rede elétrica.

Todas as contribuições antes referidas demonstram o vasto caminho que ainda está por percorrer para que os aspetos críticos que condicionam a integração massiva dos sistemas de armazenamento de energia nas redes elétricas sejam superados, para promover redes elétricas com valor agregado.

## **2. Modelo de Negócio**

O modelo de negócio desenvolvido e discutido neste artigo é descrito na ótica de um operador de rede ao qual lhe é permitido, pelo enquadramento regulador, instalar e operar baterias, comercializando a energia. O objetivo é obter valor a partir de sistemas de armazenamento de energia em baterias, integrados em rede de distribuição que já opera com fontes de geração de energia renovável integrada, explorando as oportunidades de compra e venda de energia com baterias.

O operador da rede irá apenas considerar o custo/lucro de importar/exportar energia com base em preços variáveis durante o dia, e tomando em conta perdas de energia adicionais que possam ser geradas pelo movimento de energia resultante. Para analisar a viabilidade do negócio, é necessário identificar os melhores compromissos de



decisão tendo em conta vários fatores, de entre os quais serão considerados: a) localização dos equipamentos na rede (admitindo-se soluções de instalação dispersa ou concentrada); b) dimensionamento adequado dos equipamentos, em termos de capacidade de armazenamento; c) seleção de tecnologia para carregamento, como opções várias para a taxa de carregamento (dependendo das opções tecnológicas de eletrónica de potência e reforço de rede para suportar possíveis elevadas potências de carregamento).

A avaliação e análise deste modelo de negócio é feita através de um modelo de otimização híbrido, que adota uma meta-heurística EPSO para otimizar decisões discretas de investimento (onde implantar baterias, que dimensões escolher, que tecnologias de carregamento seleccionar) e invoca submodelos de programação linear para estimar custos de operação (perdas de energia, estratégias de carregamento e descarregamento). A figura 1 ilustra o esquema implementado pelo modelo de otimização híbrido.



Figura 37: Relação entre os dois métodos de otimização implementados no modelo

Esta otimização irá definir a viabilidade da integração das baterias na rede de distribuição elétrica a partir da consideração dos custos da integração dos sistemas de armazenamento, o que traduz o custo inicial dos armazenadores, o custo inicial da tecnologia de interface escolhida, os custos de manutenção e os custos/lucros de operação durante o tempo de vida útil do sistema de armazenamento.

### 1.1. Cenários Estocásticos

O modelo de otimização utilizado requer a introdução não só das características da rede, mas também dos dados de geração, de consumo e de preço da energia a cada período de tempo para o tempo de vida útil definido no estudo.

Para obter estes dados foi definido um modelo de cenários estocásticos a partir dos comportamentos e padrões históricos recentes de geração, consumo e preço, criando

assim, uma base de dados a ser usada pelo modelo de otimização. Para a base de dados foram identificados três grupos de cenários estocásticos derivados das estações do ano: Verão, Inverno e Primavera/Outono, cujas probabilidades de ocorrência são 25%, 25% e 50%, respetivamente.

### **1.1.a. Consumo e Preço de Energia**

Os dados de consumo e preço da energia a serem utilizados no modelo de otimização a cada período de tempo dependerá dos cenários definidos no subcapítulo 3.1 para cada estação do ano. Os cenários são determinados através da utilização de um valor aleatório  $\alpha$  entre 0 e 1 com probabilidade de ocorrência uniformemente distribuída. Este valor irá assim validar uma das três condições apresentadas na expressão [1] e, desta forma, é escolhido o respetivo cenário.

$$\begin{cases} \alpha < 0.25, & \text{Verão} \\ 0.25 \leq \alpha < 0.75, & \text{Primavera/Outono} \\ 0.75 \leq \alpha, & \text{Inverno} \end{cases} \quad [1]$$

Este processo é efetuado 365 vezes para consolidar uma base de dados para um período equivalente a 1 ano. Os dados não são agrupados por estação para aumentar a amostragem da dispersão no comportamento de consumo da rede (Sedghi, Ahmadian, e Aliakbar-Golkar 2016) e no estado de carregamento inicial das baterias em cada período diário. O agrupamento de dados meramente cronológico não seria adequado face aos modelos simplificados usados como padrão para dias típicos de cada estação do ano, bem como condições atmosféricas e padrão de geração fotovoltaica. Porém, globalmente as probabilidades de ocorrência são respeitadas, num processo não sequencial.

### **1.1.b. Geração Fotovoltaica**

Os dados de geração fotovoltaica a ser utilizados no modelo de otimização a cada período de tempo irão também depender dos cenários definidos no subcapítulo 3.1 para a escolha da estação do ano. No entanto, para se fazer uma simulação mais abrangente do comportamento da geração fotovoltaica, foram criados 4 cenários que representam diferentes condições meteorológicas, que irá condicionar o comportamento da geração fotovoltaica. A probabilidade de ocorrência de cada um destes cenários dependerá da

estação do ano selecionada para o dia em causa, que será o mesmo da carga e preço assim como foi definido no ponto 3.1.a.

Os cenários que representam as condições meteorológicas foram definidos como: dia de sol, dia nublado apenas durante a manhã, dia nublado apenas de tarde e dia nublado com probabilidades de ocorrência iguais a S, NM, NT, Nub, respetivamente, onde o somatório destas quatro probabilidades é igual a 1. O processo de decisão da escolha do cenário segue a mesma lógica usada no subcapítulo 3.1.a., ou seja, é gerado um valor aleatório  $\beta$  entre 0 e 1 com probabilidade de ocorrência uniformemente distribuída. Este irá validar uma das condições apresentadas na expressão [2] e, desta forma é escolhido o respetivo cenário.

$$\begin{cases} \beta < S, & \text{Dia de Sol} \\ S \leq \beta < S + NM, & \text{Dia Nublado de Manhã} \\ S + NM \leq \beta < S + NM + NT, & \text{Dia Nublado de Tarde} \\ S + NM + NT \leq \beta, & \text{Dia Nublado} \end{cases}$$

[2]

### 1.1.c..Modelo de Otimização

Para avaliar e analisar o modelo de negócio apresentado neste documento, foi necessário a criação de um modelo de otimização com vista ao cálculo da melhor disposição e quantidade de baterias a implementar numa rede de distribuição. Este modelo, como já referido no capítulo 3, foi criado como um modelo híbrido, combinando a meta-heurística EPSO (Miranda eand Fonseca 2002a; Miranda e Fonseca 2002b; Miranda, Keko, e Jaramillo 2007) com programação linear. Como é possível ver na figura 1, o EPSO é responsável por resolver o problema de nível superior, o que se traduz neste modelo como o dimensionamento, localização e escolha da tecnologia de interface com a rede elétrica. Também é preciso que a um nível inferior, seja resolvido o problema de otimização da operação das baterias ao longo do tempo. É necessária uma relação de cooperação entre os níveis superior e inferior para que seja possível encontrar a solução para o problema. Esta relação e o funcionamento de cada uma das otimizações são descritos sucintamente nos pontos 3.2.a e 3.2.b.

### 1.1.d.Operação da Bateria

Cada bateria requer uma otimização para que seja determinada a sua operação ideal para o seu tempo de vida útil. Como foi dito no subcapítulo 3.2, este processo é realizado utilizando programação linear. A lógica que dita o carregamento e descarregamento das baterias ao longo do tempo é ilustrado na figura 2.

Da figura 2 é possível verificar que o estado de carregamento, do inglês *State of Charge* (SoC), para um determinado período de tempo é dependente do SoC do período anterior e da soma do carregamento e subtração do descarregamento da bateria no período atual (Boicea 2014; Pacheco e Saraiva 2014). Sob esta premissa, a programação linear irá minimizar o custo de carregar/descarregar a bateria numa análise multi-período onde o valor máximo de carregamento/descarregamento é dado pela multiplicação dos valores de capacidade máxima da bateria e tecnologia de interface determinadas pelo EPSO.

### **1.1.e Dimensionamento, Localização e Escolha da Tecnologia de Interface**

Para se proceder ao dimensionamento, localização e escolha da tecnologia de interface, que é representada como uma taxa de carregamento/descarregamento ( $\gamma$ ), é utilizada a meta-heurística EPSO uma vez que esta, através do seu processo iterativo permite explorar um maior campo de possíveis soluções, o que permite à otimização estudar os casos de soluções dispersas e concentradas de baterias na rede, com vários



*Figura 38: Esquema do funcionamento do SoC no tempo.*

tamanhos, em vários locais e com tecnologias de interface diferentes. É desta forma também permitida a escolha da quantidade de baterias a integrar na rede elétrica, estando esta quantidade limitada entre a não implementação de baterias (zero baterias inseridas na rede de teste) e uma bateria por cada possível localização.

As partículas foram definidas para um tamanho igual ao dobro no número de localizações possíveis ( $N$ ), uma vez que esta, como parâmetros objeto, utiliza a capacidade ( $\delta$ ) e a  $\gamma$  da bateria, ver figura 3.

|            |            |     |            |            |     |            |            |
|------------|------------|-----|------------|------------|-----|------------|------------|
| $\delta_1$ | $\gamma_1$ | ... | $\delta_n$ | $\gamma_n$ | ... | $\delta_N$ | $\gamma_N$ |
|------------|------------|-----|------------|------------|-----|------------|------------|

Figura 39: Estrutura da partícula

A função objetivo que é aplicada na avaliação do EPSO e apresentada na expressão [3]. Esta corresponde ao somatório dos custos de todas as possíveis localizações de baterias na rede que têm como parâmetros o investimento inicial da bateria e da tecnologia de interface, a manutenção da bateria no tempo e os custos de operação no tempo.

$$\sum_{n=1}^N \text{Investimento}(\delta_n, \gamma_n) + \text{manutenção}(\delta_n) + \text{custos de operação}(\delta_n)$$

[3]

Os custos de operação de cada bateria são obtidos através de um modelo de trânsito de potências DC ao qual são acrescentados os valores de carregamento e descarregamento da otimização da operação de cada bateria para cada localização possível. O EPSO determina desta forma a quantidade de energia que é necessário importar/exportar da rede de transporte e determina os custos de operação para o período de tempo em causa. Este processo é repetido para um ano e os custos obtidos são capitalizados para o tempo de vida útil da bateria.

## 2.Caso de Estudo

### 2.1. MV Distribution Network Benchmark

O modelo descrito no capítulo 3 foi testado na rede *CIGRE MV Distribution Network Benchmark* apresentada na figura 4. A rede é operada a 20kV e é alimentada por uma subestação ligada a uma rede de alta tensão de 110kV. Os alimentadores possuem duas configurações: o *feeder 1*, identifica linhas construídas com cabos XLPE e o *feeder 2* identifica linhas aéreas construídas com cabos de alumínio reforçados com aço (Strunz et al. 2014). O sistema foi convertido para unidades pu tomando como base de potência 100MV e 20kV para a base de tensão na rede de distribuição e 110kV como base de tensão na rede de alta tensão.

Para este caso de estudo a rede alimenta cargas balanceadas e é operada em topologia radial. Sob esta consideração, foi calculada a matriz das sensibilidades na qual

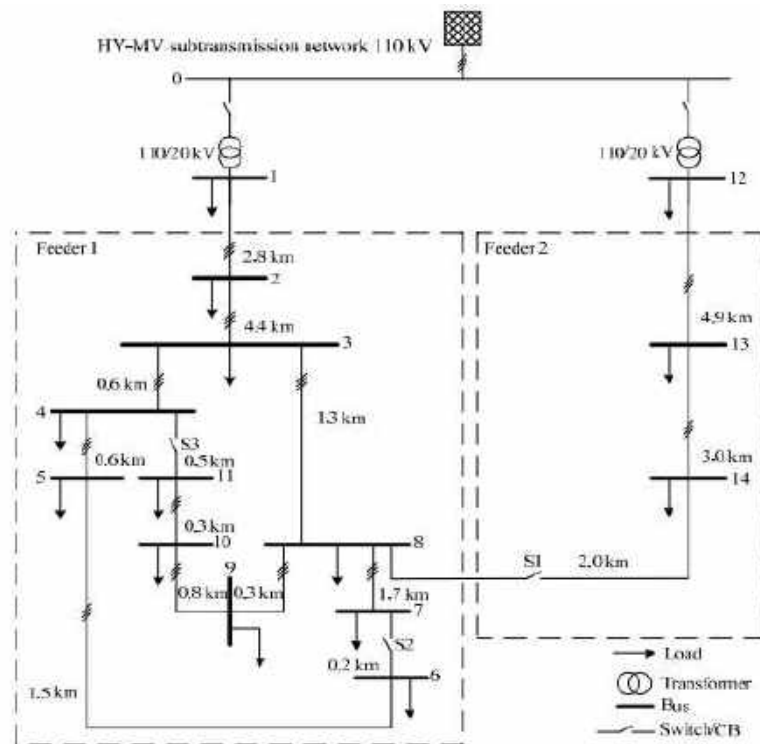


Figura 40: Configuração da rede CIGRE MV Distribution Network Benchmark

o barramento de referência corresponde ao barramento 0 da figura 4. Este barramento foi excluído como um possível local de localização de uma bateria.

## 2.2. Cenários

Os dados de consumo e preço foram obtidos através da análise dos comportamentos reais registrado para Portugal no ano de 2018 (Energias de Portugal (EDP) 2018; Operador do Mercado Ibérico de Electricidade (OMIE) 2018) sendo que para os dados de consumo, os dados foram ajustados posteriormente segundo os valores nominais e tipo de carga existente em cada ponto da rede.

Para a geração foi considerado que a rede já tinha integrado painéis fotovoltaicos. Então, a obtenção dos valores de geração fotovoltaica para cada período de tempo é feita através do cruzamento entre os comportamentos reais de geração de um grupo fotovoltaico situado em Évora (Bessa, Trindade, e Miranda 2015) e o valor nominal da geração fotovoltaica existente em cada ponto da rede. A obtenção dos dados de probabilidades de ocorrência para os cenários meteorológicos foi determinada analisando o comportamento

atmosférico nas curvas desta mesma estação situada em Évora para representar o comportamento atmosférico na rede de teste.

### **2.3. Aplicação do Modelo de Otimização**

O modelo de otimização foi aplicado utilizando como limites mínimo e máximo de capacidade para qualquer bateria 1kW e 10MW, respetivamente. Quanto às tecnologias de interface, foram utilizados os casos de taxa de carregamento/descarregamento, por período de tempo, de {30%, 50%, 70%, 90%}. Ao custo de investimento foi aplicada uma função linear de custo em função do tamanho da bateria ao qual foi acrescido o investimento da tecnologia de interface que segue uma função discreta onde cada  $\gamma$  tem um custo específico associado. O custo de manutenção das baterias segue uma função linear em função da capacidade da bateria. Quanto à operação da rede, esta foi calculada para um ano de funcionamento e esse ano foi capitalizado para o tempo de vida útil das baterias, o qual corresponde a 20 anos para este caso de estudo.

A otimização foi calculada para um enxame de 50 partículas para 100 iterações do sistema. Em seguida um exemplo de um dos resultados obtidos apresentados nas figuras 5, 6 e 7.

Na figura 5 é possível verificar que o modelo de otimização defende uma solução de várias baterias dispersas na rede. Também é possível verificar que o dimensionamento de vários valores compreendidos entre os limites mínimo e máximo, sendo assim que para alguns dos possíveis pontos de localização se escolham valores máximo de capacidade da bateria e para outros pontos de localização não se considere a integração destas.

Sistemas de armazenamento de energia como modelo de negócio na ótica do operador da rede de distribuição

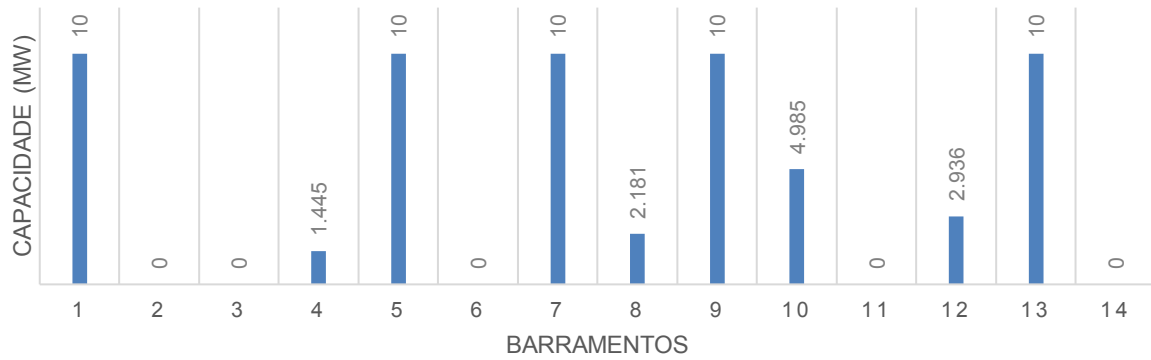


Figura 41: Exemplo de resultado para o dimensionamento e localização de baterias na CIGRE MV distribution network benchmark.

Quanto à taxa de carregamento/descarregamento definidos para cada uma destas baterias e apresentadas na figura 6, verifica-se que a escolha oscilou entre os valores mínimos e máximo definidos para  $\gamma$ . É de notar a existência de um *trade-off* entre capacidade e tecnologia de interface com a rede já que existem barramentos onde é privilegiado uma maior capacidade em face à velocidade de carregamento/descarregamento das baterias e vice-versa.

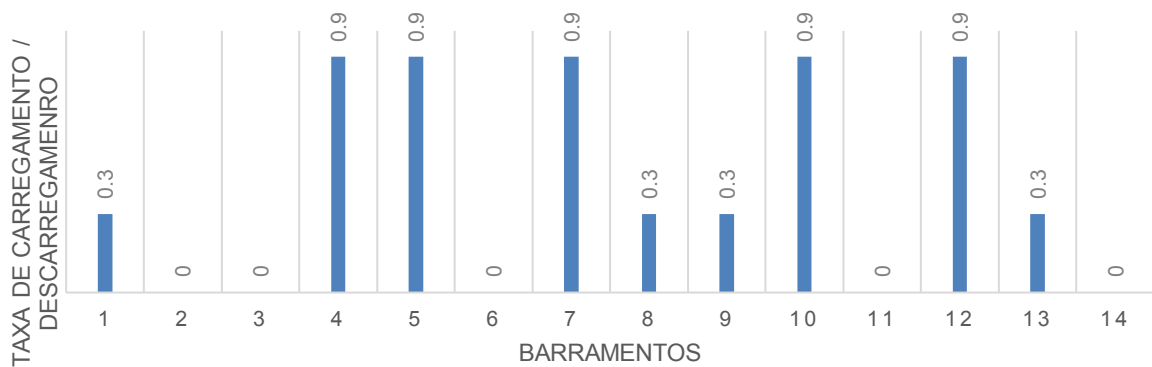


Figura 42 Exemplo de resultado para a escolha da tecnologia de interface com a rede, para as baterias localizadas.

Relativamente aos custos finais do sistema para a sua utilização numa vida útil de 20 anos, apesar destes serem analisados pelo programa sempre como custos, é possível perceber na figura 7, que existe um lucro na instalação de baterias na rede, o que comprova a viabilidade da integração de sistemas de armazenamento de energia baseado em baterias na rede de distribuição elétrica.



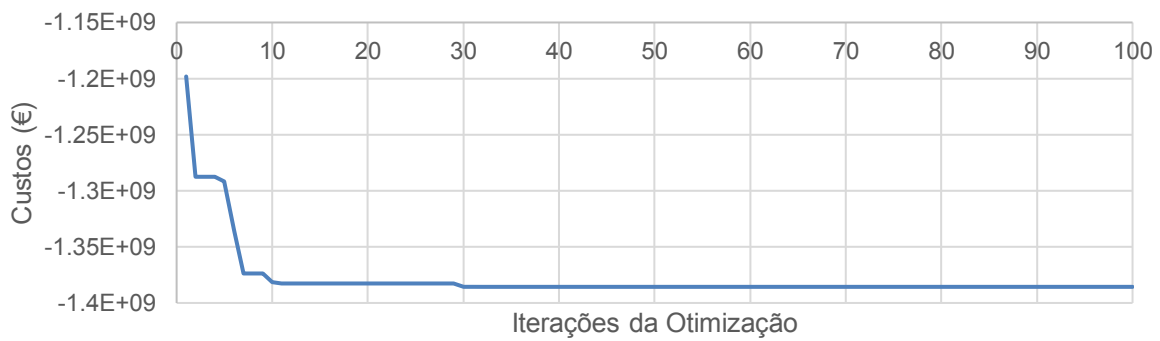


Figura 43: Evolução dos Custos para o exemplo apresentado ao longo das iterações da otimização.

## Conclusões

A realidade de potencial e custos tecnológicos de geração dispersa e armazenamento de energia está a transformar os cenários das empresas de distribuição, impondo a consideração de novos modelos de negócio.

Este artigo traz uma contribuição para o reconhecimento do problema e ponderação de eventuais caminhos de decisão, envolvendo armazenamento de energia em baterias ao nível da rede de distribuição e não (apenas) ao nível dos consumidores individuais equipados com geração fotovoltaica.

A análise do caso de estudo apresentado, usando uma rede real *CIGRE MV Distribution Network Benchmark*, com dados reais de preço, consumo e geração fotovoltaica e utilizando um modelo híbrido que combina EPSO para a solução do dimensionamento, localização e escolha de tecnologia de interface e programação linear para o cálculo da operação ótima das baterias, permite algumas inferências que podem servir de linhas de orientação, quer para estudos mais detalhados, quer para decisões de carácter estratégico. Destacam-se as seguintes observações, feitas sobre os resultados obtidos:

1. A solução de localização dispersa de baterias na rede é privilegiada pelo processo de otimização face à solução de localização concentrada. Isto reforça a noção de que é necessária uma ferramenta de otimização que permita a desenhar a estrutura da rede de distribuição com armazenamento de energia, ao invés de considerar, de forma simplista, a sua instalação junto de subestações;

2. Ainda acerca da localização das baterias, verifica-se ser privilegiada a seleção dispersa de baterias pelos barramentos do sistema, em desfavor de uma instalação junto dos pontos de consumo, o que sugere que o armazenamento de energia distribuído

pode ter uma vantagem competitiva no modelo de negócio das companhias de distribuição em relação ao armazenamento doméstico;

3. Uma relação entre a tecnologia de interface com a rede que regula a velocidade de carregamento/descarregamento das baterias e a capacidade destas foi detetada. Ou seja, nem sempre opções de carregamento rápido foram selecionadas pelos processos globais de otimização, as melhores soluções apresentaram sempre um caráter misto quanto a taxas de carregamento – isto terá a ver, obviamente, com as dinâmicas de evolução da geração dispersa que pode ser aproveitada e de variação diária do diagrama de cargas, conjugado com a evolução dos preços de energia. Existe um *trade-off* entre as opções tecnológicas, o que revela que existe um portefólio de opções disponíveis para as empresas de distribuição que requer um estudo compreensivo para a definição de soluções.

Importa salientar que as conclusões apresentadas foram retiradas baseando-se apenas na relação da energia com os custos de operação associados. Não foram modeladas outras vantagens possíveis associadas à existência de sistemas de armazenamento na rede de distribuição como a sua utilização como serviços auxiliares à rede de transporte ou para melhorar os níveis de fiabilidade dos sistemas de distribuição como energia de emergência, evitando desconexão da carga.

É evidente que um estudo sobre uma rede teste, ainda que da CIGRE, não é suficiente para consolidar conclusões generalizadas. Porém, dado o caráter realista da rede e dos dados adotados no estudo, pode-se ter confiança de que estas conclusões merecem ser tidas em conta e indicam fortemente que pode haver um nicho de negócio em armazenamento de energia para as empresas operando na distribuição.

### **Agradecimentos**

Este trabalho foi financiado por fundos nacionais através da agência portuguesa, FCT-Fundação para a Ciência e a Tecnologia de acordo com o projeto UID/EEA/50014/2019. Piedy Agamez-Arias agradece à *Gobernación de Bolívar* e *Fundación CEIBA*, no contexto do programa de bolsas "*Bolívar Gana con Ciencia*", pelo suporte financeiro para estudar o programa doutoral em engenharia eletrotécnica e computadores na Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.

### **Referências Bibliográficas**

- BESSA, Ricardo; TRINDADE, Artur; MIRANDA, Vladimiro. "Spatial-Temporal Solar Power Forecasting for Smart Grids". In: *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, v. 11, n. 1, pp. 232–41, feb. 2015.
- BOICEA, Valentin. "Energy Storage Technologies: The Past and the Present". In: *Proceedings of the IEEE*, v. 102, n. 11, pp. 1777–94, nov. 2014.
- BUCCIARELLI, Martina; PAOLETTI, Simone; VICINO, Antonio. "Optimal Sizing of Energy Storage Systems under Uncertain Demand and Generation." In: *Applied Energy*, v. 225, pp. 611–21, sep 2018 .
- DAS, Choton K et al. "Overview of Energy Storage Systems in Distribution Networks: Placement, Sizing, Operation, and Power Quality". In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 91, pp. 1205–30, ago 2018.
- DEEBA, Shohana Rahman et al. "Evaluation of Technical and Financial Benefits of Battery-Based Energy Storage Systems in Distribution Networks". In: *IET Renewable Power Generation*, v. 10, n. 8, pp. 1149–60, sep 2016.
- ENERGIAS DE PORTUGAL (EDP). *Atualização Dos Perfis de Consumo , de Produção e de Autoconsumo Para o Ano de 2018 Documento Metodológico ( Artigo 272 . o Do Regulamento de Relações Comerciais)*. Disponível em: <<https://www.edpdistribuicao.pt/pt-pt/perfis-de-consumo-e-perdas>>. Acesso em:12/10/2018.
- GONÇALVES, José; MARTINS, António; NEVES, Luís. "Methodology for Real Impact Assessment of the Best Location of Distributed Electric Energy Storage." In: *Sustainable Cities and Society*, v. 26, pp. 531–42, oct 2016.
- LUO, Xing et al. "Overview of Current Development in Electrical Energy Storage Technologies and the Application Potential in Power System Operation". In: *Applied Energy*, v. 137, pp. 511–36, jan 2015.
- MIRANDA, Vladimiro; FONSECA, Nuno. "EPSO-Evolutionary Particle Swarm Optimization, a New Algorithm with Applications in Power Systems." In: *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition, Yokohama, 2002*, pp. 745–50
- MIRANDA, Vladimiro; FONSECA, Nuno. "EPSO - Best-of-Two-Worlds Meta-Heuristic Applied to Power System Problems." In: *Proceedings of the 2002 Congress on Evolutionary Computation (CEC'02)*, Honolulu, 2002, pp. 1080–85.
- MIRANDA, Vladimiro; KEKO, Hrvoje; JARAMILLO, Alvaro. "EPSO: Evolutionary Particle Swarms", In: *Advances in Evolutionary Computing for System Design Studies in Computational Intelligence*, C. Jai; VASILE, Palade; SRINIVASAN, Dipti (eds),

Berlin, v. 66, Springer Heidelberg, 2007, pp. 139-167.

NADEEM, Furquan et al. “Comparative Review of Energy Storage Systems, Their Roles, and Impacts on Future Power Systems”. In: *IEEE Access*, v. 7, pp. 555–85, dez 2018.

OPERADOR DO MERCADO IBÉRICO DE ELECTRICIDADE (OMIE). *Preço Horário Do Mercado Diário*. Disponível em: < <http://www.omie.es/reports>>. Acesso em: 15/12/2018.

PACHECO, Andre; SARAIVA, Joao Tome Saraiva. “An Evolutionary Particle Swarm Optimization, EPSO, Approach to Optimize the Operation of Hydro Stations in Market Environment.” In *11th International Conference on the European Energy Market (EEM14)*, Krakow, 2014, pp. 1–6.

SEDGHI, Mahdi; AHMADIAN, Ali; ALIAKBAR-GOLKAR, Masoud. “Optimal Storage Planning in Active Distribution Network Considering Uncertainty of Wind Power Distributed Generation”. In: *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 31, n. 1, pp. 304–16 jan 2016.

STRUNZ, K et al. *TF C6.04.02 : TB 575 - Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources*. Disponível em: < [https://e-cigre.org/publication/ELT\\_273\\_8-benchmark-systems-for-network-integration-of-renewable-and-distributed-energy-resources](https://e-cigre.org/publication/ELT_273_8-benchmark-systems-for-network-integration-of-renewable-and-distributed-energy-resources)>. Acesso em: 21/11/2018.

WEN, Shuli et al. “Economic Allocation for Energy Storage System Considering Wind Power Distribution”. In: *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 30, n. 2, pp. 644–52, mar 2015.

ZHANG, Zhengcheng; ZHANG Sheng Shui. “Challenges of Key Materials for Rechargeable Batteries”. In: ZHANG, Zhengcheng; ZHANG Sheng Shui (eds). *Rechargeable Batteries*. Materials, Technologies and New trends. Springer Heidelberg, 2015, pp. 1-24.

## **Biografia dos Autores**

**Tiago Abreu** é mestre em engenharia eletrotécnica e de computadores, graduado pela Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto em 2019, com especialização em energias renováveis. Está integrado no INESC TEC desde 2018, atuando na área de sistemas de energia, integrado no CPES – Centre for Power and Energy Systems.

E-mail: [tiago.j.abreu@inesctec.pt](mailto:tiago.j.abreu@inesctec.pt)

**Piedy Agamez-Arias** é estudante de doutoramento em engenharia eletrotécnica e de computadores na Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. É Mestre em engenharia elétrica, graduada pela Faculdade de Engenharia da Universidade Federal do Pará em 2016, com especialização em sistemas de energia elétrica. Está integrada no INESC TEC desde 2016, atuando na área de sistemas de energia, integrado no CPES – Centre for Power and Energy Systems. É integrante de INYCIA, grupo de pesquisa na Colômbia.

E-mail: [piedy.a.arias@inesctec.pt](mailto:piedy.a.arias@inesctec.pt) e [piedyagamez@gmail.com](mailto:piedyagamez@gmail.com)

**Vladimiro Miranda** é Professor Catedrático da FEUP (Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Portugal), Diretor Associado do INESC TEC e Presidente do INESC P&D Brasil (Santos, São Paulo, Brasil).

É conselheiro científico de:

- IRESEN, Ministério da Energia de Marrocos,
- Hong Kong Polytechnical University,
- Instituto de Investigación Tecnológica (Madrid, Espanha),
- Instituto de Energía Eléctrica (San Juan, Argentina),
- Laboratório de Defesa Biológica e Química do Exército de Portugal.
- Membro do Conselho Doutoral da UTAD (Universidade de Trás os Montes e Alto Douro).

Anterior administrador de empresas start-up do universo INESC.

Responsável por muitos projetos internacionais, produtor de soluções tecnológicas incorporadas em produtos industriais presentes em vários continentes, autor de centenas de publicações científicas.

Fellow IEEE (USA), prémio de excelência 2014 do IEEE em energias renováveis.

E-mail: [vmiranda@inesctec.pt](mailto:vmiranda@inesctec.pt)

## CAPÍTULO XXXVI

### **Maritime sector fuel consumption and emissions: The State of The Art of Regulatory Issues and Research Avenues**

VINICIUS ANDRADE DOS SANTOS<sup>1</sup>

PATRICIA PEREIRA DA SILVA<sup>2</sup>

ANTÓNIO ALBERTO TORRES GARCIA PORTUGAL<sup>3</sup>

**Abstract:** Among all the energy consumption sectors the shipping sector has been unnoticed over the years, with a considerable emission of around 800 million tons of CO<sub>2</sub> annually, corresponding to 2.5 % of the current global human-made emissions. In 2050 the emissions are expected to rise 50% to 250% in a business-as-usual scenario. Moreover, the emissions of NO<sub>x</sub>, PM and SO<sub>x</sub> grow significantly, increasing environmental and human health problems for harbor areas.

Annex VI revision from the Marine Pollution (MARPOL), recommends a limit of emissions for sulfur content of 0,1% in the Emission Control Areas (ECA) since 2015, and the current 3,50% to 0,50% elsewhere, effective from January 1st, 2020.

The objective of this paper is to discuss the gap of the current set of regulations concerning the maritime transportation sector and the short-term alterations needed to be done for a more controlled and strict pollution control policy with the biofuel as the alternative option based on the Third IMO Greenhouse Gas Study 2014.

The quantity of biofuel in 4 different scenarios can reach 77-171 million tons of biofuel (Mt), with a potential of CO<sub>2</sub> avoided emissions of 182-405 Mt and 20 Mt of sulphur.

In this context, the lower price paid by the shipping industry for the heavy fuel oil used in the maritime sector has discouraged an effective regulation and has risen doubts over the future of CO<sub>2</sub> reduction emissions measures.

New technologies can create options to reduce the existing CO<sub>2</sub> emissions, but immaturity, high costs, inadequate energy infrastructure, and fossil fuel subsidies still are hurdles to be transposed.

The importance of regulations has demonstrated to be the main boosters to implement new technologies options and to provide measures that will encourage changes in the maritime transport sector.

**Keywords:** Maritime Sector; Emissions; Regulatory Issues; Biofuels.

### **Introduction**

Maritime transport remains one of the most vital forms of freight transport, among the fastest growing sectors within the transportation industry, and plays a vital role in the world's economy and environment [1].

The combined effects of increased demand for global merchant shipping and stricter marine fuel regulations have drawn attention to competitively produced marine

---

<sup>1</sup> University of Coimbra

<sup>2</sup> University of Coimbra

<sup>3</sup> University of Coimbra

fuel alternatives with a lower sulphur content and smaller carbon footprint. Alternative fossil-based fuels such as Liquefied Natural Gas (LNG) with low sulphur and nitrogen oxide emissions have been mentioned by the international maritime organization (IMO) in its various scenarios. However, these scenarios have still a limited contribution to reduce greenhouse gas emissions (GHG), which represents 2,50 % of the world emissions.

Biofuels, however, have a much more significant potential to combat climate change and reduce emissions over their full life cycle[2] [1].

Countries responsible for such busy routes as the Baltic Sea, the Caribbean Sea, American coasts and the Chinese Sea, have already decided to reduce the sulphur and nitrogen oxides emissions under the emission control areas (ECA). However, is still required a set of actions from the rest of the world.

In 2018 the IMO set targets to reduce carbon emissions by at least 50% compared with 2008 levels by 2050 [3].

This strategy will have far-reaching consequences for a sector that has traditionally faced significant barriers to innovations. To overcome these issues the shipping industry will need to optimize maritime trade operations and capacity utilization, improve energy efficiency much faster than it has been done to date and create conditions for the transition towards low and zero carbon fuels [3].

## **1. The Transportation Sector**

In 2015, the transport sector accounted for 28.8 % of the total final consumption (TFC) in the world and is responsible for 24.7 % of global CO<sub>2</sub> emissions (8.000 MtCO<sub>2</sub>). Assuring the sector to be the second most significant consumer of energy.[4].

The maritime sector deserves important attention, and for centuries it has been the most significant trade facilitator in the world [5] . Over the past 40 years, maritime transport has achieved a significant fleet increase by 250%, followed by a substantial growth rate of gross domestic product, energy consumption, and population, currently accounting for 80% of global volume trade[5][6].

Marine diesel engines work function is quite similar in all heavy-duty vehicles. Currently, there are around 52.000 cargo ships in the world. The four-stroke engines represent 75% of all cargo ships, however, the two-stroke engines represent 75% of the all installed power. The installed power of all cargo ships engines represents 500 GW accounting for around 300 Mt of oil used [7] [8] [9].

## **2. The Busiest Marine Routes And Sea Special Areas**

### **2.1 – Busiest Routes**

The high trade turnover between Asia, Europe and North America, that drives the international goods market across the globe is more concentrated in the North and Asian seas, accounting for about 85% of world SO<sub>x</sub> and NO<sub>x</sub> emissions [10][11].

### **2.2 – Regulations**

Annex VI of MARPOL regulates the prevention of Air Pollution from Ships, concerning SO<sub>x</sub> and NO<sub>x</sub> emissions in the following areas: Baltic Sea, North Sea, North American Coast, Caribbean Sea [12].

The Mediterranean Sea is also one of the busiest routes in the world and is responsible for about 50% of European sea emissions. However, due to the maritime industry pressure in that region, strict regulations of SO<sub>x</sub> and NO<sub>x</sub> emissions reductions remain unchanged into 3.5% of sulphur content. [13][14] [14] [15].

Recently the Chinese government agreed to take part in the Environment Control Areas (ECA), to reduce its emissions [16].

Since 2011 IMO has implemented an international regulatory measure of energy efficiency requirements for all ships globally in order to reduce the gas emissions from the shipping sector within the following programs: [17] [18] [19][20].

- Energy Efficiency Design Index Standards (EEDI) to all newly-built vessels from 2013 onwards
- Ship Energy Efficiency Management Plan monitoring (SEEMP) a ship or fleet efficiency through tools such as the Energy Efficiency Operational Indicator (EEOI).

On a European level there is MRV (monitoring, reporting, validating) that obliges all ships above 5000 gross tonnages to report yearly on CO<sub>2</sub> emissions.

Until 2023 the IMO will finalize its GHG strategy if no action is taken in the shipping sector will be included in the European Union Energy Trade Systems (EU-ETS) to implement serious measures to the emission reductions in the maritime industry.

## **3. Options To Marine Sector Reduction Emissions**

### **3.1 Alternative Fuels**

Several options have appeared to replace the dirty heavy fuel oil (HFO) by alternative fuels that could reduce the sulphur content and the CO<sub>2</sub> emissions.



Table 2 displays fossil and renewable options, their energy densities and costs.

The carbon neutral emissions from the biofuel's combustion have an advantage over the fossil fuel combustion due to the fact that the use of the biofuels is considered carbon neutral, and it is a possible substitution of marine fuel with a potential emissions reduction of 25-84% [5][21]. Furthermore, the low or zero sulphur content of the biofuels and biodegradability reduces the environmental damage in harbors area, but with higher costs[22].

| Fuels        | Energy Density (MJ/kg)[23] | Cost US/t        |
|--------------|----------------------------|------------------|
| HFO          | 40                         | 447[24]          |
| LSMGO        | 40                         | 609[24]          |
| LNG          | 55,5                       | 300 (US\$/t)[25] |
| Methanol     | 23                         | 360[26]          |
| Biodiesel    | 40                         | 788-883[27]      |
| Bio-oil      | 34                         | 1650 [28]        |
| Bio-Hydrogen | 141,5                      | 1770-2050[29]    |
| Bio-Ethanol  | 29,7                       | 1667[30]         |

Table 1 - Fuels Energy Density and Costs

Some studies have pointed the biodiesel as an excellent alternative to be used in the maritime engines, but the lack of standards to comply with the maritime sector have blocked the biodiesel insertion in the sector[7]. Scrubbers are used for efficient sulphur and nitrogen reduction emissions, but with high costs [30][31].

#### 4 - Methodology

To analyze the participation of biofuels in the maritime sector until 2050 the estimation was based on the Third IMO GHG study of 2014. Correlating the shared socioeconomic pathway (SSP) and the representative concentration pathways (RCP) that estimates possible CO<sub>2</sub> concentrations in medium and long-term[2].

##### 4.1 – Sulphur And CO<sub>2</sub> Emissions Using Biofuels

The optimistic scenarios proposed by IMO (see table 2) leads to 1,25% and 125% of CO<sub>2</sub> emissions until 2050 according to the selected scenario and indicate the effect of inserting LNG as an alternative fuel and high energy efficiency (E.E) measures.

| Scenario | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 | 2045 | 2050 | Scenarios   | Fuel mix/E.E          |
|----------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------------|-----------------------|
| 1        | 800  | 890  | 1000 | 1200 | 1400 | 1600 | 1700 | 1800 | RCP8,5 SSP5 | high LNG no ECA/ high |
| 2        | 800  | 870  | 970  | 1100 | 1200 | 1300 | 1300 | 1400 | RCP 6 SSP1  | high LNG no ECA/ high |
| 3        | 800  | 850  | 910  | 940  | 940  | 920  | 880  | 810  | RCP4,5 SSP3 | high LNG no ECA/ high |
| 4        | 800  | 850  | 910  | 960  | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | RCP2,6 SSP4 | high LNG no ECA/ high |

Table 2 - Optimistic IMO projection scenario of CO<sub>2</sub> emissions in the maritime sector [2]

To find the quantity of biofuel needed it is necessary to take as a base the results from the optimistic scenario from table 2 correlating with the CO<sub>2</sub> biofuels factor displayed in table 3.

| Year | CO2 Fossil factor | Share of fuels            | CO2 Biofuel factor | Share of fuels            |
|------|-------------------|---------------------------|--------------------|---------------------------|
| 2015 | 3,1052            | HFO 60%; MGO 30%; LNG 10% | 3,1052             | HFO 60%; MGO 30%; Bio 10% |
| 2020 | 3,1052            | HFO 60%; MGO 30%; LNG 10% | 2,8302             | HFO 60%; MGO 30%; Bio 10% |
| 2025 | 3,0916            | HFO 50%; MGO 35%; LNG 15% | 2,6791             | HFO 50%; MGO 35%; Bio 15% |
| 2030 | 3,0916            | HFO 50%; MGO 35%; LNG 15% | 2,6791             | HFO 50%; MGO 35%; Bio 15% |
| 2035 | 3,0734            | HFO 45%; MGO 35%; LNG 20% | 2,5234             | HFO 45%; MGO 35%; Bio 20% |
| 2040 | 3,0734            | HFO 45%; MGO 35%; LNG 20% | 2,5234             | HFO 45%; MGO 35%; Bio 20% |
| 2045 | 3,0552            | HFO 40%; MGO 35%; LNG 25% | 2,3677             | HFO 40%; MGO 35%; Bio 25% |
| 2050 | 3,0552            | HFO 40%; MGO 35%; LNG 25% | 2,3677             | HFO 40%; MGO 35%; Bio 25% |

Table 3 - CO<sub>2</sub> Factors

The sulphur avoided is calculated according to the share of biofuels, the respectively densities (HFO= 920 kg/m<sup>3</sup>; MGO=890 kg/m<sup>3</sup>; Biofuels=860 kg/m<sup>3</sup>\*)[32] and sulphur content ( HFO= 3,5% m/m; MGO= 0,1% m/m; Biofuel= 0,001%)[2].

## 5 -Results

When exploring the SSP and RCP scenarios with high E.E measures and the biofuel insertion to comply with the CO<sub>2</sub> emissions in 2050, the results found were -22% and 74% in comparisons with the current emissions.

*The biofuels necessary to reach the level of CO<sub>2</sub> emissions mentioned before would be between 77-171 million tons in 2050. (Chart 1)*

---

\* Biodiesel density

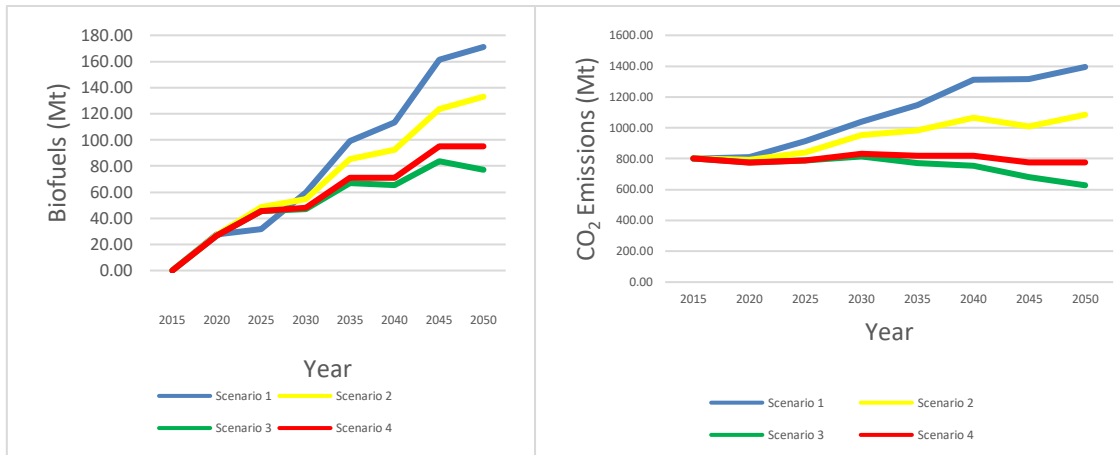


Chart 1 - Optimistic Scenario with biofuel (left) and the related CO<sub>2</sub> Emissions (right)

The scenario of biofuels participation proposed could avoid 182-405 MtCO<sub>2</sub> emissions in comparison with the best scenarios proposed by the IMO (table 4) where LNG was the only alternative fuel option.

The CO<sub>2</sub> emission was the main reduction target of this work. However, sulphur content in the biofuels is extremely low or almost zero. Therefore, the quantity of sulphur avoided in these scenarios would be around 20 Mt in 2050.

| Years                      | 015 | 020 | 025  | 030  | 035  | 040  | 045  | 050  |
|----------------------------|-----|-----|------|------|------|------|------|------|
| <b>Sulphur avoided (t)</b> | ,00 | ,50 | 0,75 | 2,89 | 5,16 | 7,32 | 8,54 | 9,63 |

Table 4 - Sulphur avoided

Currently, the sulphur content in fossil fuel is one of the most problematic issues. The biofuel blending could undoubtedly bring positive results in the reduction of the GHG and sulphur content. Moreover, the usage of biofuels in the maritime sector could open a new promising market.

## Conclusion

The present study shows how important the maritime sector is in world trade. At the same time policies and regulations to reduce emissions are still limited and weak.

The high costs of alternative fuels and environmental regulations will determine the future development of the sector. However, it also depends on policies that can control the level of emission, including establishing prices and other limitations, the introduction of financial benefits for subjects who use renewable fuels and market-based mechanisms (ETS) [2].

It should be noted that there is a promising market in the biofuels industry where future electrification of the road sector can move the usage of biofuels from cars and other vehicles to the maritime sector.

### **Glossary**

ECA – Emission Control Area

EE – Energy Efficiency

ETS – Emission Trade Systems

EU – Europe Union

GHG – Greenhouse Gases

HFO – Heavy Fuel Oil

IMO – International Maritime Organization

LNG – Liquefied Natural Gas

LSMGO – Low Sulphur Marine Gas oil

MARPOL – Marine Pollution

MGO – Marine Gas Oil

MRV – Monitoring, Reporting, Validating

RPC – Representative Concentration Pathway

SSP – Share Socioeconomic Pathway

### **Acknowledgments**

This work has been done under the Energy for Sustainability (EFS) initiative and the Research Centre in Engineering of Chemical Processes and Forest Products (CIEPQPF) both of the University of Coimbra. The author would like to acknowledge support received from the Science and Technology Foundation (FCT) for the financial support.

### **References**

- [1] C.-W. C. Hsieh and C. Felby, “Biofuels for the marine shipping sector - An overview and analysis of sector infrastructure, fuel technologies and regulations.,”

- Copenhagen-Denmark, 2017.
- [2] IMO, “Third IMO Greenhouse Gas Study 2014,” London - International Maritime Organization, 2014.
- [3] IEA, “Commentary: International Maritime Organization agrees to first long-term plan to curb emissions,” 2018. [Online]. Available: <https://www.iea.org/newsroom/news/2018/april/commentary-imo-agrees-to-first-long-term-plan-to-curb-shipping-emissions.html>. [Accessed: 10-Mar-2019].
- [4] IEA/UIC, *Railway Handbook 2017*, 1st ed. Paris - France, 2017.
- [5] E. A. Bouman, E. Lindstad, A. I. Rialland, and A. H. Strømman, “State-of-the-art technologies, measures, and potential for reducing GHG emissions from shipping – A review,” *Transp. Res. Part D Transp. Environ.*, vol. 52, pp. 408–421, 2017.
- [6] UNCTAD, “Review of Maritime Transport 2017,” in *Review of Maritime Transport 2017*, 2017, p. 130.
- [7] C. W. Mohd Noor, M. M. Noor, and R. Mamat, “Biodiesel as alternative fuel for marine diesel engine applications: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 94, no. May, pp. 127–142, 2018.
- [8] P. Balcombe *et al.*, “How to decarbonise international shipping: Options for fuels, technologies and policies,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 182, no. October 2018, pp. 72–88, 2019.
- [9] M. C. Ford, “A Masters’s Guide to: Using Fuel Oil Onboard Ships,” The Standard/ABS - London UK, 2012.
- [10] C. Han, “Strategies to Reduce Air Pollution in Shipping Industry1,” *Asian J. Shipp. Logist.*, vol. 26, no. 1, pp. 7–29, 2010.
- [11] UNCTDA, *Review of maritime transport*. 2018.
- [12] IMO, “Special Areas Under MARPOL,” 2019. [Online]. Available: <http://www.imo.org/en/OurWork/Environment/SpecialAreasUnderMARPOL/Pages/Default.aspx>. [Accessed: 15-Mar-2019].
- [13] T. Report, “SECA Regulations , Modal Shift and Transport System Effects The Case of Sweden SECA Regulations , Modal Shift and Transport System Effects The Case of Sweden,” no. December, 2013.
- [14] G. P. Panagakos, E. V. Stamatopoulou, and H. N. Psaraftis, “The possible designation of the Mediterranean Sea as a SECA: A case study,” *Transp. Res. Part D Transp. Environ.*, vol. 28, no. 2014, pp. 74–90, 2014.
- [15] J. P. Jalkanen, L. Johansson, and J. Kukkonen, “A comprehensive inventory of

- ship traffic exhaust emissions in the European sea areas in 2011,” *Atmos. Chem. Phys.*, vol. 16, no. 1, pp. 71–84, 2016.
- [16] NEPIA, “China: Emission Control Areas.” [Online]. Available: <http://www.nepia.com/insights/industry-news/china-emission-control-areas-starupdatestar/>. [Accessed: 05-Apr-2019].
- [17] IMO, “RESOLUTION MEPC,” 2011.
- [18] H. Johnson, M. Johansson, K. Andersson, and B. Södahl, “Will the ship energy efficiency management plan reduce CO<sub>2</sub> emissions? A comparison with ISO 50001 and the ISM code,” *Marit. Policy Manag.*, vol. 40, no. 2, pp. 177–190, 2013.
- [19] N. Acomi and O. C. Acomi, “Improving the Voyage Energy Efficiency by Using EEOI,” *Procedia - Soc. Behav. Sci.*, vol. 138, pp. 531–536, 2014.
- [20] I. Ančić and A. Šestan, “Influence of the required EEDI reduction factor on the CO<sub>2</sub> emission from bulk carriers,” *Energy Policy*, vol. 84, pp. 107–116, 2015.
- [21] E. Johnson, “Goodbye to carbon neutral: Getting biomass footprints right,” *Environ. Impact Assess. Rev.*, vol. 29, no. 3, pp. 165–168, 2009.
- [22] A. Florentinus, C. Hamelinck, A. van den Bos, R. Winkel, and C. Maarten, “Potential of biofuels for shipping Final Report Potential of biofuels for shipping,” 2012.
- [23] Ship&Bunker, “Rotterdam Bunker Prices,” 2019. [Online]. Available: <https://shipandbunker.com/prices/emea/nwe/nl-rtm-rotterdam#IFO380>. [Accessed: 02-May-2019].
- [24] MarketsInsider, “Natural Gas.” [Online]. Available: <https://markets.businessinsider.com/commodities/natural-gas-price>. [Accessed: 01-May-2019].
- [25] OilPrice.com, “Asian LNG Prices Continue To Tumble,” 2019. [Online]. Available: <https://oilprice.com/Energy/Gas-Prices/Asian-LNG-Prices-Continue-To-Tumble.html>. [Accessed: 12-May-2019].
- [26] NESTE, “Biodiesel prices (SME & FAME),” 2019. [Online]. Available: <https://www.neste.com/corporate-info/investors/market-data/biodiesel-prices-sme-fame-0>. [Accessed: 02-May-2019].
- [27] J. L. Carrasco, S. Gunukula, A. A. Boateng, C. A. Mullen, W. J. DeSisto, and M. C. Wheeler, “Pyrolysis of forest residues: An approach to techno-economics for bio-fuel production,” *Fuel*, vol. 193, pp. 477–484, 2017.

- [28] P. Nikolaidis and A. Poullikkas, “A comparative overview of hydrogen production processes,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 67, pp. 597–611, 2017.
- [29] MarketsInsider, “Commodities - Ethanol,” 2019. [Online]. Available: <https://markets.businessinsider.com/commodities/ethanol-price>. [Accessed: 02-May-2019].
- [30] S. Pongpiachan, M. Hattayanone, C. Choochuay, R. Mekmok, and N. Wuttijak, “Enhanced PM 10 bounded PAHs from shipping emissions,” *Atmos. Environ.*, vol. 108, pp. 13–19, 2015.
- [31] R. Karimpour, “Scrubber; is it the option to meet the shipping fuel sulphur cap on 2020?,” 2019. [Online]. Available: <https://www.onthemosway.eu/18823-2/?cn-reloaded=1>. [Accessed: 30-Mar-2019].
- [32] EngineerinToolBox, “Fuels - Higher and Lower Calorific Values,” 2003. [Online]. Available: [https://www.engineeringtoolbox.com/fuels-higher-calorific-values-d\\_169.html](https://www.engineeringtoolbox.com/fuels-higher-calorific-values-d_169.html). [Accessed: 02-Feb-2019].

### Biographie Of The Authors

**Vinicius Andrade dos Santos**, currently attending the 2nd year of the Ph.D. in Sustainable Energy Systems in the University of Coimbra – MIT Portugal Program, has master’s degree in Energy for Sustainability and Energy Policies at University of Coimbra (2015-2017), and Graduation in Chemical Engineering with Emphasis in Environment (2010-2013) - University of Franca, Franca - SP (Brazil).

He has 8 years of experience in the bioethanol, sugar and cogeneration industry in Brazil, currently focused in alternative fuel use and emissions reductions of the maritime sector.

E-mail: [vinicius@eq.uc.pt](mailto:vinicius@eq.uc.pt)

**Patrícia Pereira da Silva** obtained a degree in Business administration from the Faculty of Economics at the University of Coimbra in 1994, and a Ph.D. in Management by the University of Coimbra in 2006. She is currently Assistant Professor at the Faculty of Economics, University of Coimbra (FEUC). She is also a researcher at the INESC Coimbra and CeBER R&D centers, and a member of the Energy for Sustainability Initiative at the University of Coimbra.

E-mail: [patsilva@fe.uc.pt](mailto:patsilva@fe.uc.pt)

**António Alberto Torres Garcia Portugal** obtained a degree in chemical engineering at the University of Coimbra in 1976, Master degree in Chemical Process Development at University of Asto, Birmingham in 1977 and Ph.D. in Chemical Engineering, University of Aston, Birmingham, 1984. He is currently an associate professor at chemical engineering department, University of Coimbra. He is a researcher of the Chemical

*Maritime sector fuel consumption and emissions: the state of the art of regulatory issues and research avenues*

Process Engineering and Forest Product Research Center and a member of the Energy for Sustainability Initiative at the University of Coimbra.

E-mail: [atp@eq.uc.pt](mailto:atp@eq.uc.pt)



## CAPÍTULO XXXVII

### **A privatização das distribuidoras de energia elétrica da Eletrobras - Uma análise com base na experiência jurídico-econômica internacional**

YURI SCHMITKE ALMEIDA BELCHIOR TISI<sup>1</sup>

**Resumo:** A presente pesquisa tem como objetivo contribuir para o debate acerca da privatização das concessionárias de distribuição de energia elétrica pertencentes a empresa pública brasileira Eletrobras. A partir de 1989, diversos países iniciaram processos de privatizações de empresas estatais, motivados por estudos econômicos que indicavam a baixa performance de tais empresas em comparação com as demais empresas privadas, apontando que estas desenvolveriam a atividade empresarial com maior eficiência e rentabilidade caso fossem privatizadas. Por meio da análise de marcos teóricos utilizados na privatização de empresas estatais de diversos países, pretende-se investigar a presença de pressupostos jurídico-econômicos, os quais corroborariam o processo de privatização das concessionárias de distribuição de energia elétrica da Eletrobras. A instituição de agências reguladoras independentes, a criação de um novo marco regulatório, a edição de instrumentos jurídicos para o desenvolvimento de um mercado livre e competitivo e a criação ou fortalecimento de um mercado de capitais são alguns dos instrumentos jurídico-econômicos essenciais para o sucesso nas privatizações. Constata-se que as concessionárias de distribuição de energia elétrica da Eletrobras, por uma série de questões que serão analisadas, vêm causando sucessivos prejuízos financeiros, da ordem de 22 bilhões de reais desde 1998, quando houve a federalização das distribuidoras estatais para permitir a sua privatização.

**Palavras-Chave:** Privatização. Políticas Públicas. Energia Elétrica. Direito Regulatório.

#### **Introdução**

A partir da década de 80, diversos países começaram a empreender processos de privatização de empresas estatais, cuja principal motivação estava no baixo rendimento econômico de tais empresas, sucessivos prejuízos e necessidade de aporte de recursos públicos para garantir a continuidade da atividade empresarial.

Na grande maioria dos casos, as privatizações apresentaram resultados positivos e satisfatórios para os governos. Estudos apontam para uma melhora na eficiência empresarial, com a redução de custos e aumento da produtividade, principalmente em razão do custo excessivo com funcionários e a ineficiência dos mesmos, conforme será demonstrado.

---

<sup>1</sup> Centro Universitário de Brasília - UniCEUB

A experiência internacional permitiu a formação de certos pressupostos teóricos garantidores de um processo de privatização bem sucedido, dentre eles, merecendo destaque, a instituição de um modelo corporativo empresarial, boas práticas de governança, instituição de normas regulatórias, desregulamentação com a extinção de subsídios e incentivos, criação de uma agência reguladora independente, mercado de capitais e lei de falências, tudo com vistas a viabilizar um mercado livre e competitivo.

A partir do ano 2000, os processos de privatização na América Latina perderam força em face da opinião e de formuladores de políticas públicas contrários à privatização. Entretanto, as privatizações aumentaram significativamente no resto do mundo a partir do ano 2000, conforme iremos expor. Conforme verificado nos processos de privatizações internacionais, a abordagem econométrica e sistemática<sup>2</sup> oferece suporte às privatizações, resultando em ganhos aos adquirentes das empresas e à sociedade. No entanto, a alteração da propriedade das empresas deve vir acompanhada de diversas reformas, com um novo marco regulatório, desregulamentação e a instituições de mecanismos de governança corporativa e regulação, cuja ausência tem explicado as falhas existentes nos processos de privatizações, especialmente naqueles em que há forte envolvimento político no processo de privatização.

No caso dos serviços públicos essenciais e de infraestrutura, como o fornecimento de energia elétrica, recomenda-se a desverticalização das atividades para mitigar o monopólio natural inerente a esta atividade, com a separação das atividades de geração, transmissão e distribuição, assim como a utilização da revisão tarifária segundo o modelo *price cap*, com a possibilidade de o concessionário de distribuição de energia elétrica apropriar-se dos ganhos por eficiência.

O Setor Elétrico Brasileiro (SEB) foi bem-sucedido nas privatizações ocorridas a partir de 1995, momento a partir do qual foi instituído um novo marco regulatório, por meio das Leis 9.074/95, nº 9.427/96, nº 9.648/98, com a criação de diversos agentes institucionais e uma agência reguladora independente, com vistas a atrair novos investidores e garantir a prestação de um serviço público adequado.

O artigo tem como objeto específico analisar a privatização em curso das

---

<sup>2</sup> Econometria conceitua-se como um conjunto de ferramentas estatísticas tendo por escopo compreender a relação entre variáveis econômicas mediante aplicação de um dado modelo matemático. Revela-se como ferramenta indispensável para modelar a realidade, tanto em disciplinas econômicas como avaliação de ativos para negócios. (Vide HEIJ, Christiaan; DE BOER, Paul; FRANSES, Philip Hans; KLOEK, Teun; VAN DIJK, Herman K. *Econometric Methods with Applications in Business and Economics*. OXFORD, 2004)

concessionárias de distribuição de energia elétrica subsidiárias da Eletrobras.

## **1. Marcos Teóricos De Privatização De Empresas Estatais Em Diversos Países**

### **1.1. Pressupostos jurídico-econômicos que ensejaram a privatização de companhias a partir de 1980**

Não se pretende aqui exaurir todos os pressupostos jurídicos e econômicos que ensejaram a privatização de companhias a partir de 1980. O objeto consiste meramente em apresentar os principais instrumentos utilizados, cuja experiência se traduz em marcos teóricos que podem auxiliar diversos países em seus planos nacionais de desestatização.

A privatização pode ser compreendida como a alienação de todos os ativos de uma empresa estatal (*State Owner Entrepreneurs – SOE*) para uma ou mais empresas privadas, com a transferência de atividades individuais do domínio público para o privado, ou a alienação parcial de ativos para empresas privadas, com alteração do controle para uma ou mais empresas privadas, cujas operações sujeitam-se à legislação de privatização.<sup>3</sup>

Contudo, predomina o conceito segundo o qual a privatização pode ser conceituada como qualquer transação material pela qual a propriedade final do Estado de suas entidades corporativas é reduzida, incluindo o desinvestimento direto pelo Estado, o desinvestimento de ativos corporativos por veículos de investimentos controlados pelo Governo, assim como a diluição de ações de empresas estatais por meio de ofertas secundárias de ações aos acionistas privados.<sup>4</sup> Em outros termos, privatização também pode ser definida como a transferência de propriedade e controle de uma atividade econômica, anteriormente realizada por entes controlados pelo governo nacional ou localmente, para organizações do setor privado que almejam lucro.<sup>5</sup>

Entretanto, a transferência de certas atividades comerciais de empresas estatais para operadores privados, seja através de concessões, permissões, autorizações ou parcerias público-privadas, não é considerada como privatização. Nesse caso, conceitua-se privatização como a transferência de ativos para o setor privado, o que não inclui a transferência da competência para o desenvolvimento da atividade em si. Esta distinção torna-se relevante, na medida em que a delegação de serviços públicos para o ente privado

---

<sup>3</sup> OECD. *Privatisation in the 21st century: recent experiences of OECD Countries. Report and good practices.* Paris, 2009.

<sup>4</sup> *Ibid.*

<sup>5</sup> OGDEN, S. e WATSON, R. *Corporate performance and stakeholder management: balancing shareholder and customer interests in the U.K. privatized water industry.* *Academy of Management Journal*, v. 42, nº 5, 1999, p. 526.

não é considerada privatização.<sup>6</sup>

Diversas são as recomendações para que as privatizações possam ser bem-sucedidas. A primeira delas é a necessidade de reestruturação da empresa, com o ajuste dos níveis de emprego, otimização da estrutura de capital e alteração da gestão e administração da empresa para o modelo corporativo (*corporation*). Em geral, deve-se: (i) proceder a um processo célere e transparente, com vistas a evitar a captura política do processo de privatização; (ii) promover amplo debate e conscientização da população sobre a privatização; (iii) criação de mercados competitivos; (iv) reforma do sistema financeiro; (v) transparência; e (vi) medidas para mitigar o impacto social e ambiental. A utilização de análises de custo e benefício (*cost and benefit analysis*) também se revela como importante instrumento em determinadas situações.<sup>7</sup>

Dentre os métodos de privatização, destacam-se os seguintes: (i) *Private placement*: venda negociada de estatais inteiras; (ii) *Trade sale auctions*: empresas estatais leiloadas com maior lance; (iii) *Initial public offering*: a venda se inicia com uma oferta pública inicial de ações; (iv) *Secondary public offering*: venda de ações adicionais de uma estatal já listada na bolsa; (v) *Accelerated book building (ABB)*: processo por meio do qual o governo troca uma série de investidores intermediários (bancos) com a colocação de parcela de ações de empresas estatais já investidoras; (vi) *Management or employee buy-out*: empresas são vendidas a entidades legais controladas pelo pessoal encarregado, gestores ou a combinação de ambos; (vii) *Capital increases*: emissão de ações adicionais com diluição da participação do Governo; e (viii) *Indirect privatisation*: venda de ações existentes com a perda de participação do Governo.<sup>8</sup>

Um dos primeiros pressupostos para uma privatização é a reestruturação empresarial com a implementação do modelo corporativo. Neste contexto, surgem discussões sobre a teoria de participação das partes interessadas (*Stakeholder Theory*), em que a empresa não deve pautar-se somente pelos interesses dos acionistas (*shareholders*), devendo considerar todos os interessados (*stakeholders*). Uma empresa economicamente bem-sucedida será aquela em que os administradores adotam estratégias e políticas de governança corporativa que facilitem a manutenção de um equilíbrio apropriado entre os

---

<sup>6</sup> OECD. *Privatisation in the 21st century: recent experiences of OECD Countries. Report and good practices*. Paris, 2009.

<sup>7</sup> CHONG, A. e LOPEZ-DE-SILANES, F. (orgs). *Privatization in Latin America. Myths and reality*. Stanford University Press and World Bank, 2005.

<sup>8</sup> OECD. *Privatisation in the 21st century: recent experiences of OECD Countries. Report and good practices*. Paris, 2009.

*stakeholders*, mediante instrumentos para definir e monitorar os interesses e garantir transparência na mensuração e monitoramento do desempenho das empresas. Ao invés de tratar os interesses dos *stakeholders* instrumentalmente, “deve-se reconhecer a validade dos interesses dos diversos interessados e assim tentar respondê-los dentro de uma estrutura de apoio mútuo”.<sup>9</sup>

Por conseguinte, torna-se necessária a construção de um novo marco regulatório antes de iniciar-se o processo de privatização de uma empresa estatal, com vistas a garantir segurança jurídica aos novos investidores e aos próprios usuários ou consumidores dos serviços prestados ou bens de consumo daquela atividade empresarial. Com isso, a criação de um novo marco regulatório, desregulamentação, com a instituição de mecanismos de transparência, a extinção de subsídios, são algumas das medidas que propiciam a abertura do mercado e a livre competição entre os *players*. Busca-se assim extinguir oligopólios e mitigar os efeitos dos monopólios naturais.<sup>10</sup>

Torna-se relevante também a criação de uma agência reguladora independente<sup>11</sup>, com competências de supervisão, regulação e fiscalização da atividade econômica regulada, efetiva inclusão dos *stakeholders* no processo decisório, mecanismos de *accountability* e Análise de Impacto Regulatório (AIR).<sup>12</sup>

Instituição de mecanismos de governança corporativa são também imprescindíveis, com a criação de leis de falência e da concorrência, a implementação de um mercado de crédito e ações (bolsa de valores mobiliários), com estrutura regulatória

---

<sup>9</sup> DONALDSON, T. & PRESTON, L.. The Stakeholder Theory of the Corporation: Concepts, Evidence, and Implications. *Academy of Management Review*, v. 20, nº 1, 1995

<sup>10</sup> O setor elétrico brasileiro promoveu a desverticalização das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, com o pressuposto de minimizar as externalidades inerentes ao monopólio natural existente na atividade de fornecimento de energia elétrica.

<sup>11</sup> No Brasil, foi criada a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), autarquia especial vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), que tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal, que possui mandatos dos diretores não coincidentes com as eleições presidenciais, bem como autonomia decisória, orçamentária e na regulamentação de normas (*Vide* Lei nº 9.427/95 e Decreto nº 2.335/97).

<sup>12</sup> A AIR é um dos instrumentos disponíveis para melhorar a qualidade da regulação e consiste na análise e avaliação dos possíveis benefícios, custos e impactos de regulações novas ou já existentes, através de método capaz de ajudar no desenho, na implementação e no monitoramento de melhorias dos sistemas regulatórios, oferecendo uma metodologia de avaliação das consequências regulatórias mediante análise de custo e benefício. AIR é um dos pilares da governança regulatória, tendo por finalidade auxiliar na tomada de decisão e contribuir para uma regulação eficiente, eficaz, transparente e responsável. Para fins de garantir a tão almejada segurança e estabilidade regulatória, a AIR tem por escopo propiciar previsibilidade, redução de riscos e ganhos em eficiência e qualidade na regulação, mediante participação dos *stakeholders* e mecanismos de *accountability*, ou seja, através da participação dos agentes interessados (consulta pública), transparência e prestação de contas (responsabilização do regulador). (*Vide* OECD. Best Practice Principles for Improving Regulatory Enforcement and Inspections. France, 2013. 2017; OECD. Introductory Handbook for Undertaking Regulatory Impact Analysis (RIA). Paris, 2008.)

sólida no mercado financeiro, *compliance*<sup>13</sup>, auditoria independente<sup>14</sup> e ações preferenciais *golden share*<sup>15</sup>.

Obviamente que tais mecanismos, inerentes ao livre mercado, também podem e são utilizados para melhorar a competitividade das empresas estatais. Contudo, o que se pretende com tais pressupostos é que o processo de privatização seja exitoso, no sentido de propiciar condições para que o agente privado possa desenvolver atividade em benefício da sociedade.

A falha dos Estados em implementar uma ou mais das medidas regulatórias e de governança supracitadas, assim como os procedimentos descritos, tem sido a principal causa dos prejuízos experimentados nas privatizações ao redor do mundo. O próximo tópico irá apresentar alguns exemplos ao analisar casos de sucesso e fracasso nas privatizações.

## 1.2. Análise das privatizações mundiais

A partir de 1980, inicia-se no Reino Unido uma série de privatizações<sup>16</sup>, e a partir de meados da década de 80, mais de 100 países realizaram programas de privatização, todos motivados pela busca por maior eficiência na prestação de serviços à sociedade.<sup>17</sup> Em 1998, as receitas anuais das privatizações, em todo o mundo, atingiram o pico de US\$ 100 bilhões.<sup>18</sup> Nos países industrializados, a participação de estatais declinou de um pico de 8,5% para 5,0% no Produto Interno Bruto (PIB) <sup>19</sup>, enquanto nos países em

---

<sup>13</sup> Conforme as principais diretrizes internacionais, um Programa de *Compliance* eficiente possui as seguintes características: envolvimento da alta administração, códigos de ética, políticas e procedimentos internos, autonomia e recursos suficientes para a área de *Compliance*, treinamento e comunicação, análise periódica de riscos, registros contábeis, controles internos, canais de denúncia, diligência na contratação de terceiros, diligência em processos de fusões e aquisições, investigações internas, incentivos e medidas disciplinares e melhora contínua (revisão e testes periódicos). (*Vide* OCDE. Good practice guidance on internal controls, ethics, and compliance; United States Government. A Resource Guide to the U.S. Foreign Corrupt Practices Act. 2012; ONU. United Nations Office on Drugs and Crime (UNODC). An Anti-Corruption Ethics and Compliance Programme for Business: a practical guide. 2012; WILKINSON, Peter. Business Principles for Countering Bribery. Transparency International. 2015).

<sup>14</sup> OECD. Privatisation in the 21st century: recent experiences of OECD Countries. Report and good practices. Paris, 2009.

<sup>15</sup> As ações preferenciais *golden share* são utilizadas nas privatizações com o objetivo de garantir ao Estado – quando passa para a condição de acionista minoritário – a possibilidade de veto em decisões estratégicas para evitar abusos e garantir a soberania nacional na prestação de serviços essenciais.

<sup>16</sup> OGDEN, S. e WATSON, R. Corporate performance and stakeholder management: balancing shareholder and customer interests in the U.K. privatized water industry. *Academy of Management Journal*, v. 42, nº 5, 1999, p. 526.

<sup>17</sup> MEGGINSON, W., NETTER, J., From state to market: a survey of empirical studies on privatization. *Journal of Economic Literature*, 2000.

<sup>18</sup> OECD (Organisation for Economic Cooperation and Development). Recent Privatization Trends in OECD Countries. Paris, 2001..

<sup>19</sup> CHONG, A. e LOPEZ-DE-SILANES, F. (orgs). Privatization in Latin America. Myths and reality.

desenvolvimento houve uma redução de 11% (1980) para 5% (1997) nos países de renda média, e de 15% para 3% nos países de baixa renda, no mesmo período.<sup>20</sup>

A Tabela 1 demonstra a evolução das privatizações nos países em desenvolvimento, de 1990 a 1999, nas diferentes regiões do globo, tendo sido a América Latina responsável por 55% do total de privatizações na década de 90.

Tabela 1 – Privatização em países em desenvolvimento – 1990 a 1999 (US\$ bilhões)<sup>21</sup>

| <i>Year</i> | <i>East<br/>Asia<br/>and<br/>Pacific</i> | <i>Latin<br/>America</i> | <i>Eastern<br/>Europe<br/>and<br/>Central<br/>Asia</i> | <i>Middle<br/>East<br/>and<br/>North<br/>Africa</i> | <i>South<br/>Asia</i> | <i>Sub-<br/>Saharan<br/>Africa</i> |
|-------------|--|--------------------------|--|---|-----------------------|------------------------------------|
| 1990        | 376                                      | 10,915                   | 1,262  | 2   | 29                    | 74                                 |
| 1991        | 834                                      | 18,723                   | 2,551  | 17  | 996                   | 1,121                              |
| 1992        | 5,161                                    | 15,560                   | 3,626  | 69  | 1,557                 | 207                                |
| 1993        | 7,155                                    | 10,488                   | 3,988  | 417   | 974                   | 641                                |
| 1994        | 5,508                                    | 8,199                    | 3,957  | 782   | 2,666                 | 605                                |
| 1995        | 5,410                                    | 4,616                    | 9,742  | 746   | 916                   | 473                                |
| 1996        | 2,680                                    | 14,142                   | 5,466  | 1,478   | 889                   | 745                                |
| 1997        | 10,385                                   | 33,897                   | 16,537   | 1,612   | 1,794                 | 2,348                              |
| 1998        | 1,091                                    | 37,685                   | 8,002  | 1,000   | 174                   | 1,356                              |
| 1999        | 5,500                                    | 23,614                   | 10,335   | 2,074   | 1,859                 | 694                                |
| 1990–1999   | 44,100                                   | 177,839                  | 65,466   | 8,197   | 11,854                | 8,264                              |

Fonte: Banco Mundial, 2001.

Enquanto as privatizações nos países da América Latina reduziram a partir do ano 2000, entre os anos 2000 a 2007 houve uma explosão de privatizações nos países membros da OCDE<sup>22</sup>, totalizando US\$ 497,7 bilhões. A Tabela 2 aponta os principais países em que esse fenômeno ocorreu:

Stanford University Press and World Bank, 2005.

<sup>20</sup> Sheshinski, Eytan, and Luis F. López-Calva. 2003. "Privatization and Its Benefits: Theory and Evidence." In K. Basu, P. Nayak, and R. Ray, eds., *Markets and Governments*. Oxford, U.K.: Oxford University Press.

<sup>21</sup> CHONG, A. e LOPEZ-DE-SILANES, F. (orgs). Privatization in Latin America. Myths and reality. Stanford University Press and World Bank, 2005.

<sup>22</sup> A Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico é uma organização internacional com 37 países membros que aceitam os princípios da democracia representativa e da economia de mercado, fundada em 196, com sede em Paris, França.

Tabela 2 – Privatização dos dez maiores países membros da OCDE (2000-2007)<sup>23</sup>

| Largest absolute amounts |                   | Largest relative to size of domestic economy |                      |
|--------------------------|-------------------|--|----------------------|
| Country                  | Amount (US\$ bn.) | Country                                      | Per cent of 2006 GDP |
| France                   | 98.2              | Slovak Republic                              | 13.5                 |
| Italy                    | 69.6              | Czech Republic                               | 9.2                  |
| Germany                  | 65.0              | Finland                                      | 8.7                  |
| Japan                    | 33.2              | Iceland                                      | 8.6                  |
| Turkey                   | 25.0              | Hungary                                      | 6.9                  |
| Netherlands              | 23.1              | Greece                                       | 4.8                  |
| Australia                | 20.0              | Turkey                                       | 4.7                  |
| United Kingdom           | 18.4              | Portugal                                     | 4.4                  |
| Finland                  | 18.3              | France                                       | 4.4                  |
| Sweden                   | 16.0              | Poland                                       | 4.3                  |
| Total OECD               | 497.7             | Total OECD                                   | 1.4                  |

Fonte: OECD, 2009.

Segundo Chong e Lopez-de-Silanes, as privatizações foram motivadas por problemas como desempenho inferior das empresas estatais em comparação às empresas privadas, avaliados por meio de estudos econométricos que evidenciaram serviços de baixa qualidade com custos elevados. Intervenções políticas na nomeação de dirigentes e funcionários em geral explica parte deste problema. Como resultado, há um elevado endividamento das estatais, cuja solução tem sido a transferência de custos de outras atividades essenciais, como saúde, educação e segurança pública para cobrir o déficit das estatais.<sup>24</sup>

Por outro lado, algumas questões contrárias às privatizações podem ser levantadas, dentre elas: (i) as privatizações não produziriam benefícios financeiros e operacionais suficientes a se justificar; (ii) as demissões trariam impactos na economia a curto e longo prazo; (iii) a eficiência seria transferida aos acionistas e administradores e os custos suportados pelos trabalhadores e consumidores; (iv) haveria falta de transparência e corrupção nos processos de privatização; e (v) estudos empíricos não considerariam o cenário macroeconômico e certas peculiaridades.<sup>25</sup>

Chong e Lopez-de-Silanes também apontam que estudos econométricos valem-se

<sup>23</sup> OECD. Privatisation in the 21st century: recent experiences of OECD Countries. Report and good practices. Paris, 2009.

<sup>24</sup> CHONG, A. e LOPEZ-DE-SILANES, F. (orgs). Privatization in Latin America. Myths and reality. Stanford University Press and World Bank, 2005.

<sup>25</sup> *Ibid.*



de grande amostra de dados pré e pós-privatização, cujos indicadores resultam em crescimento econômico, em que empresas no mundo inteiro apresentaram maior lucratividade nas empresas privatizadas, com redução dos custos unitários, aumento da produção, níveis reduzidos ou constantes de emprego e aumento nos investimentos, havendo melhoras nos indicadores de eficiência, em face da reestruturação das empresas, com maior desempenho caso continuassem sob propriedade do Estado. Dados ainda apontam que estatais poluem mais do que empresas privadas. O fato é que empresas privadas deficitárias entram em processo de falência, ao passo que empresas estatais deficitárias consomem recursos públicos indefinidamente.<sup>26</sup>

As demissões<sup>27</sup>, por outro lado, aumentam a eficiência da atividade empresarial e permitem aumentos significativos nos salários<sup>28</sup>, realocando empregados ineficientes em outras atividades, ou até mesmo os excluindo do mercado. Se por um lado há recontrações e alguns desempregados, por outro lado há ganhos na economia em razão da correta realocação do capital humano, segundo o melhor rendimento que cada qual pode oferecer na atividade desempenhada. Como resultado, têm-se maior eficiência, pois a maioria dos trabalhadores de estatais recebem muito e produzem pouco. Como resultado deste processo de realocação dos empregados no mercado, aumenta-se a riqueza e a distribuição de renda, com incremento no total de recursos disponíveis na economia. Apesar das privatizações resultarem em ganhos de bem-estar para uns e perdas para outros, o balanço é positivo e justifica as privatizações em prol do interesse coletivo.<sup>29</sup>

Em geral, as privatizações não apoiam a existência de exploração do consumidor com a privatização. Ainda que haja casos de diminuição do acesso ao serviço ou produto, piora na distribuição e redução da qualidade de bens e serviços, com aumentos abusivos nos preços, tratam-se de casos isolados que se justificam pelo não atendimento dos pressupostos teóricos definidos mencionados na subseção anterior, até porque os

---

<sup>26</sup> *Ibid.*

<sup>27</sup> No entanto, ressalte-se que Programas de Demissões Voluntárias (PDV), empreendidos antes das privatizações, não são benéficos às estatais, pois, em geral, são os melhores funcionários que acabam aceitando o programa, e esses mesmos costumam ser recontraçados após a privatização. Assim, a estatais acabam perdendo a boa fatia de seus funcionários e tendo prejuízos em razão da perda ou da recontração destes.

<sup>28</sup> Na Costa do Marfim, o emprego aumentou 3,9% após a privatização (1990 a 2001) e a remuneração cresceu 8,5% ao ano. Europa Oriental (1997), em 4 empresas houve aumento do emprego em 23%, em 6 empresas foi estável e em 7 empresas houve perda de 44% (setores sobrecontraçados). No Brasil (década de 90), houve perda de 48% dos empregos, mas seguido de aumentos salariais, sendo similar no México, Malásia e Argentina (CHONG, A. e LOPEZ-DE-SILANES, F. (orgs). Privatization in Latin America. Myths and reality. Stanford University Press and World Bank, 2005).

<sup>29</sup> *Ibid.*

referidos estudos econométricos, utilizados por Segundo Chong e Lopez-de-Silanes, apontam que as privatizações resultaram em aumentos substanciais na lucratividade das empresas e, conseqüentemente, em uma maior arrecadação de tributos, em benefício de toda a sociedade.

Entretanto, cumpre pontuar que nem sempre empresas Estatais são ineficientes. A ineficiência está mais relacionada com a gestão e o arcabouço jurídico do que com a atividade em si, como intervenção política nas nomeações de cargos, normas protecionistas, monopolísticas, inexistência de efetivo controle de atos de concentração e ausência de um mercado de capitais. Com isso, torna-se necessário instituir um conjunto de normas e instituições que propiciem segurança jurídica aos investidores, mediante um modelo de governança corporativa, a criação de uma agência reguladora independente e um sistema regulatório efetivo, objetivando a captação de recursos para fazer frente aos investimentos necessários.

### **1.3. Análise de casos de sucesso e de fracasso das privatizações na experiência internacional**

No Reino Unido, houve a privatização de dez empresas de serviço público de distribuição de água no ano de 1989, em um setor em que há o monopólio natural na prestação do serviço. Muitas críticas foram levantadas na ocasião. O processo foi marcado pela criação de uma agência reguladora independente, objetivando assegurar o cumprimento das obrigações legais em relação à qualidade da água e questões de saúde pública e incentivos, com vistas a manter o equilíbrio entre os interesses privados (*shareholders*) e públicos (*stakeholders*). A tarifa passou a ser regulada pelo modelo *price cap* por incentivos, mediante controle de preços com apropriação dos ganhos por eficiência (na forma de fatores de ajuste). Como resultado dessas medidas, estudos estatísticos apontaram um retorno satisfatório de lucro e a prestação de um serviço adequado.<sup>30</sup>

Na América Latina, a privatização de alguns bancos justificou-se pelo fraco desempenho. Problemas de gestão que afetavam a economia do país, face à dificuldade de garantir empréstimos devido ao elevado endividamento das instituições financeiras. Na Argentina, alguns bancos regionais gastavam um terço dos gastos públicos em

---

<sup>30</sup> OGDEN, S. e WATSON, R. Corporate performance and stakeholder management: balancing shareholder and customer interests in the U.K. privatized water industry. *Academy of Management Journal*, v. 42, nº 5, 1999, p. 526.

algumas províncias, o que motivou a privatização de 50% dos bancos regionais. Contudo, casos malsucedidos levaram a crises econômicas no Chile e no México.<sup>31</sup>

Também existem casos malsucedidos nas privatizações na América Latina. Em Porto Rico e Trinidad Tobago, a privatização da companhia de água levou a aumento de preços sem melhoria aparente na qualidade do serviço, pois privatizou-se a comercialização da água e manteve-se a infraestrutura física com o Estado. Isso resultou em que a atividade mais lucrativa, que é a comercialização da água, ficasse com a iniciativa particular, ao passo que a atividade que mais demanda capital intensivo, que compreende toda a infraestrutura de captação, transporte e distribuição de água, permanecesse com o Estado.<sup>32</sup>

Apesar de não haver uma receita geral que possa trazer sucesso a todo e qualquer tipo de privatização, percebe-se que os exemplos supracitados não seguiram alguns dos pressupostos teóricos analisados.

Por outro lado, evidências na América Latina apontam que as privatizações levaram a ganhos de bem-estar, especialmente no setor de telecomunicações (revisão tecnológica), ferrovias, águas e eletricidade.<sup>33</sup>

As privatizações na Rússia apontam que, de 1992 a 1994, 70% das empresas foram adquiridas por acionistas nacionais (*insiders*), havendo uma reestruturação limitada, pois os *insiders* não abriram as empresas para investimentos internacionais. Pautou-se por um processo cleptocrata, em que empresas de alto potencial foram transferidas para um pequeno grupo de empresas de investidores a preços reduzidos. Contudo, a concorrência e as restrições de utilização de recursos públicos melhoraram a economia. Houve melhoras na eficiência, mas aumentaram-se as desigualdades. O ano de 2007 foi marcado pela privatização de três companhias, sob o valor de US\$ 18,3 bilhões.<sup>34</sup>

Na Alemanha existem restrições para a propriedade estatal segundo a Lei Orçamentária, em que o Governo Federal somente participa de uma empresa privada se: (i) há interesse importante do Governo Federal e o propósito não pode ser alcançado melhor ou mais economicamente do que de qualquer outra forma; (ii) o passivo contingente do governo é limitado a um valor fixo; (iii) o Governo tem influência adequada no conselho de administração, supervisão ou em órgão de supervisão

---

<sup>31</sup> *Ibid.*

<sup>32</sup> CHONG, A. e LOPEZ-DE-SILANES, F. (orgs). Privatization in Latin America. Myths and reality. Stanford University Press and World Bank, 2005

<sup>33</sup> *Ibid.*

<sup>34</sup> *Ibid.*

equivalente; (iv) o relatório anual de contas é preparado e auditado nos termos da lei. Além disso, o Governo examina, a cada dois anos, se as empresas devem continuar na propriedade do Estado ou serem privatizadas.<sup>35</sup>

A China iniciou na década de 70 uma reforma econômica de liberalização da economia, tendo, em 1979, implantado o livre mercado, com a liberação de preços e descentralização na tomada de decisão. Com isso, o setor não estatal já representava 62% do PIB em 1998, com a redução da participação estatal na produção industrial de 78% (1978) para 28% (1999). Em 1996, houve a falência de 3.400 *Joint Ventures Cooperatives*. Esses problemas se justificaram, entre outros aspectos, pelos conflitos na tomada de decisão, decorrente da transição do Estado socialista (institucional) para o capitalismo de livre mercado. Somente em 2007, foram arrecadados US\$ 54,7 bilhões com a privatização de companhias e, em 2012, mais da metade das companhias estatais foram registradas como companhias privadas. Ainda assim, as dez maiores companhias chinesas ainda são estatais, incluindo as do setor de energia elétrica.<sup>36</sup>

Entretanto, a China é um caso isolado no setor elétrico. Líder na geração mundial de energia elétrica<sup>37</sup>, o setor é uma questão geopolítica estratégica, em que nem sempre grandes margens de lucro na operação de aquisição é o principal objetivo perseguido. No Brasil, a China detém a maior quantidade de ações de companhias privadas de geração de energia elétrica<sup>38</sup>, sendo que tais aquisições ocorreram em um cenário de intensos prejuízos para grande parte das companhias privadas de geração de energia, o que somente se explica pelo valor estratégico que a geração de energia elétrica tem para os chineses.<sup>39</sup>

A despeito de existir um movimento de reestatização de empresas na Europa, este ocorreu substancialmente no setor de ferrovias. Para o setor de água, os custos de nacionalização seriam muito caros e aponta-se haver perda de eficiência. Segundo

---

<sup>35</sup> *Ibid.*

<sup>36</sup> OECD. *Privatisation in the 21st century: recent experiences of OECD Countries*. Report and good practices. Paris, 2009.

<sup>37</sup> Em 2012, a China passou a deter a maior capacidade instalada de geração de energia elétrica do mundo, atingindo 1.245 GW, em 2014, fatia esta que representava 21% da capacidade global, sendo que 70% da sua rede foi construída há menos de 15 anos. (Conselho Empresarial Brasil-China. Carta Brasil-China. 18ª Edição. Dezembro de 2017).

<sup>38</sup> A China Three Gorges (CTG) assumiu a liderança no ranking nacional de geração, com 8,27 GW (gigawatts) de potência instalada (Valor Econômico. Estatais chinesas já lideram o setor elétrico privado no país. 2016).

<sup>39</sup> Em 2017, a KPMG e o Instituto Acende Brasil publicaram estudo EVA que aponta a baixa rentabilidade do setor elétrico, de 2011 a 2016, com prejuízo de 103,5 bilhões de reais. (KPMG e Instituto Acende Brasil. EVA (Economic Value Added) analysis - Brazilian Electricity Sector.

Michael Roberts<sup>40</sup>, "desde a privatização, as empresas de água investiram 150 bilhões de libras em serviços melhores e um ambiente mais limpo depois de anos de falta de dinheiro sob propriedade pública". Segundo a Revista Global Water Intelligence<sup>41</sup>, a água na Inglaterra é mais barata do que em vários países onde a propriedade é mista ou está em mãos do estado, incluindo Holanda e Dinamarca.<sup>42</sup>

Contudo, Dieter Helm<sup>43</sup>, aponta que o que é necessário é investimentos e gerenciamento de longo prazo sólidos, apoiados por regulamentação sensata, independentemente de os recursos serem públicos ou privados. "Nem a nacionalização nem a privatização, nem o monopólio nem a concorrência, resolvem qualquer um desses".<sup>44</sup>

Com este panorama internacional sobre as privatizações, importa agora analisar especificamente o caso das privatizações das concessionárias de distribuição de energia elétrica, segundo os pressupostos teóricos tratados neste capítulo, com vistas a avaliar se existem ou não benefícios nestas operações e quais os pressupostos devem ser seguidos para que as privatizações sejam bem-sucedidas.

## **2. A Necessidade De Privatização Das Concessionárias De Distribuição De Energia Elétrica Da Eletrobras**

### **2.1. Os benefícios das privatizações do setor elétrico brasileiro na década de 90**

Entre os anos 50 e 70, o modelo do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) foi pautado pela centralização das operações, através da Eletrobras. Justificava-se pela extensão geográfica do país e a ênfase na geração de energia hidrelétrica, assim como por fatores políticos e econômicos relacionados ao crescimento impulsionado pelo Estado.<sup>45</sup>

Na década de 80, o modelo chegou à sua exaustão, principalmente pela falta de estímulo para melhoria da eficiência microeconômica, refletindo na crise no financiamento do setor público após a crise da dívida externa, e que se seguiu à

---

<sup>40</sup> Michael Roberts é diretor-executivo da Water UK, órgão de comércio da indústria.

<sup>41</sup> Global Water Intelligence. The price of water in the world's megacities. Oxford, 2018.

<sup>42</sup> FORD, Jonathan e PLIMMER, Gill. Returning the UK's privatised services to the public. Financial Times. Londres, 2018.

<sup>43</sup> Dieter Helm é professor de política energética na Universidade de Oxford e analista de longa data de empresas britânicas.

<sup>44</sup> FORD, Jonathan e PLIMMER, Gill. Returning the UK's privatised services to the public. Financial Times. Londres, 2018.

<sup>45</sup> FERREIRA, Carlos Kawall Leal. A privatização do Setor Elétrico no Brasil. In: PINHEIRO, Armando Castelar e FUKASAKU, KIICHIRO. A Privatização no Brasil: O caso dos Serviços de Utilidade Pública. BNDES. Brasília, 1998.

inadimplência do México de 1982, crise que levou várias empresas de serviços públicos a apresentarem altos e insustentáveis níveis de endividamento. Como resultado, o SEB deixou uma herança de US\$ 25 bilhões da conta CRC<sup>46</sup> e expressivo sucateamento das instalações.<sup>47</sup>

Certas características do SEB impediram que se copiassem modelos estrangeiros. Primeiro, as características técnicas de predominância da geração hidrelétrica, despacho centralizado e um sistema interligado de transmissão. Segundo, a estrutura acionária, em que o Governo Federal era proprietário dos ativos de geração e transmissão e os governos estaduais dos ativos de distribuição. Terceiro, a necessidade de grandes investimentos em ativos de geração resultante do aumento da demanda de energia elétrica, não suprida com investimentos adequados naqueles últimos dez anos, especialmente na classe residencial, devido à falta de financiamento.<sup>48</sup>

Para a reestruturação do SEB, foi contratada a consultoria inglesa Coopers & Lybrand, encomendada pela Eletrobras, com o objetivo de estudar o sistema hidrotérmico do Brasil e estabelecer um mercado de energia elétrico competitivo. Foi recomendada a criação de um mercado atacadista de energia, um operador independente de transmissão e uma agência reguladora independente, com vistas a regular e fiscalizar todas as atividades, assim como proceder aos ajustes e revisões das tarifas de distribuições através do preço teto (*price cap*), permitindo a apropriação de ganhos por eficiência.

Com a implementação do novo modelo, a partir das Leis nº 8.987/95, nº 9.074/95, nº 9.427/96 e nº 9.648/98, começa-se a romper o modelo centralizado, mediante a utilização de licitações concorrenciais, o que impulsionou investimentos privados. Seguiu-se também a reforma do RE-SEB e a criação de agentes institucionais.

Em suma, as reformas levaram: (i) a uma desverticalização do setor elétrico com a separação das atividades de geração, transmissão e distribuição; (ii) os segmentos de produção e comercialização passaram a ser atividades competitivas com preços contratados e definidos pelo mercado; (iii) livre acesso dos geradores e consumidores às redes de transmissão e distribuição; (iv) criação do Mercado Atacadista de Energia

---

<sup>46</sup> A Conta de Resultados a Compensar (CRC) tinha como objetivo compensar as diferenças entre os custos das distribuidoras para poder manter as tarifas de energia elétrica uniformes em todo o país. Foi planejada para ser um mecanismo de soma zero. Com as intervenções do governo no reajuste das tarifas de energia, com o objetivo de conter a inflação, houveram significativos endividamentos das distribuidoras e, como consequência, um déficit de US\$ 25 bilhões (FERREIRA, Carlos Kawall Leal. A privatização do Setor Elétrico no Brasil. In: PINHEIRO, Armando Castelar e FUKASAKU, KIICHIRO. A Privatização do Setor Brasil: O caso dos Serviços de Utilidade Pública. BNDES. Brasília, 1998).

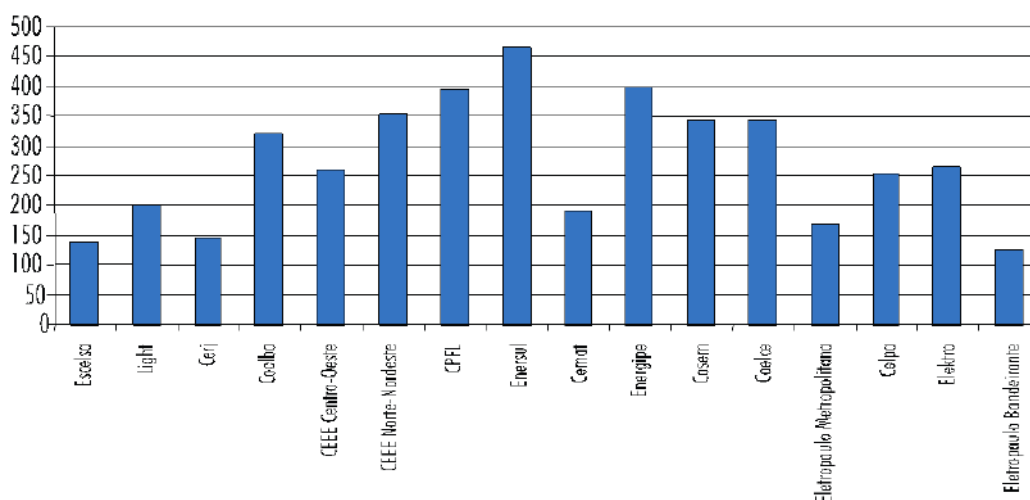
<sup>47</sup> *Ibid.*

<sup>48</sup> *Ibid.*

Elétrica – MAE, hoje Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE; (v) criação da ANEEL (Lei nº 9.427/96); e (vi) instituição do Operador Nacional do Sistema Elétrico – NOS.

Neste contexto, várias empresas estaduais foram privatizadas na década de 90, inclusive a Gerasul, desmembrada da Eletrosul, que tinha como ativos geração e transmissão de energia. Diversas empresas estaduais foram federalizadas, com transferência direta de controle para a Eletrobras, tendo por objetivo serem privatizadas, como Cemat, Ceal, Ceron, Cepisa e Eletroacre<sup>49</sup>, mas por razões políticas não o foram àquela época, causando significativos prejuízos, conforme será visto mais adiante. O Gráfico 1 aponta o valor de venda das distribuidoras estaduais segundo o valor de venda em dólar por MWh (megawatt hora).

O Gráfico 1 – valor de venda das distribuidoras em dólar por MWh<sup>50</sup>



Fonte: Citibank

Em 1988, estimava-se que se todas as empresas do SEB fossem privatizadas, ter-se-ia uma receita de US\$ 50 bilhões ao final. Estimava-se, naquele ano, um crescimento anual de 5,88% e a necessidade de aporte de US\$ 36 bilhões no Plano Decenal (1998-2007). O estudo feito pela DRI/McGraw Hill, em 1997, apontou que, em 2020, o Brasil

<sup>49</sup> FERREIRA, Carlos Kawall Leal. A privatização do Setor Elétrico no Brasil. In: PINHEIRO, Armando Castelar e FUKASAKU, KIICHIRO. A Privatização no Brasil: O caso dos Serviços de Utilidade Pública. BNDES. Brasília, 1998.

<sup>50</sup> FERREIRA, Carlos Kawall Leal. A privatização do Setor Elétrico no Brasil. In: PINHEIRO, Armando Castelar e FUKASAKU, KIICHIRO. A Privatização no Brasil: O caso dos Serviços de Utilidade Pública. BNDES. Brasília, 1998.

deveria aumentar 3,5 vezes o consumo, com uma capacidade instalada de geração de 124 GW (gigawatts) no sistema elétrico, o que classificou o Brasil como o país mais atraente para investir no setor elétrico.<sup>51</sup> No entanto, em janeiro de 2018, o Brasil contava com a capacidade instalada de 160,3 GW de capacidade instalada.<sup>52</sup>

Com esse panorama, percebe-se que o Brasil detém grande parte das condições para a privatização das distribuidoras subsidiárias da Eletrobras, segundo os marcos teóricos definidos, restando agora analisar questões como a modelagem jurídico-econômica do processo de privatização.

## **2.2. Circunstâncias específicas que fundamentam a privatização das distribuidoras da Eletrobras**

As concessionárias de distribuição subsidiárias da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras), quais sejam, Companhia Energética do Piauí S.A. (Cepisa), Companhia Energética de Alagoas S.A. (Ceal), Companhia de Eletricidade do Acre S.A. (Eletroacre), Centras Elétricas de Rondônia S.A. (Ceron), Boa Vista Energia S.A. e Amazonas Distribuidora de Energia S.A. (AmE), encontram-se em processo de privatização e/ou foram recentemente privatizadas. São todas sociedades anônimas, de economia mista e capital fechado, integralmente controladas pela Eletrobras, em razão desta deter a maioria ou a totalidade das ações.

No entanto, o processo se iniciou efetivamente em 1998, quando a Eletrobras celebrou o Contrato nº 425/TN com o Tesouro Nacional, nos termos da Medida Provisória (MP) nº 1.755-9, de 14/12/98<sup>53</sup>, no encontro de contas da Eletrobras com o Fundo da RGR, em que o Tesouro Nacional recebeu créditos relativos ao contrato de financiamento celebrado pela Eletrobras com Itaipu, com fluxo de recebíveis em dólares americanos, e a Eletrobras recebeu em crédito a utilização de bens e direitos integrantes do Fundo da Reserva Global de Reversão (RGR)<sup>54</sup>, utilizados para adquirir e melhorar a condição financeira das distribuidoras para então privatizá-las. Ocorre que o leilão, objeto do Edital

---

<sup>51</sup> *Ibid.*

<sup>52</sup> MME. Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro. Junho, 2018.

<sup>53</sup> A MP foi reeditada 37 vezes, e hoje encontra-se vigente com força de lei, porquanto a Constituição Federal de 1988, à época, não previa a caducidade da MP caso não fosse aprovada pelo Congresso Nacional, como ocorre desde a EC nº 32, de 11 de setembro de 2001.

<sup>54</sup> A Reserva Global de Reversão é um encargo do setor elétrico, cobrado de todas as concessionárias de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, tendo por objetivo prover recursos para a reversão ou encampação das concessões, mas também tem sido utilizada para financiar a expansão e melhorias destas atividades. *Vide* Lei nº 5.655/71.



de 03 de dezembro de 1998, foi deserto, e somente em 2017 que se retomaram as discussões sobre a privatização.

Em razão de sucessivos prejuízos, o Conselho de Administração da Eletrobras<sup>55</sup> não renovou as concessões das distribuidoras, que seria nos termos da Lei nº 12.783/2013, tendo sido as mesmas designadas para a prestação dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica até a conclusão do processo de licitação para contratação de novo concessionário, nos termos da Portaria do Ministério de Minas e Energia (MME) nº 388, de 26 de julho de 2016.<sup>56</sup>

Desde então, as distribuidoras têm recebido o valor mensal aproximado de R\$ 200 milhões, oriundo de empréstimos da RGR, que são pagos por todos os consumidores do país. Mesmo com esse adicional de receita, as distribuidoras imputaram à Eletrobras o prejuízo de R\$ 7 bilhões, em 2016, e R\$ 4,2 bilhões, em 2017.<sup>57</sup>

No processo de privatização, coube ao MME organizar o leilão de licitação da nova concessão e à Eletrobras promover a liquidação de suas subsidiárias, com o custo estimado de R\$ 20 bilhões. Para o novo contrato de concessão, a ANEEL flexibilizou por cinco anos os parâmetros das tarifas, numa média de 10%. Esse aumento tarifário para os cinco primeiros anos do contrato vai gerar uma receita de R\$ 140 milhões por mês ao novo concessionário, 30% menor que o valor atualmente recebido pelas distribuidoras estatais. Com isso, a Eletrobras deverá assumir R\$ 11,2 bilhões em dívidas das distribuidoras para que elas sejam vendidas pelo preço simbólico de R\$ 50 mil cada uma. Ganha a concessão o participante que oferecer o maior aporte de capital e o menor aumento tarifário calculado pela ANEEL, e caso a concorrência zere o valor tarifário, serão feitas ofertas pelo valor da outorga, em que o vencedor será a empresa que oferecer o maior valor ao Tesouro.<sup>58</sup>

A SefidEnergia do TCU realizou análise jurídica, econômica e financeira sobre a privatização e o modelo adotado pela Eletrobras<sup>59</sup>. Relatórios conclusivos apontaram: (i)

---

<sup>55</sup> 165ª Assembleia Geral Ordinária da Eletrobras, ocorrida em 22/07/2016.

<sup>56</sup> As condições gerais foram estabelecidas na Portaria MME nº 468, de 04/12/2017, e específicas nas Portarias do MME nº 420/2016 para AmE, nº 421/2016 para Eletroacre, nº 422/2016 para Ceron, nº 423/2016 para Cepisa, nº 424/2016 para Ceal e nº 425/2016 para Boa Vista.

<sup>57</sup> Canal Energia. TCU aprova edital de venda das distribuidoras. Sueli Montenegro. 30 mai. 2018.

<sup>58</sup> *Ibid.*

<sup>59</sup> Nos termos do art. 70 e 71 da Constituição Federal de 1988, compete ao TCU apreciar os processos de desestatização incluídos (i) no Programa Nacional de Desestatização (PND), conforme disposto no art. 2º, c/c art. 18, VIII da Lei nº 9.491/97, e (ii) no Programa de Parcerias de Investimentos (PPI), conforme disposto nos arts. 5º e 6º, IV da Lei nº 13.334/2016, bem como as prorrogações e relicitações de contratos de parceria de investimentos, conforme disposto no art. 11 da Lei nº 13.448/2017. Em 20 de junho de 2018,

condição de precariedade da prestação do serviço público de energia elétrica nas regiões abrangidas pelas distribuidoras federais e riscos de degradação no regime de prestação temporária; (ii) situação de insustentabilidade econômico-financeira das distribuidoras, mesmo com recursos do fundo da RGR para cobrir o déficit de caixa da Eletrobras no período de designação, recursos os quais os consumidores daquelas regiões deverão arcar; e (iii) precariedade da gestão operacional das empresas.

O TCU avaliou e auditou as Distribuidoras em todas as relevantes dimensões do *valuation*<sup>60</sup>, por meio de dois estudos conduzidos por distintos consórcios. Apurou-se as dívidas e contingências, segundo auditorias *due diligences* (tributária, cível, trabalhista, ambiental, atuarial e regulatória) e apuração dos balanços recentes das companhias. Como resultado, constatou-se que foram realizados aportes pela Eletrobras em suas Distribuidoras no valor de R\$ 22,9 bilhões (valores corrigidos pela SELIC até jun/17) desde o ano 2000, tendo a  *Holding* Eletrobras um crédito a receber de R\$ 7,3 bilhões, conforme as demonstrações de dezembro de 2016, apontadas na Tabela 3.

O TCU destaca que a privatização seria a opção menos gravosa para a sociedade e de menor impacto, já que as concessões não foram renovadas e as empresas serão liquidadas em dezembro<sup>61</sup> caso não sejam privatizadas, o que trará significativos impactos financeiros à Eletrobras e, conseqüentemente, à União Federal.<sup>62</sup>

A liquidação trará um custo mínimo estimado de R\$ 16,6 bilhões para a Eletrobras, exigindo da União um aporte financeiro de R\$ 10,6 bilhões. Contudo, a União deverá ressarcir à Eletrobras os ativos das distribuidoras ainda não amortizados, que em seguida serão repassados ao novo controlador. Esse custo seria de aproximadamente R\$ 3,7 bilhões, enquanto o valor das concessões (*valuation*) auditadas totalizam a quantia de R\$ 10,7 bilhões.<sup>63</sup>

A Exposição de Motivos nº 126/2016 MPDG/MME, da MP nº 735/2016, convertida posteriormente na Lei nº 13.360/2016, elenca os benefícios da privatização das distribuidoras, a saber: (i) evita o ônus da União em apurar e indenizar os bens

---

o TCU publicou a Instrução Normativa nº 81, que dispõe sobre a fiscalização dos processos de desestatização de empresas estatais em que a União tenha participação.

<sup>60</sup> Conceitua-se *valuation* como o processo pelo qual estima-se o valor de uma empresa, atribuindo-se um preço justo e o valor do retorno de investimento de suas ações.

<sup>61</sup> Inicialmente a liquidação ocorreria em julho de 2018, conforme a Portaria MME nº 388, de 26 de julho de 2016, mas, entretanto, o prazo foi prorrogado até 31 de dezembro de 2018, nos termos da Portaria MME nº 246, de 12 de junho de 2018, e também por decisão do Conselho de Administração da Eletrobras, de 30 de junho de 2018.

<sup>62</sup> TCU. TC 035.916/2016-8. Desestatização das distribuidoras da Eletrobras. 2018.

<sup>63</sup> *Ibid.*

reversíveis, que deverão ser avaliados pela ANEEL antes da licitação das concessões; (ii) evita ônus aos funcionários, credores e fornecedores no caso da liquidação das distribuidoras; (iii) preserva empregos diretos e indiretos, contratos de fornecimento de equipamentos e direito de credores; e (iv) traz maior celeridade e continuidade do serviço público prestado.

Detalhada as questões jurídico-econômicas que apontam a situação deficitária e as condições inerentes ao término das outorgas de concessões das distribuidoras – que justificam a privatização imediata das mesmas – passa-se a analisar os pressupostos jurídico-regulatórios utilizados na modelagem da privatização das distribuidoras, segundo os marcos teóricos analisados no primeiro capítulo.

### **2.3. Pressupostos jurídico-regulatórios utilizados na modelagem da privatização das Distribuidoras da Eletrobras**

Conforme visto, o Brasil já possui um sistema regulatório sólido e apto à privatização, uma agência reguladora independente (ANEEL), lei de falências (Lei nº 11.101/2005), agência de controle de atos de concentração de mercado (CADE – Lei nº 12.529/2011), um modelo corporativo empresarial consolidado, boas práticas de governança, auditoria financeira e um mercado de capitais internacionalmente reconhecido (B3).<sup>64</sup>

Sendo assim, a análise que ora se propõe irá se restringir ao modelo do processo de privatização, segundo o procedimento adotado para a transferência dos ativos aos novos concessionários, assim como as disposições jurídico-regulatórias que devem ser atendidas para garantir a modicidade tarifária e a correspondente atualidade e continuidade do serviço público de distribuição de energia elétrica.<sup>65</sup>

O Edital do Leilão nº 2/2018-PPI/PND<sup>66</sup>, do Programa de Parcerias de Investimentos (PPI) e do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

---

<sup>64</sup> A B3 S.A. foi criada em março de 2017, a partir da integração da BM&FBOVESPA e da Cetip, consolidando-se como uma das principais empresas de infraestrutura de mercado financeiro no mundo, com atuação em ambiente de bolsa e de balcão. Sociedade de capital aberto – cujas ações (B3SA3) são negociadas no Novo Mercado –, a Companhia integra os índices Ibovespa, IBrX-50, IBrX e Itag, entre outros. Reúne ainda tradição de inovação em produtos e tecnologia e é uma das maiores em valor de mercado, com posição global de destaque no setor de bolsas.

<sup>65</sup> A prestação de serviço público adequado é o que satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas. (art. 175, parágrafo único, inciso IV, da Constituição Federal de 1988, c/c art. 6º, § 1º, da Lei nº 8.987/95)

<sup>66</sup> O Edital tem como objeto a concessão de serviço público de distribuição de energia elétrica associada à alienação de ações das distribuidoras de energia elétrica: (i) Amazonas Distribuidora de Energia S.A., (ii)

(BNDES), prevê que a forma de privatização se dará mediante a alienação de 90% das ações ordinárias do capital social das distribuidoras (*Indirect privatisation*), com oferta de 10% das ações ordinárias aos funcionários ativos e aposentados (*Management or employee buy-out*).

Segundo o Edital, a justificativa da desestatização se dá pela necessidade de reestruturação das distribuidoras, com o objetivo de (i) melhorar o desempenho e a gestão operacional, (ii) expandir e melhorar a rede de distribuição para aumentar o atendimento da qualidade do serviço prestado, (iii) aumentar o lucro conforme o capital investido dos acionistas, e (iv) melhorar o atendimento à população e expansão de economia mediante criação de novos negócios ou ampliação dos empreendimentos existentes nas regiões atendidas pelas distribuidoras. Com isso, será possível às distribuidoras se submeterem efetivamente ao regime tarifário *price cap*, possibilitando ajustes operacionais significativos.

O TCU aponta que as concessões de distribuição podem ser prorrogadas sem pagamento de outorga à União, com base no art. 7º da Lei nº 12.783/2013, o que atende o conceito de serviço público adequado, ou mediante licitação combinada da concessão com a venda do controle das empresas. Eventual crédito de outorga deverá ser integralmente revertido à União e depositado na Conta Única.

Segundo o TCU, o § 1º-A do art. 8º da Lei nº 12.783/2013 traz a possibilidade de a União licitar a concessão com a alienação do controle acionário das distribuidoras, sem a reversão prévia dos bens vinculados à concessão. Constitui forma de autorização implícita para modelagem econômico-financeira que traz benefícios à Eletrobras, viabilizando a licitação das concessões sem ônus financeiro significativo, com fulcro nos princípios da motivação, razoabilidade, proporcionalidade e prestação adequada do serviço. Por sua vez, o Decreto nº 9.192/2017, que regulamenta a Lei nº 12.782/2013, possibilita que seja feita a licitação da concessão associada à transferência de controle de empresa sob controle da União, desde que atendidos certos requisitos impostos ao controlador. Com isso, O TCU aprovou o edital de privatização das distribuidoras, todos os requisitos para a privatização foram devidamente atendidos, tendo dito que os valores das dívidas que serão assumidos pela Eletrobras serão definidos pelo PPI. <sup>67</sup>

---

Boa Vista Energia S.A., (iii) Companhia de Eletricidade do Acre, (iv) Companhia Energética de Alagoas, (v) Companhia Energética do Piauí e (vi) Centrais Elétricas de Rondônia S.A.

<sup>67</sup> TCU. TC nº 035.916/2016-8. Desestatização das distribuidoras da Eletrobras. 2018.

As distribuidoras Cepisa<sup>68</sup>, Eletroacre<sup>69</sup>, Ceron<sup>70</sup>, Boa Vista<sup>71</sup> e Amazonas Energia<sup>72</sup> foram privatizadas em 2018, mediante homologação do resultado pelo BNDES. Contudo, a distribuidora Ceal<sup>73</sup> foi privatizada somente em 2019, cujo impeditivo se deu em razão de ação judicial ajuizada pelo Estado de Alagoas, que obteve êxito em suspender liminarmente o Leilão da distribuidora por decisão do Ministro Ricardo Lewandowski do Supremo Tribunal Federal. No entanto, referida decisão foi posteriormente revogada pelo Ministro Ricardo Lewandowski, por entender que haveria *periculum in mora* inverso caso a distribuidora fosse impedida de ser privatizada, o que resultaria na sua liquidação e danos ainda maiores para a empresa e os empregados.<sup>74</sup>

### **Considerações Finais**

Pode-se concluir que as privatizações no mundo têm sido benéficas ao Estado e à sociedade, especialmente quando atendidos certos pressupostos jurídico-econômicos, porquanto cessam o dispêndio de recursos públicos destinados a setores essenciais para cobrir o déficit de empresas estatais, caracterizadas por ineficiência na grande maioria das vezes.

---

<sup>68</sup> O BNDES homologou o resultado da licitação da CEPISA, na data de 29 de agosto de 2018, tendo a empresa Equatorial Energia S/A sido a vencedora do Leilão da CEPISA, com Índice Combinado de Deságio na Flexibilização Tarifária e Outorga de 119,00. (BNDES. Leilão nº 2/2018-PPI/PND. Comunicado Relevante nº 15. Aviso de Homologação).

<sup>69</sup> O BNDES homologou o resultado da licitação da licitação da Eletroacre, na data de 5 de outubro de 2018, tendo a empresa Energisa S/A sido a vencedora em relação ao leilão da concessão de serviço público de distribuição de energia elétrica associada à alienação das ações da Eletroacre, com oferta de Índice Combinado de Deságio na Flexibilização Tarifária e Outorga de 31,00. (BNDES. Comunicado Relevante nº 18. Aviso de Homologação).

<sup>70</sup> O BNDES homologou o resultado da licitação da licitação da Ceron, na data de 5 de outubro de 2018, tendo a empresa Energisa S/A sido a vencedora em relação ao leilão da concessão de serviço público de distribuição de energia elétrica associada à alienação das ações da Ceron, com oferta de Índice Combinado de Deságio na Flexibilização Tarifária e Outorga de 21,00. (BNDES. Comunicado Relevante nº 18. Aviso de Homologação).

<sup>71</sup> O BNDES homologou o resultado da licitação da licitação da Boa Vista, na data de 5 de outubro de 2018, tendo o Consórcio Oliveira Energia – ATEM sido o vencedor em relação ao leilão da concessão de serviço público de distribuição de energia elétrica associada à alienação das ações da Boa Vista, com oferta de Índice Combinado de Deságio na Flexibilização Tarifária e Outorga de 0,00. (BNDES. Comunicado Relevante nº 18. Aviso de Homologação).

<sup>72</sup> O Consórcio Oliveira Energia – ATEM sagrou-se vencedor do Leilão nº 2/2018-PPI/PND, em relação a concessão de serviço público de distribuição de energia elétrica associada à alienação de ações da Amazonas Energia, cuja Proposta Econômica resultou no Índice de Deságio na Flexibilização Tarifária e Outorga de 0,00. (BNDES. Leilão nº 2/2018-PPI/PND. Comunicado Relevante nº 36. Aviso de Resultado Definitivo – Leilão da Amazonas Energia).

<sup>73</sup> O BNDES homologou a alienação de ações da CEAL em 13 de fevereiro de 2019, com a adjudicação pela Equatorial Energia S/A, pela Proposta Econômica ofertante de Índice de Deságio na Flexibilização Tarifária e Outorga de 0,00. (BNDES. Leilão nº 2/2018-PPI/PND. Comunicado Relevante nº 41. Aviso de Homologação.)

<sup>74</sup> STF. Ação Cível Originária n. 3.132-DF. Min. Rel. Ricardo Lewandowski. Proferida em 29.11.2019. Publicada no DJE em 30.11.2018.

Verificou-se que as privatizações do SEB também foram benéficas ao Brasil, pois construíram um marco regulatório sólido que tem permitido a entrada de capital para fazer frente à crescente demanda por energia no Brasil.

Foi possível constatar que as distribuidoras subsidiárias da Eletrobras trouxeram significativos prejuízos, tendo sido um péssimo negócio o exercício destas atividades, especialmente pelo fato de haverem ingerências políticas nas nomeações e definição de salários, que certamente são as principais causas dos déficits evidenciados.

Por outro lado, apresentou-se que a melhor solução seria a imediata privatização destas distribuidoras, pois as concessões das mesmas não foram renovadas e, caso não sejam privatizadas, haveria a liquidação das empresas com a consequente assunção de dívidas exorbitantes por parte da Eletrobras e, conseqüentemente, da própria União, resultando em demissões de todos os funcionários e descontrações com fornecedores, o que certamente não coaduna com os princípios do interesse público e do serviço público adequado.

A privatização das distribuidoras, no entanto, enfrentou resistência de sindicatos de classe laboral, assim como de parcela de políticos e do próprio Poder Judiciário, cujos interesses parecem não estarem de acordo com a tomada de decisão que melhor atenda ao interesse público almejado. As justificativas contrárias às privatizações, nesse sentido, são bem distintas no caso das distribuidoras, pois restou evidenciado que as concessões hoje se encontram vencidas, cuja prestação do serviço de distribuição de energia elétrica tem sido conduzida de forma temporária e precária, com prejuízos na ordem de R\$ 200 milhões por mês enquanto não são privatizadas.

A despeito de todos os esforços que têm sido envidados pela União, verificou-se que houve pouca publicidade e transparência no processo de privatização das distribuidoras, inclusive com a instauração de audiências públicas para permitir maior diálogo e aproximação com os *stakeholders*. Trata-se de processo fundamental para conferir maior legitimização ao processo e reduzir a resistência de parcela das partes interessadas. Esse objetivo poderia ter sido atingido por meio de panfletos, vídeos informativos, debates, seminários e propagandas.

Maiores esclarecimentos aos *stakeholders* sobre a distinção do processo de privatização das distribuidoras com os das demais subsidiárias da Eletrobras (Furnas, Chesf, Eletrosul e Eletronorte) poderiam ter evitado ou reduzido os entraves judiciais que protelaram em alguns meses as privatizações. São casos distintos que não guardam semelhança entre si, especialmente pelo fato de que as distribuidoras se encontram em

condições econômico-financeiras insustentáveis e seriam liquidadas até 31 de dezembro se não fossem privatizadas.

Por fim, ressalte-se que a privatização das distribuidoras irá proporcionar significativos investimentos na rede de distribuição das concessionárias atendidas, que hoje encontram-se com alguns dos piores indicadores de qualidade DEC e FEC<sup>75</sup>, que são os índices que apuram a qualidade do serviço prestado aos seus respectivos usuários.

## **Referências Bibliográficas**

ANEEL. Indicadores coletivos de continuidade (DEC e FEC). Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/indicadores-coletivos-de-continuidade>>. Acesso em 28 jun. 2018.

BNDES. Leilão nº 2/2018-PPI/PND. Comunicado Relevante nº 15. Aviso de Homologação. Disponível em: <<https://www.bndes.gov.br/wps/wcm/connect/site/99962b9e-768e-475e-9cb8-55b8bd28b2c7/comunicado-relevante-15.pdf?MOD=AJPERES&CVID=mm7s3rB>>. Acesso em 18 mar. 2019.

BNDES. Comunicado Relevante nº 18. Aviso de Homologação. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/wcm/connect/site/860b668b-e782-4cee-bec5-38f13d506079/Comunicado+Relevante+19+Homologa%C3%A7%C3%A3o+ELETROACRE%2C+BOA+VISTA+E+CERON++Site.pdf?MOD=AJPERES&CVID=mpklm.7>>. Acesso em 18 mar. 2019).

BNDES. Leilão nº 2/2018-PPI/PND. Comunicado Relevante nº 36. Aviso de Resultado Definitivo – Leilão da Amazonas Energia. Disponível em: <<https://www.bndes.gov.br/wps/wcm/connect/site/2b654300-37ea-48ce-8a79-74c761e9b4f9/Comunicado-Relevante-36-Resultado-Definitivo-AMAZONAS-ENERGIA-internet.pdf?MOD=AJPERES&CVID=mwEKP02>>. Acesso em 18 mar. 2019.

---

<sup>75</sup> Visando manter a qualidade na prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, a ANEEL exige que as concessionárias mantenham um padrão de continuidade e, para tal, edita limites para os indicadores coletivos de continuidade, DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora). Os indicadores são apurados pelas distribuidoras e enviados periodicamente para a ANEEL para verificação da continuidade do serviço prestado, representando, respectivamente, o tempo e o número de vezes que uma unidade consumidora ficou sem energia elétrica para o período considerado (mês, trimestre ou ano), o que permite que a Agência avalie a continuidade da energia oferecida à população. (ANEEL. Indicadores coletivos de continuidade DEC e FEC).

BNDES. Leilão nº 2/2018-PPI/PND. Comunicado Relevante nº 41. Aviso de Homologação. Disponível em:

<https://www.bndes.gov.br/wps/wcm/connect/site/7fd49fb3-7f93-4660-8d9d-a4d3a7559f26/Comunicado-Relevante-41-Homologacao-CEAL.pdf?MOD=AJPERES&CVID=mzEh5Pd>>. Acesso em 18 de mar. 2019).

BUGE, M., EGELAND, M., KOWALSKI, P., SZTAJEROWSKA, M. State-owned enterprises in the global economy: reason for concern?. VOX, 2013. Disponível em: <<https://voxeu.org/article/state-owned-enterprises-global-economy-reason-concern>>.

Acesso em: 6 mai. 2018.

Canal Energia. TCU aprova edital de venda das distribuidoras. Sueli Montenegro. 30 mai. 2018. Disponível em: <<https://www.canalenergia.com.br>>. Acesso em: 31 mai. 2018.

Conselho Empresarial Brasil-China. Carta Brasil-China. 18ª Edição. Dezembro de 2017. Disponível em: <<http://www.cebc.org.br/>>. Acesso em 8 jul. 2018

CHONG, A. e LOPEZ-DE-SILANES, F. (orgs). Privatization in Latin America. Myths and reality. Stanford University Press and World Bank, 2005. Disponível em: <<https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/7461?locale-attribute=en>>.

Acesso em 27 jun. 2018.

DONALDSON, T. & PRESTON, L.. The Stakeholder Theory of the Corporation: Concepts, Evidence, and Implications. Academy of Management Review, v. 20, nº 1, 1995.

FERREIRA, Carlos Kawall Leal. A privatização do Setor Elétrico no Brasil. In: PINHEIRO, Armando Castelar e FUKASAKU, KIICHIRO. A Privatização no Brasil: O caso dos Serviços de Utilidade Pública. BNDES. Brasília, 1998.

FORD, Jonathan e PLIMMER, Gill. Returning the UK's privatised services to the public. Financial Times. Londres, 2018. Disponível em: < <https://www.ft.com/content/90c0f8e8-17fd-11e8-9e9c-25c814761640>>. Acesso em 23 nov. 2018.

Global Water Intelligence. The price of water in the world's megacities. Oxford, 2018. Disponível em: <https://www.globalwaterintel.com/global-water-intelligence-magazine/19/9/the-list/the-price-of-water-in-the-world-s-megacities>>. Acesso em 23 nov. 2018.

HEIJ, Christiaan; DE BOER, Paul; FRANCES, Philip Hans; KLOEK, Teun; VAN DIJK, Herman K. Econometric Methods with Applications in Business and Economics. OXFORD, 2004.

KIKERI, S. e NELLIS, J. Privatization in competitive sectors: the record to date. World



Bank Policy Research Working Paper 2860, 2002.

KPMG e Instituto Acende Brasil. EVA (Economic Value Added) analysis - Brazilian Electricity Sector. Disponível em:

<<https://assets.kpmg.com/content/dam/kpmg/br/pdf/2018/03/br-rentabilidade-no-setor-eletrico-eng.pdf>>. Acesso em 07 mai. 2018

MEGGINSON, W., NETTER, J., From state to market: a survey of empirical studies on privatization. *Journal of Economic Literature*, 2000. Disponível em: <<http://www.oecd.org>>. Acesso em 06 mai. 2018.

MME. Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro. Junho, 2018. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/energia-eletrica/publicacoes/boletim-de-monitoramento-do-sistema-eletrico/boletins-2018>>.

Acesso em 7 ago. 2018.

OECD. Best Practice Principles for Improving Regulatory Enforcement and Inspections. France, 2013. Disponível em: <<http://www.oecd.org>> Acesso em 24 ago. 2017.

\_\_\_\_\_. Good practice guidance on internal controls, ethics, and compliance. Disponível em: <<http://www.oecd.org>>. Acesso em 28 jun. 2018.

\_\_\_\_\_. Introductory Handbook for Undertaking Regulatory Impact Analysis (RIA). Paris, 2008. Disponível em: <<http://www.oecd.org>>. Acesso em 28 jun. 2018.

\_\_\_\_\_. Privatisation in the 21st century: recent experiences of OECD Countries. Report and good practices. Paris, 2009. Disponível em: <<http://www.oecd.org>>. Acesso em 28 jun. 2018.

\_\_\_\_\_. Recent Privatization Trends in OECD Countries. Paris, 2001. Disponível em: <<http://www.oecd.org>>. Acesso em 28 jun. 2018.

OGDEN, S. e WATSON, R. Corporate performance and stakeholder management: balancing shareholder and customer interests in the U.K. privatized water industry. *Academy of Management Journal*, v. 42, nº 5, 1999, p. 526-538.

ONU. United Nations Office on Drugs and Crime (UNODC). An Anti-Corruption Ethics and Compliance Programme for Business: a practical guide. 2012. Disponível em: <<https://www.unodc.org>>. Acesso em 28 jun. 2018.

Sheshinski, Eytan, and Luis F. López-Calva. 2003. "Privatization and Its Benefits: Theory and Evidence." In K. Basu, P. Nayak, and R. Ray, eds., *Markets and Governments*. Oxford, U.K.: Oxford University Press.z

STF. Ação Cível Originária n. 3132. Relator Min. Ricardo Lewandoski. Proferida em 29.11.2019. Publicada no DJE em 30.11.2018. Disponível em: <

<http://portal.stf.jus.br/processos/downloadPeca.asp?id=15339156524&ext=.pdf>.

Acesso em 18 mar. 2019.

TCU. TC nº 035.916/2016-8. Desestatização das distribuidoras da Eletrobras. 2018.

United States Government. A Resource Guide to the U.S. Foreign Corrupt Practices Act.

2012. Acesso em: <<http://www.justice.gov>>. Acesso em 28 jun. 2018.

Valor Econômico. Estatais chinesas já lideram o setor elétrico privado no país. 2016.

Disponível em: <<https://www.valor.com.br/empresas/4740833/estatais-chinesas-ja-lideram-o-setor-eletrico-privado-no-pais>>. Acesso em 8 jul. 2018.

WILKINSON, Peter. Business Principles for Countering Bribery. Transparency International. 2015. Disponível em: <<http://www.transparency.org>>. Acesso em 28 jun. 2018.

### **Biografia Do Autor**

**Ms. C. Yuri Schmitke Almeida Belchior Tisi**, graduado em Direito pelo Centro Universitário de Brasília (UniCEUB), pós-graduado em Direito de Energia Elétrica pelo UniCEUB e Mestre em Direito e Políticas Públicas pelo UniCEUB. É sócio da Girardi & Advogados Associados desde 2012, atuando na área de direito de energia elétrica. Presidente Executivo e fundador da Associação Brasileira de Recuperação Energética de Resíduos (ABREN). Recebeu o título Master no curso EU Clean Energy Pack, Florence School of Regulation, European University Institute, Florence, Itália, e o prêmio de 2º colocado no Concurso Cultural de Melhores Projetos de Eficiência Energética no 15º Congresso Brasileiro de Eficiência Energética. Membro do Instituto Brasileiro de Estudos do Direito de Energia (IBDE) e da Sociedade Brasileira de Planejamento Energética (SBPE).

E-mail: [yuri@girardiadvocacia.com.br](mailto:yuri@girardiadvocacia.com.br) ou [yuri@abren.org.br](mailto:yuri@abren.org.br)



9789895486908