



Ancis

CAIO CÉSAR TORRES CAVALCANTI

Coordenador



Como (re)acelerar a transição energética ibero-americana em um mundo pós-COVID-19?

23 a 27 de novembro de 2020

100% on-line e ao vivo

www.evex.energy

Lisboa, Portugal

Confira os *highlights* do EVEx
2020 no QR Code abaixo ou
[clique aqui](#).



Patrocínio Ouro:



GOVERNO
DIFERENTE.
ESTADO
EFICIENTE.

Patrocínio Prata:



Patrocínio Bronze:

Rolin | Viotti | Leite Campos



Agência para a Energia



Apoio:



Promoção e Realização:



O EVEx e o Coordenador desta publicação 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 Científico e Organizador do EVEx 2020. O EVEx e o Coordenador 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 EVEx e de seu Coordenador. 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 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.

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
(eDOC BRASIL, Belo Horizonte/MG)

EVEx - Energy Virtual Experience (2020)

Anais do EVEx 2020 - Energy Virtual Experience [livro eletrônico] / Energy Virtual Experience, 23-27 novembro 2020; coordenador Caio César Torres Cavalcanti - Lisboa: EVEx, 2021.
326 p.

Formato: PDF

Requisitos de sistema: Adobe Acrobat Reader

Modo de acesso: <https://evex.energy>

Inclui bibliografia

ISBN 978-989-33-2532-2

1. Política energética - Ibero-América. 2. Transição energética - Congresso. I. Cavalcanti, Caio César Torres. II. Título.

CDD 333.7932

Elaborado por Maurício Amorim Júnior - CRB6/2422

Capa:

Caio Justino

Projeto Gráfico e Diagramação:

Raphael Lemes

Revisão:

Célio Rodrigues



COMITÊ CIENTÍFICO E ORGANIZADOR

Caio César Torres Cavalcanti (Coordenação)

Investigador Científico – FCT/Universidade de Coimbra

Alfonso Blanco Bonilla

Secretário Executivo – OLADE

Andrés Chambouleyron

Diretor-Gerente – Berkeley Research Group

Ana Carla Gomes Petti

Presidente – MegaWhat Consultoria

Carlos Henggeler Antunes

Professor Catedrático – Universidade de Coimbra

Fábio Veiga

Presidente – IBEROJUR

Fernanda Delgado

Professora e Assessora – FGV Energia

Filipe Matias Santos

Diretor de Serviços Jurídicos – ERSE

Francisco Paes Marques

Professor Auxiliar – Universidade de Lisboa

Gustavo De Marchi

Presidente – Comissão de Energia/CFOAB

Hirdan Katarina de Medeiros Costa

Professora Colaboradora – PPGE/USP

Isabel González Ríos

Professora Catedrática – Universidade de Málaga

Prefácio

Em 11 de março de 2020, a Organização Mundial de Saúde declara a pandemia de COVID-19, causada pelo vírus denominado novo coronavírus (Sars-Cov-2). Nesse momento, a humanidade passa a vivenciar uma série de desafios, incluindo o isolamento social e a parada de atividades econômicas e industriais para conter o espraiamento desse perigoso vírus.

Não obstante esse cenário, nosso querido, Caio Cavalcanti surge com dois projetos formidáveis: o primeiro, foi o E-book "Energia em Tempos de Pandemia", cujo objetivo foi debater as modificações e os principais obstáculos do setor de energia durante esse período extremo; e, o segundo, o EVEx 2020 – Energy Virtual Experience, evento totalmente online, suportado pela Sympla, e envolvendo profissionais da América Latina e da Península Ibérica.

Dessa forma, a multiplataforma do EVEx 2020 focalizou o tema moderno e atual, consistente nos denominados "3Ds" do fenômeno da transição para a economia de baixo carbono e para as energias limpas – descarbonização, descentralização e digitalização –, particularmente sob o olhar dos efeitos da COVID-19 e na discussão de soluções conjuntas, direcionadas à superação da desaceleração energética e da crise econômica global, especialmente, em Portugal, na Espanha, no Brasil e em outros países latino-americanos, como Argentina, Chile, Colômbia, Equador, México, Panamá, Peru e Uruguai.

Dentro de incrível contorno, verificamos um engajamento de diversos acadêmicos e profissionais do setor de energia para uma participação efetiva durante os dias de 23 a 27 de novembro de 2020, ocasionando um rico debate e contribuições científicas que ilustram a presente Obra, resultado das apresentações da *Energy Virtual Academy*.

Destarte, o Eixo *Energy Virtual Academy* foi extremamente multidisciplinar com acadêmicos de diversas áreas do saber, o que potencializou as visões e soluções para os problemas enfrentados pelo setor de energia durante a pandemia e também em uma era de transição energética. Encontramos inúmeros brilhantes expositores nas palestras realizadas, o que demonstra a riqueza de temas constantes dessa Obra.

Como o leitor há de averiguar nas páginas adiante, os Anais do EVEx 2020 traz desde o aparato conceitual de transição energética, considerando os desafios da pandemia, o papel da legislação aos inúmeros casos e temas correlatos, como saneamento básico, gás natural, energia elétrica, energias renováveis, economia circular, hidrogênio e captura e estocagem de carbono.

Sem dúvida é imperioso que os leitores se debrucem sobre cada um dos artigos integrantes desses Anais e percebam suas metodologias, resultados e propostas, que contribuem para o enriquecimento do debate corrente no setor de energia rumo à economia de baixa emissão de carbono. Cada um desses trabalhos espelha o esmero de pesquisadores ávidos a divulgarem suas investigações científicas decorrentes de árduo e sistemático trabalho.

E, sabendo disso, quem participou do EVEx 2020 sente enorme orgulho e prazer por fazer parte dessa história, que venham muitos outros EVEx, com resultados instigantes e inspiradores para termos a real visualização da colaboração de todos em prol da construção de ideias e propostas com a pretensão de solucionar os problemas vivenciados hodiernamente pela sociedade.

Boa leitura!



Hirdan Katarina de Medeiros Costa

Mestre, Doutora e Pós-Doutora em Energia
Professora Colaboradora PPGE/USP
Pesquisadora Visitante PRH 33.1

A Primeira Edição do EVEx

A primeira edição do EVEx apostou em uma inovadora abordagem transnacional e multidimensional para chamar à reflexão sobre a (re)aceleração da transição energética ibero-americana em um mundo pós-COVID-19, reunindo representantes de instituições públicas, empresariais, académicas, associativas e cooperativas para partilha de conhecimentos, experiências, boas práticas e (possíveis) diretrizes para consecução da meta de emissões líquidas nulas de gases de efeito estufa até 2050.

E muito enriquecedores foram os diálogos e as trocas realizados, prestando os Anais ora publicados testemunho claro tanto da seriedade do organizador do evento, quanto da qualidade de seus participantes, que, aliás, já se tinha demonstrado nas interessantíssimas apresentações orais e nos dinâmicos debates que a elas se seguiram nos painéis da experiência Energy Virtual Academy – tendo, na posição de moderadora, a feliz oportunidade de aproveitá-los e com eles aprender.

Esta obra captura a excelência e a plurivarietade de temáticas discutidas ao longo do evento, prestando inequívoco contributo à formação de um acervo ibero-americano interdisciplinar para investigação, diagnóstico e endereçamento dos desafios e problemas comuns compreendidos na transição energética.

A importância e a centralidade que a descarbonização dos setores energéticos ocupa atualmente, bem como o reconhecimento de que somente a partir de esforços combinados, cooperados, conjugados e plurisubjetivos, envolvendo, em sinergia, diferentes atores (poderes públicos, sejam internacionais, regionais, estaduais e/ou locais, corporações, outras coletividades e cidadãos) e diversas áreas do saber, será possível concretizá-la – e de forma justa, equitativa e inclusiva –, tornam iniciativas como a do EVEx (e os trabalhos académicos a que deu fruto) essencialíssimas e de enaltecer.

Espera-se, diante disso, não apenas que tenha vida longa, mas inspire iniciativas análogas, parcerias, projetos, inovações e interconexões que convirjam em concretização deste objetivo globalmente partilhado.



Natália de Almeida Moreno

Docente da
Faculdade de Direito da
Universidade de Coimbra

SUMÁRIO

Apresentação —	14
Caio César Torres Cavalcanti	
CAPÍTULO I —	16
Transição Energética no Brasil: perspectivas para pós-pandemia	
Bruna Coelho da Conceição Pôjo	
CAPÍTULO II —	28
Os caminhos da transição energética: busca do equilíbrio pela atuação da legislação	
Carlos Augusto Arentz Pereira, Fernanda Delgado de Jesus	
CAPÍTULO III —	44
Amapá no Escuro: A Relevância do Direito Fundamental Ao Acesso À Energia Elétrica e o Impacto de Sua Interrupção no Exercício das Atividades Socioeconômicas	
Eduardo Correa Tavares, Danna Catharina Mascarello Luciani	
CAPÍTULO IV —	57
Energia e Saneamento Básico no Brasil: uma perspectiva para o futuro	
Eliana Maria Janequine Filippozzi, Alcino Luís Souto Martins	
CAPÍTULO V —	77
Riscos dos Programas de <i>Compliance</i> no setor de energia no período de pandemia: propostas de mitigação	
Fernanda da Silva Soares, Mariane de Matos Aquino	
CAPÍTULO VI —	91
Projeto CARO – Simplificação e Proporcionalidade Regulatória	
Fernanda Delgado, Hirdan Katarina de Medeiros Costa, Lilian Lepol Nani Guarieiro, Kelly Angelim	
CAPÍTULO VII —	100
Transporte sustentáveis no período pós pandemia: caminho para a retomada	
Gabriel Pabst da Silva, Carlos Augusto Arentz Pereira	
CAPÍTULO VIII —	114
A regulação do transporte e da distribuição de gás canalizado no Brasil	
Gabriela Passo, Hirdan K. de Medeiros Costa, Fernanda Tomé, Thiago Brito, Edmilson Moutinho dos Santos	
CAPÍTULO IX —	128
Análise regulatória da cogeração a gás natural no estado de São Paulo	
Guilherme José do Carmo, Hirdan K. de Medeiros Costa	
CAPÍTULO X —	150
A questão energética na era dos riscos globais, repensando a legislação brasileira em prol de política energética renovável, alternativa e sustentável	
Heloísa Alva Cortez Gonçalves	

CAPÍTULO XI –	165
Normas de CCS para o Brasil: análise e cenários	
Hirdan Katarina de Medeiros Costa, Silvia Andrea Cupertino, Isabela Morrach Machado e Silva, Israel Lacerda de Araújo, Romário de Carvalho Nunes, Rodrigo Fernandes Paes	
CAPÍTULO XII –	173
Análise SWOT Aplicada ao Gás Não Convencional no Brasil	
João Carbone Neto, Pietro Salomão de Sá, Thiago Luis Felipe Brito, Hirdan K. de Medeiros Costa, Edmilson Moutinho dos Santos	
CAPÍTULO XIII –	182
O impacto das tecnologias emergentes na Economia Circular	
João Tadeu Alves dos Santos, Célio Bermann	
CAPÍTULO XIV –	194
A Decision Support Tool for Planning a Bus Rapid Transit Charging Infrastructure	
Jônatas Augusto Manzolli	
CAPÍTULO XV –	208
A cadeia produtiva do mercado de Gás Liquefeito do Petróleo (GLP) no Brasil: logística de precificação do botijão de 13kg	
Juliana Magaton Mello, Rosemarie Brôker Bone	
CAPÍTULO XVI –	222
O contexto do hidrogênio no setor rodoviário brasileiro: uma revisão da literatura	
Letícia Schneid Lopes, Celso da Silveira Cachola, Ana Clara Antunes Costa de Andrade, Evandro Mateus Moretto, Drielli Peyerl	
CAPÍTULO XVII –	234
Previsão de Preços de Energia Elétrica: Uma Análise Aprofundada da Literatura sobre Modelos e Tendências	
Lucas Barth da Silva, Roberto Zanetti Freire, Osíris Canciglieri Júnior	
CAPÍTULO XVIII –	258
Análise da Competitividade de usinas eólicas offshore no mercado de energia do Setor Elétrico Brasileiro	
Lucas Hékis da Paz	
CAPÍTULO XIX –	284
Potencialidade de armazenamento geológico de CO₂ associado ao gás natural do Pré-sal: uma análise por meio da Perspectiva Multinível	
Luis Guilherme Larizzatti Zacharias, Drielli Peyerl, Mariana Ciotta, Talita Granzinoli Vellozo Pontes, Evandro Mateus Moretto	
CAPÍTULO XX –	296
Análise do desempenho de um sistema fotovoltaico conectado à rede no sul do Brasil e comparação com um sistema localizado na Holanda	
Mateus Miranda de Novaes, Bruna Neves Prudencio	

Transição Energética No Brasil: O Renovabio e Análise das Variáveis Espaciais

Regina Neves Batista, Karina Ninni Ramos, Hirdan K. de Medeiros Costa

Environmental Impact Assessment in CO₂ geological storage projects: an approach to evaluate key issues through the DPSIR framework

Talita Granzinoli Vellozo Pontes, Luis Guilherme Larizzatti Zacharias, Drielli Peyerl, Evandro Mateus Moretto

Apresentação

O EVEx 2020 – Energy Virtual Experience foi realizado nos dias 23 a 27 de novembro de 2020, totalmente on-line e ao vivo, com o apoio de mais de 30 instituições e organizações do espaço ibero-americano.

Subordinado à questão “como (re)acelerar a transição energética ibero-americana em um mundo pós-COVID-19?”, o evento inaugurou um formato inovador composto por 4 experiências interativas de natureza profissional e científica, nomeadamente:

- 1) **Energy Virtual Talks:** conversas e debates com alguns dos mais importantes líderes e agentes das indústrias de energia de Portugal, da Espanha, do Brasil e de outros países latino-americanos;
- 2) **Energy Virtual MasterClasses:** masterclasses proferidas por personalidades detentoras de vasto conhecimento e notável percurso profissional nos (sub)setores energéticos;
- 3) **Energy Virtual Academy:** minicursos e workshops ministrados por renomados especialistas da área científica da Energia;
- 4) **Energy Virtual Expo/Business:** exposição de ideias, soluções e tecnologias inovadoras aplicáveis à (re)aceleração da transição para uma economia de baixo carbono.

Assim, durante cinco dias, o EVEx 2020 reuniu os principais *players* e *stakeholders* dos mercados de energia da Península Ibérica e da América Latina, gerando conteúdos de altíssimo nível, networking estratégico e negócios on-line.

Ao todo, foram cerca de 50 horas de transmissão em tempo real, distribuídas em mais de 30 sessões, as quais contaram com a participação de aproximadamente 100 palestrantes. Dessa forma, foram estabelecidas redes, sinergias e colaborações entre CEOs, executivos, empreendedores, membros de governos, reguladores, investidores, representantes de instituições e associações, engenheiros, juristas, pesquisadores, entre outros profissionais com atuação direta nos variados segmentos energéticos – fontes renováveis, petróleo e gás, biocombustíveis, eletricidade, eficiência energética etc.

Além disso, o EVEx 2020 organizou e lançou oficialmente o primeiro tomo da obra internacional “Energia em Tempos de Pandemia: impactos da COVID-19 nos setores energéticos ibero-americanos”, reunindo artigos de opinião de diversos agentes setoriais.

Os Anais ora publicados, por sua vez, congregam os artigos científicos que foram aprovados pelo Comitê Científico e Organizador do EVEx 2020, para serem apresentados durante a realização do evento, mais precisamente nas salas virtuais da experiência Energy Virtual Academy. São mais de vinte estudos interdisciplinares que abordam desafios e problemáticas atuais do setor de energia.

Na qualidade de Presidente e Fundador do EVEx, gostaria de parabenizar e agradecer a todos os autores participantes desta publicação, por terem elaborado excelentes contributos, centrando esforços em analisar questões tão importantes para a transição energética, a descarbonização das economias e, assim, o futuro da humanidade.

Por fim, agradecemos também aos patrocinadores do EVEx 2020, sobretudo, por terem acreditado no potencial do evento e possibilitado a concretização do mesmo. São eles: Governo do Estado de Minas Gerais e CEMIG (patrocínio ouro); REN (patrocínio prata); Comerc Energia, ADENE – Agência para a Energia, RV&LC Advogados e Telles Advogados (patrocínio bronze).

Já nos preparativos para a realização do EVEx 2021, esperamos que o EVEx 2020 tenha sido a primeira de muitas exitosas edições em prol de uma transição energética eficaz e inclusiva, especialmente, nos países do eixo ibero-americano.

Saudações energéticas!

Lisboa, em outubro de 2021.



Caio César Torres Cavalcanti
Presidente e Fundador do EVEx

Transição energética no Brasil: perspectivas para pós-pandemia

Energy transition in Brazil: perspectives for post-pandemic

Bruna Coelho da Conceição Pôjo¹

Sumário: 1. Introdução. 2. Impactos no mercado de energia. 3. Modernização do setor elétrico e transição energética. 4. Energia renovável no pós-pandemia. 5. Conclusão. Bibliografia.

Resumo: A pandemia de Covid-19 impôs o confinamento da população no Brasil e no mundo para evitar a propagação desse vírus, de modo que esta restrição na circulação causou uma drástica mudança nas atividades produtivas e de serviços, culminando em uma redução significativa da demanda por energia nos setores comercial e industrial, principalmente. Neste cenário, as reduções da demanda aumentaram a participação das energias renováveis no fornecimento de eletricidade, uma vez que sua produção não é afetada pela demanda. Observou-se então, que este cenário abriu caminho para se planejar a transição energética, já que as fontes renováveis de energia apresentam-se importantes para o futuro pós-pandemia com um país no rumo da descarbonização e da descentralização, principalmente considerando que a matriz energética brasileira é uma das que mais tem contribuição de fontes renováveis no mundo. Neste sentido, discutir a transição energética no Brasil pós-pandemia é necessário, pois para além do fato das renováveis serem responsáveis por atender, majoritariamente, a demanda atual, existe o fato de que o Brasil ainda é muito dependente da fonte hídrica, necessitando de complementariedade substancial de fontes renováveis para garantir a segurança energética no país. Assim, se discute neste artigo as perspectivas para transição energética no Brasil pós-pandemia.

Palavras-chave: Covid-19; Energia; Fontes renováveis; Pandemia; Transição energética.

Abstract: The Covid-19 pandemic imposed the confinement of the population in Brazil and in the world to prevent the spread of this virus, so that this restriction in circulation caused a drastic change in production and service activities, culminating in a significant reduction in the demand for energy in the commercial and industrial sectors, mainly. In this scenario, demand reductions increased the share of renewable energies in the supply of electricity, since their production is not affected by demand. It was observed, then, that this scenario paved the way to plan the energy transition, since renewable energy sources are important for the post-pandemic future with a country on the path of decarbonization and decentralization, especially considering that the Brazilian energy matrix is one of the most contributed by renewable sources in the world. In this sense, discussing the energy transition in post-pandemic Brazil

¹ Mestra em Energia para Sustentabilidade/Universidade de Coimbra; Especialista em Gestão de Cidades e Sustentabilidade/Universidade Federal do Pará; Engenheira Ambiental e Sanitarista/Universidade da Amazônia; brunapoj95@gmail.com.

is necessary, because in addition to the fact that renewables are mainly responsible for meeting the current demand, there is the fact that Brazil is still very dependent on the hydro energy source, needing substantial complementarity of renewable sources to ensure energy security in the country. Thus, this article discusses the prospects for energy transition in post-pandemic Brazil.

Keywords: Covid-19; Energy; Renewable sources; Pandemic; Energy transition.

1. Introdução

A eclosão da pandemia do novo coronavírus (Covid-19) no início deste ano, impôs um novo cenário no modo de vida da população, o que afetou diretamente na demanda de energia, sendo este um dos primeiros efeitos da pandemia no mundo, “a demanda global de energia diminuiu 3,8% no primeiro trimestre de 2020, com a maior parte o impacto foi sentido em março, quando as medidas de confinamento foram aplicadas na Europa, América do Norte e em outros lugares” (IEA, 2020, p. 3). Dados oficiais no Brasil mostram que “o período janeiro-maio fechou com queda de 4,1% do consumo no SIN com relação ao mesmo período de 2019. [...] Em março, o consumo na rede registrou queda de 0,2%, bastante acentuada em abril e maio com a disseminação das medidas de quarentena, atingindo reduções de 6,6% e 11,0%, respectivamente” (EPE, 2020a, p. 1).

Esta redução de demanda de energia, ocorreu impulsionada pela desaceleração da atividade econômica em razão das restrições à circulação das pessoas e ao isolamento social, resultando no baixo consumo de energia nos principais setores do mercado: o comercial e o industrial, que “registraram quedas de consumo expressivas no acumulado janeiro-maio. As taxas destas classes em relação ao mesmo período de 2019 foram de -9,7% e -5,6%, respectivamente, atingindo suas maiores quedas no mês de maio (-13,7% e -25,2%) (EPE, 2020a, p. 1). Em contrapartida, a demanda residencial aumentou, por conta do isolamento e suas atividades indoor, como home office, entre outras “registrou incremento acumulado de 0,3% sob influência do maior uso dos equipamentos nas residências, apesar da deterioração da renda no período” (EPE, 2020a, p. 1).

A queda na demanda de eletricidade, deflagrou mais uma crise setorial no Brasil e no mundo, de modo que atualmente espera-se “que a demanda global de eletricidade caia 5% em 2020 [...] seria o maior declínio desde a Grande Depressão e seria oito vezes a redução em 2009 devido à crise financeira global” (IEA, 2020, p. 24). A redução da demanda de eletricidade devido as medidas de lockdown, causaram impactos indiretos no mix de energia, neste cenário as fontes renováveis estão atendendo a demanda atual de energia enquanto que as outras fontes sofreram reduções.

“As reduções da demanda aumentaram a participação das energias renováveis no fornecimento de eletricidade, uma vez que sua produção não é afetada pela demanda. A demanda caiu por todas as outras fontes de eletricidade, incluindo carvão, gás e energia nuclear. Em nossa projeção para 2020, a demanda global de eletricidade cairia 5%, com reduções de 10% em algumas regiões. Fontes de energia com baixa emissão de carbono ultrapassariam em muito a geração a carvão em todo o mundo, estendendo a liderança estabelecido em 2019” (IEA, 2020, p. 22).

O Brasil é um país com ampla oferta de fontes de energia alternativa, estas fontes são responsáveis pela maior parte da geração energética do país. Entretanto, a matriz energética brasileira ainda é muito dependente das fontes hídricas, e o isolamento social, ocasionado pela pandemia, ressaltou a importância de um fornecimento seguro de energia, de modo que dada a intermitência das renováveis, observa-se necessário a diversificação e complementariedade das fontes renováveis para garantir a segurança energética. Estudos mostram que “o cenário 100% com fontes renováveis de energia é considerado teoricamente possível, mas um aumento substancial da capacidade instalada seria necessário para apoiar a rede principalmente durante os períodos de pico de demanda (18h10pm)” (Dranka e Ferreira, 2018, p. 509).

No mundo pós-pandemia, observada a demanda por combustíveis fósseis em queda e o aumento da demanda de renováveis, será importante aproveitar esta mudança de paradigma para implementar medidas que impulsionem avanços para a transição energética com tecnologias de baixa emissão de carbono, mantendo o foco na transição para a energia mais sustentável. As “fontes de energia renováveis poderiam contribuir significativamente para a descarbonização de sistemas de energia” (Dranka e Ferreira, 2018, p. 509), mesmo para demanda que deve aumentar nos próximos anos pós-pandemia, e incentivando também a descentralização de energia.

A descentralização de produção de energia será importante, para o setor comercial por exemplo, no pós pandemia pois “se traduz em aumento na segurança de fornecimento e na criação de empregos” (Lucon e Goldemberg, 2009, p. 122), neste sentido a geração distribuída é uma alternativa ao horário de pico e se utilizada no arranjo de cogeração, o sistema também poderá trazer benefício de calor e frio distribuído, sendo um sistema eficiente energeticamente.

“O Brasil ainda está aquém de muitos países desenvolvidos, como Estados Unidos e membros da União Europeia, em formulação de políticas públicas de eficiência energética. Tais países podem ser usados como referência para definição de legislações brasileiras futuras. [...] Entre as ações que precisam ser desenvolvidas para aumentar a conservação energética ressaltam-se: a modernização da indústria, a diversificação da malha de transportes, a implementação de políticas de combate ao desperdício de energia e de normas de eficiência energética mais rigorosas. Aprimorar os instrumentos legais de incentivo ao uso racional de energia no país, junto a ações que promovam o planejamento de médio e de longo prazos, a diversificação da matriz energética nacional é imprescindível para reduzir o risco de uma escassez de energia no país, como já ocorrido no passado” (Altoé et.al., 2017, p. 295).

Neste sentido, a pandemia da Covid-19 enfatizou a necessidade de formulação de políticas públicas de eficiência energética para a sustentabilidade do sistema, pois não há mais lugar para desperdícios em nenhum setor. O pós-pandemia deverá ser pautado na sustentabilidade com formulação de novas políticas públicas para que o setor energético seja mais descarbonizado e diversificado, para garantir a segurança energética de modo a ser mais eficiente.

Assim, passado o primeiro semestre de 2020, observando o novo cenário com dados atualizados,

começaram a surgir algumas perspectivas para o futuro sobre os impactos nos costumes e como este novo cenário irá modificar o gerenciamento ao lado da demanda – *demand side management* – de energia. Alguns setores da sociedade responsáveis por gerar emprego, já observam que é possível reduzir custos com o controle e conservação de energia, neste sentido a eficiência energética assume um papel estratégico para o pós-pandemia, capaz de ser uma das ferramentas a se utilizar para reerguer a economia através do consumo consciente dos recursos, para um mundo mais sustentável e com maior número de cidades inteligentes.

Para discutir sobre as perspectivas da transição energética no Brasil pós-pandemia, foi realizada uma coleta de dados de revisão bibliográfica, por meio de jornais científicos, documentos governamentais e de agências internacionais de energia, caracterizando o estudo em questão em uma pesquisa exploratória de natureza qualitativa.

2. Impactos no mercado de energia

Devido a pandemia, milhares de pessoas estão confinadas em suas casas, utilizando o home office para continuarem trabalhando em contrapartida em função das restrições de circulação houve uma mudança das atividades produtivas e de serviços, culminando em uma redução significativa da demanda por energia.

“Quase a totalidade das empresas (95%) adotaram medidas em relação aos seus colaboradores em resposta à crise. As medidas mais adotadas foram o afastamento de empregados do grupo de risco e a promoção de campanhas de informação e prevenção, com medidas extras de higiene na empresa, ambas adotadas por 65% das empresas industriais. Também se destacam entre as medidas o trabalho domiciliar (home office), adotado por 61% das empresas, a concessão de férias para parte dos empregados, adotada por 50%, e o afastamento de empregados com sintomas, adotado por 49% das empresas” (CNI, 2020, p. 7-8).

De acordo com a Empresa de Pesquisa Energética - EPE, em uma comparação básica do primeiro semestre do ano de 2019 o mesmo período no ano de 2020 a demanda de energia diminuiu 11.620.825 MW.h nos principais setores, conforme a Tabela 1. Nota-se que o mês de abril, maio e junho foram os meses de maior diminuição da demanda devido a promulgação de decretos de restrições mais rígidos de isolamento social como o lockdown por grande parte dos Estados brasileiros. Mesmo que no geral os setores apresentem a diminuição na demanda de energia, o setor residencial apresentou um aumento nos meses de restrição mais rígidas de isolamento social que forçou as pessoas a permanecerem em casa, sendo estes os meses de março, abril e junho.

Quadro 1. Diferença da demanda de energia entre 2020 e 2019.

Janeiro	2019	12.971.020	13.887.700	8.124.449	6.646.794	-476.641
	2020	12.907.146	13.484.902	8.042.107	6.719.167	
Fevereiro	2019	12.668.477	13.540.082	8.211.110	6.743.993	-478.082
	2020	12.370.223	13.724.462	8.019.796	6.571.099	
Março	2019	12.425.542	14.043.077	8.055.489	6.620.808	-203.854
	2020	12.446.062	14.065.344	7.816.731	6.612.925	
Abril	2019	11.609.747	13.898.677	7.782.356	6.427.625	-2.617.037
	2020	12.307.654	12.156.039	6.394.935	6.242.740	
Maio	2019	11.972.400	14.197.677	7.768.699	6.566.432	-4.441.938
	2020	11.808.551	12.259.595	5.816.245	6.178.879	
Junho	2019	11.073.973	13.823.289	7.140.534	6.407.534	-2.815.609
	2020	11.392.720	12.521.874	5.611.818	6.103.309	
Julho	2019	10.975.055	14.095.317	6.914.890	6.317.746	-587.664
	2020	11.703.240	13.863.844	5.936.000	6.212.260	

Fonte: Acervo do autor - Adaptado da EPE, 2020b.

“A queda na circulação de pessoas, ainda que da forma emergencialmenteposta, tem proporcionado mudanças de hábitos e de costumes na sociedade, incluindo uma rápida ampliação e disseminação do trabalho remoto” (EPE, 2020c, p. 9). Desta forma, o setor tem sentido um atraso nos investimentos, redução de demanda e perdas, devido a esta diminuição de atividade. Desta forma, observa-se outro impacto no mercado de energia gerando uma situação paradoxal a ser resolvida, devido à redução de demanda no setor comercial e industrial em contrapartida ao aumento da demanda residencial, que está acompanhada da maior inadimplência e das perdas não técnicas, o que exigirá das concessionárias uma mudança nas taxas de energia devido a mudança nos encargos setoriais e encargos de transmissão.

Na tentativa de diminuir a proliferação do vírus, as restrições de circulação causaram uma redução das atividades dos principais setores industriais e comerciais o que ocasionou também um substancial redução do consumo de carvão e de petróleo. “A demanda global por carvão foi a mais atingida, caindo quase 8% em relação ao primeiro trimestre de 2019. Três razões convergiram para explicar essa queda. A China uma economia baseada no carvão - foi o país mais atingido pela Covid-19 no primeiro trimestre; o gás barato e o crescimento contínuo das energias renováveis em outros lugares desafiaram o carvão; e o clima ameno também limitou o uso de carvão” (IEA, 2020, p. 3).

Neste sentido, no Brasil verifica-se uma provável resposta dos biocombustíveis. “O Brasil tem desenvolvido, historicamente, políticas públicas de incentivo à maior inserção de biocombustíveis, o que tornou possível a participação, cada vez mais expressiva, dessas fontes renováveis na matriz veicular. O início das operações da Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio), deve ter suas metas de aquisição adequadas face a esta nova realidade” (EPE, 2020c, p. 11). Assim, este planejamento do futuro pós-pandemia deve ser pensando levando em consideração estas mudanças de paradigma, será necessário então medidas governamentais de suporte.

“Estima-se um aumento progressivo da circulação de pessoas no segundo semestre de 2020, com o regresso às atividades laborais e o retorno do comércio mundial. Além disso, consideram-se mudanças parciais de comportamento na sociedade brasileira após

o fim das medidas de distanciamento social, em função das experiências da população nesse período, como uma maior relevância do trabalho remoto e crescente influência do comércio digital e das entregas domiciliares [...] os desdobramentos da pandemia do novo coronavírus são ainda mais impactantes na população brasileira, havendo a necessidade de afastamento social por um período de 7 meses" (EPE, 2020c, p. 13).

Será de vital importância que novas políticas públicas de energia pós-pandemia sejam adotadas, a partir de então, para garantir o fornecimento de energia aos consumidores residenciais e a serviços essenciais. Sendo preciso uma união de forças de cunho jurídico-regulatório e econômico-financeiro para o equilíbrio do mercado de energia futuro no Brasil. O que se tem atualmente em termos de políticas públicas é a Portaria nº 6.335, de 8 de abril de 2020, em que a Diretoria Colegiada da ANEEL instituiu o Gabinete de Monitoramento da Situação Elétrica decorrente da calamidade pública atinente à pandemia do novo coronavírus. Suas atribuições fundamentais são a identificação de impactos, o monitoramento constante e a coordenação de estudos e propostas de solução para a preservação do equilíbrio na relação entre todos os agentes do setor elétrico, da qualidade do serviço prestado ao consumidor e da modicidade tarifária.

3. Modernização no setor elétrico e transição energética

"Não se pode negar que, em resposta a pressões populares, o apelo pela energia limpa se encontra sobre a mesa das grandes autoridades mundiais. E que, embora os combustíveis fósseis ainda precisem ser usados por bastante tempo, a transição energética está em curso" (Chambriard, 2020, p. 6). A transição energética trata de uma mudança profunda na estrutura econômica, social e política no sentido de sair da dependência de combustíveis fósseis para optar pela diversificação da geração renovável de energia, diminuindo em emissão de gases de efeito estufa e a poluição atmosférica.

"No entanto, enquanto a pressão social aumenta, aumentam também as dificuldades de se viabilizar um modelo de negócio em prol da redução de emissões, em um cenário de preços em queda. A desaceleração do consumo de petróleo, iniciada pela queda de demanda da China e complementada pelo desentendimento entre a Arábia Saudita e Rússia (acerca das ações a tomar em prol da estabilidade dos preços do cru) e pelo Coronavírus, levou as companhias a se reinventar para ajustar seus portfólios a um novo e ainda menor preço do petróleo cru: o petróleo a menos de US\$ 30/barril. Como as empresas se comportarão em relação a queda do preço do petróleo? Diversas delas já anunciaram cortes de despesas e redução e postergação de investimentos. E a história mostra que grandes quedas nos preços do petróleo no mínimo postergam investimentos em geral, principalmente os referentes à inserção de novas fontes de energia" (Chambriard, 2020, p. 8).

Neste sentido a transição energética é sustentável um dos pilares das *smart cities*. No Brasil, o Ministério do Meio Ambiente e o Ministério de Minas e Energia ainda não planejam ou se planejam e ainda não esclareceram as iniciativas desta transição. As fontes renováveis de energia se apresentam

importante para o futuro pós-pandemia, no rumo da descarbonização e da descentralização.

“Por necessidade, uma transição para mais energia renovável significa eliminar gradualmente as indústrias de alto carbono que dependem de combustíveis fósseis, incluindo a mineração de carvão e a extração de petróleo e gás. No entanto, essa mudança pode impactar as economias regionais e as comunidades que dependem fortemente dessas indústrias, resultando em oposição a iniciativas e projetos - como o desenvolvimento de energia renovável - que deslocam esses setores. Garantir uma transição energética “justa” é fundamental para os objetivos mais amplos de uma economia sustentável” (RN21, 2020, p. 202).

“A transição energética em curso é uma questão complexa que demanda esforços distintos em distintas economias do globo. E as recentes quedas do preço do petróleo e pandemia do vírus arrefeceram essa discussão” (Chambriard, 2020, p. 9). A transição energética é cercada de desafios e controvérsias, porque pensar que esta transição é complicada para países desenvolvidos, então o caso do Brasil, como país em desenvolvimento, esta transição é ainda mais complicada, mas não impossível.

Principalmente que considerando que a matriz energética brasileira é uma das que mais tem contribuição de fontes renováveis no mundo. A pandemia mostrou que estas fontes estão atendendo a demanda atual, além de que deve-se levar em consideração a questão dos combustíveis fósseis que estão sendo atingida pelos impactos do Covid-19, ao contrário das energias renováveis que atingiram seu pico de lucratividade durante os meses de abril e maio, estas fontes de energia continuaram a quebrar recordes de redução de custos, mostrando ser necessário planejar investimentos futuros para este setor.

“É factível buscar a geração de energia mais limpa, a conservação de energia, a redução de desperdícios, e tudo isso junto faz muita diferença. É sobre isso que se fala quando se trata de transição energética. Uma transição para outras formas de geração de energia, em outros níveis de consumo. Transição e eficiência energética são duas faces de uma mesma moeda” (Chambriard, 2020, p. 6). No Brasil, a transição energética deve passar pela modernização do setor elétrico em termos de racionalização de custos e diminuição de perdas para garantir a segurança energética, aumentando a confiabilidade no sistema.

Sobre o futuro do setor energético global, o relatório sobre ‘Tendências Globais em Investimentos em Energias Renováveis 2020’ esclarece que as economias em desenvolvimento foram responsáveis pela maior parte do investimento global em capacidade de energias renováveis pela primeira vez em 2015, e têm mantido isso desde então, já em 2019, eles representavam US\$ 152,2 bilhões de um total mundial de US\$ 282,2 bilhões, o que consiste em uma participação de 54%. Este relatório também mostrou uma tendência de maiores investimentos para as renováveis em comparação aos investimentos em combustíveis fósseis e tecnologias nucleares, de acordo com o relatório as energias renováveis, excluindo as grandes hidrelétricas, atraíram US\$ 282,2 bilhões de investimentos em 2019,

contra isso, estima-se que os novos geradores a carvão, novas usinas a gás e novos reatores nuclear tenham recebido somando todos US\$ 99 bilhões em investimentos.

“Não se pode negar que, em resposta a pressões populares, o apelo pela energia limpa se encontra sobre a mesa das grandes autoridades mundiais. E que, embora os combustíveis fósseis ainda precisem ser usados por bastante tempo, a transição energética está em curso. O Banco Mundial, por exemplo, ajuda a destacar a importância do financiamento verde. Grandes fundos de investimento destinaram US\$ 42,3 bilhões para renováveis. Importância relevante, mas bem aquém do investimento em óleo e gás. Até mesmo bancos centrais já se dão conta de que questões de clima podem interferir em suas políticas econômicas, embora ainda haja pouca discussão a esse respeito. A Agência Internacional de Energia entende que os combustíveis fósseis não desaparecerão tão cedo [...]. Mas argumentam que, no cenário de queda de preços da solar e eólica, esses investimentos podem se tornar redundantes” (Chambriard, 2020, p. 6).

O que nos leva a observar que as energias renováveis ainda podem atingir níveis mais altos de produção e distribuição. Apesar das incertezas e desafios em torno da transição energética, acredita-se que a transformação forçada de padrões de produção e consumo ocasionados pela pandemia e o cenário atual da demanda de renovável frente as fontes não renováveis, indicou que é possível e necessária esta transição.

Adicionalmente, reforça-se a importância da defesa da segurança energética no Brasil, através da diversificação das fontes energéticas renováveis com a complementariedade entre fontes e regiões brasileiras. “A transição para um cenário 100% renovável também contribui para o objetivo de reduzir as importações de gás natural da Bolívia e, consequentemente, caminhar para a independência energética do Brasil e aumentar a segurança energética” (Dranka e Ferreira, 2018, p. 509).

4. Energia renovável no pós-pandemia

No Brasil, a crise da pandemia do novo coronavírus (Covid-19) apresentou impacto significativo na demanda de energia, no mundo enquanto a demanda de óleo, carvão, energia nuclear e gás natural diminuíram no início de 2020 devido a pandemia, a “demanda por energia renovável aumentou cerca de 1,5% no primeiro trimestre de 2020, impulsionada pela produção adicional de novos projetos eólicos e solares que foram concluídos no ano passado. Na maioria dos casos, as energias renováveis recebem prioridade na rede e não são solicitadas a ajustar sua produção para atender à demanda, isolando-as dos impactos de uma menor demanda de eletricidade” (IEA, 2020, p. 12).

Sendo que o Brasil, de acordo com o relatório sobre ‘Tendências Globais em Investimentos em Energias Renováveis 2020’, investiu US\$ 6,5 bilhões em 2019 para aumentar a capacidade de energia renovável, como mostra a Figura 1.

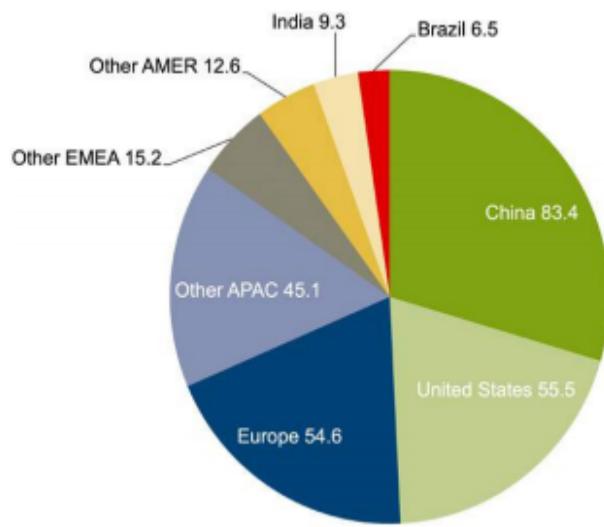


Figura 1. Investimento em capacidade de energia renovável por região, 2019.

Fonte: Frankfurt School-UNEP Centre/BNEF, 2020.

“Mais uma vez, as energias renováveis superaram as fontes de geração convencionais em termos de aumento de capacidade e investimento. Quase 78% dos gigawatts líquidos de capacidade de geração adicionados globalmente em 2019 foram em energia eólica, solar, biomassa e resíduos, geotérmica e pequenas hidrelétricas. O investimento em energias renováveis, excluindo grandes hidrelétricas, foi mais de três vezes maior do que em novas usinas de combustível fóssil. [...] O custo total, ou nivelado, da eletricidade continuou a cair para a energia eólica e solar, graças a melhorias tecnológicas, economias de escala e competição acirrada nos leilões. Para a energia solar fotovoltaica, ficou no segundo semestre de 2019 cerca de 83% menor do que na década anterior, enquanto as reduções equivalentes para energia eólica onshore e offshore foram de 49% e 51%, respectivamente” (Frankfurt School-UNEP Centre/BNEF, 2020, p. 11).

O aumento contínuo da participação dessas fontes na matriz energética, inclusive em período pandêmico, impulsiona a descarbonização do sistema, e a redução dos custos de construção de usinas eólicas e fotovoltaicas, se mostra como mais um motivo para a transição energética no Brasil, além de que a diversificação na geração e energia renovável na matriz energética brasileira garantiria segurança energética para o país.

No sentido da diversificação da geração de renovável, é necessário planejar estrategicamente o aumento da capacidade a ser instalada de renovável para o futuro do Brasil, sendo vital identificar a complementariedade entre as fontes renováveis, pois como são intermitentes (com exceção da hídrica), estas fontes não podem trabalhar como sistemas isolados. Desta forma, algumas pesquisas mostram como poderia funcionar este sistema, considerando a complementariedade entre fontes.

“Além disso, mesmo no cenário de linha de base que inclui a grande expansão da energia hidrelétrica na Amazônia, as emissões da geração de energia aumentam em 2028 em comparação com 2014, e tal cenário teria emissões maiores da transformação do uso da terra na Amazônia do que os outros cenários. Fica claro, então, que para reduzir as emissões da geração de energia entre 2014 e 2028 e ao mesmo tempo limitar a expansão da energia hidrelétrica na Amazônia, o Brasil teria que ir além do aumento da geração eólica. Uma opção seria substituir parte das usinas de combustível fóssil mais sujas por novas usinas de gás natural ou nuclear. Outra opção seria aumentar a capacidade de armazenamento construindo reservatórios de armazenamento de baixo impacto ou

avaliar o uso de baterias e mecanismos de resposta à demanda para reduzir os requisitos de geração térmica durante os horários de pico de carga. Finalmente, intervenções do lado da demanda, como eficiência de uso aprimorada ou controle de carga, podem apoiar os esforços de mitigação de emissões" (Faria e Jaramillo, 2017, p. 35).

O ponto que estes autores levantam sobre os impactos na Amazônia com os planos de construção de mais hidrelétricas na região, além do fato de que o aumento de hídricas na Amazônia não garantem a segurança energética, levou outros autores a planejar a diversificação de geração de energia levando em consideração o potencial de outras regiões em gerar energia renovável em complementariedade as hídricas, pois a matriz ainda pouco diversificada não garante segurança energética, resultando em um atendimento a demanda deficitário.

Pôjo (2019), analisou cenários que complementem as fontes hídricas na região norte do Brasil com as fontes solar e eólica nas regiões nordeste, centro-oeste, sudeste e sul. A autora utilizou o Coeficiente de Pearson para calcular os resultados para o período de 10 anos (entre 2009 e 2018) e identificou que são complementares temporalmente à fonte hídrica na região norte, as fontes: eólica na região nordeste, sudeste/centro-oeste e sul; e a solar na região nordeste. "Os resultados apontaram várias fontes e regiões possíveis que poderiam complementar as fontes hidrelétricas instaladas, como forma de diversificar a geração e aproveitar o potencial dessas fontes subutilizadas. O uso de fontes alternativas para garantir a complementariedade com a energia hidrelétrica pode permitir a otimização dos reservatórios e seu uso durante os períodos de seca" (Pôjo, 2019, p. 42).

Assim, "o cenário 100% com fontes renováveis deve ser mais explorado considerando o uso de uma abordagem de otimização e as perspectivas para o setor elétrico, como a inclusão de sistemas de armazenamento, novas capacidades de interconexões e estratégias de gestão do lado da demanda" (Dranka e Ferreira, 2018, p. 509). Adicionalmente, o planejamento energético considerando a complementariedade entre fontes renováveis é potencialmente proveitoso para o Brasil, dada a suas características demográficas, pois além de garantir segurança energética, é eficiente energeticamente e seria o ponto de partida para a transição energética no país.

5. Conclusão

A redução da demanda de energia foi um dos efeitos ocasionados pela desaceleração da atividade econômica devido as restrições quanto à circulação de pessoas e ao isolamento social decorrentes da pandemia de Covid-19 no mundo. Observou-se neste artigo, que esta redução da demanda causou impactos indiretos no mix de energia, de modo que neste contexto, as fontes renováveis se mostraram em alta, atendendo a demanda atual de energia enquanto que as outras fontes sofreram reduções. Desta forma, a pandemia da Covid-19 enfatizou a necessidade de formulação de políticas públicas voltadas para a transição energética necessária para sustentabilidade do sistema.

Sendo assim, sugere-se que o pós-pandemia deverá ser pautado buscando a eficiência energética com formulação de novas políticas públicas para que o setor energético seja mais descarbonizado e diversificado. O fato é que apesar do Brasil ter uma das matrizes mais renováveis do mundo, ainda não

há segurança energética. Neste sentido, utilizar da complementariedade entre outras fontes renováveis é vital para o país entrar nos rumos da transição energética.

Assim como no passado, momentos críticos foi o que influenciou o governo brasileiro a agir e estabelecer políticas públicas para o setor energético, de forma que neste momento de pandemia da Covid-19 não poderia ser diferente. Espera-se que o momento atual seja utilizado para traçar planos para transição energética brasileira e assim fazer o sistema ser mais eficiente energeticamente, com menos perdas e mais sustentável, pois as perspectivas para o setor energético brasileiro é que a matriz energética brasileira seja bem mais diversificada e eficiente, utilizando tanto o planejamento estratégico ao lado da oferta e ao lado da demanda.

Bibliografia

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*, v.31, p. 285-297, 2017. doi: <https://doi.org/10.1590/s0103-40142017.31890022>

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. *Portaria nº 6.335, de 8 de abril de 2020*. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-n-6.335-de-8-de-abril-de-2020-251918847>>. Acesso em: set. 2020

CHAMBRIARD, Magda. *Transição energética, efeito do COVID-19, aceleração do crescimento: no Brasil, tudo acaba em logística!* FGV Energia, abr. 2020. Disponível em: <<https://fgvenergia.fgv.br/opinioes/transicao-energetica-efeito-do-covid-19-aceleracao-do-crescimento-no-brasil-tudo-acaba-em>>. Acesso em: set. 2020

CNI. Confederação Nacional da Indústria. *Sondagem especial - Ano 20*, n. 77 (Maio 2020) – Brasília: CNI, 2020. Disponível em: <https://fieg.com.br/repositoriosites/repositorio/portalfieg/download/Pesquisas/14_05__Sond_Especial__Impactos_da_Covid19_na_Industria.pdf>. Acesso em: set. 2020

DRANKA, Géremi Gilson; FERREIRA, Paula. Planning for a renewable future in the Brazilian power system. *Energy*, v. 164, p. 496-511, 2018. doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.08.164>

EPE. Empresa de Pesquisa energética. *Boletim Técnico da 2ª Revisão Quadrimestral 2020*. Previsões de carga para a Revisão Extraordinária da Carga 2020 – 2024. Ago. 2020a. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/revisoes-quadrimestrais-da-carga>>. Acesso em: set. 2020

_____. *Consumo Mensal de Energia Elétrica por Classe (regiões e subsistemas)*. Histórico mensal, de 2004 a 2020b. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Consumo-mensal-de-energia-eletrica-por-classe-regioes-e-subsistemas>>. Acesso em: set. 2020

_____. *Impactos da pandemia de Covid-19 no mercado brasileiro de combustíveis: Reflexos na demanda de combustíveis, na oferta de derivados de petróleo, no setor de biocombustíveis, e análises*

sobre a arrecadação. Jun. 2020c. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/impactos-da-pandemia-de-covid-19-no-mercado-brasileiro-de-combustiveis>>. Acesso em: set. 2020

FARIA, Felipe A.M de; JAMARILLO, Paulina. The future of power generation in Brazil: An analysis of alternatives to Amazonian hydropower development. *Energy for Sustainable Development*, v. 41, p. 24-35, 2017. doi: <https://doi.org/10.1016/j.esd.2017.08.001>

FRANKFURT SCHOOL-UNEP CENTRE/BNEF. *Global Trends in Renewable Energy Investment*. Frankfurt School of Finance & Management, 2020. Disponível em: <<https://www.fs-unep-centre.org/global-trends-in-renewable-energy-investment-2020/>>. Acesso em: set. 2020

IEA. International Energy Agency. *Global Energy Review 2020: The impacts of the Covid-19 crisis on global energy demand and CO2 emissions*. Revised version, July 2020. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2020>>. Acesso em: set. 2020

LUCON, Oswaldo; GOLDEMBERG, José. Crise financeira, energia e sustentabilidade no Brasil. *Estudos Avançados*, v. 23, p. 121-130, 2009. doi: <https://doi.org/10.1590/S0103-40142009000100009>

PÔJO, Bruna Coelho da Conceição. *Amazon's hydroelectric power plants: Adapting the energy sector for energy security*. Dissertação (Mestrado em Energia para a Sustentabilidade na Especialidade de Sistemas Energéticos e Políticas Energéticas), Faculdade de Ciências e Tecnologia – Universidade de Coimbra, 2019.

REN21. *Renewables 2020 Global Status Report*. 2020. Disponível em: <<https://www.ren21.net/reports/global-status-report/>>. Acesso em: set. 2020

Os caminhos da transição energética: busca do equilíbrio pela atuação da legislação

Pathways of energy transition: Searching equilibria through legislation

Carlos Augusto Arentz Pereira¹

Fernanda Delgado de Jesus²

Sumário: 1. Mudanças climáticas e a premência da próxima transição energética. 2. Definição de transição energética: análise histórica. 3. Ciclos econômicos e as transições energéticas: as regras do processo. 4. A possibilidade de projeto e construção das transições energéticas 5. Projetos de lei mirando a transição energética: Constatações e preocupações. 6. Conclusão. Bibliografia.

Resumo: A intensificação do aquecimento global tem instado a sociedade, governos e empresas a uma atuação mais efetiva e urgente para mitigar este problema. As principais ações se concentram na redução da emissão de gases de efeito estufa (GEE), em especial, as oriundas de consumo energético. As políticas públicas governamentais e legislações pretendem desencadear uma nova transição energética, visando a meta de se chegar a uma economia mais sustentável de baixo carbono. Este trabalho analisa as transições energéticas mundiais históricas e qual a influência que as legislações e políticas públicas tiveram em tais processos. Foram identificadas as correlações entre as dimensões sociais, econômicas e ambientais e as condições fundamentais para os casos de sucesso. Em seguida foi discutida a possibilidade de se projetar e construir uma transição energética. A partir destes resultados, foi realizada uma avaliação crítica de algumas proposições de lei que objetivam promover e acelerar uma transição energética no Brasil.

Palavras-chave: Legislação; Energia; Transição energética; Sustentabilidade.

Abstract: Global warming intensification has urged society, governments and companies to act more effectively and urgently to mitigate this problem. Main actions focus on reducing greenhouse gases (GHGs) emission from energy consumption. Governments public policies and legislations intend to trigger a new energy transition, aiming a more sustainable low-carbon economy. This paper analyzes historical global energy transitions and what influence laws and public policies have had on such processes. Correlations between social, economic and environmental dimensions and fundamental conditions for success cases were identified. Next, the possibility of designing and building an energy transition was discussed. Based on these results, a critical evaluation of some law propositions that focus on promoting and accelerating an energy transition in Brazil was carried out.

Keywords: Legislation; Energy; Energy transition; Sustainability.

¹ Doutor em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento; Universidade do Estado do Rio de Janeiro; caarentz@eng.uerj.br

² Doutora em Planejamento Energético, FGV Energia, fernanda.jesus@fgv.br.

1. Mudanças climáticas e a premência da próxima transição energética

A aparente intensificação ao longo do tempo, dos efeitos do aquecimento do planeta e mudanças climáticas, relatados pelos cientistas do Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas (Intergovernmental Panel for Climate Changes - IPCC) e relacionados às formas de energia que vem sendo usadas pela humanidade, tem provocado diversas reações na sociedade. A interdependência essencial entre crescimento econômico e meio ambiente tem levado vários atores sociais a demandarem ou intentarem ações mitigadoras ou compensadoras principalmente no que tange à emissão de gases de efeito estufa (GEE), em especial, aquelas oriundas de consumo energético. Enquanto a sociedade global requer ações de governos e agentes econômicos, empresas respondem inventariando as emissões de seus negócios e procurando mitigá-las (WWF, 2020), representantes governamentais tentam por meio de legislação, incentivar a redução ou restringir tais emissões. Entre estas políticas públicas destacam-se os movimentos que buscam conduzir e acelerar a transição energética, visando uma economia mais sustentável, denominada de baixo carbono, com meta de eliminar estas emissões pelo uso de energia dentro de certos prazos.

O quanto estes projetos de lei ou decretos efetivamente conseguirem atingir este alvo e se esta realmente é a alternativa que trará solução ao problema do aquecimento global e suas consequências, são os principais pontos de discussão deste trabalho.

2. Definição de transição energética: análise histórica

Em primeiro lugar, é necessário entender o que vem a ser efetivamente uma transição energética. Diversos autores (FOUQUET, 2010; FOUQUET; PEARSON; 2012, SOVACOOL, 2016; SMIL, 2017) estudaram as transições energéticas históricas e identificaram quais fenômenos podem ser enquadrados como tal. Resumidamente podem ser denominados como “transição energética”:

- Mudança nos combustíveis (por exemplo, de madeira para carvão ou carvão para óleo) e suas tecnologias associadas (por exemplo, de motores a vapor para motores de combustão interna)
- Mudança na fonte de combustível para a produção de energia e as tecnologias usadas para explorar esse combustível
- Um conjunto particularmente significativo de mudanças nos padrões de uso de energia em uma sociedade, potencialmente afetando recursos, transportadores, conversores e serviços
- Mudança de um sistema econômico dependente de uma ou uma série de fontes de energia e tecnologias para outro
- O tempo que decorre entre a introdução de uma nova fonte de energia primária e sua ascensão até se tornar hegemônica no mercado.

Depreende-se que a “transição energética” não deve ser entendida somente como a troca de uma forma de energia e sua substituição integral por outro energético. A bem da verdade, não há registro ao longo do uso da energia pela humanidade, de um câmbio radical e definitivo de energético.

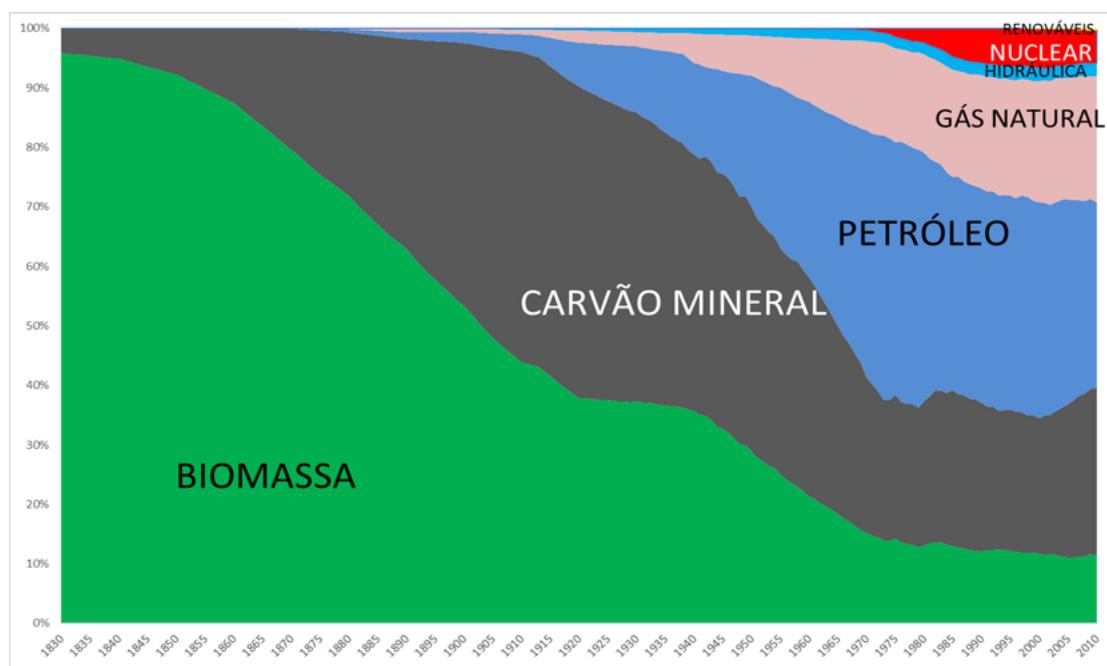


Gráfico 2.1 – Histórico das transições energéticas nos últimos 200 anos.

Fonte: Adaptado de SMIL (2010).

O que se convencionou nomear de transição foi caracterizado, nos casos mais significativos, pela alteração do energético de uso hegemônico em relação à quantidade total e relativa de sua disponibilização ou modo predominante de seu consumo final. Estas substituições ou relocações ocorreram entre várias fontes de energia e em períodos diversos ao longo da história. Citamos aqui as mais significativas em termos de quantidade e impacto na sociedade:

- Aquecimento e cocção em fornalhas, lareiras e fogões domésticos
 - Lenha pelo carvão (Século XIII a XVII)
 - Carvão pelo gás (Século XIX)
- Potência em máquinas industriais e locomoção
 - Energia animal, eólica e hidráulica para carvão (Século XVIII e XIX)
 - Carvão para derivados de petróleo (Século XX)
 - Carvão e derivados de petróleo para gás natural (Século XX)
 - Carvão para nuclear (Século XX)
- Iluminação
 - Velas de cera, gordura animal, óleos animais e óleo de baleia para querosene (Século XIX)
 - Querosene para gás (Século XIX)
 - Gás para lâmpada elétrica (Século XX)

Concomitantemente, ocorreram avanços tecnológicos em várias dimensões que interagiram com estas mudanças de energéticos, contribuindo para alavancar certa fonte de energia à preponderância na matriz de consumo energético em cada época.

O uso da biomassa para aquecimento e cocção é ancestral, em especial, a lenha, obtida pela coleta de galhos, gravetos e outros resíduos ou o efetivo abate de árvores numa floresta próxima. Tratava-se de um sistema artesanal para uso doméstico, mas houve um efetivo mercado de lenha para combustível na Roma antiga (WALL, 2009) e outro na Grã-Bretanha antes do século XIII (FOUQUET; PEARSON, 1998). O crescimento da população e da economia na Inglaterra medieval provocaram o abate das florestas vizinhas às cidades, havendo incentivo e valor no desmatamento para permitir o uso desta terra para cultivo. Lenha, além de energia, era material de construção das próprias cidades

e dos navios, essenciais a um país insular que se lançava ao mar para estabelecimento de colônias e comércio. Apesar da madeira próxima à principais cidades ter rareado, ainda havia muitas florestas distantes, tornando-se o custo do transporte o fator mais significativo para a formação de preço ao consumidor. As estradas eram precárias, à exceção de algumas poucas construídas pelos romanos, mas que não eram adequadas a cargas de porte. O modo mais eficaz de transportar a lenha para as grandes cidades, e principalmente Londres, era por hidrovias, que era um dos principais modos de abastecimento de produtos de grande massa para a cidade. Nesta mesma época, afloramentos de carvão mineral começam a ser explorados nas regiões da Cornualha e este material podia ser queimado no mesmo tipo de lareira ou fornalha que a lenha. A possibilidade de utilização no mesmo tipo de consumo, o que atualmente nomeamos flexibilidade, propiciou a substituição ou concorrência, sem necessidade de investimento ao consumidor. Sendo o custo de transporte similar e o carvão mineral mais denso em termos de energia, este apresentou vantagens ao consumidor e deslocou a lenha (NEF, 1932; HUMPHREY; STANISLAW, 1979). A introdução do carvão mineral, substituindo a lenha, ocorreu inicialmente de forma marginal, sendo impulsionada pelo custo relativo mais baixo. Em 1650, o consumo de carvão mineral igualou o de lenha e derivados na Grã-Bretanha e 50 anos depois já o superava pelo dobro. (Gráfico 2.2) (FOUQUET; PEARSON, 2003). No início do século XVIII, a introdução de novas tecnologias contribuiu para a disparada da demanda por carvão. Em 1709, Abraham Darby utilizou carvão mineral calcinado para produção de ferro com vantagem em relação ao carvão vegetal e em 1712, Thomas Newcomen desenvolveu o motor a vapor. Ambas tecnologias ampliaram o uso do carvão mineral, a tecnologia metalúrgica aumentando a substituição de lenha e a máquina a vapor, permitindo a substituição da tração animal. E ambas promoveram um aumento sem precedentes no consumo desta energia, fazendo que em 1800, a lenha representasse somente 10% do consumo de combustível do país (FOUQUET; PEARSON, 2003).

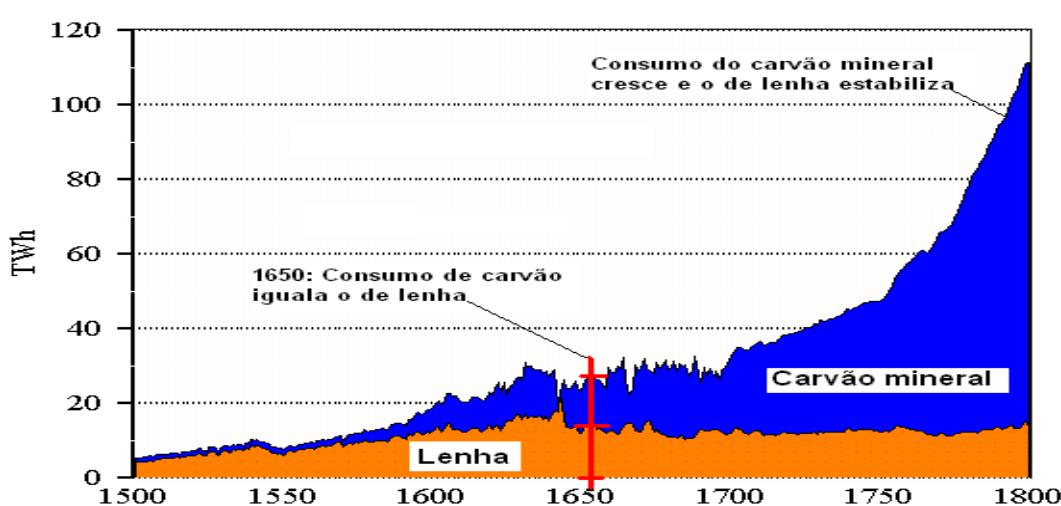


Gráfico 2.2 – Consumo comparado de lenha e carvão na Grã-Bretanha

Fonte: Adaptado de Fouquet e Pearson (2003).

A combustão além de prover calor para conforto térmico e cozimento, fornece luz. A iluminação artificial propicia maior aproveitamento das horas do dia, aumento da produtividade do trabalho e segurança à noite. Contudo, apesar de tochas e archotes serem adequados para iluminar grandes

ambientes, geram uma luz bruxuleante e suja. A iluminação de forma controlada passou a ser obtida pelo uso da vela. Há registro de produção de velas desde 3.000 AC entre Egito, China, Roma e outras civilizações que usavam cera de abelha, gordura de baleia, sebo, óleos vegetais e animais como combustível para sua fabricação. Este produto se manteve artesanal por muitos séculos, mesmo na Grã-Bretanha, já no século XIV, os artesãos vendiam suas próprias velas de casa em casa ou as fabricavam a partir de rejeitos de gorduras da cozinha. Nos séculos XIV e XV, corporações de ofício estabelecidas por decretos reais detinham exclusividade de produção e podiam definir os preços do produto (ARMITAGE, 1918; MCKAY et al., 2006). A aceleração da exploração do carvão promoveu a produção de gás a partir de 1814 e o gás de carvão passou a substituir a vela na iluminação, mantendo-se como a principal fonte de iluminação por mais de cem anos na Grã-Bretanha, sendo superado pela eletricidade somente depois dos anos de 1940. No século XVII nos Estados Unidos, velas de sebo eram fabricadas com a mesma tecnologia utilizada na Europa e dominavam o mercado, mas a matéria-prima alternativa ao sebo, era o óleo de baleia. Desde o século XVII, o negócio da pesca da baleia estava estabelecido no país tendo a carne de baleia como seu principal produto. O óleo obtido da gordura, era usado como lubrificante em ferramentas e equipamentos agrícolas, detergente e fabricação de cosméticos (VICKERS, 1983; TERTZAKIAN, 2006). A demanda de velas fez disparar a indústria da caça a baleia, que atingiu números astronômicos. A construção de navios baleeiros expandiu-se espetacularmente, e somente no ano de 1841, foram lançados 75 navios, cerca de 1850, a frota mundial de baleeiros contava com 900 embarcações, sendo 700 de bandeira norte-americana. A produção de óleos de baleia chegou a mais de 100 milhões de galões por ano em 1851, com a demanda sempre crescente de velas impulsionando os preços. Após este pico de produção, as baleias começaram a escassear, provocando consequente aumento de preços, dando oportunidade a outros combustíveis iluminantes. O principal deles era o camfeno, mistura de álcool pesado subproduto do “whiskey” de milho com óleos vegetais e cânfora para propiciar um cheiro agradável. Era mais barato que o óleo de baleia e largamente consumido pela população de renda mais baixa, mas era instável, altamente inflamável e sujeito a explosões. Outro concorrente, fruto do avanço tecnológico foi o querosene, destilado de carvão betuminoso e petróleo, processo desenvolvido por Abraham Gesner, médico e geólogo canadense, em 1849. O querosene queimava de forma limpa semelhante ao óleo de baleia, e apesar de ser mais barato que este, era mais caro que o camfeno. Uma legislação da época da Guerra de Secessão sobretaxou a produção de álcool de milho, visando reduzir o consumo de “whiskey” pelas tropas. Este imposto aumentou o preço do camfeno, tornando o querosene, o iluminante mais barato, e em pouco tempo dominante do mercado (TERTZAKIAN, 2006). O aumento do consumo deste novo iluminante estimulou a exploração de petróleo no estado da Pensilvânia e o estabelecimento de diversas refinarias na região, especializadas na produção do querosene. Os demais produtos obtidos eram muito explosivos e inadequados ao uso iluminante, como a gasolina e o diesel, sendo considerados sem valor e descartados nos rios, impactando o meio ambiente (MCCARTHY, 2001). Estes resíduos da produção de querosene eram produzidos abundantemente e não como tinham mercado destino, podiam ser vendidos a preços muito baixos. Assim, encontraram espaço no mercado

dos motores de combustão interna, deslocando o etanol de beterraba, utilizado no motor de ciclo Otto e o óleo de amendoim, no motor Diesel. (SONGSTAD, 2009). Concluiu-se então que a transição energética que levou à predominância do querosene de petróleo como iluminante nos Estados Unidos, contribuiu criticamente para o início da hegemonia do petróleo como energético. Contudo, o domínio do querosene no mercado iluminante foi efêmero. Em 1873, a maioria das residências de Nova Iorque era iluminada por gás de carvão, considerado mais prático e limpo. Em 1880, Thomas Alva Edison aperfeiçoou a lâmpada elétrica e dois anos depois as primeiras iluminações elétricas públicas foram instaladas em Londres e no ano seguinte em Nova Iorque. Nos últimos dez anos do século XIX, após apenas 40 anos de sua introdução, o querosene saiu do mercado de iluminantes nos Estados Unidos. (CLARK, 1916).

3. Ciclos econômicos e as transições energéticas: as regras do processo

Ciclos econômicos são definidos como a alternância entre períodos de prosperidade e recessão econômica que ocorrem historicamente no processo de desenvolvimento capitalista, têm sido observados e analisados por diversos economistas desde o século XIX.

Schumpeter (1939) estudou e sistematizou estes trabalhos e qualificou o “ciclo”, como um processo em que as sequências de valores das quantidades econômicas variavam positiva e negativamente de modo uniforme, mas que se repetiam irregularmente. Estas variações se correlacionariam, o que provocaria a periodicidade dos mesmos. Os ciclos estariam ligados aos investimentos, em ativos de produção ou estoque e também seriam reflexo das flutuações destes valores, consequência das expectativas de longo prazo e condições financeiras serem alteradas. Schumpeter dividiu o processo cíclico em quatro fases: prosperidade, recessão, depressão e renovação, na etapa da prosperidade se alcançaria o máximo de retorno e produtividade, na recessão o esgotamento desta produtividade e na depressão seu declínio. Este processo repetitivo permitiria a renovação da capacidade produtiva da economia.

As transições energéticas históricas descritas guardam muitas semelhanças com os processos dos ciclos econômicos, principalmente na questão da inovação tecnológica. Schumpeter reconheceu um nexo causal fundamental entre as transições energéticas históricas e os ciclos econômicos, indicando a disseminação da máquina a vapor e a eletricidade, como marcos de alguns dos ciclos estudados. Estas alternâncias de energéticos na liderança de mercado envolveram variáveis conjunturais, como escassez do produto tradicional de mercado, aliada a circunstâncias sociais, ambientais e legais, que acabaram por promover a ascensão de um produto substituto. O aumento de demanda e oportunidade de negócio incentivaram o investimento, expansão e a prosperidade do novo produto. Inovações tecnológicas expandiram a disponibilidade ou o consumo incentivando novos investimentos. Porém, o aumento do número de ofertantes e demandantes, levaram a desequilíbrios, e consequente flutuação de preços, comprometendo retornos esperados, tirando agentes do mercado e abrindo oportunidade para entrada de outro energético. Tertzakian (2006), sumarizou este processo no diagrama do ciclo evolutivo de uma fonte energética (Figura 3.1).

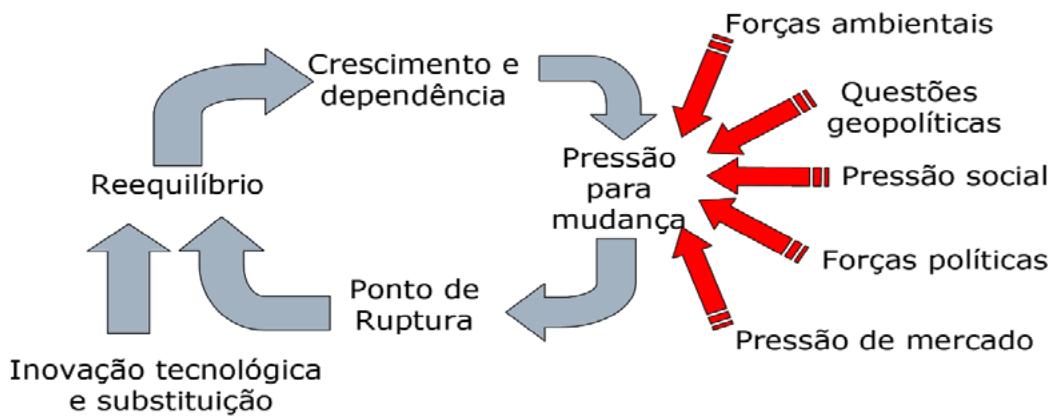


Figura 3.1 – Ciclo evolutivo de uso de uma fonte energética

Fonte: Adaptado de Tertzakian, 2006.

Este esquema descreve de maneira simples os fatores que contribuem e provocam as transições energéticas. As análises históricas permitiram determinar o conjunto de condições que disparam as transições energéticas, que da mesma forma que os ciclos econômicos ocorrem dentro de certas circunstâncias repetitivas. Bashmakov (2007) sistematizou esta visão e propôs a hipótese das Três Leis das Transições Energéticas:

- 1^a. Lei dos custos de energia de longo prazo e a estabilidade de receita
- 2^a. Lei da melhoria da qualidade da energia
- 3^a. Lei do crescimento da produtividade energética

A primeira lei diz, que no longo prazo, as relações entre custos de energia e receita são relativamente estáveis, numa faixa de variação muito limitada. A proporção entre os custos de energia e a renda seriam relativamente estáveis por períodos longos de tempo, para mesmas regiões ou países. Estas proporções podem ser medidas por índices como custos de energia por PIB (Produto Interno Bruto); custos de energia residencial pela renda pessoal ou custos de energia para transporte pessoal pela renda pessoal. Ou seja, haveria uma razoável previsibilidade da proporção entre custo da energia e renda considerada.

A segunda lei diz, que o crescimento econômico geral requeria uma melhoria na qualidade dos serviços de energia. Esta qualidade poderia ser medida em segurança quanto à estabilidade, confiabilidade e garantia do suprimento e facilidade de uso, reduzindo as incertezas sobre sua utilização.

A terceira lei diz, que a medida que a qualidade da energia aumenta, a produtividade desta energia aumenta ou diminui a intensidade de energia em termos econômicos. Quanto mais confiável e dominado for seu uso, mais produção se poderia obter dela.

Em suma, para haver uma transição energética, a nova energia deve superar a anterior oferecendo vantagens em termos de rentabilidade (custo/renda), menos incertezas quanto a disponibilidade, segurança e facilidade de utilização e ainda permitir maior produção por unidade consumida. Em todas as transições energéticas descritas, os energéticos que ascenderam à posição dominante cumpriram estas condições, mas para tanto, foram requeridos prazos extensos. Carvão, petróleo e gás natural isoladamente demoraram mais de 40 anos para atingirem 5% da matriz de demanda e no mínimo 80 anos para chegarem a 25% do consumo (SOVACOOL, 2016).

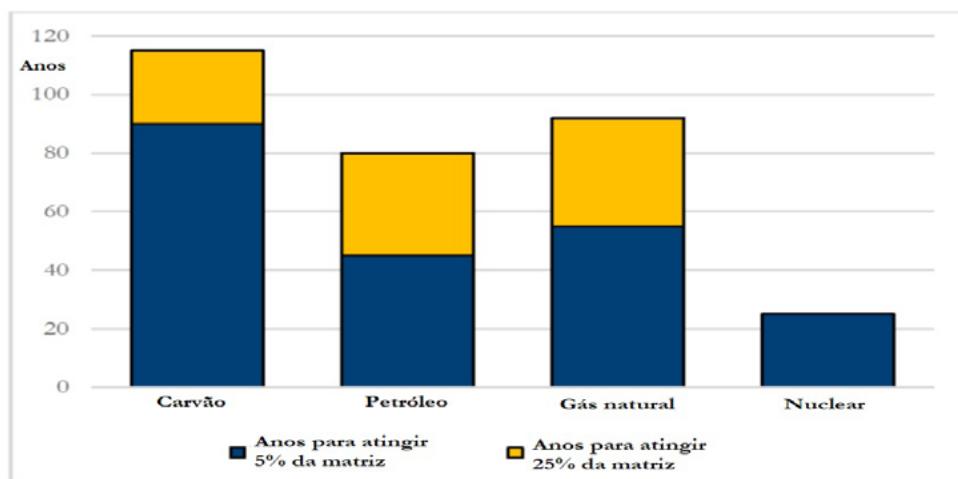


Gráfico 3.2 – Grandes transições no fornecimento global de energia, 1750–2015

Fonte: Adaptado de Sovacool, 2016.

4. A possibilidade de projeto e construção das transições energéticas

Este trabalho visa basicamente discutir se a intenção das políticas públicas em direcionar e acelerar uma próxima transição energética, que conduza a economia mais sustentável, de baixo carbono, elimine as emissões de gases de efeito estufa devido ao uso de energia dentro de prazos e detenha o aquecimento global é factível. E adicionalmente, se os projetos de lei, atualmente sendo exarados ou em discussão, podem propiciar o alcance destas metas.

Ao analisarmos o histórico das transições energéticas constatamos que se tratam de processos complexos, envolvendo diversas variáveis e que em muitos casos, acabam por se realimentar, provocando outros ciclos de transição, além de consequências imprevisíveis e algumas vezes perversas à sociedade e ao meio ambiente. Pelo diagrama do ciclo evolutivo de uma fonte de energia da Figura 3.1, verifica-se que há efetiva possibilidade de atuação da legislação influenciando tais transformações. Todos os vetores que introduzem a pressão das mudanças podem ser reforçados pela legislação. As questões ambientais, geopolíticas, sociais, políticas e de mercado podem ser transcritas em leis conforme a interpretação dos legisladores sobre as demandas que envolvem cada um dos aspectos listados. E a história nos provê exemplos da efetividade da atuação legal sobre a transição energética. Cita-se o caso do imposto sobre álcoois de milho da Guerra de Secessão, que visava reduzir consumo de bebida, mas num efeito colateral alterou o equilíbrio de mercado do combustível iluminante, favorecendo o querosene de petróleo. Esta alteração abriu caminho para que a introdução dos combustíveis fósseis, gasolina e diesel, coprodutos sem valor da destilação do querosene, substituíssem no início do século XX, álcool de beterraba e óleo de amendoim como energéticos de veículos à combustão interna. Não pode ser esquecido que a descoberta do petróleo foi comemorada como a salvação das baleias, em franca extinção à época, conforme registrado em charge da Revista Vanity Fair de abril de 1861, sobre o Baile de Comemoração das baleias em honra à descoberta de poços de petróleo na Pensilvânia. Logo o petróleo salvou as baleias.

Figura 4.1 – Charge da Revista Vanity Fair sobre o Baile de Comemoração das baleias em honra à descoberta de poços de petróleo na Pensilvânia



Fonte: Black (2000).

Mas não pode se omitido que a exploração de petróleo na Pensilvânia, se por um lado salvou as baleias, por outro provocou a poluição dos rios da região, inundados pelos outros destilados, que não o querossene, descartados por não terem valor comercial à época. E se a extração do carvão mineral permitiu preservar as florestas, provocou uma série de outros impactos ambientais no solo e na água (BLACK, 2000).

Esta é a principal preocupação deste estudo. As legislações que estão sendo gestadas, podem desenhar e acelerar uma transição energética, visando deter o aquecimento global. Mas devem considerar os potenciais efeitos sobre os outros fatores de mudança e tentar mitigar a repetição do ciclo de modo imprevisto e talvez indesejável.

A força da lei pode efetivamente promover uma transição energética em prazos relativamente mais curtos que as grandes transições da Gráfico 3.2, ainda que talvez restrita a regiões ou países, quantidade de energia envolvida e sob circunstâncias. Sovacool (2016) no mesmo trabalho, listou dez exemplos de transições energéticas rápidas em diversos países, cinco com foco nos equipamentos de consumo final, como iluminação e ar condicionado, e as outras cinco, em alterações de sistemas energéticos nacionais ou regionais (Quadro 4.1).

Quadro 4.1 – Visão geral das transições energéticas rápidas

País	Tecnologia/Combustível	Período de Transição	Anos para passar de 1 a 25% do mercado	População afetada (milhões)	Motivações	Ação do Governo	Reforço de legislação
Suécia	Reatores eficientes para luminárias	1991-2000	7	23,00	Redução de custo Aumento de eficiência energética	Programa Nacional Investimento	Subsídios ao consumidor
China	Fogões mais eficientes	1983-1998	8	592,00	Redução de custo Aumento de eficiência energética	Programa Nacional Investimento	-
Indonesia	Fogões a gás GLP	2007-2010	3	216,00	Redução de custo Alteração de energético	Programa Nacional Investimento	Mudança em subsídios ao consumidor
Brasil	Veículos flex	2004-2009	1	2,00	Redução de dependência de recursos externos	Programa Nacional Investimento	Subsídios ao consumidor
Estados Unidos	Ar condicionado	1947-1970	16	52,80	Modernização das residências Conforto térmico	-	-
Kuwait	Petróleo	1946-1955	2	0,28	Abundância do energético no País	Programa Nacional Investimento	-
Holanda	Gás natural	1959-1971	10	11,50	Abundância do energético no País	-	-
França	Geração elétrica - óleo, carvão e gás para nuclear	1974-1982	11	72,80	Redução de dependência de recursos externos	Programa Nacional Investimento	Lei específica
Dinamarca	Geração combinada - óleo para carvão	1976-1981	3	5,10	Redução de dependência de recursos externos	Programa Nacional Investimento	Lei específica
Canada (Ontario)	Carvão mineral para hidrelétrica, eólica e solar	2003-2014	11	13,00	Redução de custos com saúde pública	Programa Regional Investimento	Lei específica

Fonte: Adaptado de Sovacool (2016) e ampliado pelos autores.

Todas, sem exceção, foram motivadas basicamente por questões econômicas, oito resultaram em incremento do consumo de energia e apenas duas tiveram como uma das motivações básicas, aumento de eficiência energética. A maioria foi consequência de políticas públicas ligadas a disponibilidade de recursos energéticos no país ou região, sendo a transição direcionada para o favorecimento ao uso de fonte abundante recém descoberta ou escassez local e supressão da dependência de recursos externos. E entre os casos de programas de governo, 75% receberam alguma forma de reforço legal, quer por meio de subsídios ou legislação específica de incentivo e restrição a determinadas fontes. Somente uma teve como motivação básica uma melhoria ambiental, mas ligada a questões de saúde pública local, redução de incidência de doenças respiratórias e fatalidades pela erradicação da queima de carvão. O texto aponta o Programa Brasileiro do Pró-Álcool de 1975, como das transições mais rápidas da história, na qual em seis anos 90% da adição da frota de veículos leves passou a ser movida a álcool, destacando ainda as realizações da consequente introdução e difusão dos veículos flexíveis em combustível, que entre 2004 e 2009 passou a representar mais de 30% da frota em circulação.

Verifica-se pelos exemplos listados, que a legislação tem capacidade de promover transições energéticas significativas, especialmente quando coordenada com programas de governo e a disposição do Estado em arcar parte de seus custos, quer por investimentos diretos ou por concessão de vantagens fiscais.

5. Projetos de lei mirando a transição energética: Constatações e preocupações.

Pesquisa recente do Programa das Nações Unidas para Desenvolvimento e da Universidade de Oxford (UNDP, 2021) levantou o nível de alerta e preocupação da população mundial quanto às mudanças climáticas e as ações que devem ser tomadas. Os dados relativos ao Brasil, indicam que cerca de 64% da população comprehende o problema como uma emergência a nível global, e apesar de 60% dos brasileiros apoiarem as ações de conservação das florestas, as opiniões sobre necessidade de alterações dos padrões de geração e consumo de energia são divididas.

De qualquer modo, os representantes no Legislativo têm apresentado diversos projetos de lei que propõem alterações, algumas radicais no mercado de energia no Brasil. Listamos a seguir algumas proposições que estiveram ou estão em discussão:

- Nº 2215/2020 - Altera a Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995 para estabelecer o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). Microgeração e Minigeração Distribuída
- Nº 2193/2020 - Institui a Política Federal do Biogás e do Biometano.
- Nº 123/2020 - Permite a venda do excedente de energia elétrica produzida por microgeração e minigeração distribuída quando produzida por fonte de energia de biomassa.
- Nº 73/2020 - Dispõe sobre incentivos as unidades de minigeração e microgeração de energia elétrica de fontes renováveis.
- Nº 3368/2020 - Dispõe sobre a fabricação e importação de veículos automotores leves no Brasil e dá outras providências...biocombustíveis em seus motores ciclo Otto.
- Nº 2427/2020 - Institui a Política Nacional de Incentivo à Motorização Elétrica Agrícola
- Nº 6246/2019 - Dispõe sobre a proibição de fabricação, comercialização e circulação de motores a combustão. a partir de 1º de janeiro de 2030 e proíbe a circulação de automóveis de passageiros equipados com motores a combustão, a partir de 1º de janeiro de 2050.
- Nº 5272/2019 - Concede incentivos fiscais IPI, IOF e IRPJ a veículos equipados com motor exclusivamente elétrico...
- Nº 3339/2019 - A vedação da produção, comercialização, venda, licenciamento e circulação de veículos novos de tração automotora, movidos a combustível fóssil, janeiro de 2040.
- Nº 3174/2020 - Estabelece política federal de incentivo à utilização de veículos movidos à propulsão elétrica e híbridos e dá outras providências

Podemos resumir esta lista em alguns objetivos comuns, todos ligadas à redução e eliminação de uso de fontes que geram gases de efeito estufa:

- A.** Restrição à fabricação, comercialização e eventualmente banimento no País, de equipamentos que utilizem motores à combustão;
- B.** Incentivos em várias dimensões, principalmente fiscais, para a aquisição, importação e utilização de veículos puramente elétricos ou híbridos;
- C.** Incentivos em várias dimensões, principalmente fiscais, à geração e utilização de fontes alternativas que não emitam gases de efeito estufa.

É marcante que diversas destas proposições, apesar de invocarem repetidamente a questão da emergência climática global, a necessidade da sustentabilidade e preconizarem a transição para energéticos de baixo carbono ignoram aspectos levantados como fundamentais à uma transição energética efetiva.

- a. Desconexão de programas nacionais – Nenhuma das proposições cita ou se baseia nos estudos e planos de atendimento da demanda energética nacional. Ao não considerar o trabalho de planejamento do setor energético, que utiliza variáveis e tendências socioeconômicas e ambientais locais e mundiais de médios e longos prazos, projetando os balanços de oferta e demanda de energia elétrica, petróleo, gás natural e biocombustíveis, executado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), qualquer proposta não estará contemplando um dos itens apontados como chave para sucesso numa transição energética. Coordenação entre políticas públicas.
- b. Incentivos pontuais à sistemas ou energéticos específicos – A instituição de instrumentos que favorecem ou restringem certas tecnologias ou produtos, pode provocar efeitos colaterais imprevisíveis, principalmente se não pondera os potenciais

impactos sobre as demais dimensões socioeconômicas e ambientais nas interfaces. Repete-se o exemplo da lei da sobretaxa sobre álcool de milho e suas consequências.

Neste aspecto específico, destacam-se os estímulos em torno da intensificação do uso da eletricidade em substituição aos combustíveis fósseis e a geração distribuída.

Por mais que a substituição do motor de combustão interna apresente óbvias vantagens quanto à redução de emissões no ciclo de vida de veículo, quando este passa ser movido a eletricidade, são preferidos outros impactos e seus custos. É inegável que transporte movido à eletricidade não emite gases de efeito estufa na estrada, e mesmo computando as emissões ao longo do ciclo de vida, incluindo obtenção dos materiais, fabricação do veículo e reciclagem, em especial, a bateria, comparado ao veículo à combustão interna, o elétrico ainda apresenta vantagens, mas não pode ser considerado de zero emissões totais (FLÓREZ-ORREGO, 2014). Incluindo nesta análise os outros recursos ambientais, estudos indicam que o carro elétrico potencialmente apresenta um impacto maior em relação ao motor à combustão, principalmente pelo grande uso de metais, produtos químicos e energia demandados pelas baterias. Destacam-se dentre os outros impactos, a acidificação das águas, potencial de toxicidade humana, emissão de material particulado, formação fotoquímica de ozônio e esgotamento de recursos naturais, em particular metais essenciais à fabricação das baterias e componentes eletrônicos, como lítio, cobalto e terras raras³ (DEL PERO, 2018). O processo de mineração e refino desses elementos demandam consumo significativo de água e o uso de produtos químicos com potencial poluidor de recursos hídricos e do solo, além de risco de associação a elementos radioativos. A utilização em larga escala de baterias obriga o estabelecimento de sistemas de logística reversa com eventual aplicação secundária e reciclagem para garantir segurança pessoal e minimizar danos ambientais adicionais com o descarte inadequado de resíduos sólidos (BRASIL, 2018). Um novo quadro de legislação específica precisará ser exarado para abranger todos os aspectos peculiares deste material, algo similar às leis que regulam o ciclo de reciclagem de pneumáticos, por exemplo. A questão tecnológica também acrescenta impactos socioeconômicos, uma vez que o país não domina a tecnologia de projeto e nem dispõe de parque de fabricação de diversos dos componentes do veículo elétrico, provocando um esforço de capacitação da mão de obra, investimento em novas indústrias e sucateamento de outras linhas de produção (BRASIL, 2018).

Há ainda que ser observada a interação da demanda de eletricidade para o uso veicular com as características construtivas, de planejamento e operação do sistema elétrico nacional. Diversos trabalhos apontam, que além da simples necessidade de expansão da capacidade de geração, a transmissão e distribuição não estão adaptadas para suportar este novo padrão de consumo (BRAJTERMAN, 2016). Os investimentos necessários para a modernização e adequação do sistema elétrico existente ao novo padrão de consumo imposto pela demanda de carga do veículo elétrico são elevados, mesmo em países mais desenvolvidos como os Estados Unidos (BRASIL, 2018).

Especificamente no aspecto da geração, a introdução e incentivo à geração distribuída aumenta a complexidade do processo. A geração distribuída por si introduz problemas técnicos e comerciais ao

³ Denominação dos 17 elementos químicos de peso atômico entre 57 a 71, devido à dificuldade de sua obtenção e largamente empregados em aplicações de microeletrônica.

atual modelo de negócio do sistema elétrico brasileiro, que precisam ser superados para sua implantação com sucesso. Na questão técnica, se encontra a coordenação de atendimento do balanço entre oferta e demanda num sistema que foi concebido para operação centralizada. Este aspecto pode limitar a quantidade de geração distribuída ou a capacidade de conexão desta à rede. A própria garantia da qualidade de energia, quanto a tensão, potência, harmônicos⁴ e estabilidade precisa ser redesenhada, implicando em custos diferenciados conforme o ponto da rede em que a geração distribuída esteja disponível. Além disto, o fluxo de energia na rede por projeto é unidirecional dos pontos de geração para os de consumo. A inserção da geração distribuída em qualquer ponto da rede torna o fluxo em multidirecional, potencialmente criando restrições à passagem em alguns pontos físicos e alterando os esquemas de proteção elétrica instalados. No contexto comercial, os contratos entre os agentes, em particular, as concessionárias de distribuição de energia elétrica e os consumidores finais pressupõem compromissos de quantidades garantidas que se tornam variáveis com a geração distribuída. Ou seja, a implantação de geração distribuída conforme a quantidade instalada e efetivamente gerada introduz incerteza ao fluxo de pagamentos das concessionárias, aumentando seu risco financeiro. Há que haver uma revisão da estrutura do sistema, tanto no que tange ao planejamento e operação, quanto no arcabouço de compromissos de negócio para que a geração distribuída possa contribuir de maneira efetiva ao processo de transição para uma economia de baixo carbono (BRASIL, 2019).

Por mais que a intenção dos legisladores em direcionar e acelerar a transição energética para uma economia de baixo carbono, seja meritória quanto à preocupação com o aquecimento global, a análise da história e circunstâncias que geraram as transições energéticas prévias reforçam a importância de serem consideradas mais variáveis na elaboração de tais proposituras. É ainda digno de nota, que a maioria de projetos de lei citados, não foca em melhoria de eficiência energética e intensificação da utilização de biocombustíveis. Estas opções apresentam vantagens em redução de emissões com custos significativamente menores comparados à algumas das soluções propostas, oferecendo também vantagens socioambientais.

6. Conclusão.

Entre as soluções para a mitigação do aquecimento global almeja-se uma transição energética para energéticos de baixa emissão carbono. E a via mais preconizada seria pela redução e eventual banimento da utilização de combustíveis, especialmente no transporte. Apesar da eletrificação do setor de transporte ser um caminho tecnicamente possível e eventualmente adotado por diversos governos de países, regiões e cidades (BURCH; GILCHRIST, 2020), ainda apresenta diversos desafios e tal decisão não deve ser orientada tendo por meta um único indicador de impacto, pois isso pode gerar potenciais desequilíbrios em algumas das outras variáveis socioeconômicas e ambientais. Ao adotar uma visão única e urgente de solução para o problema, pode se estar, inadvertidamente, lançando as bases para futuras outras crises, possivelmente alimentando os processos cíclicos da economia, como ocorreu ao longo da história das transições energéticas.

⁴ Harmônicos são distorções nas frequências, tensões e correntes elétricas, que provocam perdas de energia e operação ineficiente dos equipamentos.

Para tentar atenuar os efeitos das fases de recessão e depressão dos ciclos de economia por conta da energia, parece ser crucial que as transições energéticas sejam efetivamente projetadas e coordenadas. No Brasil, qualquer transição energética deve considerar não somente as emissões originárias do transporte, mas todos os impactos na sociedade, na economia e no meio ambiente em geral, da geração, distribuição e transmissão de energia elétrica, da produção de petróleo, gás natural e biocombustíveis bem como sua distribuição, das oportunidades em eficiência energética e a disponibilidade de fontes alternativas de energia. As transições energéticas de maior sucesso, como já realizadas no Brasil, foram atingidas por meio de políticas públicas coerentes e abrangentes de longo prazo, baseadas num planejamento energético consistente. Somente uma legislação que se coadune e complemente este conjunto de ações, pode efetivamente colaborar para um processo de transição equilibrado.

Bibliografia

ARMITAGE, F. *The old guilds of England*. London: Weare & Co, 1918. Disponível em: <<http://www.themasonictrowel.com/ebooks/freemasonry/eb0032.pdf>> Acesso em: 30 jan. 2021.

BAJAY, S. et al. *Geração distribuída e eficiência energética: Reflexões para o setor elétrico de hoje e do futuro*. Campinas: IEI Brasil, 2018. Disponível em : <<https://iei-brasil.org/wp-content/uploads/2018/01/Gera%C3%A7%C3%A3o-distribu%C3%ADda-e-efici%C3%A3ncia-energ%C3%A9tica-Reflex%C3%B5es-para-o-setor-el%C3%A9trico-de-hoje-e-do-futuro.pdf>> Acesso em: 30 jan. 2021.

BANK, M.K. Early coal mining. *The Ohio Mining Journal*, v. 1, n. 4 p. 158-168. Columbus, OH, August 15, 1883. Disponível em : <<https://kb.osu.edu/handle/1811/32330>> Acesso em: 30 jan. 2021.

BASHMAKOV, I., Three laws of energy transitions. *Energy Policy* 35, 2007. 3583–3594 Disponível em: < https://www.researchgate.net/publication/222661319_Three_laws_of_energy_transitions > Acesso em: 30 jan. 2021.

BLACK, B. *Petrolia: the landscape of America's first oil boom*. Baltimore: Johns Hopkins University Press, 2000. 235p.

BRAJTERMAN, O. *Introdução de veículos elétricos e impactos sobre o setor energético brasileiro*. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Rio de Janeiro-COPPE, Rio de Janeiro, 2016. Disponível em : < http://www.ppe.ufrj.br/images/publica%C3%A7%C3%B5es/mestrado/Olivia_Brajterman.pdf> Acesso em: 30 jan. 2021.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. *Eletromobilidade e biocombustíveis*: documento de apoio ao PNE 2050. Brasília: MME; Rio de Janeiro: EPE, 2018. Disponível em : <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topicos-457/Eletromobilidade%20e%20Biocombustiveis.pdf>> Acesso em: 30 jan. 2021.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. *Recursos Energéticos Distribuídos*: documento de apoio ao PNE 2050. Brasília: MME; Rio de Janeiro: EPE, 2019. Disponível em : <<https://www.epe.gov.br/>>

sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-457/GT%20PNE%20-%20RED%20-%20Relat%C3%B3rio%20Final.pdf > Acesso em: 30 jan. 2021.

BURCH, I. and GILCHRIST, J.. “Survey of Global Activity to Phase Out Internal Combustion Engine Vehicles,” Center for Climate Protection, Mar, 2020. Disponível em : < <https://theclimatecenter.org/wp-content/uploads/2020/03/Survey-on-Global-Activities-to-Phase-Out-ICE-Vehicles-update-3.18.20-1.pdf> > Acesso em: 30 jan. 2021.

CLARK, W. A century of light. *Journal of the Franklin Institute*, [S.I.], v. 182, p. 511, 1916. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0016003216908123>>. Acesso em: 30 jan. 2021.

DEL PERO, F. et al. Life Cycle Assessment in the automotive sector: a comparative case study of Internal Combustion Engine (ICE) and electric car. *Procedia Structural Integrity*, 12:521-537, 2018. Disponível em : < <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2452321618301690> > Acesso em: 30 jan. 2021..

FLÓREZ-ORREGO, D. A. *Comparação termodinâmica e ambiental (emissões de CO₂) das rotas de produção e utilização de combustíveis veiculares derivados de petróleo e gás natural, biocombustíveis, hidrogênio e eletricidade (veículos elétricos)*. Dissertação (Mestrado) – Universidade de São Paulo: São Paulo, 2014. Disponível em : < https://teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3150/tde-23122014-154428/publico/Dissertacao_DanielFlorezOrrego.pdf > Acesso em: 30 jan. 2021.

FOUQUET, R. The slow search for solutions: lessons from historical energy transitions by sector and service. *Energy Policy*, [S.I.], 2010. Disponível em : < https://www.researchgate.net/publication/46460708_The_Slow_Search_for_Solutions_Lessons_from_Historical_Energy_Transitions_by_Sector_and_Service > Acesso em: 30 jan. 2021.

FOUQUET, R.; PEARSON, P. J. G. A thousand years of energy use in the United Kingdom. *The Energy Journal*, [S.I.], v. 19, no. 4, 1998. Disponível em: <<http://www.jstor.org/stable/41322802>>. Acesso em: 30 jan. 2021.

FOUQUET, R.; PEARSON, P. J. G. Five centuries of energy prices. *World Economics*, [S.I.], v. 4, no. 3, p. 93-119, 2003. Disponível em: <<http://www.world-economics-journal.com/Five%20Centuries%20of%20Energy%20Prices.details?AID=151>>. Acesso em: 30 jan. 2021.

FOUQUET, R.; PEARSON, P.J.G. ‘Past and prospective energy transitions: Insights from history’. *Energy Policy*, 50: 1–7, 2012. Disponível em : < <https://www.sciencedirect.com/journal/energy-policy/vol/50> > Acesso em: 30 jan. 2021.

HUMPHREY, W. S.; STANISLAW, J. Economic growth and energy consumption the UK 1700-1975. *Energy Policy*, [S.I.], p. 29-42, Mar. 1979. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0301421579900491>>. Acesso em: 30 jan. 2021.

MCCARTHY, T. The coming wonder? foresight and early concerns about the automobile. *Environmental History*, [S.I.], v. 6, n. 1, p. 46-74, Jan. 2001. Disponível em: <<http://www.jstor.org/stable/3985231>>. Acesso em: 30 jan. 2021.

MCKAY, J. P. et al. *A History of World Societies*. 7 ed. Boston: Houghton Mifflin, 2006.

NEF, J. U. *The rise of the British coal industry*. London: Routledge, 1932. v. 2

SCHUMPETER, J. A. *Business cycles: a theoretical and statistical analysis of the capitalist processes*. New York: McGraw-Hill, 1939.

SMIL, Vaclav. *Energy Transitions: History, Requirements, Prospects*. Santa Barbara, Calif.: Praeger, 2010.

SONGSTAD, D. D. et al. Historical perspective of biofuels: learning from the past to rediscover the future. In *Vitro Cellular & Developmental Biology –Plant*, [S.I.], v. 45, p. 189-192, 2009. Disponível em: <www.jstor.org/stable/20541026>. Acesso em: 30 jan. 2021.

SOVACOOL, Benjamin K. *The history and politics of energy transitions: Comparing contested views and finding common ground*, WIDER Working Paper, No. 2016/81, ISBN 978-92-9256-124-6, The United Nations University World Institute for Development Economics Research (UNU-WIDER), Helsinki, 2016. Disponível em : <<https://www.econstor.eu/bitstream/10419/146275/1/861502779.pdf>> Acesso em: 30 jan. 2021.

SWINTON, W. E. Physician contributions to nonmedical science: Abraham Gesner, inventor of kerosene. *Canadian Medical Association Journal*, [S.I.], p. 115, n. 11, p. 1126-1133, Dec. 4, 1976. Disponível em : <<https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pmc/articles/PMC1878918/>> Acesso em: 30 jan. 2021.

TERTZAKIAN, P. *A thousand barrels a second: the coming oil break point and the challenges facing an energy dependant world*. New York: McGraw-Hill, 2006.

UNDP and University of OXFORD. *Peoples' Climate Vote : results*. 2021. Disponível em: <<http://www.undp.org/content/dam/undp/library/km-qap/UNDP-Oxford-Peoples-Climate-Vote-Results.pdf>>. Acesso em: 30 jan. 2021.

VICKERS, D. The first whalemen of nantucket. *The William and Mary Quarterly*, [S.I.], v. 40, n. 4, p. 560-583, Oct. 1983. Disponível em : <<https://www.jstor.org/stable/1921808?seq=1>> Acesso em: 30 jan. 2021.

WALL, A. J. *Fueling the Roman economy the use of fuel wood in Roman industry 200 BC - 400 AD*. 2009. Thesis (PhD) – Department of History Columbia College, Columbia University, Columbia, 2009. Disponível em: <<https://www.yumpu.com/en/document/view/12166166/herc-alexandra-jardine-wall>>. Acesso em: 30 jan. 2021.

WWF recommendations for *Corporate climate strategies in the era of the Paris Agreement and the (new) role of «compensation» projects*. Zurich, Dec, 2020. Disponível em : <https://www.wwf.ch/sites/default/files/doc-2020-12/201215_WWF%20Recommendations_Climate%20Strategies%20in%20the%20Paris%20Era.pdf> Acesso em: 30 jan. 2021.

AMAPÁ NO ESCURO: A Relevância Do Direito Fundamental Ao Acesso À Energia Elétrica E O Impacto de Sua Interrupção No Exercício Das Atividades Socioeconômicas

AMAPÁ IN THE DARK: The Relevance of the Fundamental Right to Access to Electricity and the Impact of its Interruption in the Exercise of Socioeconomic Activities

Eduardo Correa Tavares¹

Danna Catharina Mascarello Luciani²

Sumário: Introdução. 1. Estudo de Caso: Consequências socioeconômicas do apagão no Amapá. 2. A fundamentalidade do direito ao acesso à energia elétrica e a essencialidade da segurança energética. 3. A relevância do direito ao acesso à energia elétrica para o exercício de atividades socioeconômicas e para a fruição plena de direitos fundamentais. Considerações Finais. Referências Bibliográficas.

Resumo: A presente pesquisa tem como objetivo geral analisar a fragilidade e a relevância do direito ao acesso à energia elétrica, por meio do método indutivo, partindo-se do apagão ocorrido no Amapá em novembro de 2020 para compreender a relevância desse direito fundamental, que viabiliza o exercício pleno de outros direitos. Os objetivos específicos são: (1) analisar os efeitos sentidos pela população do Amapá quando interrompida a prestação do serviço público de energia elétrica; (2) demonstrar a fundamentalidade do direito ao acesso à energia elétrica, partindo-se do direito ao desenvolvimento e do princípio da dignidade da pessoa humana; e (3) evidenciar a relevância desse direito para o exercício de atividades cotidianas e para a fruição plena de direitos fundamentais, partindo da ideia de segurança energética. Fundamenta-se, para tanto, da hipótese “a situação emergencial enfrentada pelo estado do Amapá demonstra a relevância do direito fundamental ao acesso à energia elétrica, sem o qual a interação socioeconômica entre cidadãos é fragilizada”. Por meio do método indutivo, o caso amapaense é utilizado para demonstrar a fundamentalidade do direito ao acesso à energia elétrica e as consequências de sua interrupção.

Palavras-chave: segurança energética; crise elétrica no Amapá; direito fundamental; acesso à energia elétrica.

Abstract: The general objective of this research is to analyze the fragility and relevance of the right to access electricity, by means of the inductive method, starting from the blackout that occurred in Amapá in November 2020 to understand the relevance of this fundamental right, which enables the full exercise of other rights. The specific objectives are: (1) to analyze the effects felt by the population of Amapá when the provision of public electric power services is interrupted; (2) to demonstrate the

¹ Secretario do Planejamento do Estado do Amapá. Servidor Público. Mestre em Hacienda Pública, Dirección y Administración Trib. pela UNED (Espanha), Mestre em Planejamento de Políticas Públicas na Escola de Administração Pública do Amapá (EAP). Bacharel e Especialista em Direito. E-mail: eduardo.correa.tavares@gmail.com

² Mestranda em Direito Econômico e Desenvolvimento pela Pontifícia Universidade Católica do Paraná. Coordenadora Científica do Grupo de Estudos em Análise Econômica do Direito (GRAED PUCPR). E-mail: dannacml@hotmail.com

fundamentality of the right to access to electric power, starting from the right to development and the principle of human dignity; and (3) to evidence the relevance of this right for the exercise of daily activities and the full enjoyment of fundamental rights, starting from the idea of energy security. It is based on the hypothesis that “the emergency situation faced by the state of Amapá demonstrates the relevance of the fundamental right to access to electricity, without which socio-economic interaction among citizens is weakened. Through the inductive method, the amapa's case is used to demonstrate the fundamentality of the right to access electricity and the consequences of its interruption.

Keywords: energy security; electrical crisis in Amapá; fundamental right; access to electricity.

INTRODUÇÃO

A presente pesquisa tem como objetivo analisar a fragilidade e a relevância do direito ao acesso à energia elétrica, por meio do método indutivo, partindo-se do cenário amapaense para compreender a relevância desse direito fundamental, que viabiliza o exercício pleno de outros direitos. Após a ocorrência de um incêndio na subestação de energia elétrica de Macapá, 3 das 16 cidades do estado do Amapá ficaram sem energia elétrica. A situação de emergência fica ainda mais complexa por ser contemporânea ao estado de calamidade pública nacional decorrente da pandemia de COVID-19, nos termos do decreto legislativo nº 6 de 2020. Parte-se, para tanto, da hipótese “a situação emergencial enfrentada pelo estado do Amapá demonstra a relevância do direito fundamental ao acesso à energia elétrica, sem o qual a interação socioeconômica entre cidadãos é fragilizada”.

Esse trabalho é estruturado a partir de três objetivos específicos, sendo: (1) analisar os efeitos sentidos pela população do Amapá quando interrompida a prestação do serviço público de energia elétrica, o que alcançou atividades mercantis – inviabilizando o comércio por meio de cartão de crédito ou débito ou outra forma digital de pagamento –, educacionais e profissionais – bloqueando o acesso às redes de internet –, e de transporte – já que a organização do tráfego terrestre e aéreo depende de energia elétrica, além de impactar na alimentação e higiene dos cidadãos. (2) Demonstrar a fundamentalidade do direito ao acesso à energia elétrica, partindo-se do direito ao desenvolvimento e do princípio da dignidade da pessoa humana para compreensão de que possui como características centrais a multifuncionalidade, a aplicabilidade imediata e a dupla titularidade. E (3) evidenciar a relevância desse direito para o exercício de atividades cotidianas e para a fruição plena de direitos fundamentais, partindo da ideia de segurança energética.

1. Estudo de Caso: Consequências socioeconômicas do apagão no Amapá.

Em 03 de novembro de 2020, aproximadamente às 21h, um incêndio atingiu um dos transformadores da subestação de energia elétrica de Macapá, da concessionária Linhas de Macapá Transmissora de Energia (LMTE) – controlada pela empresa espanhola Isolux. Essa subestação conecta a rede local ao Sistema Interligado Nacional (SIN), o que levou 13 das 16 cidades do estado

do Amapá a ficar sem energia elétrica³. Como os outros dois transformadores da subestação também estavam danificados, não foi possível a ação rápida para se evitar a falta de energia elétrica para aproximadamente de 765 mil pessoas⁴, por mais de 20 dias. A situação de emergência, decretada pelo governo do estado e reconhecida pelo governo federal, apresentou maior complexidade por ser contemporânea ao estado de calamidade pública nacional decorrente da pandemia de COVID-19.

A sinergia negativa do apagão e pandemia provocou impactos de toda a ordem, a exemplo do aumento em 250% do contágio, passando de 802 na primeira semana de novembro para 2006 casos confirmados entre 8 e 14 de novembro⁵, além do aumento do caso de óbitos, que foi de 3 na primeira semana para 26 na semana seguinte.

Além da indisponibilidade de energia para a população, grande parte das atividades e serviços públicos foi interrompida, com a priorização do restabelecimento dos atendimentos mais críticos, a exemplo do fornecimento de água⁶. O atendimento à saúde, uma das prioridades inclusive para o fornecimento de combustível para funcionamento constante de geradores, também foi impactado, de acordo com relatos, a exemplo de ocorrências no hospital central de Macapá. Há reportagens sobre a necessidade de escolha entre ligar as máquinas de hemodiálise (necessárias para a sobrevivência dos acometidos por doenças renais graves) e as Unidades de Terapia Intensiva (UTI)⁷, além de incorrências com o banco de sangue, que recebeu doações do estado do Pará para suprir as necessidades⁸. Ou ainda, a necessidade de improviso para refrigeração de vacinas em um açougue no interior do estado⁹, e comprometimento de pacientes com medicamentos que demandam refrigeração, a exemplo da insulina¹⁰.

Um dos principais impactos sofridos pela população foi a dificuldade para a conservação de alimentos durante a instabilidade energética: sem refrigeradores e com a temperatura variando entre 24°C e 35°C¹¹ (condições típicas da Amazônia), foi necessária a distribuição rápida de alimentos para

³ RODRIGUES, Alex. Agência Brasil. *Apagão Leva Governo do Amapá a Decretar Situação de Emergência*. Publicado em 06 nov 2020. Disponível em: <https://agenciabrasil.ebc.com.br/geral/noticia/2020-11/apagao-leva-governo-do-amapa-decretar-situacao-de-emergencia> Acesso em 30 jan 2021.

⁴ RODRIGUES, Alex. Agência Brasil. *Apagão Leva Governo do Amapá a Decretar Situação de Emergência*. Publicado em 06 nov 2020. Disponível em: <https://agenciabrasil.ebc.com.br/geral/noticia/2020-11/apagao-leva-governo-do-amapa-decretar-situacao-de-emergencia> Acesso em 30 jan 2021.

⁵ CONSELHO NACIONAL DE SECRETARIAS DE SAÚDE. *Painel CONASS COVID-19*. Disponível em: <https://www.conass.org.br/painelconasscovid19/> Acesso em 30 jan 2021.

⁶ AMAPÁ. Governo do Estado. *Ministério de Minas e Energia apresenta ao governo plano para solucionar apagão no Amapá*. Publicado em 05 nov 2020. Disponível em: <https://www.portal.ap.gov.br/noticia/0511/ministerio-de-minas-e-energia-apresenta-ao-governo-plano-para-solucionar-apagao-no-amapa> Acesso em 30 jan 2021.

⁷ ARINI, Juliana. Reporter Brasil. *Crise no Amapá: apagão causa ao menos 8 mortes em meio ao descaso das autoridades*. Publicado em 17 dez 2020. Disponível em: <https://reporterbrasil.org.br/2020/12/crise-no-amapa-apagao-causa-ao-menos-8-mortes-em-meio-ao-descaso-das-autoridades/> Acesso em 30 jan 2021.

⁸ BARBOSA, Catarina. Brasil de Fato. *Sem energia, Amapá registra aumento de 250% novos casos de covid-19*. Publicado em 21 nov 2020. Disponível em: <https://www.brasildefato.com.br/2020/11/21/semp-energia-amapa-registra-aumento-de-250-novos-casos-de-covid-19> Acesso em 30 jan 2021.

⁹ VALFRÉ, Vinícius. O Estado de S. Paulo. *Sem Energia Elétrica, Vacinas Foram Refrigeradas em Açougue no Amapá*. Publicado em 12 nov 2020. Disponível em: <https://brasil.estadao.com.br/noticias/geral,sem-luz-vacinas-foram-refrigeradas-em-acougue-no-ap,70003510985> Acesso em 30 jan 2021.

¹⁰ COURI, Carlos Eduardo Barra. Veja Saúde. *O apagão no Amapá e seus efeitos no controle do diabetes*. Publicado em 09 nov 2020. Disponível em: <https://saude.abril.com.br/blog/futuro-do-diabete/o-apagao-no-amapa-e-seus-efeitos-no-controle-do-diabetes/> Acesso em 30 jan 2021.

¹¹ ACCUWEATHER. *Temperaturas Macapá Novembro 2020*. Disponível em: <https://www.accuweather.com/pt/br/macap%C3%A1/64/november-weather/64?year=2020> Acesso em 30 jan 2021.

mitigar o descarte¹². Sobre o tema, pesquisa do SEBRAE/AP (Serviço de Apoio às Micro e Pequenas Empresas no Amapá) apontou que 91% tiveram perda de faturamento, além da perda de estoque e de clientes, queima de equipamentos entre outros prejuízos. Um contexto que se manteve durante todo o período, inclusive durante os rodízios de energia que ocorreram até o dia 24 de novembro.

O comprometimento do fornecimento de água potável - outro direito fundamental impactado pelo apagão - decorreu não apenas em função da paralisação de grande parte da rede da CAESA, como também pela indisponibilidade de eletricidade para captar água de poços artesianos¹³. A falta de água provocou o aumento do número de casos de vômito e diarreia, em virtude da falta de higiene na alimentação¹⁴, e aglomerações para busca por assistência e fontes alternativas¹⁵, contribuindo para o agravamento da pandemia.

A escuridão também levou a uma alta na criminalidade na região, além do aumento de protestos e barricadas para chamar a atenção à situação do estado¹⁶. De acordo com a Divisão de Estatísticas da Polícia Militar do Amapá, foram registradas 142 solicitações de manifestações em Macapá e Santana no período, além das realizadas de forma desordenada. Uma situação caótica aproveitada por facções criminosas para incitar e coordenar a vandalização do patrimônio público, reportada pela ABIN (Agência Brasileira de Inteligência), Exército, PRF (Polícia Rodoviária Federal) e órgãos estaduais de segurança, o que motivou solicitação pelo TRE/AP (Tribunal Regional Eleitoral no Amapá) ao TSE (Tribunal Superior Eleitoral) pelo adiamento das eleições: “várias manifestações estão sendo convocadas para demonstração de desagrado em frente aos locais de votação, o que colocaria em risco os eleitores da capital” (Ofício nº 2068 / 2020 - TRE-AP/PRES/ASPRES)¹⁷.

Agravado pela redução dos quadros da segurança pública em função da pandemia, o “aumento expressivo da criminalidade e mesmo sinais de convulsão social”¹⁸ motivou a postergação das eleições para os dias 06 e 20 de dezembro. Um deslocamento que, associado a fatores como a pandemia e viagens programadas, pode ter contribuído para a ampliação do número de eleitores ausentes, prejudicando o processo democrático. A título de comparação, a abstenção nas eleições de 2018

12 ARINI, Juliana. Reporter Brasil. *Crise no Amapá: apagão causa ao menos 8 mortes em meio ao descaso das autoridades.* Publicado em 17 dez 2020. Disponível em: <https://reporterbrasil.org.br/2020/12/crise-no-amapa-apagao-causa-ao-menos-8-mortes-em-meio-ao-descaso-das-autoridades/> Acesso em 30 jan 2021.

13 MACHADO, Leandro. BBC Brasil. *Caos no Amapá: família contrai covid-19 após sair em busca de água em meio a apagão.* Publicado em 20 nov 2020. Disponível em: <https://www.bbc.com/portuguese/brasil-55010653> Acesso em 30 jan 2021.

14 O GLOBO. Economia. *Apagão no Amapá: com falta de água potável, aumenta casos de crianças com vômitos e diarreia.* Publicado em 14 nov 2020. Disponível em: <https://oglobo.globo.com/economia/apagao-no-amapa-com-falta-de-agua-potavel-aumentam-casos-de-criancas-com-vomitinhos-diarreia-24746654> Acesso em 30 jan 2021.

15 MACHADO, Leandro. BBC Brasil. *Caos no Amapá: família contrai covid-19 após sair em busca de água em meio a apagão.* Publicado em 20 nov 2020. Disponível em: <https://www.bbc.com/portuguese/brasil-55010653> Acesso em 30 jan 2021.

16 VALFRÉ, Vinícius. *Nas ruas de Macapá, apagão agrava clima de insegurança.* Publicado em 11 nov 2020. Disponível em: <https://brasil.estadao.com.br/noticias/geral,em-macapa-apagao-piora-clima-de-insegurança,70003509572> Acesso em 30 jan 2021.

17 TRIBUNAL REGIONAL ELEITORAL. AMAPÁ. PRES. ASPRES. *Ofício nº 2068/2020.* Disponível em: <https://www.jota.info/wp-content/uploads/2020/11/oficio-tre-ap.pdf> Acesso 30 jan 2021.

18 TRIBUNAL SUPERIOR ELEITORAL. Processo Administrativo TSE nº 0601767-20.2020.6.00.0000 (PJe), Relator Ministro Luís Roberto Barroso, 11/11/20.

em Macapá (capital do estado) foi de 15,23%¹⁹, enquanto em 2020, a abstenção foi de 25,81%²⁰ no primeiro turno e de 33,99%²¹ no segundo turno.

Em um estado com uma das mais profundas vulnerabilidades do país, como exemplifica o percentual de 70,1% de domicílios atendidos pelo auxílio emergencial (a média nacional foi de 41%)²², os impactos do apagão foram múltiplos e em grande parte imensuráveis. A percepção de abandono por parte de uma população que já se sente excluída pelas desigualdades regionais preexistentes a calamidade, com potenciais impactos na saúde mental ante a uma situação tão adversa, é um exemplo do que não se pode medir: “me sinto um nada”²³.

Destaca-se ainda os prejuízos à CEA (Companhia de Eletricidade do Amapá), estatal estadual em processo de desestatização com apoio do BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social)²⁴.

Apesar dos relatórios preliminares da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) apontarem que a responsabilidade é do ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) e da LMTE (Linha de Macapá Transmissora de Energia)²⁵, o consumidor tem acionado à CEA, que é a distribuidora da energia. Um ônus que exigirá esforços adicionais para viabilidade de um projeto relevante não apenas sob a ótica da competência – as concessões relacionadas à energia pertencem à União, sendo a CEA a última companhia estadual ainda em operação – mas também para a atração de investimentos, geração de renda e melhoria na qualidade do fornecimento de energia no Amapá, com subsequentes ganhos à segurança energética.

O complexo contexto relacionado à distribuição de energia, de competência federal, por uma companhia estadual, em um apagão provocado, a princípio, por concessionários, contribuiu para o acirramento de movimentos populares e acirramento das discussões sobre responsabilidade: “não é de responsabilidade do Estado nem da União” (Presidente Jair Bolsonaro, em pronunciamento no dia 09/11/20)²⁶.

19 TRIBUNAL REGIONAL ELEITORAL. AMAPÁ. Eleições 2018. *Resultado da Votação por Município*. Disponível em: https://www.tre-ap.jus.br/eleicoes/eleicoes-2018/arquivos/tre-ap-eleicoes-2018-resultado-1a-turno-eleicao-geral-estadual-resultado-da-votacao-por-municipio-2020-01-02/rybena_pdf?file=https://www.tre-ap.jus.br/eleicoes/eleicoes-2018/arquivos/tre-ap-eleicoes-2018-resultado-1a-turno-eleicao-geral-estadual-resultado-da-votacao-por-municipio-2020-01-02/at_download/file Acesso em 30 jan 2021.

20 TRIBUNAL REGIONAL ELEITORAL. Amapá. Eleições 2020. *Relatório Resultado Totalização Macapá. 1º Turno*. Disponível em: https://www.tre-ap.jus.br/eleicoes/eleicoes-2020/arquivos/relatorio-resultado-totalizacao-macapa/rybena_pdf?file=https://www.tre-ap.jus.br/eleicoes/eleicoes-2020/arquivos/relatorio-resultado-totalizacao-macapa/at_download/file Acesso em 30 jan 2021.

21 TRIBUNAL REGIONAL ELEITORAL. Amapá. Eleições 2020. *Relatório Resultado Totalização Macapá. 2º Turno*. Disponível em: https://www.tre-ap.jus.br/eleicoes/eleicoes-2020/arquivos/relatorio-resultado-totalizacao-macapa-2o-turno/rybena_pdf?file=https://www.tre-ap.jus.br/eleicoes/eleicoes-2020/arquivos/relatorio-resultado-totalizacao-macapa-2o-turno/at_download/file Acesso em 30 jan 2021.

22 INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. O IBGE Apoiando o combate à COVID-19. Disponível em: <https://covid19.ibge.gov.br/pnad-covid/trabalho.php> Acesso em 30 jan 2021.

23 MARTINS, Dyepeson. Agência Pública. *Amapá: os impactos do apagão na população periférica: “me sinto um nada”*. Publicado em 24 nov 2020. Disponível em: <https://apublica.org/2020/11/amapa-os-impactos-do-apagao-na-populacao-periferica-me-sinto-um-nada/> Acesso em 30 jan 2021.

24 CUNHA, Joana. A Folha de S. Paulo. *BNDES renegocia dívida para privatizar distribuidora de energia no Amapá*. Publicado em 19 nov 2020. Disponível em: <https://www1.folha.uol.com.br/colunas/painelsa/2020/11/bndes-renegocia-divida-para-privatizar-distribuidora-de-energia-no-amapa-leia-integra-do-painel-sa.shtml> Acesso em 30 jan 2021.

25 CASTRO, Ana Paula. G1. *Falhas do ONS e da empresa responsável por subestação levaram a apagão no AP, diz Aneel*. Publicado em 11 jan 2021. Disponível em: <https://g1.globo.com/ap/amapa/noticia/2021/01/11/falhas-do-ons-e-da-empresa-responsavel-por-subestacao-levaram-a-apagao-no-amapa-conclui-aneel.ghtml> Acesso em 30 jan 2021.

26 MARAKAWA, Fabio. Valor Econômico. *Energia do Amapá não é de responsabilidade nem do Estado nem da União, diz Bolsonaro*. Publicado em 09 nov 2020. Disponível em: <https://valor.globo.com/brasil/noticia/2020/11/09/energia-do-amapa-nao-e-de-responsabilidade-nem-do-estado-nem-da-uniao-diz-bolsonaro.ghtml> Acesso em 30 jan 2021.

Desse modo, inúmeros setores foram atingidos, afetando tanto a vida privada e a economia quanto a participação cidadã durante o período de instabilidade, comprometendo a garantia de condições básicas, a exemplo da saúde e segurança.

2. A fundamentalidade do direito ao acesso à energia elétrica e a essencialidade da segurança energética.

As Revoluções Industriais²⁷ estruturam a superação dos meios de utilização de energia: a primeira é marcada pelo uso da máquina a vapor, que viabilizou a produção mecânica; a segunda estrutura a produção em massa, por meio do uso da eletricidade e das linhas de produção; a terceira (revolução digital) reflete-se no aprimoramento da utilização de computadores e pelo desenvolvimento de semicondutores; e a quarta revolução industrial é marcada pela velocidade da troca de informações, pela inteligência artificial e pelo *machine learning*, além do alcance e impacto dos sistemas²⁸. Pode-se perceber, portanto, que o curto espaço de tempo entre as revoluções industriais decorrem da rápida expansão e atualização das tecnologias, que dependem da energia para funcionar. Esse cenário demonstra a necessidade do acesso à energia elétrica para a participação da vida em sociedade, não apenas para lazer, mas também para trabalho e debates sociais relevantes.

“Assegurar o acesso confiável, sustentável, moderno e a preço acessível à energia para todos” é um dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável, a serem concretizados até 2030, de modo a reduzir as desigualdades e ampliar a prosperidade dos indivíduos e das nações²⁹. Para Sen³⁰, desenvolvimento pressupõe a retirada dos limitadores à liberdade, com a ampliação das escolhas disponíveis ao indivíduo. Ainda, na Declaração sobre o Direito ao Desenvolvimento das Nações Unidas³¹, consta que ao indivíduo é reservado o direito humano inalienável de contribuir para o desenvolvimento e dele desfrutar. A declaração anota como dever do Estado a formulação de políticas nacionais que promovam o desenvolvimento, permitindo a participação ativa da população e distribuindo, equitativamente, seus resultados.

No cenário brasileiro – a partir de uma interpretação sistêmica da Constituição Brasileira –, a ideia de desenvolvimento estrutura-se nos âmbitos econômico, social, cultural e político, a partir dos quais “todos os direitos humanos e liberdades fundamentais possam ser plenamente realizados”³². Por meio disso, são maximizadas as condições de existência digna e os meios para participação ativa dos cidadãos nas decisões políticas, com a realização plena da democracia³³.

27 SCHWAB, Klaus. *The Fourth Industrial Revolution*. New York: Crown Business, 2017, p. 2.

28 SCHWAB, Klaus. *The Fourth Industrial Revolution*. New York: Crown Business, 2017, p. 11.

29 NAÇÕES UNIDAS BRASIL. *Objetivos de Desenvolvimento Sustentável*. Disponível em: <https://brasil.un.org/pt-br/sdgs>. Acesso em 30 jan 2021.

30 SEN, Amartya. *Development As Freedom*. New York: Alfred A. Knopf, 1999. ISBN 0-375-40619-0. p. 3, 25-27.

31 ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS. *Declaração sobre o Direito ao Desenvolvimento*. 1986. Disponível em: <http://www.direitoshumanos.usp.br/index.php/Direito-ao-Desenvolvimento/declaracao-sobre-o-direito-ao-desenvolvimento.html>. Acesso em 30 jan 2021.

32 ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS. *Declaração sobre o Direito ao Desenvolvimento*. 1986. Disponível em: <http://www.direitoshumanos.usp.br/index.php/Direito-ao-Desenvolvimento/declaracao-sobre-o-direito-ao-desenvolvimento.html>. Acesso em 30 jan 2021.

33 HACHEM, Daniel Wunder. A noção constitucional de desenvolvimento para além do viés econômico: reflexos sobre algumas tendências do Direito Público brasileiro. *A&C – Revista de Direito Administrativo & Constitucional*, Belo Horizonte, ano 13, n. 53, p. 133- 168, jul./set. 2013. p. 155.

A Proposta de Emenda à Constituição (PEC) nº 44 de 2017³⁴ tem como objetivo a inclusão do direito ao acesso à energia elétrica no rol de direitos sociais previstos no artigo 6º da Constituição. Entretanto, ainda que não haja a previsão expressa no texto constitucional, é possível compreender o Direito Fundamental ao Acesso à Energia Elétrica também a partir das noções de direito ao desenvolvimento, do princípio da dignidade da pessoa humana e por meio da cláusula de abertura, que permite o reconhecimento de direitos fundamentais para além do rol constitucional.

A Dignidade da Pessoa Humana³⁵ exerce papel central na interpretação das normas constitucionais, a partir da qual emana o reconhecimento e a realização plena dos direitos fundamentais, sem os quais ocorre afronta própria dignidade do indivíduo³⁶. Desse conceito deriva a ideia de mínimo existencial: o núcleo duro sem o qual é inviável a fruição de uma vida digna em sociedade³⁷, o que também alcança o direito ao acesso à energia elétrica.

Ainda, mesmo que a escolha dos representantes do Congresso Nacional seja de colocar esse direito como social, Hachem³⁸ ensina que apresenta que três características permitem a interpretação de que se trata de verdadeiro direito fundamental: (1) a multifuncionalidade, (2) a aplicabilidade imediata e (3) a dupla dimensão.

A partir da multifuncionalidade, tanto a função de defesa quanto de prestação decorre de todos os direitos fundamentais quando analisados da ótica de *feixes de posições jusfundamentais*. Ou seja, de todos os direitos fundamentais (inclusive dos sociais) decorre o dever estatal de intervir para garantir e de se abster quando já concretizado³⁹.

Dessa característica decorre a aplicabilidade imediata que, expressa no artigo 5º, §1º da CRFB, pressupõe a desnecessidade de regulação infraconstitucional para o pleno exercício de direitos fundamentais⁴⁰. Já estabelecida na norma constitucional, essas funções estatais podem inclusive sofrer a judicialização em caso de ação ou inércia estatal que afronte direito fundamental⁴¹.

Por fim, a dupla dimensão dos direitos explora a ideia da dupla titularidade desses direitos: individual e transindividual. Ou seja, emanam de todos os direitos fundamentais tanto a dimensão subjetiva quanto a objetiva. Na subjetiva a relação jurídica entre cidadão e Poder Público ocorre para a concretização e fruição de determinado direito. Por sua vez, a dimensão objetiva supera a relação

34 A PEC nº 44 de 2017 encontra-se pronta para inclusão na pauta da Comissão de Constituição, Justiça e Cidadania do Senado Federal.

35 Prevista no artigo 1º, inciso III da CRFB, é fundamento da República Federativa do Brasil.

36 SARLET, Ingo. *Dignidade da Pessoa Humana e Direitos Fundamentais na Constituição Federal de 1988*. 2. ed. Porto Alegre: Livraria do Advogado Editora, 2002. P. 89-90.

37 SARLET, Ingo Wolfgang; ZOCKUN, Carolina Zancaner. Notas sobre o mínimo existencial e sua interpretação pelo STF no âmbito do controle judicial das políticas públicas com base nos direitos sociais. *Revista de Investigações Constitucionais*, Curitiba, vol. 3, n. 2, p. 115-141, maio/ago. 2016. DOI: <http://dx.doi.org/10.5380/rinc.v3i2.46594> p. 121-123.

38 HACHEM, Daniel Wunder. *Tutela administrativa efetiva dos direitos fundamentais sociais*: por uma implementação espontânea, integral e igualitária. Curitiba, 2014. 614 f. Tese (Doutorado) – Programa de Pós-Graduação em Direito, Universidade Federal do Paraná.

39 HACHEM, Daniel Wunder. *Tutela administrativa efetiva dos direitos fundamentais sociais*: por uma implementação espontânea, integral e igualitária. Curitiba, 2014. 614 f. Tese (Doutorado) – Programa de Pós-Graduação em Direito, Universidade Federal do Paraná, p. 130-131.

40 HACHEM, Daniel Wunder. *Tutela administrativa efetiva dos direitos fundamentais sociais*: por uma implementação espontânea, integral e igualitária. Curitiba, 2014. 614 f. Tese (Doutorado) – Programa de Pós-Graduação em Direito, Universidade Federal do Paraná, p. 133.

41 HACHEM, Daniel Wunder. *Tutela administrativa efetiva dos direitos fundamentais sociais*: por uma implementação espontânea, integral e igualitária. Curitiba, 2014. 614 f. Tese (Doutorado) – Programa de Pós-Graduação em Direito, Universidade Federal do Paraná, p. 152.

entre indivíduo e Estado, abarcando interesses e bens jurídicos determinantes para a ordem social, que justificam a necessidade de impulso de ofício de sua proteção⁴².

O direito fundamental ao acesso à energia elétrica – no reflexo de sua multifuncionalidade, de sua aplicabilidade imediata e de sua dupla titularidade – não fica restrito apenas ao indivíduo, alcançando também a necessidade de promoção desse direito e universalização do acesso, o que justifica o interesse coletivo em sua disseminação de modo a alcançar, satisfatoriamente, todos os brasileiros.

A partir de sua fundamentalidade, a estabilidade do direito ao acesso à energia elétrica ocupa papel de destaque nas necessidades da sociedade. A promoção de segurança energética reflete essa estabilidade. Segurança energética pode ser definida como minimização do risco de crises energéticas por meios políticos⁴³. Desse modo, a segurança energética depende da ação de agentes públicos e políticos para que o fornecimento de energia seja estável e suficiente para não comprometer atividades cotidianas que dela dependam.

3. A relevância do direito ao acesso à energia elétrica para o exercício de atividades socioeconômicas e para a fruição plena de direitos fundamentais.

A eletricidade viabiliza a realização de diversas atividades humanas, algumas inclusive consideradas essenciais, relacionadas a direitos fundamentais sociais como higiene, alimentação, segurança, saúde e lazer dos cidadãos⁴⁴ (direitos previstos no artigo 6º da CRFB).

Entretanto, os resultados de pesquisa realizada em 2018 (que teve como objeto o panorama mundial) apontaram que 800 milhões de pessoas não tinham acesso à energia elétrica e 674 milhões continuarão sem acesso em 2030⁴⁵. Ainda, estimou-se que, até 2030, em torno de 15% das carreiras do mercado de trabalho serão integralmente automatizadas em virtude da utilização de novas Tecnologias de Informação e Comunicação (TICs), de modo que, de 400 a 800 milhões de pessoas serão substituídas por essa automatização, das quais até 375 milhões terão que alterar seu campo de atuação e ampliar suas habilidades para retornar ao mercado de trabalho⁴⁶.

No Brasil, 100% da população têm acesso a energia elétrica, embora 6% da população utilize biomassa não processada (madeira), carvão ou querosene para cozinhar, o que são fontes poluentes e inseguras para os indivíduos⁴⁷. A situação amapaense, por outro lado, demonstra que esse acesso não é estável, havendo o risco de insegurança energética em virtude da má conservação dos instrumentos

42 HACHEM, Daniel Wunder. A dupla titularidade (individual e transindividual) dos direitos fundamentais econômicos, sociais, culturais e ambientais. *Revista de Direitos Fundamentais e Democracia*, v. 14, n. 14, Curitiba, p. 618-688, jul./dez. 2013, p. 624, 633.

43 DIRMONSER, Dietmar. *Seguridad Energética: las nuevas escaseces, el resurgimiento del nacionalismo de recursos y las perspectivas de los enfoques multilaterales*. Friedrich-EbertStiftung, 2007.

44 NASCIMENTO, Acácio Alessandro Rêgo do. *Inclusão elétrica e desenvolvimento como liberdade: desafios no desfecho da universalização brasileira e os aportes da matriz tributária*. 2018. 179 páginas. (Direito, Estado e Constituição) Universidade de Brasília, Distrito Federal, 2018, p. 18.

45 THE WORLD BANK. *Objetivos Globais de Energia*: progresso lento, mas com experiências promissoras em alguns países. 2 de maio de 2018. Disponível em: <https://www.worldbank.org/pt/news/press-release/2018/05/02/sustainable-development-goal-sdg-7-global-progress-report> Acesso em 30 jan 2021.

46 MCKINSEY GLOBAL INSTITUTE. *Jobs lost, Jobs gained: What the future of work will mean for jobs, skills, and wages*. Publicado em 28 nov 2017. Disponível em: <https://www.mckinsey.com/featured-insights/future-of-work/jobs-lost-jobs-gained-what-the-future-of-work-will-mean-for-jobs-skills-and-wages> Acesso em 30 jan 2021.

47 ENERGY SECTOR MANAGEMENT ASSISTANCE PROGRAM. *The Energy Report*. Disponível em: <https://trackingsdg7.esmap.org/> Acesso em 30 jan 2021.

necessários para o provimento do acesso à energia elétrica.

O serviço público de energia elétrica – como instrumento para a concretização do desenvolvimento sustentável, para manutenção da ordem econômica e para promoção de direitos fundamentais dependentes da energia elétrica⁴⁸ – deve, ser contínuo, em especial por se tratar de mecanismo de promoção de atividades essenciais e socialmente relevantes. A Lei nº 8.078/90 – que se aplica subsidiariamente ao serviço público de energia elétrica – prevê que essa prestação deve ser adequada, eficiente, segura, e, por se tratar de serviço essencial, contínua. Essa previsão alcança tanto os órgãos públicos quanto os concessionários/permissionários.

Ainda, a lei nº 8.987/95 prevê que as concessionárias devem prestar serviços públicos de forma adequada. No parágrafo 1º do artigo 6º, encontra-se que serviço adequado é o que satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia e modicidade das tarifas. Cumpre ressaltar também que a lei da greve (nº 7.785/89) considera como serviço ou atividade essencial a produção e a distribuição de energia elétrica, que não pode ser interrompida em virtude de paralisações dos empregados.

Além de ser um direito fundamental, o acesso à energia elétrica também interfere diretamente na fruição de outros direitos fundamentais, alcançando diversos campos da rotina dos indivíduos, como o trabalho e o lazer. Essa dependência fica ainda mais latente com as terceira e quarta revoluções industriais, que partem do uso de equipamentos dependentes de energia para promoção de trocas mercantis ou para estreitamento da relação entre Estado e cidadão, com a consolidação de plataformas digitais de serviços públicos 100% online. A Estratégia de Governo Digital - 2020 a 2022, por exemplo, fixou como meta para 2022 a oferta digital de todos os serviços públicos federais digitalizáveis, além da unificação das bases de dados nacionais para maior agilidade do processamento das informações⁴⁹. Com isso, o acesso à energia elétrica deixa de ser fundamental apenas na esfera particular do indivíduo e alcança também o exercício da cidadania. Um exemplo disso foi a concessão do Auxílio Emergencial, que ultrapassou a marca de 100 milhões de requerimentos, todos promovidos de forma online⁵⁰.

Considerações Finais.

Por intermédio dos objetivos propostos, foi possível identificar no caso do apagão ocorrido em novembro de 2020 no Amapá a fragilidade decorrente da indisponibilidade de energia e a subsequente criticidade do direito fundamental ao seu acesso, com o comprometimento do exercício pleno de outros direitos, da economia, de atividades e serviços públicos essenciais, enfim, alijamento da cidadania nos dias atuais.

Ao levantar questões e desafios vividos pelo Amapá durante o apagão - sem a pretensão de esgotar evento de tamanha complexidade e envergadura – resta demonstrada a fundamentalidade do direito ao acesso à energia elétrica, decorrente do direito ao desenvolvimento e do princípio da

48 SOETHE, Ghabriel Campigotto; BLANCHET, Luiz Alberto. Geração distribuída e desenvolvimento sustentável. A&C – Revista de Direito Administrativo & Constitucional, Belo Horizonte, ano 20, n. 79, p. 233-257, jan./mar. 2020. P. 242.

49 BRASIL. Poder Executivo. Decreto nº 10.332, 28 de Abril de 2020. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/decreto-n-10.332-de-28-de-abril-de-2020-254430358> Acesso em 30 jan 2021.

50 BRASIL. Caixa Econômica Federal. *Auxílio Emergencial - Últimos Números*. Liberação de Recursos. Disponível em: <https://caixanoticias.caixa.gov.br/noticia/22125/auxilio-emergencial-clique-aqui-para-ver-os-ultimos-numeros-2> Acesso em 30 jan 2021.

dignidade da pessoa humana. O cotidiano mais basilar foi debilitado, com subsequente obstrução da fruição plena de direitos fundamentais. Confirma-se, neste sentido, a hipótese “a situação emergencial enfrentada pelo estado do Amapá demonstra a relevância do direito fundamental ao acesso à energia elétrica, sem o qual a interação socioeconômica entre cidadãos é fragilizada”.

É preciso considerar, adicionalmente, que o apagão intensificou uma vulnerabilidade já existente, expondo questões estruturais relacionadas às desigualdades regionais, nas quais insere-se a insegurança energética na Amazônia, mesmo em estados produtores como o Amapá.

Considerando a situação amapaense, nítida a relação entre o acesso à energia elétrica e a fruição de direitos fundamentais, com impactos nas áreas de saúde, comunicação, segurança, higiene e trabalho. Conclui-se pela extrema necessidade da garantia da segurança energética para a fruição dos direitos fundamentais e o pleno exercício da cidadania.

Bibliografia

ACCUWEATHER. *Temperaturas Macapá Novembro 2020*. Disponível em: <https://www.accuweather.com/pt/br/macap%C3%A1/64/november-weather/64?year=2020> Acesso em 30 jan 2021.

AMAPÁ. Governo do Estado. *Ministério de Minas e Energia apresenta ao governo plano para solucionar apagão no Amapá*. Publicado em 05 nov 2020. Disponível em: <https://www.portal.ap.gov.br/noticia/0511/ministerio-de-minas-e-energia-apresenta-ao-governo-plano-para-solucionar-apagao-no-amapa> Acesso em 30 jan 2021.

ARINI, Juliana. Reporter Brasil. *Crise no Amapá: apagão causa ao menos 8 mortes em meio ao descaso das autoridades*. Publicado em 17 dez 2020. Disponível em: <https://reporterbrasil.org.br/2020/12/crise-no-amapa-apagao-causa-ao-menos-8-mortes-em-meio-ao-descaso-das-autoridades/> Acesso em 30 jan 2021.

BARBOSA, Catarina. Brasil de Fato. *Sem energia, Amapá registra aumento de 250% novos casos de covid-19*. Publicado em 21 nov 2020. Disponível em: <https://www.brasildefato.com.br/2020/11/21/sem-energia-amapa-registra-aumento-de-250-novos-casos-de-covid-19> Acesso em 30 jan 2021.

BRASIL. Caixa Econômica Federal. *Auxílio Emergencial - Últimos Números*. Liberação de Recursos. Disponível em: <https://caixanoticias.caixa.gov.br/noticia/22125/auxilio-emergencial-clique-aqui-para-ver-os-ultimos-numeros-2> Acesso em 30 jan 2021.

BRASIL. Poder Executivo. *Decreto nº 10.332*. 28 de Abril de 2020. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/decreto-n-10.332-de-28-de-abril-de-2020-254430358> Acesso em 30 jan 2021.

CASTRO, Ana Paula. G1. *Falhas do ONS e da empresa responsável por subestação levaram a apagão no AP, diz Aneel*. Publicado em 11 jan 2021. Disponível em: <https://g1.globo.com/ap/amapa/noticia/2021/01/11/falhas-do-ons-e-da-empresa-responsavel-por-subestacao-levaram-a-apagao-no-amapa-conclui-aneel.ghtml> Acesso em 30 jan 2021.

CONSELHO NACIONAL DE SECRETARIAS DE SAÚDE. *Painel CONASS COVID-19*. Disponível em: <https://www.conass.org.br/painelconasscovid19/> Acesso em 30 jan 2021.

COURI, Carlos Eduardo Barra. *Veja Saúde. O apagão no Amapá e seus efeitos no controle do diabetes.* Publicado em 09 nov 2020. Disponível em: <https://saude.abril.com.br/blog/futuro-do-diabete/o-apagao-no-amapa-e-seus-efeitos-no-controle-do-diabetes/> Acesso em 30 jan 2021.

CUNHA, Joana. A Folha de S. Paulo. *BNDES renegocia dívida para privatizar distribuidora de energia no Amapá.* Publicado em 19 nov 2020. Disponível em: <https://www1.folha.uol.com.br/columnas/painelsa/2020/11/bndes-renegocia-divida-para-privatizar-distribuidora-de-energia-no-amapa-leia-integra-do-painel-sa.shtml> Acesso em 30 jan 2021.

DIRMONSER, Dietmar. *Seguridad Energética: las nuevas escaseces, el resurgimiento del nacionalismo de recursos y las perspectivas de los enfoques multilaterales.* Friedrich-EbertStiftung, 2007.

ENERGY SECTOR MANAGEMENT ASSISTANCE PROGRAM. *The Energy Report.* Disponível em: <https://trackingsdg7.esmap.org/> Acesso em 30 jan 2021.

HACHEM, Daniel Wunder. A noção constitucional de desenvolvimento para além do viés econômico: reflexos sobre algumas tendências do Direito Público brasileiro. *A&C – Revista de Direito Administrativo & Constitucional*, Belo Horizonte, ano 13, n. 53, p. 133- 168, jul./set. 2013.

HACHEM, Daniel Wunder. *Tutela administrativa efetiva dos direitos fundamentais sociais:* por uma implementação espontânea, integral e igualitária. Curitiba, 2014. 614 f. Tese (Doutorado) – Programa de Pós-Graduação em Direito, Universidade Federal do Paraná.

NSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. *O IBGE Apoiando o combate à COVID-19.* Disponível em: <https://covid19.ibge.gov.br/pnad-covid/trabalho.php> Acesso em 30 jan 2021.

MACHADO, Leandro. BBC Brasil. *Caos no Amapá: família contrai covid-19 após sair em busca de água em meio a apagão.* Publicado em 20 nov 2020. Disponível em: <https://www.bbc.com/portuguese/brasil-55010653> Acesso em 30 jan 2021.

MARAKAWA, Fabio. Valor Econômico. *Energia do Amapá não é de responsabilidade nem do Estado nem da União, diz Bolsonaro.* Publicado em 09 nov 2020. Disponível em: <https://valor.globo.com/brasil/noticia/2020/11/09/energia-do-amapa-nao-e-de-responsabilidade-nem-do-estado-nem-da-uniao-diz-bolsonaro.ghtml> Acesso em 30 jan 2021.

MARTINS, Dyepeson. Agência Pública. *Amapá: os impactos do apagão na população periférica: “me sinto um nada”.* Publicado em 24 nov 2020. Disponível em: <https://apublica.org/2020/11/amapa-os-impactos-do-apagao-na-populacao-periferica-me-sinto-um-nada/> Acesso em 30 jan 2021

MCKINSEY GLOBAL INSTITUTE. *Jobs lost, Jobs gained: What the future of work will mean for jobs, skills, and wages.* Publicado em 28 nov 2017. Disponível em: <https://www.mckinsey.com/featured-insights/future-of-work/jobs-lost-jobs-gained-what-the-future-of-work-will-mean-for-jobs-skills-and-wages> Acesso em 30 jan 2021.

NAÇÕES UNIDAS BRASIL. *Objetivos de Desenvolvimento Sustentável.* Disponível em: <https://brasil.un.org/pt-br/sdgs> Acesso em 30 jan 2021.

NASCIMENTO, Acácio Alessandro Rêgo do. *Inclusão elétrica e desenvolvimento como liberdade: desafios no desfecho da universalização brasileira e os aportes da matriz tributária.* 2018. 179 páginas.

(Direito, Estado e Constituição) Universidade de Brasília, Distrito Federal, 2018.

O GLOBO. Economia. *Apagão no Amapá*: com falta de água potável, aumenta casos de crianças com vômitos e diarreia. Publicado em 14 nov 2020. Disponível em: <https://oglobo.globo.com/economia/apagao-no-amapa-com-falta-de-agua-potavel-aumentam-casos-de-criancas-com-vomitos-diarreia-24746654> Acesso em 30 jan 2020.

ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS. *Declaração sobre o Direito ao Desenvolvimento*. 1986. Disponível em: <http://www.direitoshumanos.usp.br/index.php/Direito-ao-Desenvolvimento/declaracao-sobre-o-direito-ao-desenvolvimento.html> Acesso em 30 jan 2021.

RODRIGUES, Alex. Agência Brasil. *Apagão Leva Governo do Amapá a Decretar Situação de Emergência*. Publicado em 06 nov 2020. Disponível em: <https://agenciabrasil.ebc.com.br/geral/noticia/2020-11/apagao-leva-governo-do-amapa-decretar-situacao-de-emergencia> Acesso em 30 jan 2021.

SARLET, Ingo. *Dignidade da Pessoa Humana e Direitos Fundamentais na Constituição Federal de 1988*. 2. ed. Porto Alegre: Livraria do Advogado Editora, 2002.

SARLET, Ingo Wolfgang; ZOCKUN, Carolina Zancaner. Notas sobre o mínimo existencial e sua interpretação pelo STF no âmbito do controle judicial das políticas públicas com base nos direitos sociais. *Revista de Investigações Constitucionais*, Curitiba, vol. 3, n. 2, p. 115-141, maio/ago. 2016. DOI: <http://dx.doi.org/10.5380/rinc.v3i2.46594>

SCHWAB, Klaus. *The Fourth Industrial Revolution*. New York: Crown Business, 2017.

SEN, Amartya. *Development As Freedom*. New York: Alfred A. Knopf, 1999. ISBN 0-375-40619-0. SOETHE, Ghabriel Campigotto; BLANCHET, Luiz Alberto. Geração distribuída e desenvolvimento sustentável. *A&C – Revista de Direito Administrativo & Constitucional*, Belo Horizonte, ano 20, n. 79, p. 233-257, jan./mar. 2020.

THE WORLD BANK. *Objectivos Globais de Energia*: progresso lento, mas com experiências promissoras em alguns países. 2 de maio de 2018. Disponível em: <https://www.worldbank.org/pt/news/press-release/2018/05/02/sustainable-development-goal-sdg-7-global-progress-report> Acesso em 30 jan 2021.

TRIBUNAL REGIONAL ELEITORAL. AMAPÁ. Eleições 2018. *Resultado da Votação por Município*. Disponível em: https://www.tre-ap.jus.br/eleicoes/eleicoes-2018/arquivos/tre-ap-eleicoes-2018-resultado-1a-turno-eleicao-geral-estadual-resultado-da-votacao-por-municipio-2020-01-02/rybena_.pdf?file=https://www.tre-ap.jus.br/eleicoes/eleicoes-2018/arquivos/tre-ap-eleicoes-2018-resultado-1a-turno-eleicao-geral-estadual-resultado-da-votacao-por-municipio-2020-01-02/at_download/file Acesso em 30 jan 2021.

TRIBUNAL REGIONAL ELEITORAL. AMAPÁ. PRES. ASPRES. *Ofício nº 2068/2020*. Disponível em: <https://www.jota.info/wp-content/uploads/2020/11/oficio-tre-ap.pdf> Acesso 30 jan 2021.

TRIBUNAL SUPERIOR ELEITORAL. Processo Administrativo TSE nº 0601767-20.2020.6.00.0000 (PJe), Relator Ministro Luís Roberto Barroso, 11/11/20.

TRIBUNAL REGIONAL ELEITORAL. Amapá. Eleições 2020. *Relatório Resultado Totalização*

Macapá. 1º Turno. Disponível em: https://www.tre-ap.jus.br/eleicoes/eleicoes-2020/arquivos/relatorio-resultado-totalizacao-macapa/rybena_pdf?file=https://www.tre-ap.jus.br/eleicoes/eleicoes-2020/arquivos/relatorio-resultado-totalizacao-macapa/at_download/file Acesso em 30 jan 2021.

TRIBUNAL REGIONAL ELEITORAL. Amapá. Eleições 2020. *Relatório Resultado Totalização Macapá.* 2º Turno. Disponível em: https://www.tre-ap.jus.br/eleicoes/eleicoes-2020/arquivos/relatorio-resultado-totalizacao-macapa-2o-turno/rybena_pdf?file=https://www.tre-ap.jus.br/eleicoes/eleicoes-2020/arquivos/relatorio-resultado-totalizacao-macapa-2o-turno/at_download/file Acesso em 30 jan 2021.

VALFRÉ, Vinícius. *Nas ruas de Macapá, apagão agrava clima de insegurança.* Publicado em 11 nov 2020. Disponível em: <https://brasil.estadao.com.br/noticias/geral,em-macapa-apagao-piora-clima-de-inseguranca,70003509572> Acesso em 30 jan 2020.

VALFRÉ, Vinícius. O Estado de S. Paulo. *Sem Energia Elétrica, Vacinas Foram Refrigeradas em Açougue no Amapá.* Publicado em 12 nov 2020. Disponível em: <https://brasil.estadao.com.br/noticias/geral,sem-luz-vacinas-foram-refrigeradas-em-acougue-no-ap,70003510985> Acesso em 30 jan 2021.

Energia e Saneamento Básico no Brasil: uma perspectiva para o futuro.

Energy and Basic Sanitation in Brazil: a perspective for the future.

Eliana Maria Janequine Filippozzi¹

Alcino Luís Souto Martins²

Sumário: 1. Introdução. 2. Saneamento no Brasil. 3. Relação entre o saneamento e a energia.

3.1 Recomendações da IEA. 3.2 Algumas tecnologias. 3.3 Necessária neutralidade energética no Brasil. 4. Novo marco legal brasileiro. 5. Regulação de saneamento no Brasil. 5.1 Regulação federal do saneamento. 5.2 Função das agências reguladoras no saneamento, suas possíveis capturas e outros problemas a serem evitados. 5.3 Tarifa social. 5.4 Normas de referência a serem editadas pela ANA. 6. Conclusão. 7. Bibliografia.

Resumo: Alcançar o acesso equitativo a serviços de saneamento adequados para todos é parte da meta 6 dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) da Organização das Nações Unidas. A meta 6 está muito ligada à meta 7 dos ODS (que preconiza a garantia de energia acessível e de fontes renováveis) inclusive porque, depois da água, energia é o principal insumo para o saneamento. A Lei nº 14.026/2020 atualiza o marco legal e determina a universalização do saneamento no Brasil até 2033, prorrogável até 2040. As novas metas legais podem representar um colossal aumento dos serviços de saneamento atualmente oferecidos no Brasil. Com efeito, investimentos para a universalização do saneamento são extremamente urgentes, por razões sanitárias e humanitárias, e podem impactar positivamente a recuperação econômica brasileira. O aumento da demanda de energia para a universalização do saneamento não será desprezível nos próximos anos, mas estima-se que eficiência energética e alternativas de produção de energia integradas ao saneamento possam cobrir mais da metade dos custos das empresas de saneamento com eletricidade. O lodo de esgoto e resíduos sólidos urbanos, por exemplo, podem ser usados para combustão direta ou produção de biogás, que pode passar a integrar a matriz energética brasileira. Se os vários pontos de interseccão entre as metas 6 e 7 dos ODS não forem bem administrados, os efeitos serão muito ruins em todos os setores envolvidos. Ao contrário, se bem administrados, podem ajudar com o alcance de ambas as metas. O primeiro passo é identificar e suprimir lacunas de informação. Todos esses e outros complexos e interligados aspectos da universalização do saneamento dependem de um planejamento sistêmico e uma eficiente regulação. Portanto, é imprescindível que o novo marco regulatório do saneamento brasileiro seja baseado em robustos e bem coordenados planejamentos dos setores de água, energia e saneamento, bem como considere as enormes diferenças locais e atraia investimentos nas tecnologias

¹ Advogada com atuação no setor de energia. *Solicitor* na Inglaterra e País de Gales (inscrição ativa na *Law Society of England and Wales* de 1999 a 2010). Bacharel pela Faculdade de Direito da Universidade de São Paulo. Pesquisadora da Pós-Graduação em Direito da PUC/PR na área de regulação e mercados de energia. Contato: elianafilippozzi@gmail.com.

² Mestrando em *Environmental Economics and Management* pela Faculdade de Economia da Universidade do Porto, Pós-Graduado em Direito da Energia Elétrica pelo Centro Universitário de Brasília. Pesquisador da Pós-Graduação em Direito da PUC/PR na área de regulação e mercados de energia. Advogado, com atuação no setor de energia e ambiente. Bacharel pela Universidade Federal de Pernambuco. Contato: alcino@soutomartins.com.br.

e práticas necessárias para a universalização prescrita em lei sem causar efeitos indesejados no setor de energia ou nas reservas hídricas.

Palavras-chave: ODS 6 e 7; saneamento; regulação; acessibilidade; eficiência energética.

Abstract: To achieve access to adequate and equitable sanitation services for all is part of the target 6 of the Sustainable Development Goals (SDG) of the United Nations. Target 6 is closely linked to target 7 of the SDG (which recommends that affordable and sustainable energy is ensured) even because, after water, energy is the main raw material for sanitation. Law N. 14.026/2020 updates the legal framework and determines the universalization of basic sanitation in Brazil until 2033, extendable until 2040. The new legal targets may represent a colossal increase in the sanitation services presently offered in Brazil. Indeed, investments for the universalization are urgent for sanitary and humanitarian reasons and may positively impact the Brazilian economic recovery. The increase of energy demand for universalization of sanitation will not be negligible in the next years, but it is estimated that energy efficiency and alternatives to produce energy in sanitation may cover more than half of the costs of the sanitation companies with energy. For example, sewage sludge and urban solid waste may be used for direct combustion or to produce biogas, which may come to integrate the Brazilian energy mix. If the several intersection points of targets 6 and 7 of the SDG are not well-managed, the effects will be considerably bad in all sectors involved. Conversely, if well-managed, they may help to reach both targets. The first step is to identify and eliminate information gaps. All these and other complex and interconnected aspects of the universalization of sanitation depend on systemic planning and efficient regulation. Thus, it is essential that the new Brazilian regulatory framework for sanitation: be based on robust and well-coordinated planning for the water, energy and sanitation sectors; consider the enormous local differences; and attract investments in technologies and practices necessary for the universalization required by law without, causing undesired effects in the energy sector or in the hydric reserves.

Keywords: SDG 6 and 7; sanitation; regulation; affordability; energy efficiency.

1. Introdução

A importância da universalização do saneamento foi ainda mais ressaltada na presente pandemia. O que não é de conhecimento de muitos, e que é muito importante, é que, depois da água, energia é o principal insumo para o saneamento. Por essa razão, há anos, a *International Energy Agency* (IEA) recomenda estudos combinados de energia e água.

Verifica-se, portanto, que haverá uma significativa pressão na demanda de energia nos próximos anos, para que o mundo alcance a meta 6 dos ODS, ou seja, para que todos passem a ter acesso equitativo a serviços de saneamento adequados.

Porém, a IEA estima que a eficiência e alternativas de produção de energia no saneamento possam cobrir mais da metade dos custos das empresas de saneamento com eletricidade. Ademais, já existe evidência de que o esgoto pode gerar Hidrogênio (H_2), vetor energético que ganhou destaque internacional no ano passado, com o lançamento da Estratégia da União Europeia para o H_2 .

A ineficiência do saneamento no Brasil sempre foi agravada pela dificuldade adicional de regulação. O setor elétrico é regulado por uma agência nacional, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), enquanto a regulação do saneamento hoje é de responsabilidade municipal e dispersa entre várias agências locais. A Lei nº 14026/20 procurou mitigar o problema ao atribuir à Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA) competência para editar normas de referência sobre o serviço de saneamento.

Isso permitirá uma melhor coordenação nacional, mas outros entraves ainda precisam ser superados. Neste contexto, o presente trabalho tem por objetivo fazer uma revisão da literatura sobre importantes questões a serem consideradas com relação ao arcabouço legal e regulatório brasileiro do saneamento, tais como consumo e autoprodução de energia, eficiência energética, economia circular, meio ambiente, tarifa social e possível incorporação do saneamento na cadeia produtiva do H_2 .

2. Saneamento no Brasil

A Lei nº 14.026/2020 determina a universalização do saneamento no Brasil até 2033, prorrogável até 2040. Até lá, os contratos de prestação dos serviços públicos de saneamento deverão definir metas que garantam o atendimento de 99% da população com água potável e de 90% da população com coleta e tratamento de esgotos.

O quadro abaixo resume: (i) as médias nacionais da população brasileira com acesso ao saneamento, segundo dados de 2019 do Sistema Nacional de Informações sobre o Saneamento (SNIS); e (ii) as novas metas legais. Em uma população de 210.147.127 habitantes em 2019, pode-se ter uma ideia do colossal desafio para que a meta de universalização seja atingida em 2033 ou 2040.

Quadro 1 – Atual situação do saneamento no Brasil e metas legais de universalização.

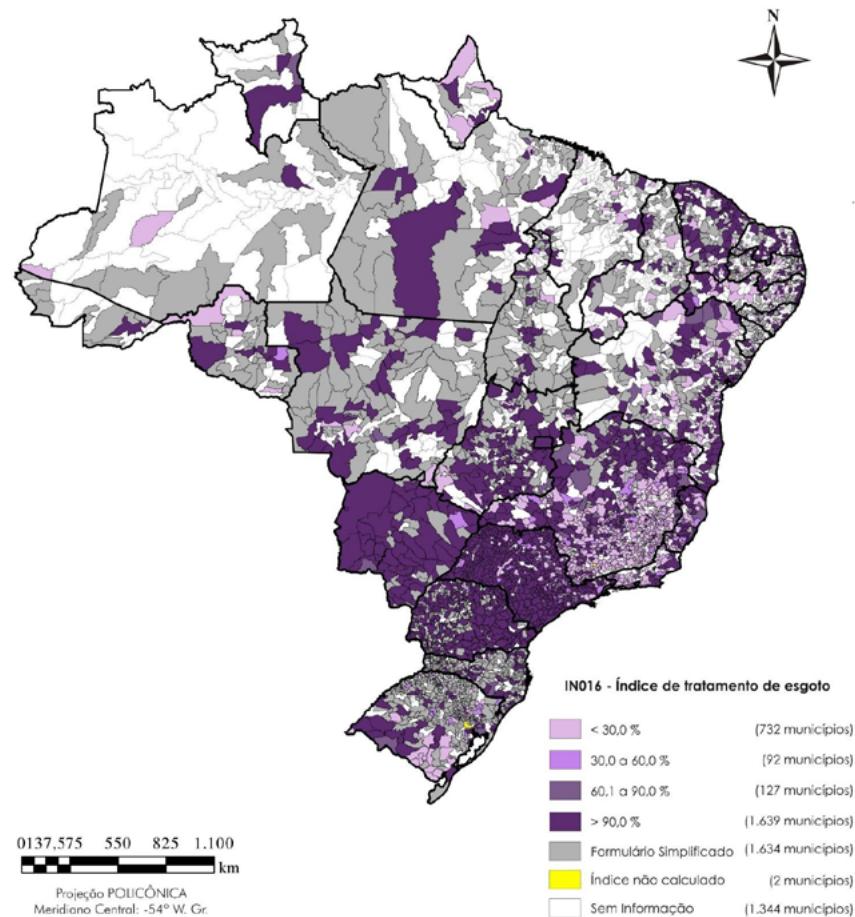
BRASIL	SNIS 2019	LEI 14.026/20 METAS PARA 2033/40
POPULAÇÃO TOTAL	210.147.127 habitantes	-
ABASTECIMENTO ÁGUA	83,7%	99%
COLETA ESGOTO	54,1%	90%
TRATAMENTO ESGOTO	49,1%	90%

Fonte: Elaboração própria a partir de informações do SNIS e provisões da Lei 14.026/20.

Os péssimos números acima retratam a média nacional da população com acesso ao saneamento

e são ainda mais agravados pela grande desigualdade entre as diversas localidades brasileiras, visualizada no seguinte mapa:

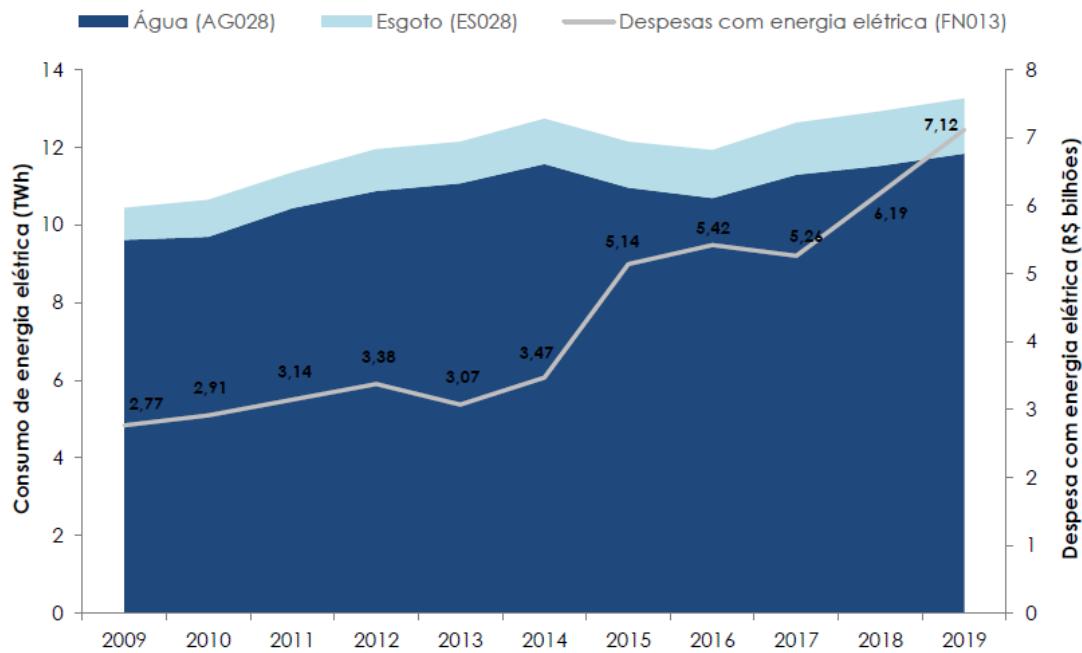
Quadro 2 – Mapa do índice de tratamento de esgoto coletado (IN016) dos Municípios com prestadores de serviços participantes do SNIS em 2019, distribuído por faixas percentuais, segundo Município.



Fonte: Malha municipal digital do Brasil, Base de Informações Municipais 4. IBGE, 2003. Dados: SNIS, 2019.

Sobre a necessidade de eletricidade para saneamento, em 2019, as despesas com energia elétrica dos prestadores de serviço de saneamento participantes do SNIS atingiram R\$ 7,12 bilhões, com consumo de 13,26 TWh, compostos por 11,84 TWh com abastecimento de água e 1,42 TWh com esgotamento sanitário (V. quadro 3):

Quadro 3 – Evolução do consumo com energia elétrica (AG028 e ES028) e despesas com energia elétrica (FN013) dos prestadores de serviços participantes do SNIS de 2009 a 2019



Nota: Para a elaboração deste gráfico, foi utilizada a base de dados agregados e nenhum expurgo na amostra foi realizado.

Fonte: Diagnóstico dos Serviços de Água e Esgoto de 2019 do SNIS.

Portanto, o aumento da demanda de energia para a universalização do saneamento no Brasil será muito significativo. Para começar, teremos que ser bem mais eficientes com o consumo de energia no saneamento, o que o próprio diagnóstico do SNIS destaca:

Sob uma perspectiva econômica e financeira, as ineficiências no uso de energia constituem custos evitáveis que são suportados por subsídios à operação dos serviços e por taxas e tarifas cobradas dos usuários. Já sob uma perspectiva ambiental, o uso de energia sem considerações de eficiência contribui para a emissão de gases de efeito estufa desnecessários, com impactos nas alterações climáticas em escala global. Inerente à abordagem da eficiência energética, inclui-se à temática das perdas de água, analisadas no capítulo anterior³, uma vez que toda energia utilizada na produção e transporte desse recurso também é perdida.

O uso eficiente da energia elétrica e a redução das perdas de água, além de permitirem maior retorno financeiro pela diminuição dos custos de produção de água, possibilitam o melhor aproveitamento da infraestrutura civil e eletromecânica existente e a postergação da aplicação de recursos para ampliação dos sistemas.

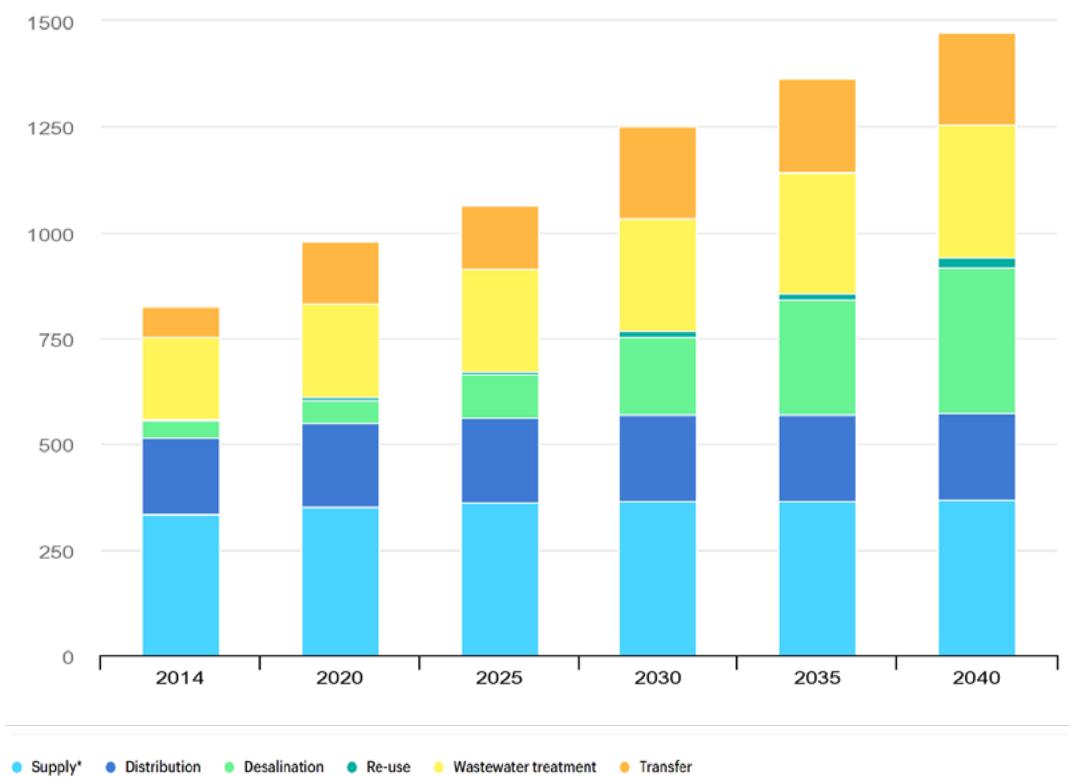
3. Relação entre o saneamento e a energia

A IEA ressalta a importância da água e da energia, para o desenvolvimento econômico e social sustentável, esclarecendo que água é necessária para todos os estágios de produção de energia, assim como energia é crucial para o suprimento e tratamento de água. Essa interdependência (que deve aumentar muito nos próximos anos) traz implicações significativas tanto para a segurança energética quanto para a segurança hídrica. Com a tendência de aumento de demanda de ambos, o Índice nacional de perdas na distribuição de água foi de 39,2% em 2019.

entendimento dos vínculos entre água e energia se tornou ainda mais importante para que se possa prever futuros pontos de *stress* e implementar políticas, tecnologias e práticas que possam enfrentar, de forma robusta, os riscos associados. A necessidade de água para produção de energia está nos holofotes do setor elétrico já há várias décadas, mas muito pouco se entende sobre a necessidade de energia para o saneamento.

Portanto, a IEA enfatiza a necessidade de estudos combinados de energia e água e, em artigo atualizado em 23 de março de 2020, retratou o enorme consumo mundial de energia no setor de água, com projeções de aumento para o total de aproximadamente 1500 TWh em 2040, no seguinte gráfico⁴:

Quadro 4 – Consumo mundial de eletricidade no saneamento de 2014 a 2040



Fonte: IEA.

A quantidade de energia necessária para o saneamento em cada localidade varia, a depender de uma série de fatores, tais como topografia, distâncias, perdas de água e ineficiências e o nível de tratamento necessário, mas, de uma maneira geral, existe uma enorme oportunidade de economia de energia com a redução de vazamentos ao longo das redes de distribuições. Nesse sentido, a IEA (2016) concluiu que se todos os países fossem capazes de reduzir seus vazamentos aos níveis dos mais eficientes, a economia de energia seria equivalente a toda a energia usada na Polônia no mesmo período.

Para a exploração do potencial da eficiência energética ou da recuperação de energia de esgoto, a IEA reconhece que ainda existe uma série de dificuldades que incluem, mas não se limitam a: (i) frequentemente, o consumo de eletricidade em diferentes partes do sistema não é quantificado, o que contribui para falta de percepção geral sobre o potencial dos melhoramentos em eficiência; (ii) medidas de eficiência energética requerem investimentos iniciais que as impossibilitam se o financiamento for

⁴ <https://www.iea.org/articles/introduction-to-the-water-energy-nexus>, acesso 23 de agosto de 2020.

associado ao aumento nas tarifas de saneamento; (iii) grandes estações de esgoto raramente são consideradas como sistemas integrados a serem optimizados como um todo; (iv) projetos de eficiência economizam eletricidade, mas suas adoções podem interromper processos ou aumentar manutenção; (v) algumas medidas de economia de energia não são facilmente replicadas de uma instalação para outra, já que a configuração e a qualidade da água de cada instalação podem diferir.⁵ Ainda assim, a IEA considera algumas melhorias de eficiência energética, sem as quais a previsão de consumo de eletricidade com serviços de água seria 10% maior em 2040. Mas, mesmo com essa economia, o consumo total de energia com serviços de água previsto para 2040 seria mais do que o dobro da quantidade analisada em 2016.

Nesse panorama, duas tendências mundiais, relativas à intensidade de energia no tratamento de esgoto, se compensam: países em desenvolvimento começam a tratar esgoto em níveis mais elevados, aumentando a intensidade energética global, enquanto maiores eficiências mitigam esse crescimento. Padrões mais elevados de qualidade, especialmente em países desenvolvidos (por exemplo, exigências de remoção de substâncias farmacêuticas) vão aumentar o consumo de energia no futuro, mas só até um certo ponto. A demanda de eletricidade para extração de águas de superfície aumenta em quase 30 TWh até 2040, não só como consequência de maiores quantidades de águas extraídas, mas também em virtude da gradual mudança de bombas à diesel para bombas mais eficientes à eletricidade.

O tratamento biológico, que é o que mais consome energia dentro do tratamento secundário do esgoto, oferece o maior potencial de economias. Economias adicionais são possíveis no tratamento do lodo com métodos aprimorados para desidratação, bem como com bombas mais eficientes, melhor manutenção da infraestrutura e utilização de reguladores de velocidade, que também economizam energia na prospecção e distribuição de água. Também existem oportunidades de produção de energia a partir do esgoto.

A IEA estima que, em média, o conteúdo de energia no esgoto é de cinco a dez vezes maior do que a energia necessária para tratá-lo. Digestão anaeróbia (que é um conjunto de processos em que os microrganismos degradam a matéria orgânica biodegradável na ausência de gás oxigênio) pode produzir biogás, especialmente metano. O biogás pode então ser transformado em calor (para as necessidades da própria estação de tratamento de esgoto, ou para o sistema de aquecimento da região), ou em eletricidade⁶, ou ser usado como combustível para caminhões, ou ônibus⁷, ou para cozinhar ou transformado em energia térmica.

3.1 Recomendações da IEA

A IEA (2016) já preconizava a neutralidade energética para esgoto e estimava que existe

⁵ IEA (2016, p. 41 e seguintes).

⁶ No Brasil, conforme o Plano Nacional de Energia 2050 (PNE 2050, p. 118 e 167), os insumos e tecnologias ainda não usados em larga escala, e que contam com perspectivas para penetração na matriz elétrica, incluem justamente o biogás de saneamento (2030 a 2040).

⁷ Quanto à utilização de biometano para transporte no Brasil, por exemplo, interessante notar sua inclusão no RenovaBio (PNE 2050, p. 117): “espera-se que a demanda por biocombustíveis aumente progressivamente, devido à implementação da Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio), que entrou em vigor no início de 2020, e visa contribuir para a regularidade do abastecimento, assim como para a participação competitiva dos diferentes biocombustíveis no mercado nacional de combustíveis. Esta política cria um mercado de créditos de carbono (CBIO) para o setor de transportes, onde a parte obrigada a adquiri-los é a distribuidora de combustíveis.”

suficiente potencial para a indústria e municipalidades utilizarem tecnologias existentes para maior eficiência e aproveitamento da energia do esgoto. Isso poderia, inclusive, produzir energia excedente para outros usos. Várias municipalidades na Europa e Estados Unidos adotaram grandes medidas para alcançar o conceito de neutralidade de energia, servindo de exemplos de como implementá-la e de quais são os benefícios alcançados. O caminho para a autossuficiência, que depende também de uma maior atenção dos reguladores e gestores municipais, vem em duas partes: a primeira é a economia energética pela eficiência e a segunda é a geração de energia a partir do biogás.

No entanto, a IEA alerta que, no geral, as tarifas de água não refletem sua escassez. Portanto, se a eficiência energética do saneamento for feita sem ajustar os subsídios nas tarifas de água, ou sem ajustar os preços de eletricidade, pode levar a um aumento do consumo de água (por exemplo, com irrigação ineficiente) que agravaría a já preocupante redução dos aquíferos.

Mas já existem políticas e tecnologias que podem reduzir a demanda por água e energia, enquanto aliviam alguns dos potenciais problemas na interdependência entre água e energia. O sucesso da definição da política depende de: (i) um melhor entendimento de onde estão os estrangulamentos agora e onde estarão no futuro; (ii) inovações adicionais; (iii) determinação dos reguladores e da indústria para implementá-la; e (iv) disposição dos consumidores para as necessárias adaptações.

Segundo a IEA, possíveis caminhos incluem:

- Integração das políticas públicas de água e energia que levem em consideração as necessidades, atuais e futuras, de energia para saneamento, e de água para energia⁸, para assegurar não só a viabilidade dos projetos de saneamento e de energia, mas também que o desenvolvimento de um setor não tenha consequências indesejadas no outro.
- Co-locação de infraestruturas de água e energia, de forma que uma possa usar os dejetos da outra, que subprodutos sejam reduzidos, que custos de transporte sejam minimizados e que a demanda de água e energia diminua. Outro benefício em potencial seria usar o tratamento e armazenamento de esgoto como mecanismo de armazenamento de energia e usar o setor de saneamento para atender demanda de energia, o que acaba por ocorrer de maneira descentralizada perto do consumo, aliviando, em regra, as redes de transmissão.
- Uma maior utilização de tecnologias para aproveitamento da energia do esgoto depende do correto marco regulatório e, pelo menos inicialmente, de incentivos públicos. A inclusão de energia gerada por estações de tratamento de esgoto em programas de energias renováveis, tais como programas de certificados e créditos fiscais, pode encorajar a ampliação de seu uso.
- Utilização de fontes alternativas de água para energia, pode reduzir a demanda pelos recursos naturais de água. Água produzida por operações de petróleo e gás pode ser tratada no local e reutilizada na produção ou para resfriamento em hidroelétricas próximas. No setor elétrico, o uso do lodo do esgoto pode ajudar a prevenir interrupções de serviços em períodos de seca. Mas, é necessário que se considere a energia adicional eventualmente necessária para tratar a água até o nível necessário para cada função, bem como a localização da fonte alternativa de água pois a economia de energia pode não compensar se depender de um bombeamento significativo.

⁸ No Brasil, a complexa relação com recursos hídricos pode ser notada em diversas questões do setor elétrico como, por exemplo, nas ações ajuizadas por milhares de ribeirinhos na bacia do São Francisco, contra a alteração da vazão executada pela geradora, por ordem do Operador Nacional do Sistema observando os limites de vazão definidos pela ANA.

- Reguladores devem alterar padrões de avaliação de concessionárias para incluir metas de eficiência além de requisitos relativos à saúde, meio ambiente e qualidade do ar. Se necessário, reguladores podem encorajar a melhoria da eficiência com incentivos ou regulação para superação de barreiras ou redução de períodos de amortização dos investimentos.

3.2 Algumas tecnologias

Dada a primordial importância de uma maior eficiência energética no saneamento como já vimos, neste item consideramos dois artigos sobre algumas das novas e auspiciosas tecnologias que podem ajudar nesse sentido.

CREACO et al. (2019) se basearam em revisão de literatura sobre a tecnologia de última geração para controle em tempo real (RTC) de redes de distribuição de água (WDNs) e afirmam que RTCs possibilitam economia de água e energia, com a vantagem adicional de proporcionarem informação instantânea e precisa sobre a situação da WDN para a melhora do seu controle.

Explicam que um dos objetivos do controle da WDN refere-se ao controle da pressão da água, que precisa ser suficientemente alta para satisfazer toda a demanda de consumo. Por outro lado, pressão excessivamente alta aumenta vazamentos, rompimentos dos canos e redução das vidas úteis das WDNs.

Quando a WDN está em nível menos elevado do que sua fonte de abastecimento, existe também a possibilidade de reduzir a pressão com turbinas, que apesar de terem custo de instalação mais elevado do que as convencionais válvulas de redução de pressão (PRV), podem propiciar economias com a produção de energia. Outra possibilidade seria usar bombas ao invés de turbinas, i.e., bombas em modo reverso com custo mais baixo, instalação mais fácil e rápida, e manutenção mais disponível.

Comparativamente ao controle estático, RTC é inquestionavelmente mais vantajoso, mas tem maiores custos de instalação e operação. Um dos estudos considerados concluiu que os benefícios do RTC são maiores em regiões de pressão alta, onde os custos variáveis de operação e manutenção (energia, produtos químicos) da água perdida eram muito elevados, o número de vazamentos contínuos era alto, e a demanda mostrou variações significativas durante o dia.

Os autores concluem que RTC é extremamente vantajoso em vários contextos, tais como controle de pressão, regulagem do nível do tanque e optimização da produção de energia hidroelétrica.

Já NUNES (2017) fez uma avaliação técnica do uso de turbinas hidráulicas, substituindo PRVs, separadamente, em uma WDN, e em uma estação de tratamento de esgoto, ambas funcionando em regime de fio d'água. O autor concluiu que, em ambos os casos, existe um real potencial para produção de energia elétrica a partir dos recursos existentes e mantendo-se o regime de exploração de suas infraestruturas. Reconheceu que, em alguns casos, a energia produzida a partir desses aproveitamentos pode ser irrisória face às necessidades energéticas dessas infraestruturas. Por outro lado, existirão casos em que a energia produzida permitirá que algumas dessas instalações sejam energeticamente autossuficientes. Portanto, importante que concessionárias avaliem ganhos e custos do uso de turbinas em cada caso.

3.3 Necessária neutralidade energética no Brasil

No Brasil, infelizmente, ainda não temos visto muitas medidas na linha das recomendações da IEA. Dentre tais recomendações, neste item consideramos a preconizada neutralidade energética do esgoto, que se basearia (i) no uso do esgoto para produzir energia; e (ii) eficiência energética.

Quanto à produção de energia, apesar da falta de recursos, pesquisas estão progredindo e já existe, inclusive, evidência de que esgoto pode gerar H₂.

Com efeito, são inquestionáveis as vantagens do H₂, mas um dos grandes desafios para a sua maior utilização consiste no fato de que o H₂ é obtido por meio de processos que consomem muita energia. Uma promissora solução encontrada no final de 2019 por pesquisadores da Universidade Federal do Ceará, em parceria com as universidades norte-americanas Princeton e Columbia e com o Laboratório Nacional de Energia Renovável dos Estados Unidos, foi produzi-lo, espontaneamente, **sem energia externa**, a partir do esgoto⁹.

Usar esse, ou outro método, em larga escala para tratamento de resíduos ainda depende de muitos estudos e, claro, vontade política não só para aplicação, mas para incentivo a pesquisas. Mas, por enquanto, fica já essa auspíciosa evidência.

Interessante também o estudo de SCHIMIDT et al. (2019) sobre eficiência energética em prestadoras de serviços de saneamento no Brasil. Os Autores avaliaram os principais resultados de projetos de eficiência energética implantados no setor de saneamento do Brasil, no âmbito do Programa de Eficiência Energética (PEE). Afirmam que o PEE, executado pelas distribuidoras de energia elétrica e regulado pela ANEEL, é atualmente o principal mecanismo de fomento a projetos de eficiência energética no Brasil. Explicam que o PEE possui como objetivo a promoção do uso eficiente da energia elétrica, para maximizar os benefícios públicos da energia economizada e da demanda evitada. Dentre as tipologias admitidas no PEE, a tipologia de serviços públicos enquadra as empresas prestadoras de serviços de saneamento do país, para a elaboração de projetos de eficiência energética¹⁰, a serem apresentados para as concessionárias ou permissionárias de distribuição de energia elétrica local, para financiamentos através dos recursos disponíveis no fundo do PEE.

Ainda segundo os autores, as empresas prestadoras de serviços de saneamento possuem um enorme potencial de ganho de eficiência energética em suas instalações (sendo possível atingir o potencial técnico de recuperação de 45,19% do consumo anual de energia elétrica do setor), devido ao envelhecimento gradual dos sistemas de abastecimento, aliado a falta de medidas de reabilitação e manutenção preventiva, e pouca ou nenhuma gestão energética de seus sistemas.

Para o estudo, foram analisados trinta e um projetos implantados no período de 2008 a 2015, realizados por doze distribuidoras de energia elétrica brasileiras, contemplando três regiões do país. Foram avaliados os resultados previstos e realizados, bem como, efetuada uma comparação dos resultados do programa com o potencial de recuperação de perdas disponível no setor em todo o país. Com base nessa avaliação, os autores identificaram que a participação desses consumidores

9 <https://pubs.rsc.org/en/Content/ArticleLanding/2019/EE/C9EE02571E#!divAbstract>, acesso 24 de agosto 2020.

10 que devem ser elaborados conforme as diretrizes estabelecidas na Lei nº 9.991/2000 e na Resolução Normativa ANEEL nº 556/2013.

em projetos de eficiência energética ainda é reduzida e os resultados reportados pouco expressivos. Mencionaram que a falta de uma cultura de medição elétrica e hidráulica no setor de saneamento é um grave problema, pois os diagnósticos energéticos elaborados para as prestadoras de serviço de saneamento, são frequentemente baseados em dados de placa, além de práticas operacionais empíricas, podendo acarretar resultados não confiáveis. Assim, constataram, a substituição de equipamentos antigos por outros mais eficientes, não garante o sucesso do projeto, visto que o dimensionamento deve levar em conta as reais condições operacionais das instalações, que só podem ser determinadas por registros confiáveis das grandezas elétricas e hidráulicas. Além disso, as medidas de conservação de energia das instalações devem ser executadas em paralelo com medidas para redução das perdas de água por vazamentos, pois a segunda ação pode comprometer os resultados da primeira.

Contudo, para os autores, os projetos avaliados apresentaram resultados satisfatórios para os valores de energia economizada, redução de demanda na ponta e relação custo-benefício demonstrando a eficácia do PEE como mecanismo para a promoção da conservação de energia no país.

Concluíram que, para ampliar os resultados de economia de energia elétrica no saneamento, são necessárias a implantação efetiva das linhas de ações propostas pelo Plano Nacional de Eficiência Energética (PNEf) e a consolidação de estratégias operacionais vigentes que produzem bons resultados.

Por outras palavras, em linhas gerais, o PEE constituiria uma importante iniciativa para a promoção dos objetivos propostos no PNEf, demonstrando sua viabilidade, visto que os custos de energia e demanda evitados são menores do que os custos de expansão do sistema elétrico, contribuindo dessa forma, para a sustentabilidade energética e permitindo retardar os investimentos de expansão do setor. Entretanto, para que tais metas sejam alcançadas, é fundamental ultrapassar as barreiras técnicas e regulatórias, para destinar os recursos de forma mais eficaz, atrairindo setores da economia responsáveis por grandes parcelas de consumo, como é o caso do setor de saneamento.

Finalmente, os autores consideram importante alinhar as estratégias do PEE com a política energética do país, por meio de uma maior interação com as diretrizes propostas no PNEf, além de outros instrumentos de planejamento energético, como o PNE 2050 e o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), de modo a identificar os impactos dos resultados do PEE nas metas estipuladas nesses instrumentos. Por fim, afirmam que a análise de indicadores de eficiência energética é importante para monitorar a eficácia de políticas de eficiência energética, pois auxiliam na compreensão dos impactos na demanda de energia e em possíveis modificações futuras na matriz energética. Além disso, a análise dos mecanismos de eficiência energética existentes auxilia na proposição de melhorias e correção de deficiências.

4. Novo marco legal brasileiro

No último dia 16 de julho, foi publicada a Lei nº 14.026/2020, que atualiza o marco legal e determina a universalização do saneamento no Brasil até 2033, prorrogável até 2040¹¹. Nesse prazo, os contratos de prestação dos serviços públicos de saneamento deverão definir metas que garantam o atendimento de 99% da população com água potável e de 90% da população com coleta e tratamento

11Artigo 11-B caput e parágrafo 9º. da Lei 14.026/20.

de esgotos, assim como metas quantitativas de não intermitência do abastecimento, de redução de perdas e de melhoria dos processos de tratamento.

A Lei nº 14.026/20 prevê universalização inclusive nas localidades em que atualmente os serviços de saneamento são prestados mediante contrato de programa e não se tem metas estipuladas (empresas estaduais contratadas sem licitações)¹². Os titulares dos serviços terão até 31 de dezembro de 2022 para alterar os contratos vigentes e estipular as novas metas legais. Novos contratos só com licitação e metas legais.

Outra importante inovação da Lei nº 14.026/20 foi ter ampliado as possibilidades de regionalização dos serviços de saneamento, ou seja, do exercício de titularidade dos serviços de saneamento por gestão associada (associação voluntária entre entes federativos, por meio de consórcio público ou convênio de cooperação, conforme disposto no art. 241 da Constituição Federal). Além dos casos das regiões metropolitanas, aglomerações urbanas ou microrregiões, também passaram a ser possíveis: (i) unidades regionais de saneamento, instituídas pelos Estados mediante lei ordinária, constituída pelo agrupamento de Municípios não necessariamente limítrofes, para atender adequadamente às exigências de higiene e saúde pública, ou para dar viabilidade econômica e técnica aos Municípios menos favorecidos; e (ii) blocos de referência, que são agrupamentos de Municípios não necessariamente limítrofes, estabelecidos pela União, de forma subsidiária aos Estados, e formalmente criados por meio de gestão associada voluntária dos titulares. A regionalização dos serviços tem como objetivo gerar economias de escala e escopo, bem como obter a sustentabilidade econômico-financeira das regiões. Para tanto, deverão ser agrupados Municípios superavitários e deficitários, de forma a viabilizar a prática do subsídio cruzado e evitar que a iniciativa privada atue somente nos Municípios superavitários, enquanto os deficitários ficariam com as concessionárias públicas.

Outrossim, a Lei nº 14.026/20 cria o Comitê Interministerial de Saneamento Básico, colegiado que, sob a presidência do Ministério do Desenvolvimento Regional, tem a finalidade de assegurar a implementação da política federal de saneamento e de articular a atuação dos órgãos e das entidades federais na alocação de recursos financeiros em ações de saneamento.¹³

Em termos de regulação, uma dificuldade adicional para a universalização do saneamento consiste na regulação do saneamento por Municípios ou Estados, o que provoca uma grande disparidade de normas para o saneamento, em geral emitidas por autoridades sem a devida capacitação técnica. Além disso, a coordenação com a regulação de energia, que é de competência nacional, fica muito difícil e pulverizada. O novo marco legal brasileiro procurou mitigar tais problemas atribuindo à Agência Nacional de Águas, que passou a denominar-se Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA) competência para editar normas de referência para a regulação e fiscalização infra nacional.

O jornal O Estado de São Paulo avalia progressos e indefinições até o dia 20 de janeiro de 2021 da seguinte forma:¹⁴

(...) três Estados já realizaram leilões bem-sucedidos e ao menos 14 unidades da

12 Conforme voto do Presidente da República, ainda a ser apreciado pelo Congresso Nacional.

13 Artigos 53-A, 53-B e 53-C da Lei 11.445/2007 com a alteração introduzida pela Lei 14.026/20.

14 <https://opiniao.estadao.com.br/noticias/notas-e-informacoes,progressos-e-indefinicoes-no-saneamento,70003587119>, acesso 23 de janeiro de 2021.

Federação têm planos de atrair investimentos privados para o tratamento de água e esgoto e a gestão de resíduos sólidos. No entanto, ainda há trabalho a ser feito pelo Congresso, Planalto e Agência Nacional de Águas (ANA) para consumar a regulamentação do Marco e pôr o País definitivamente no rumo da universalização (...)

Do ponto de vista da regulação, ainda está em atraso o decreto que conferirá a metodologia para o cálculo que determinará se as atuais operadoras têm ou não capacidade econômico-financeira para atingir a universalização nos prazos da lei, condição fundamental para definir quais contratos poderão ser continuados e quais deverão ser adaptados ou descontinuados. De resto, a ANA ainda está elaborando o regramento infralegal que estabelecerá as normas de referência para o setor, processo que deve tomar mais dois anos.

Ainda mais importante para conferir segurança jurídica ao mercado e destravar definitivamente os investimentos é que o Congresso aprove o veto do presidente da República à possibilidade de que os atuais contratos com as companhias estatais de água e esgoto sejam renovados por mais 30 anos sem necessidade de licitação. Cinco meses após a sanção da lei, o Congresso ainda não deu sinal de quando apreciará esse e outros vetos.

Nessas condições de indefinição, muitos Estados e municípios não podem organizar suas licitações, sob o risco de serem barradas por ações judiciais. Dados da Associação Brasileira das Concessionárias Privadas de Água e Esgoto indicam que 888 municípios estão no limbo, ou seja, não podem nem continuar os contratos atuais nem organizar licitações.

5. Regulação de saneamento no Brasil

Conforme o já mencionado, a Lei nº 14.026/20 atribuiu à ANA competência para editar normas de referência para a regulação e fiscalização infra nacional. Antes de mencionarmos as disposições legais sobre o assunto, passamos a resumir abaixo, alguns estudos, elaborados antes do novo marco legal, que fornecem importantes subsídios quanto a algumas das possíveis causas da péssima situação do saneamento no Brasil e principais medidas a serem consideradas e implantadas.

5.1 Regulação federal do saneamento

Em uma revisão de literatura de abril de 2019¹⁵, ainda na vigência da Medida Provisória 844 (que terminou perdendo a validade e que já atribuía à ANA competência para editar normas de referência para o saneamento no Brasil), a Controladoria Geral da União procura identificar limites e possibilidades das atribuições da ANA na regulação federal dos serviços de água e esgoto. O estudo menciona que o marco legal anterior exigia um complexo arranjo institucional em um contexto de baixa capacidade de alguns entes, e causava multiplicidade de normas regulatórias e elevados custos de transação, impossibilitando a universalização do saneamento. Nesse sentido, as novas atribuições da ANA no saneamento trariam maior qualidade e estabilidade regulatória ao setor de saneamento. O estudo mapeou posicionamentos antagônicos entre os prestadores locais e regionais do setor de saneamento (privado x público) quanto à instituição de uma agência federal no setor de saneamento. Argumentos favoráveis incluiriam a maior uniformidade nas regras e segurança jurídica. Argumentos

15 DUARTE (2019).

contrários incluiriam interferência local e redução da autonomia dos Municípios. A literatura analisada inclui conclusões no sentido de que: (i) fortalecimento da governança regulatória propicia estabilidade para ampliação dos investimentos; (ii) seria inviável criar agências reguladoras para saneamento em 97% dos Municípios brasileiros; (iii) os arranjos institucionais inter federativos representam desafio ao desenvolvimento do setor; (iv) crise fiscal e questões institucionais dos entes federativos trazem riscos regulatórios e insegurança jurídica ao setor. Segundo a contextualização do setor, entre os principais resultados das novas atribuições da ANA, estariam (i) uma maior integração entre as políticas públicas de recursos hídricos e de saneamento, com ganhos econômicos e sociais; e (ii) novas formas de contabilização das externalidades positivas com a expansão do saneamento. O trabalho também conclui pela necessidade de (i) novas parcerias e modelos institucionais inovadores no setor de saneamento, com maior integração entre os atores; (ii) maior coordenação e cooperação entre os entes federados; e (iii) maior discussão para efetivação de mudanças no setor.

Também sobre a regulação do saneamento, BARRETO (2019) começa por ressaltar que setores de:

(...) infraestrutura como energia, água e esgoto são um exemplo clássico de mercados que requerem intervenção regulatória para atingir o ótimo social. A presença de altos custos fixos que tipicamente inviabiliza um mercado competitivo, os ganhos de escala característicos desses setores, possíveis externalidades e problemas informacionais - em suma, uma gama de potenciais falhas de mercado - pairam ameaçadoramente sobre o bom funcionamento desses setores quando na ausência de uma regulação adequada. Diante disso, talvez não seja de todo surpreendente que o Brasil ainda sofra com a provisão eficiente de muitos desses serviços. O caso do saneamento básico merece particular destaque. Apesar dos diversos prejuízos - econômicos e sociais - causados pela ausência de tratamento adequado de esgoto, o setor ainda se vê diante de uma série de deficiências e desafios que vão desde a dificuldade de prover o serviço de maneira universal até o desenho apropriado de mecanismos e incentivos regulatórios. Não por acaso o problema do saneamento no Brasil é tema frequente de estudos e debates sobre políticas públicas.

E, para avaliar a regulação e agência comum no saneamento brasileiro, além de se basear em revisão de literatura, Barreto aplica um modelo econômico a diferentes regimes de regulação, considerando uma firma que atua em duas regiões distintas e cuja produção goza de economias de escala. Simulações numéricas e exemplos ilustram vantagens e desvantagens. Também é abordada a questão central dos problemas de captura e conluio entre reguladores e firma regulada - que tendem a ser agravados por regimes regulatórios descentralizados - e os efeitos perversos que esses problemas têm sobre a eficiência alocativa.

5.2 Função das agências reguladoras no saneamento, suas possíveis capturas e outros problemas a serem evitados

A partir de uma revisão de literatura, COSTA (2020) analisa o papel das agências reguladoras

de saneamento para a efetivação e concretização dos objetivos dos serviços. Inicialmente menciona a reforma do Estado e o surgimento das agências reguladoras com o fim de subtrair pressões políticas, ter independência do Poder Executivo, imparcialidade, capacidade de implementar políticas públicas, superando os mandatos eletivos, adoção de medidas coerentes e técnicas, pressupondo uma gestão mais técnica e eficiente, afastando-se de arranjos políticos.

Infelizmente, a autora constata que tais objetivos não são atingidos no Brasil, pois muitas vezes, a agência se confunde com uma extensão da administração direta, sem independência ou autonomia. Assim, afirma, o atual formato de agência está distante do modelo jurídico institucional projetado.

Costa ressalta a complexidade do saneamento, pelas suas características e externalidades típicas. Menciona que uma atividade passível de exploração econômica, a exemplo do tratamento de efluentes industriais, é um serviço público, com interfaces de políticas públicas específicas (saúde, meio ambiente, recursos hídricos, urbanismo), além da interminável disputa em torno da titularidade.

Após o levantamento bibliográfico, Costa realizou um estudo de caso na Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo (ARSESP), por meio de questionário e entrevista, com ênfase na universalização dos serviços, o planejamento das políticas de saneamento, a intersetorialidade e articulação com outras políticas, o controle social e a fiscalização enquanto atribuição institucional da agência reguladora. A escolha pela ARSESP justifica-se por se tratar de uma agência reguladora especializada no aspecto de competência material em saneamento, bem como por ter abrangência estadual e por regular os serviços executados pela Companhia Estadual de Saneamento Básico (SABESP). Além disso, a escolha da ARSESP possibilitou analisar a gestão pública de saneamento em um nível mais amplo, tanto na execução quanto na regulação, isso porque do total de 645 Municípios no Estado de São Paulo, 319 são conveniados e regulados pela ARSESP. Outro fator de relevância para definir a ARSESP deve-se, ao fato de que a região Sudeste, na qual se situa o Estado de São Paulo, conta com os melhores índices de saneamento, apesar de ainda não serem ideais, e encontram-se à frente das demais regiões do país.

A partir de seu estudo de caso, Costa chegou às seguintes constatações principais:

- Em relação ao processo de fiscalização, as evidências denotam falta de legitimidade, promovendo a convergência de interesses por um diálogo restrito entre ARSESP e SABESP, em detrimento de um diálogo multilateral com a participação dos demais atores do saneamento, o Poder Concedente e os usuários.
- No aspecto de autonomia e independência da agência ficou em evidência um cordão umbilical entre a ARSESP e a SABESP, talvez pelo fato de a companhia estadual ter sido autorregulada por mais de 30 anos, e a ARSESP ter sido constituída depois, apresentando-se muito confusa a relação entre a agência estadual e a companhia estadual, com resquícios de “política de favores”. Nesta perspectiva a ARSESP não se apropriou de suas competências e funções institucionais, nutrindo uma relação muito próxima aos interesses da companhia. Outro dado evidenciado na entrevista é o fato de que a Procuradoria Geral do Estado é responsável pela representação da ARSESP no âmbito jurídico, comprometendo cabalmente a “pseudo” autonomia e independência da agência.
- Outro problema é a falta de transparência quanto à informação obtida pela agência com base em sua qualificação técnica e atividades de fiscalização, o que causa baixa

participação do cidadão nas decisões da agência reguladora, com a consequente falta de sua legitimidade democrática. Não há controle social com informações privativas e adstritas aos órgãos envolvidos.

Costa conclui recomendando que sejam identificadas e adotadas medidas para a preservação da autonomia da agência em face do prestador de serviços. Não menos importante é a obrigatoriedade das agências reguladoras de saneamento participarem efetivamente da elaboração e revisão dos planos municipais ou regionais de saneamento, com compromisso efetivo de garantir a higidez do diagnóstico, e das metas a serem exigidas no momento da fiscalização, combatendo a existência de planos meramente fictícios e formais.¹⁶

Recomendamos a leitura de alguns trechos do estudo de caso¹⁷, que são particularmente relevantes para o entendimento da realidade em São Paulo, além de poderem jogar luz sobre algumas das possíveis principais causas da deplorável situação do saneamento no Brasil como um todo.

5.3 Tarifa social

Muito se fala sobre a necessidade de universalização no sentido de disponibilidade dos serviços de saneamento para a maior parte da população. Além desse enorme desafio, temos que considerar que uma considerável parcela dos que já possuem, ou que possuirão, acesso às redes de abastecimento de água e esgotamento sanitário, não tem como pagar pelos serviços. Nesse sentido, REIS (2020) avaliou a relevância e impacto da Tarifa Social, que atribui uma tarifa reduzida à população economicamente vulnerável.

Seu extenso trabalho explica a necessidade de um desenho institucional adequado das agências reguladoras para garantir a efetividade do modelo regulatório do saneamento. Aponta, com base na literatura, como um dos requisitos essenciais, a autonomia funcional, que se relaciona à prerrogativa para estruturação do próprio aparato físico e do quadro de pessoal do ente regulador. Entretanto, constata falta da necessária autonomia nas agências brasileiras. Tal problema é ainda mais agravado no saneamento em que Reis observa:

... significativa heterogeneidade nos arranjos institucionais das diversas agências constituídas para regular os serviços de abastecimento de água e esgotamento sanitário no Brasil. Em função da ausência de diretrizes e padronização em nível federal, o atual arranjo promoveu a criação de diversos entes com diferentes capacidades regulatórias, influenciando negativamente o desenvolvimento do setor.¹⁸

Reis também aborda os instrumentos utilizados usualmente na atividade regulatória, com maior enfoque na política tarifária. Outrossim, observa que não existem normas ou diretrizes gerais que obriguem a implementação da Tarifa Social para os serviços de abastecimento de água e esgotamento sanitário, mas, ainda assim, verifica significativo nível de sua adoção por diversos prestadores de serviços atuantes no Brasil. Nesse contexto, propõe-se a verificar em que medida os usuários de baixa

16 COSTA (2020, p. 136 a 138).

17 COSTA (2020, p. 119 a 135).

18 REIS (2020, p.87).

renda com acesso a esses serviços têm sido beneficiados pela Tarifa Social. Avaliou-se o instrumento tem atendido efetivamente seu público-alvo e se as tarifas praticadas consideram a capacidade de pagamento dos seus beneficiários, tendo, como referência empírica, sua aplicação pela Agência Reguladora de Serviços de Abastecimento de Água e de Esgotamento Sanitário do Estado de Minas Gerais (Arsae-MG), referente à atuação da Companhia de Saneamento de Minas Gerais (Copasa-MG). O estudo concluiu pela existência de possíveis fragilidades que demandam o aperfeiçoamento no processo de concessão e suspensão do benefício, ao mesmo tempo em que evidenciou a relevância e o impacto da Tarifa Social para a promoção da acessibilidade econômica à população de baixa renda.

5.4 Normas de referência a serem editadas pela ANA

Passando agora para as provisões do novo marco legal, as normas da ANA versarão sobre¹⁹:

(i) padrões de qualidade e eficiência na prestação, na manutenção e na operação do saneamento; (ii) regulação tarifária dos serviços, promovendo prestação adequada, uso racional de recursos naturais, equilíbrio econômico-financeiro e universalização do acesso ao saneamento; (iii) padronização dos contratos de prestação de serviços entre o titular do serviço e o delegatário, incluindo matriz de riscos e mecanismos de manutenção do equilíbrio econômico-financeiro; (iv) metas de universalização para concessões incluindo o nível de cobertura de serviço existente, a viabilidade econômico-financeira da expansão da prestação do serviço e o número de Municípios atendidos; (v) critérios para a contabilidade regulatória; (vi) redução progressiva e controle da perda de água; (vii) metodologia de cálculo de indenizações devidas em razão dos investimentos realizados e ainda não amortizados ou depreciados; (viii) governança das entidades reguladoras; (ix) reutilização dos efluentes sanitários tratados, em conformidade com as normas ambientais e de saúde pública; (x) parâmetros para determinação de caducidade; (xi) normas e metas de substituição do sistema unitário pelo sistema separador absoluto de tratamento de efluentes; (xii) sistema de avaliação do cumprimento de metas; (xiii) conteúdo mínimo para a prestação universalizada e para a sustentabilidade econômico-financeira dos serviços.

Tais regras de referência da ANA, de caráter geral, deverão ser levadas em consideração pelas agências reguladoras de saneamento locais em sua atuação regulatória.

Embora a aplicação dessas normas gerais não seja obrigatória por parte dos titulares dos serviços, será pré-requisito para a contratação de financiamentos com recursos ou órgãos federais, de forma que se espera incentivar a maior adesão por parte dos entes locais.

As normas de referência foram introduzidas porque, na prática, verifica-se que os Municípios ou microrregiões titulares dos serviços – cada um responsável pelo estabelecimento de suas próprias regras de regulação do setor – não detêm o preparo técnico necessário para tanto e muitas vezes sequer estabelecem tais normas. Esse e demais problemas analisados no item 5.2 supra seriam algumas das principais causas da baixa qualidade dos serviços de saneamento prestados no Brasil. Ademais, a existência de tantas fontes de normas acaba por dificultar a entrada de novas empresas no setor, que terão custos ainda maiores para se adequarem às regras existentes em cada localidade que atuarem.

19 Artigo 4-A da Lei 9.984/2000, com a redação do artigo 3º da Lei 14.026/20.

Problema semelhante existe com a polêmica competência estadual sobre serviços de gás canalizado. E a solução foi também semelhante: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) compilando normas de referências²⁰.

Para a elaboração das normas de referência do saneamento, deverá haver consultas públicas prévias, análises de impactos regulatórios e observância de todas as demais normas aplicáveis à regulação em geral e reiteradas no novo marco legal do saneamento.

6. Conclusão.

Estudos indicam que a universalização do saneamento pressupõe uma visão sistêmica do setor e de suas várias interfaces. E sem a universalização, externalidades deletérias em saúde pública e meio ambiente são inevitáveis.

Em decorrência de suas características típicas, dentre todos os setores de infraestrutura que envolvam indústrias de rede e serviços de universalização obrigatória, o saneamento é um dos mais complexos do ponto de vista regulatório.

Para que o desempenho das funções das agências reguladoras (que são essenciais para a mínima viabilidade do saneamento) não sejam prejudicadas por pressões políticas, as agências devem ser completamente independentes do Poder Executivo. Infelizmente não é o que ocorre no Brasil, onde: (i) seus dirigentes são indicados pelo chefe do Poder Executivo; (ii) suas propostas de orçamentos não podem ser submetidas diretamente ao Poder Legislativo (orçamentos das agências são definidos pelos ministérios ou secretarias a que estão vinculadas); (iii) as taxas de regulação e fiscalização (que poderiam garantir custeio por fontes próprias) integram o orçamento geral do respectivo ente da Federação e, existindo regra de contingenciamento, a ordem se estende à agência reguladora; e (iv) suas representações jurídicas são feitas pelas Procuradorias Gerais dos respectivos entes da Federação.

Problemas decorrentes da dependência das agências reguladoras devem ser mitigados e é importante que as normas de referência da ANA sejam implementadas de modo a superar atuais obstáculos à universalização do saneamento, tais como os descritos nos itens 5.2 e 5.3 deste trabalho.

Em particular, ressaltamos a falta de planos (municipais ou regionais de saneamento) reais e factíveis, devidamente implementados e fiscalizados, cujas revisões sejam retroalimentadas por dados obtidos na fiscalização.

Muitos dos atuais planos municipais preveem financiamentos com tarifas, possíveis investimentos e empréstimos. Contudo, os planos não definem como se dará o pagamento dos empréstimos, que ao final são custeados por tarifas.

E se a tarifa já é cara para os atuais serviços, o governo federal deverá definir de forma clara como será o financiamento da universalização exigida em lei. Será somente por acréscimo na tarifa ou, a exemplo de outros países, haverá um subsídio do governo para não impossibilitar a modicidade 20 Enquanto o Congresso não aprova o novo marco legal do gás, o Decreto 9.616 (17/12/2018) trouxe medidas discutidas no âmbito do programa Gás para Crescer que não dependem de alteração legislativa, incluindo alteração do artigo 74-A do Decreto 7.382/2010, que passou a ter a seguinte redação: “A União, por intermédio do Ministério de Minas e Energia e da ANP, articulará com os Estados e com o Distrito Federal para a harmonização e o aperfeiçoamento das normas atinentes à indústria de gás natural, inclusive em relação à regulação do consumidor livre.”

tarifária? Não menos importante é a Tarifa Social para a promoção da acessibilidade econômica à população de baixa renda, e, ao menos um estudo conclui pela existência de possíveis fragilidades que demandam o aperfeiçoamento no processo de concessão e suspensão do benefício.

Espera-se também que as recomendações da IEA sejam levadas em consideração pelos agentes reguladores do setor de saneamento.

Ainda que medidas mais concretas para o aproveitamento da energia do esgoto sejam difíceis no curto prazo em que são várias as prioridades, é importante quantificá-las prontamente, pois podem contribuir para a viabilização de projetos específicos de universalização do saneamento no Brasil.

De qualquer forma, diante dos números mencionados no item 2 supra, a melhoria da eficiência energética no saneamento deverá estar no topo da agenda, a começar pela rápida e significativa redução do inaceitável índice brasileiro de perdas na distribuição de águas, que foi de quase 40% em 2019.

Importante, também, que haja uma maior interação entre a ANA e o setor elétrico no que diz respeito à demanda de eletricidade para o saneamento, assim como já existe com relação aos recursos hídricos para a eletricidade.

Finalmente, conclui-se que políticas públicas para promoção da eficiência energética e tecnologias estratégicas (talvez até relativas ao uso do esgoto para produção de H₂ sem energia externa - item 3.3 supra) devem ser consideradas de forma alinhada com os planejamentos nacionais para o saneamento, energia e recursos hídricos.

7. Bibliografia

BARRETO, Leonardo Vianna Moog. Regulação e agência comum: aplicação ao setor brasileiro de saneamento. FGV EPGE – Dissertações, Mestrado em Economia, abril 2019. Disponível em: <http://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/handle/10438/27407> Acesso em: 29/11/2020.

BRASIL. Ministério do Desenvolvimento Regional. Secretaria Nacional de Saneamento – SNS. Sistema Nacional de Informações sobre Saneamento: 25º Diagnóstico dos Serviços de Água e Esgotos – 2019. Brasília: SNS/MDR, 2020. 183 p.: il. Disponível em: http://www.snis.gov.br/downloads/diagnosticos/ae/2019/Diagnostico_AE2019.pdf. Acesso em: 24 de janeiro de 2021.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Plano de Nacional de Energia 2050. Brasília: MME, 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-563/Relatorio%20Final%20do%20PNE%202050.pdf>. Acesso em: 24 de janeiro de 2021.

CHEN, Xi, et al. Electrical decoupling of microbial electrochemical reactions enables spontaneous H₂ evolution. Energy & Environmental Science, 2020, 13.2: 495-502. Disponível em: <https://pubs.rsc.org/en/Content/ArticleLanding/2019/EE/C9EE02571E#!divAbstract> Acesso em 17/01/2021.

COSTA, Maíra Martins. O Saneamento Básico e a Agência Reguladora: Um Estudo de Caso sobre a Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo (ARSESP). Dissertação

apresentada à Faculdade de Ciências Humanas e Sociais, Universidade Estadual Paulista “Júlio Mesquita Filho”, como pré-requisito para obtenção do Título de Mestre em Planejamento e Análise de Políticas Públicas. 2020 Disponível em: https://repositorio.unesp.br/bitstream/handle/11449/194322/Costa%2c%20MM_me_franca.pdf?sequence=5&isAllowed=y Acesso em: 28/11/2020

CREACO, E.; CAMPISANO, A.; FONTANA, N.; MARINI, G.; PAGE, P.R.; WALSKI T. “Real Time Control of Water Distribution Networks: A state-of-the-art review”. In Water Research 161 (2109) 517-530, Elsevier. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.watres.2019.06.025>. Acesso em: 28/11/2020

DUARTE, Stênio Cezar. Regulação dos Serviços de Saneamento – Limites e Possibilidades de Atuação da ANA. Controladoria Geral da União. Brasília, 10 de abril de 2019. Disponível em: https://repositorio.cgu.gov.br/bitstream/1/32963/7/Apresentacao%20TCC%20_10_04_2019.pdf Acesso em: 28/11/2020.

IEA – International Energy Agency. “Water Energy Nexus”. Excerpt from the World Energy Outlook 2016. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/water-energy-nexus> Acesso em: 28/11/2020.

NUNES, Marco Paulo dos Santos. Aproveitamento dos Recursos Hídricos de Sistemas de Abastecimento e Saneamento para a Produção de Energia Elétrica. Dissertação para cumprimento dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Energia, dezembro 2017, Instituto Politécnico de Setúbal. Disponível em: <https://comum.rcaap.pt/handle/10400.26/31517> Acesso em: 28/11/2020

REIS, Camila Antonieta Silva. O direito humano à água e a regulação do saneamento básico: tarifa social e acessibilidade econômica. 2020. 154 f. Dissertação (Programa de Mestrado em Administração Pública) - Fundação João Pinheiro, 2020. Disponível em: <http://tede.fjp.mg.gov.br/handle/tede/477> Acesso em: 29/11/2020.

SCHMIDT, Nágila Lucietti; HADDAD, Jamil; YAMACHITA, Roberto Akira. Eficiência energética em prestadoras de serviços de saneamento: análise de projetos implantados no âmbito do PEE das distribuidoras de energia elétrica. Congresso Brasileiro de Engenharia Sanitária e Ambiental 2019 XI-070. Disponível em: <http://abes.locaweb.com.br/XP/XPEasyArtigos/Site/Uploads/Evento45/TrabalhosCompletosPDF/XI-070.pdf> Acesso em: 29/11/2020.

Riscos dos Programas de *Compliance* no setor de energia no período de pandemia: propostas de mitigação

Compliance programs risks in the energy sector during the pandemic period: mitigation proposals

Fernanda da Silva Soares¹

Mariane de Matos Aquino²

Sumário: 1. Introdução. 2. Breves apontamentos acerca do *Compliance*. 3. A importância do *Compliance* no setor de energia. 4. O *Compliance* no setor de energia e os problemas decorrentes do período de pandemia. 5. Considerações finais. 6. Referências.

Resumo: A pandemia de Covid-19 tem atingido os mais diversos setores econômicos, inclusive o setor de energia, com desafios outrora imprevisíveis para pessoas físicas e empresas, gerando inadimplementos obrigacionais que produzirão efeitos para além do período pandêmico. Nota-se a evolução da inadimplência causada pela diminuição de renda e a redução do volume de negócios, atingindo o faturamento deste setor. Noutro vértice, tem-se o crescimento do consumo energético devido ao *home office* e distanciamento social; dificuldade para a suspensão do fornecimento de energia diante das políticas públicas emergenciais; a renegociação dos contratos, e, ainda, a necessidade de lidar com os riscos de *compliance* – decorrentes, por exemplo, da flexibilização de regras de contratações e gastos do Poder Público. À vista disso, a pesquisa tratará da reestruturação dos programas de *compliance* de integridade, propondo alternativas para conter e/ou minimizar os efeitos negativos decorrentes da pandemia. Assim, o trabalho se justifica pela relevância econômica e estratégica do setor e pelo elevado risco de não conformidade devido ao alto grau de relacionamento com o Poder Público, o qual exige especial atenção do mercado, principalmente porque algumas normas se tornaram mais permissivas neste período. Dessa forma, pretende-se identificar medidas que possam contribuir para o cumprimento do *compliance* de integridade diante das dificuldades apresentadas durante e após a pandemia, a fim de evitar novos tipos de assédios externos, decorrentes das flexibilizações das regras de contratações e gastos; a possibilidade de fraudes internas e quiçá a corrupção há muito combatida pelo setor, que tem como resultado positivo o fato de que um terço das empresas detentoras do selo Pró-Ética pertencerem ao setor de energia. Por fim, pontua-se que utilizar-se-á o método de abordagem hipotético-dedutivo para verificar se a hipótese apresentada se confirma diante das variáveis.

Palavras-chave: *Compliance*; Setor de energia; Empresa; Contratos; Covid-19.

¹ Promotora de Justiça. Mestranda em Direito pela Pontifícia Universidade Católica do Paraná. Pós-graduada em Direito Penal Econômico pela Pontifícia Universidade Católica do Paraná. E-mail: fersoares001@gmail.com.

² Advogada. Mestranda em Direito pela Pontifícia Universidade Católica do Paraná. Pós-graduanda em Direito Penal Econômico pela Pontifícia Universidade Católica do Paraná. Membro do Grupo de Pesquisa em Direito Penal Econômico da Pontifícia Universidade Católica do Paraná, campus Londrina. E-mail: aquinomariane2@gmail.com.

Abstract: The Covid-19 pandemic has affected the most diverse economic sectors, including the energy sector, with challenges that were once unpredictable for individuals and companies, generating mandatory defaults, which will have effects beyond the pandemic period. Note the evolution of defaults caused by the decrease in income and the reduction in turnover, reaching the revenue of this sector. At another point, there is an increase in energy consumption due to the home office and social distance; difficulty in suspending supply, in the face of emergency public policies; the renegotiation of contracts, and, also, the need to deal with compliance risks - arising, for example, from the flexibilization of hiring and spending rules for the Public Power. In view of this, the research will address the restructuring of integrity compliance programs, proposing alternatives to contain and / or minimize the negative effects resulting from the pandemic. Thus, the work is justified by the economic and strategic relevance of the sector and the high risk of non-compliance due to the high degree of relationship with the Government, which requires special attention from the market, mainly because some rules have become more permissive in this period. Thus, it is intended to identify measures that can contribute to compliance with integrity compliance in the face of the difficulties presented after the pandemic, in order to avoid new types of external harassment, resulting from the flexibilization of the rules on hiring and spending; the possibility of internal fraud and perhaps corruption long fought by the sector, which has the positive result of the fact that one third of the companies holding the Pró-Ética seal belong to the energy sector. Finally, it is pointed out that the hypothetical-deductive approach method will be used, to verify whether the hypothesis presented is confirmed before the variables.

Keywords: *Compliance; Energy sector; Company; Contracts; Covid-19.*

1. Introdução

Em dezembro de 2019 ocorreu a transmissão da COVID-19, causada pelo Coronavírus da síndrome respiratória aguda grave 2 - SARS-CoV-2, em Wuhan na China³, que, posteriormente, foi sendo disseminada, resultando em contaminações que se intensificaram com o passar dos dias. Em janeiro de 2020 outros 19 países já tinham casos confirmados de Covid-19⁴, e no Brasil o primeiro caso positivo foi atestado em 26 de fevereiro de 2020⁵. A contaminação foi crescendo de forma exponencial e tornou-se generalizada ao redor do mundo.

Neste contexto, em 11 de março de 2020 a Organização Mundial da Saúde declarou situação de pandemia⁶ diante do quadro gravíssimo causado pelo referido vírus, responsável pela morte de milhares de pessoas e inúmeros outros problemas e crises nos mais diversos setores em âmbito

³ WORLD HEALTH ORGANIZATION. Naming the coronavirus disease (Covid-19) and the virus that causes it. Geneva, February 11, 2020. Disponível em:<[https://www.who.int/emergencies/diseases/novel-coronavirus-2019/technical-guidance/naming-the-coronavirus-disease-\(covid-2019\)-and-the-virus-that-causes-it](https://www.who.int/emergencies/diseases/novel-coronavirus-2019/technical-guidance/naming-the-coronavirus-disease-(covid-2019)-and-the-virus-that-causes-it)>. Acesso em: 01 dez. 2020.

⁴ WORLD HEALTH ORGANIZATION. Coronavirus disease 2019 (Covid-19): situation report – 11. Geneva, January, 31, 2020. Disponível :< https://www.who.int/docs/default-source/coronavirus/situation-reports/20200131-sitrep-11-ncov.pdf?sfvrsn=de7c0f7_4>. Acesso em: 01 dez. 2020.

⁵ MINISTÉRIO DA SAÚDE. Brasil confirma primeiro caso da doença: últimas notícias. Brasília, fevereiro de 2020. Disponível em: <<https://www.saude.gov.br/noticias/agencia-saude/46435-brasil-confirma-primeiro-caso-de-novo-coronavirus>>. Acesso em: 01 dez. 2020.

⁶ WORLD HEATH ORGANIZATION. Coronavirus disease 2019 (Covid-19): situation report – 51. Geneva, March 11, 2020. Disponível em: <https://www.who.int/docs/default-source/coronavirus/situation-reports/20200311-sitrep-51-covid-19.pdf?sfvrsn=1ba62e57_10>. Acesso em: 01 dez. 2020.

global, cujos reflexos atingiram desde questões corriqueiras do dia-a-dia, como o isolamento social e as atividades sendo migradas para o espaço remoto, até problemas econômicos significativos, como desemprego, a diminuição do volume de negócios, entre tantos outros obstáculos outrora inesperados.

Diante de tal situação e dentre os setores atingidos está o de energia, que não tem passado incólume a essa pandemia, que afeta o mercado sem exceções. A título de exemplo, de 18 de março até 05 de outubro de 2020, as companhias de energia elétrica já haviam deixado de arrecadar, de acordo com o Ministério de Minas e Energia⁷, R\$ 16,5 bilhões. Para além da perda de faturamento, o valor considera a inadimplência que sozinha perfaz o montante de R\$ 4 bilhões no período. Consequentemente, o valor da conta-Covid, empréstimo criado para o setor em virtude dos impactos gerados pela pandemia, tem sido insuficiente, razão pela qual as distribuidoras de energia já pleiteiam mais recursos com o intuito de alcançar o equilíbrio econômico dos contratos de concessão⁸.

Soma-se a isso o aumento dos riscos e incertezas que assolam o setor, decorrentes não só dos efeitos pandêmicos, mas também da flexibilização das regras de contratações pelo Poder Público, os quais ampliam sobremaneira a possibilidade de assédios externos, e, por conseguinte, a ignorância das boas práticas empresárias, de acordo com a lei e a ética, abrindo margem para fraudes, ilícitos e atos de corrupção. Assim, emergem *red flags* para os programas de *compliance*, as quais exigem uma atuação rápida e eficiente.

Nesta trajetória, a pesquisa objetiva demonstrar se há necessidade de eventual reavaliação e alteração dos programas de integridade, a fim de compatibilizá-los com a nova conjuntura, propondo, para tanto, alternativas aptas a conter e/ou minimizar os riscos decorrentes da pandemia. Dessa forma, o trabalho se justifica não só pela relevância deste setor, essencial e indispensável para toda a população e para o mercado em geral, como também pelo elevado risco de não conformidade com os ditames éticos, morais e regulatórios, os quais decorrem, principalmente, do elevado grau de relacionamento com a administração pública e do grande número de atores que participam dessa atividade.

Para tanto, serão apresentadas notas introdutórias sobre o *compliance*, ferramenta de cumprimento normativo preventivo e voluntário⁹ de atos ilícitos no ambiente corporativo. Na continuidade, abordar-se-á uma análise a respeito das especificidades do ramo de energia, decorrentes do envolvimento com inúmeros *players*, e sua interlocução com os programas de integridade, que auxiliam essa complexa categoria mercadológica a estar em consonância e harmonia com a sociedade. Sequencialmente, diante das peculiaridades desse mercado e do fato de ter sido diretamente impactado pela pandemia, examinar-se-á a necessidade de alterações em seus aparatos de *compliance*, a fim de manter a empresa pautada na ética e na integridade, ainda que diante dos percalços decorrentes da Covid-19.

Por conseguinte, intenta-se, através do método de abordagem hipotético-dedutivo, verificar se a hipótese se confirma, qual seja, de que as peculiaridades do setor de energia, as quais o torna

7 MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Boletim de monitoramento Covid-19. Brasília, 05 de outubro de 2020.** Disponível em: <<https://static.poder360.com.br/2020/10/25o-Boletim-de-Monitoramento-Covid-19.pdf>>. Acesso em: 01 dez. 2020.

8 ROCHA, Ludmylla. **Pandemia já afetou setor elétrico do Brasil em R\$16,5 bilhões.** Poder 360, 06 de outubro de 2020. Disponível em: <https://www.poder360.com.br/economia/pandemia-ja-afetou-setor-eletrico-do-brasil-em-r-165-bilhoes>. Acesso em: 01 dez. 2020.

9 MENDES, Paulo de Sousa. Law Enforcement e Compliance. In: PALMA, Mara Fernanda; DIAS, Augusto Silva; MENDES, Paulo de Sousa (Coord. Cient.) **Estudos sobre Law Enforcement, Compliance e Direito Penal.** Portugal: Almedina, 2018, p. 11-20, p.12

vulnerável a ilícitos civis, penais e administrativos, justificam a reestruturação de seus instrumentos de integridade no período pandêmico. Para tal, utilizar-se-á a técnica de pesquisa de documentação indireta, com exame documental de fontes primárias – leis-, e de fontes secundárias através de estudos doutrinários.

2. Breves apontamentos acerca do *compliance*

A história do Brasil é marcada por atos de corrupção e fraudes que atingem diretamente os mais diversos setores econômicos. Nos últimos anos as grandes operações deflagradas na área criminal, especialmente no tocante a delitos econômicos envolvendo empresas de grande porte e relevância no cenário nacional, têm contribuído para que o mercado passe a exigir, com mais veemência, uma atuação do seguimento empresarial de acordo com as disposições legais, regulatórias e éticas, demandando uma reestruturação organizacional para atender uma perspectiva de conformidade.

Neste contexto, surge a necessidade de implementação de programas de *compliance*, figura de grande relevo no ordenamento jurídico nacional nos últimos tempos. De acordo com Sidney Bitencourt, o termo *compliance* é originário da expressão anglo-saxã *to comply*, que significa agir de acordo com uma regra ou comando¹⁰, nesse sentido, Coimbra e Manzi acrescentam que o compliance consiste em estar em conformidade e fazer cumprir leis, diretrizes, e regulamentos internos e externos, buscando com isso mitigar o risco atrelado à reputação e o risco legal ou regulatório¹¹.

Note-se que o destaque do *compliance* e da necessidade de sua implementação não decorre apenas das previsões legais, que passaram a dispor sobre exigências significativas para as pessoas jurídicas, mas, também, do próprio amadurecimento do mercado, que, como pontuado, diante dos sérios problemas decorrentes de atos de corrupção e fraudes em geral, se viu diante da impescindibilidade de exigir uma gestão de riscos eficiente, apta para manter sua credibilidade não só perante os outros *players*, mas também perante a sociedade.

Dessa maneira, tem-se buscado nos instrumentos de *compliance* o caminho para contribuir com essa nova perspectiva de mercado. De acordo com Antonio Fonseca, não há controle perfeito dos desvios éticos, as falhas de mercado e do Estado são constantes, por isso, ao mesmo tempo em que faz necessário reconhecer os cidadãos como corresponsáveis no processo de busca de integridade, legitima-se um dever geral de cumprir o que é certo¹². Por isso, exige-se também das empresas que estejam em *compliance*, cumprindo o referido dever, do que passou a depender o reconhecimento de sua credibilidade interna e externamente, pois sua estrutura, sua forma de agir e sua própria cultura se alteram ao se orientar pelos ditames da ética e da probidade – pilares filosóficos do programa de integridade.

Sob este novo paradigma, passa a haver o dever de gerenciar os riscos do negócio, as formas pelas quais as decisões devem ser tomadas e os impactos delas decorrentes. A partir de então, o

¹⁰ BITENCOURT, Sidney. **Comentários à Lei anticorrupção:** Lei nº 12.846/2013. São Paulo: Editora Revista dos Tribunais, 2014, p. 84.

¹¹ COIMBRA, Marcelo Aguiar; MANZI, Vanessa Alessi (Org). **Manual de compliance: preservando a boa governança e a integridade das organizações.** São Paulo: Atlas, 2010, p. 02.

¹² FONSECA, Antonio. Programa de compliance ou programa de integridade, o que isso importa para o direito brasileiro? **R.TRF1 Brasília**, vol. 30 n. ½, jan./fev., 2018, p. 82.

compliance é reconhecido como um dos pilares da governança corporativa, embora com essa não se confunda, já que, segundo o Instituto Brasileiro de Governança Corporativa, esta consiste no sistema pelo qual as empresas e demais organizações são dirigidas, monitoradas e incentivadas, envolvendo os relacionamentos entre sócios, conselho de administração, diretoria, órgãos de fiscalização e controle e demais partes interessadas¹³.

Assim, a governança corporativa se traduz no caminho para se construir uma imagem positiva da empresa e garantir sua longevidade e continuidade, o devido zelo na observância dos princípios que a norteiam, tal qual a transparência, equidade, prestação de contas e responsabilidade corporativa¹⁴. Já o *compliance*, por sua vez, como antes afirmado, é um pressuposto da governança corporativa, vez que não há, pois, como garantir perenidade e transparência da empresa sem que os valores da organização sejam respeitados, e tampouco, sem o cumprimento das diretrizes e normas internas e externas.

Considerando a importância do *compliance*, verifica-se que sua previsão no ordenamento jurídico alienígena é da década de 70¹⁵, enquanto no Brasil as linhas inaugurais decorrem do ano de 1998¹⁶. Ocorre que, apenas em 2013, com a edição da Lei Anticorrupção – Lei n. 12846/13, o *compliance* obteve destaque a nível nacional, não só no ambiente corporativo, mas também acadêmico. Consoante as lições de Pedro Aguiar de Freitas, a referida lei joga nova luz sobre o combate à corrupção no Brasil, remetendo às empresas parte da responsabilidade por esse desafio que, até aqui, se imputou quase que exclusivamente ao Poder Público¹⁷.

Todavia, em que pese a previsão legal na citada legislação, esta não conceituou a ideia de *compliance*, e tampouco estabeleceu critérios para sua avaliação. Posteriormente, o Decreto nº 8420/15, disciplinou em seu artigo 41 que o instrumento do compliance consiste no conjunto de mecanismos e procedimentos internos de integridade, auditoria e incentivo à denúncia de irregularidades e na aplicação efetiva de códigos de ética e de conduta, políticas e diretrizes com o objetivo de detectar e sanar desvios, fraudes, e os ilícitos praticados contra a Administração Pública, nacional ou estrangeira.

Há que se ter em mente, entretanto, que o referido dispositivo legal não estabelece uma ferramenta padrão de *compliance*, prevê apenas parâmetros mínimos sem os quais o instrumento estará fadado ao insucesso. Ademais, para que um aparato de *compliance* seja real e efetivo é inevitável respeitar as peculiaridades de cada setor, não só as regulatórias, mas também as peculiares ao próprio exercício da atividade empresarial, bem como o grau de risco a que a organização está exposta, por isso, não há que se falar em um único padrão de compliance.

Nesta linha, dentre os requisitos essenciais extraídos do citado artigo, e imprescindíveis para que os programas de *compliance* possam ser efetivos, merece destaque, primeiramente, a necessidade de adesão de todo corpo diretivo, em especial da alta gestão empresarial, o denominado “*tone from*

13 INSTITUTO BRASILEIRO DE GOVERNANÇA CORPORATIVA. *Origens da governança corporativa*. Disponível em: <<https://www.ibgc.org.br/conhecimento>>. Acesso em 02.10.2020

14 Ibidem.

15 Foreign Corrupt Practices Act (FCPA -1977) e o Bribery Act do Reino Unido.

16 Na Resolução nº 2554 do Conselho Monetário Nacional e na Lei n. 9.613/98, que dispõe sobre o crime de lavagem de dinheiro. E, posteriormente, também encontrou guarida nas Resoluções do COAF.

17 FREITAS, Pedro Aguiar de. A Lei Anticorrupção e as empresas: compliance e modulação de sanções. *Revista do Advogado*, São Paulo, v. 34, n. 125, p. 97-105, dez. 2014, p. 97. Disponível em: http://200.205.38.50/biblioteca/index.asp?codigo_sophia=107217. Acesso em: 1 dez. 2020.

the top", sem a qual o programa de integridade restará comprometido. Para a partir daí, contar com a participação dos demais atores envolvidos na atividade empresarial. Sendo substancial um arrojado esforço para que todos os funcionários e colaboradores incorporem as práticas de conformidade para que haja efetivamente uma mudança cultural no ambiente corporativo.

Não sem motivo, a elaboração de um código de ética e conduta encontra-se entre os requisitos previstos no Decreto nº 8420/15, bem como, a exigência de comunicação e treinamento dos funcionários; a previsão de aplicação de medidas disciplinares; a criação de um canal para recebimento de denúncia e estratégias de monitoramento contínuo, pois a partir da ciência de uma atividade na empresa (ou por esta) que seja contrária ao ordenamento jurídico, emerge a necessidade de comunicação imediata às autoridades, assim como a cessação do ato e resarcimento de eventual dano.

Ainda é preciso que, após a análise e delimitação do perfil de risco, haja o estabelecimento de políticas de relacionamento com a Administração Pública e interempresarial, no intuito de que a organização que esteja em conformidade não estabeleça relações contratuais com empresas cujas atividades são permeadas por atos ilícitos, o que além de ser contrário à lei, igualmente não se coaduna com a cultura de *compliance* que se pretende construir. Neste ponto, tem-se que determinadas práticas ilícitas e antiéticas, eventualmente outrora admitidas e que geravam retorno financeiro à empresa, tornam-se inconcebíveis, tais como: envolvimento em esquema de rodízios para vencer licitações; ou de vantagens contratuais e/ou decisões favoráveis indevidas, etc.

Desta feita, oportuna a delimitação de cláusulas contratuais exigindo o cumprimento da legislação; previsão de processos de diligência para verificar atuação dos parceiros; elaboração de manuais de orientação de conduta de fornecedores e clientes; treinamento e capacitação constante dos *stakeholders*; e a prescrição de que o não cumprimento das regras poderá ensejar na suspensão do relacionamento entre as empresas.

Assim, a partir desses elementos mínimos, tem-se uma mudança corporativa, a qual passa a contar com elevado e reconhecido nível de confiabilidade pelos clientes, consumidores e pelas demais empresas envolvidas no ambiente dos negócios, auferindo maior valor de mercado e reputacional. Nesse sentido, conforme pontuado no Guia de Programas de *Compliance* do CADE, o comprometimento com as regras de *compliance* inspira confiança em investidores, parceiros comerciais, clientes e consumidores que valorizam empresas que operam de forma ética e que se sentiriam enganadas em caso de infração¹⁸.

Ademais, a adoção e observação de normas de conformidade possibilita inúmeros outros benefícios, tais como a promoção de um marketing de integridade; o bloqueio de embaraços na concessão de empréstimos e linhas de crédito por instituições financeiras públicas e privadas; contribui para que não se questione a própria continuidade das atividades da empresa, concedendo, em sendo o caso, a rolagem de dívidas frente a uma situação próxima de insolvência; entre outros.

Para além disso, segundo David Teixeira de Azevedo, o valor de um programa de *compliance*

18 CONSELHO ADMINISTRATIVO DE DESA ECONÔMICA. **Guia – programas de compliance**. Brasília, p. 13. Disponível em: <<http://en.cade.gov.br/cade/noticias/cade-apresenta-proposta-de-guia-sobre-programas-de-compliance-concorrencial/guia-compliance-versao-preliminar.pdf>>. Acesso em: 02 de dezembro de 2020.

completo, verificável e de resultado é de capital significativo no âmbito da responsabilização da pessoa física, do administrador, constituindo circunstância preponderante¹⁹. Desse modo, em caso de uma eventual condenação por ilícito civil ou administrativo, configura uma salvaguarda apta a minimizar seus efeitos, vez que a existência de programa de integridade poderá ser considerada para redução da penalidade; auxiliar na delimitação da própria responsabilidade; contribuir para evitar a pena de declaração de inidoneidade ou proibição de contratar com o Poder Público fixadas no âmbito da improbidade administrativa, entre outros.

Destarte, percebe-se que há inúmeros benefícios para o ente empresarial que implementa em sua estrutura um efetivo programa de *compliance*, razão pela qual trata-se de ferramenta essencial, principalmente para setores complexos do mercado, tal qual o setor de energia. Além disso, trata-se de ferramenta que ganha ainda mais relevo num período de riscos e incertezas sem precedentes tais quais o atual período pandêmico, daí então a imprescindibilidade de verificar os reflexos dos programas de *compliance*, e a suas peculiaridades em relação ao seguimento de energia.

3. A importância do *compliance* no setor de energia

Tecidas essas breves considerações sobre o *compliance*, demonstrando a relevância de sua adoção no âmbito empresarial e os reflexos que produz no mercado, cumpre pontuar, especificamente, a pertinência de adoção dos programas de conformidade no setor de energia. Pois, a título de exemplo, conforme abordado por Renata Almeida, Marcelo Klotze e outros, o estímulo à concorrência nos mercados atacadistas é a principal característica dos modelos que vem sendo implantados na indústria de energia elétrica em vários países²⁰, daí então a indispensabilidade de tratar do *compliance* neste setor, de modo a contribuir com a atuação desse segmento no mercado, funcionando, também, como um diferencial na concorrência.

Assim, diante da magnitude econômica e estratégica do setor de energia, é fundamental verificar algumas das ameaças e peculiaridades que atingem este segmento. A vulnerabilidade no âmbito energético, *ad initio*, decorre de uma peculiaridade inexistente na maior parte do mercado, conforme pontuado por Gustavo Petrasunas Cerbasi, o mercado de energia elétrica é formado por três tipos de participantes, responsáveis cada um pelas atividades de geração, transmissão e distribuição de energia²¹, há, portanto, uma gama de atores participantes desta atividade, que estão ligados e constituem uma relação de dependência negocial, de modo que, necessariamente, inter-relacionam-se assiduamente.

Devido a tais circunstâncias pode ocorrer, por exemplo, que uma determinada empresa contratante desconheça a situação irregular do seu parceiro comercial ou cliente, o que, evidentemente, gerará

risco ao negócio entabulado. Ainda que nesta situação a empresa possa ter firmado contratos em 19 AZEVEDO, David Teixeira de; AZEVEDO, André Dias de. Lei anticorrupção e os programas de *compliance*. In: ESTUDOS em homenagem a Vicente Greco Filho. Organização de Renato de Mello Jorge SILVEIRA, João Daniel RASSI. São Paulo: LiberArs, p. 55 – 60, 2014, p. 59. Disponível em: http://200.205.38.50/biblioteca/index.asp?codigo_sophia=111521. Acesso em: 1 dez. 2020.

20 ALMEIDA, Renata Silva de; KLOTZE, Marcelo Cabus; PINTO, Antonio Carlos Figueiredo. Composição do Conselho de Administração no Setor de Energia elétrica do Brasil. **Revista de Administração da UNIMEP**. v.11, n.1, Janeiro/Abril – 2013, p. 04.

21 CERBASI, Gustavo Petrasunas. **Metodologia para determinação do valor das empresas: uma aplicação no setor de geração de energia elétrica**. Dissertação de Mestrado. Universidade de São Paulo, 2003, p. 50.

situação de ignorância em relação aos problemas de não observância de normas e disposições legais e éticas da outra parte, não seria uma justificativa apta a obstar sua responsabilidade, pois é também de sua competência verificar se a empresa contratada tem agido ou não em conformidade. Caso tal verificação não seja feita ocasionaria riscos reputacionais e poderia ser objeto de investigações.

A partir de tal exemplo verifica-se a importância das rotinas de relacionamento interempresarial, dos manuais de conduta para fornecedores e clientes, e ainda, o “*due diligence*” para futuros parceiros de negócios, inerentes aos programas de integridade, que se observados por todas as partes envolvidas na negociação facilitarão as tratativas, o cumprimento das obrigações, e evitarão problemas decorrentes do não cumprimento dos deveres legais e éticos. Dessa maneira, considerando a especificidade do setor de energia, no tocante aos diversos atores envolvidos nas práticas negociais, faz-se de extrema relevância a adoção e efetivo cumprimento dos programas de *compliance*.

Outra especificidade do setor de energia e que amplia demasiadamente as ranhuras de sua atividade, consiste no alto grau de relacionamento com a Administração Pública e/ou com pessoas politicamente expostas, já que, por exemplo, embora a comercialização de energia elétrica, a partir de 2004, possa ocorrer em um Ambiente de Contratação Livre – ACL -, também tem o Ambiente de Contratação Regulada – ACR -, com agentes de geração e de distribuição de energia, e o modelo de leilões, que funcionam como instrumento de compra de energia elétrica pelas distribuidoras no ambiente regulado, sendo realizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, por delegação da ANEEL²².

Desse modo, tem-se a importância dos programas de *compliance* para o setor de energia, para afastar possíveis práticas ilícitas, fraudulentas e assédios externos, especialmente quando da realização de negócios com a Administração Pública. É preciso evitar, a título de exemplo, que a empresa seja exposta à uma situação de oferecimento de vantagens a um funcionário público no intuito de auferir algum benefício indevido, tal qual uma licença ambiental. Por isso, é vital, portanto, que a fiscalização dos códigos de ética e de conduta, programas de treinamento e monitoramento, e as constantes revisões das políticas internas, deixem de ser utopia e norteiem a conduta de todos os colaboradores.

Outro fator a corroborar com os elevados riscos do setor em estudo, refere-se aos empréstimos e financiamentos originados de fonte pública, amplamente favoráveis a prática de ilícitos em especial a corrupção. Conforme aponta Wagner Giovanini, o setor elétrico está exposto a grandes riscos, que vão do tamanho dos empreendimentos, aos volumes financeiros envolvidos, passando pelo relacionamento muito próximo com o governo e companhias estatais²³. Por isso, observa-se que estabelecer limites e diretrizes para o relacionamento com a Administração Pública é fundamental para o setor energético.

Acrescente-se, ainda, que outra característica que faz este mercado um campo fértil para a adoção dos instrumentos de *compliance*, é alto nível de regulação que paira sob o setor, arcabouço regulatório que exige árduo e complexo trabalho das empresas para estar em conformidade, já que,

22 CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Setor elétrico** – entenda o modelo brasileiro. Disponível em: <encurtador.com.br/fgxRX>. Acesso em: 02 dez. 2020.

23 GIOVANINI, Wagner. **Compliance no setor elétrico ainda é desafio**. Disponível em: <<https://energiahoje.editorabrasilenergia.com.br/compliance-no-setor-eletrico-ainda-e-desafio/>>. Acesso em: 18 nov. 2020.

por exemplo, a Agência Nacional de Energia Elétrica exige regulações técnicas de padrões de serviços, regulação econômica e de projetos de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética²⁴. Não por outro motivo, faz-se essencial o estabelecimento de rotinas para minimizar práticas que possam ser arriscadas no âmbito dessa atividade.

Além dos pontos mencionados, não se pode perder de vista, ainda, que a inadimplência dos clientes também aumenta o risco da atividade no setor de energia, vez que afeta diretamente o faturamento das empresas. Ademais, há, também, altos riscos ambientais inerentes ao exercício das atividades do setor de energia, pois a abundância de recursos naturais ao tempo que propicia ao setor oportunidades, gera, igualmente, grandes desafios, principalmente no sentido de evitar crimes ambientais. Como exemplo, cita-se que a implementação de hidroelétricas, por vezes, não são consideradas sustentáveis do ponto de vista ambiental, devido a alteração do percurso natural dos rios, das inundações para represamentos que comprometem a fauna e a flora locais, deslocamentos das populações ribeirinhas, emissões de gases, entre outros tantos problemas que podem repercutir negativamente no âmbito jurídico.

Infere-se, portanto, que é inegável a existência do alto risco para o exercício da atividade empresária no setor energético, em virtude da sensibilidade deste mercado à desvios, fraudes, irregularidades e ilícitos praticados contra a Administração Pública, contra o meio ambiente, entre outros. Desta feita, um programa de conformidade bem desenvolvido a partir dos riscos do negócio, poderá estabelecer estratégias de atuação aptas a minimizá-los e/ou combatê-los, de modo que é essencial para esta área empresarial e para o bom funcionamento do mercado que o *compliance* seja efetivamente aplicado.

4. O Compliance no setor de energia e problemas decorrentes do período de pandemia

Conforme pontuado inicialmente, a pandemia gerou uma multiplicidade de problemas para os mais diversos segmentos da economia, isto para tratar apenas deste setor, com isso, desafios inéditos estão sendo enfrentados na tentativa de manter os negócios e o adequado funcionamento das atividades econômicas. Diversas mudanças tiveram que ocorrer, inclusive com flexibilizações de determinadas práticas negociais e normas, entretanto é preciso muita cautela na análise das alterações que estão sendo feitas e daquelas que ainda serão, a fim de evitar que valores e preceitos éticos, disposições legais e regulamentares, sejam ignorados ou mitigados na tentativa de buscar conter os riscos decorrentes do período pandêmico, e acabar gerando problemas futuros ainda maiores.

A crise ainda se faz presente, e embora não se saiba até quando a pandemia durará, é de conhecimento comum que seus reflexos perdurarão por um longo período. Neste contexto, frente a necessidade de uma alocação ágil de recursos para minimizar os efeitos da pandemia, o Poder Público tem promovido diversas alterações em situações e normativas anteriormente estabelecidas, as quais impactaram diretamente o setor de energia. Dentre as medidas aplicadas, cita-se, a título de exemplo, a flexibilização nas contratações e gastos, tornando os procedimentos mais simplificados²⁵.

²⁴ AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Regulação do setor elétrico**. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/regulacao-do-setor-eletro>>. Acesso em: 02 dez. 2020.

²⁵ SENADO NOTÍCIAS. **Governo flexibiliza regras para licitações e contratos durante a pandemia**. Disponível em:

Contudo, as mitigações de normas e procedimentos, em particular as de regulação, exigem cautela por parte dos atores envolvidos, pois, para além dos benefícios esperados quando de sua elaboração, podem acabar por ampliar e facilitar o campo de atuação daqueles agentes que operam em desconformidade. Nas licitações, por exemplo, aumenta-se a possibilidade de um superfaturamento ou mesmo o direcionamento do certame, e ainda possibilita assédios externos permeados por eventuais solicitações de valores indevidos para obtenção de algum privilégio.

Para mais, o mercado energético também foi impactado com a alteração das normas referentes a suspensão dos serviços diante do inadimplemento. A Agência Nacional de Energia Elétrica, por meio da Resolução Normativa nº 878 de 24 de março de 2020, vedou a suspensão de fornecimento por inadimplemento de unidades consumidoras relacionadas aos serviços e atividades considerados essenciais; onde existam pessoas usuárias de equipamentos de autonomia limitada, vitais à preservação da vida humana e dependentes de energia elétrica; unidades do subgrupo B1, inclusive as subclasses residenciais baixa renda, rural e do subgrupo B2; entre outras, até junho de 2020.

Diante da manutenção dos problemas decorrentes da pandemia, a ANEEL decidiu manter a proibição de cortes de energia por falta de pagamento para os consumidores classificados como baixa renda enquanto durar o estado de emergência da pandemia, e conforme o Decreto Legislativo nº 6/2020, esse prazo atualmente vai até o final de 2020. Por outro lado, a partir de 1º de agosto de 2020, voltou a ser permitida a possibilidade de cortes de energia para os demais consumidores, desde que sejam reavaliados²⁶.

Embora o serviço seja essencial e diretamente ligado a concretização da dignidade da pessoa humana, daí a imprescindibilidade de ser mantido, em determinadas situações, mesmo diante do inadimplemento, não há dúvida de que tal questão atingiu de forma direta o faturamento do setor de energia. Outro exemplo de reflexos econômicos neste segmento é a Medida Provisória nº 950, que entrou em vigor em 08 de abril de 2020, com validade de 90 dias, regulamentada pelo Decreto nº 10.350, a qual, além de prever isenção total de pagamento da tarifa social, autorizou o uso de recursos provenientes da CDE – Conta de Desenvolvimento Energético - para amortizar operações financeiras contraídas pelas distribuidoras²⁷.

À vista disso, as empresas do setor de energia, afora as inovações regulatórias, enfrentam, uma abrupta redução do volume de negócios; diminuição de valor de mercado e financeira; inadimplência; postergação do pagamento por parte de grandes consumidores; adiamento de reajustes tarifários outrora autorizados; dificuldade na continuidade de obras, com possíveis descumprimentos de prazos, entre outros. Além disso, encaram os desafios quanto a incerteza dos impactos da pandemia nas atividades de cada ator do setor energético, com a alteração na demanda e no consumo de energia decursiva do *home office*; o custo para manter o fornecimento dos serviços; excesso de contratação de

<<https://www12.senado.leg.br/noticias/materias/2020/05/07/governo-flexibiliza-regras-para-llicitacoes-e-contratos-durante-pandemia>>. Acesso em: 02 dez. 2020.

26 AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Covid-19: ANEEL aprova revisão da norma sobre os serviços das distribuidoras na pandemia.** Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/covid-19-aneel-aprova-revisao-da-norma-sobre-os-servicos-das-distribuidoras-na-pandemia/656877?inheritRedirect=false>. Acesso em 02 dez. 2020.

27 ZAGO, Marina; Avelar, Mariana. **Conta-Covid é o primeiro passo na recuperação do setor elétrico.** Disponível em: <<https://epbr.com.br/conta-covid-e-primeiro-passos-na-recuperacao-do-setor-elettrico>>. Acesso em: 28 nov. 2020.

energia pelas distribuidoras; etc.

Por conseguinte, esta hodierna conjuntura estabeleceu, para além de um ambiente de escassez, um desequilíbrio econômico-financeiro, razão pela qual surge a necessidade de revisão de alguns contratos; de adaptação a novas regulações; e do estabelecimento de estratégias para lidar com esses novos riscos e incertezas. Destarte, a partir de tais problemas, conforme abordado, abre-se um espaço para flexibilização de regras e procedimentos com o intuito de promover uma adaptação à situação posta, o que em determinados pontos se faz essencial, mas, por outro lado, pode abrir espaço para que as boas práticas e os procedimentos internos restem ignorados, tornando o ambiente propício à eventuais fraudes e possíveis atos de corrupção.

Isto posto, o momento atual exige muita atenção dos programas de *compliance* do complexo e vulnerável setor de energia, a fim de que as empresas não negligenciem frente aos novos riscos, os quais demandam respostas imediatas, mas que produzirão reflexos também no futuro. Desta feita, para além de ser reconhecida sua essencialidade, as práticas de conformidade devem ser fortalecidas, o que evitará problemas maiores no período pós-pandemia. Por isso, emerge a necessidade de reestruturação dos programas de *compliance*, com o estabelecimento de novos pilares condizentes com atual realidade, sob pena de se tornar inefetivo, e, igualmente, mirando as necessidades futuras.

Outrossim, conferir um olhar contemporâneo para esses instrumentos, estabelecendo novas diretrizes corporativas, além de favorecer a prevenção e a mitigação dos riscos, tanto durante, quanto no período pós Covid-19, contribuirá para a preservação da atividade empresarial energética com os menores impactos financeiros, jurídicos e de regulação possíveis. E, consequentemente, evitará uma eventual responsabilização civil, criminal e/ou administrativa decorrentes de estar em *non compliance*.

Neste cenário, dentre as principais reformulações que se fazem basilares, a primordial é o reconhecimento do contexto de crise pela alta gestão e seu comprometimento para enfrentá-la, que já é a pedra fundamental para o sucesso das ferramentas de *compliance*, e agora ganha ainda mais relevância. Para tanto, imprescindível estar alinhada com as orientações realizadas pelo responsável pelo *compliance*. Num segundo momento, partindo da análise e delimitação do novo perfil de risco, faz-se crucial a constituição de um comitê e uma política de gerenciamento de crise, a quem caberá definir novas metas, estratégias e procedimentos. Além disso, a atuação das linhas de defesa também deve ser intensificada tanto nas relações internas quanto nas relações externas, sendo inescusável estabelecer um monitoramento contínuo da conformidade.

Outrossim, é primordial o desenvolvimento de um criterioso *due diligence*, com incremento da transparência nos controles financeiros, especialmente em se tratando das relações com contratados e fornecedores. Sem desprezar que torna-se indispensável um maior monitoramento das relações com os agentes públicos, pois, conforme pontuado, a simplificação de procedimentos, mediante flexibilizações normativas, concede margem para assédios. Além disso, é preciso que haja um treinamento com os colaboradores, direcionando-os sobre como lidar com as situações decorrentes do cenário pandêmico, bem como analisar eventual utilidade em se promover alterações do código de ética, com novos regramentos a serem estabelecidos de acordo com o momento vivenciado.

Portanto, é indispensável a reestruturação dos programas de *compliance*, que deverá ser conjugado com a ampla divulgação da nova política institucional em todas as estruturas do ente corporativo. Assim, com uma atuação eminentemente vigilante, as ferramentas de integridade podem contribuir para a mitigação dos efeitos decorrentes da Covid-19. Isto porque, trocadilho à parte, vez que está a se falar do setor de energia, é incontroverso que a pandemia deixou todos no escuro, e os programas de *compliance*, desde que devidamente reestruturados, podem conceder um feixe de luz a iluminar os novos caminhos.

5. Considerações finais

Nos últimos anos, a agenda brasileira foi permeada por debates e estímulos relacionados às boas práticas, a governança corporativa, e por conseguinte, pela necessidade de implementação dos aparatos de *compliance* pelos organismos empresariais. É fato que sobre a temática ainda há um campo fértil a ser germinado, em especial no complexo e vulnerável setor de energia, cujas características, principalmente em virtude do alto relacionamento com o Poder Público, reforçam a necessidade de sua implementação.

Todavia, verifica-se, em regra, esforços significativos das empresas deste setor com o intuito de implementar e aprimorar as técnicas de *compliance*, ainda que muitas organizações o façam com parcimônia, o que pode ser explicado devido aos altos custos que alguns programas exigem, por outro lado, há aquelas que já adotam os programas de conformidade de forma satisfatória, inclusive com reconhecimento do mercado.

Assim, considerando as conquistas no tocante ao *compliance* no setor de energia, é preciso buscar alternativas para que sejam mantidas e, consequentemente, para evitar um retrocesso nesta, ainda que tímida, conquista mercadológica, mesmo diante das dificuldades decorrentes da pandemia causada pela Covid-19. Partindo da premissa de que os programas de *compliance* são elaborados a partir das peculiaridades da empresa, do setor de atuação e do risco da atividade, não há como o instrumento outrora adotado pelos entes do ramo de energia permanecer inalterado diante da ruptura com o cenário em que foi elaborado, bem como da existência de novos riscos, que antes eram imprevisíveis.

Dessa maneira, a manutenção dos programas de *compliance* nos moldes em que foram elaborados, repita-se, em contexto completamente diferente deste deixado pela pandemia, e, diante das novas regulações que permeiam o setor, por certo acarretará a estas empresas estar em non *compliance*. À vista disso, a hipótese proposta diante da problemática apresentada restou confirmada, reconhecendo-se a necessidade de reestruturação das ferramentas de integridade nesta fase e para além dela, com a imprescindibilidade de ajustes e estratégias para conter e/ou minimizar os efeitos negativos decorrentes da pandemia e das recentes alterações normativas, as quais, ao se tornarem mais permissivas, ampliaram o espectro de risco para o setor energético.

Por todo o exposto, conclui-se que a adequação dos instrumentos de *compliance* nas empresas do ramo de energia auxiliará a atingir o modelo ideal de gerenciamento dos riscos decorrentes do

momento atual, contribuindo para o reestabelecimento do desenvolvimento do empreendimento de maneira ética e proba, sem desvios de finalidade garantindo a aplicabilidade normativa e o respeito para com a coletividade.

6. Referências bibliográficas

AZEVEDO, David Teixeira de; AZEVEDO, André Dias de. A lei anticorrupção e os programas de compliance. In: **ESTUDOS em homenagem a Vicente Greco Filho**. Organização de Renato de Mello Jorge SILVEIRA, João Daniel RASSI. São Paulo: LiberArs, p. 55 – 60, 2014. Disponível em: http://200.205.38.50/biblioteca/index.asp?codigo_sophia=111521. Acesso em: 1 dez. 2020.

ALMEIDA, Renata Silva de; KLOTZE, Marcelo Cabus; PINTO, Antonio Carlos Figueiredo. Composição do Conselho de Administração no Setor de Energia elétrica do Brasil. **Revista de Administração da UNIMEP**. v.11, n.1, Janeiro/Abril – 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Regulação do setor elétrico**. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/regulacao-do-setor-eletrico>>. Acesso em: 02 dez. 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Covid-19: ANEEL aprova revisão da norma sobre os serviços das distribuidoras na pandemia**. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/covid-19-aneel-aprova-revisao-da-norma-sobre-os-servicos-das-distribuidoras-na-pandemia/656877?inheritRedirect=false>. Acesso em: 02 dez. 2020.

BITENCOURT, Sidney. **Comentários à Lei anticorrupção**: Lei nº 12.846/2013. São Paulo: Editora Revista dos Tribunais, 2014.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Setor elétrico** – entenda o modelo brasileiro. Disponível em: <encurtador.com.br/fgxRX>. Acesso em: 02 dez. 2020.

CERBASI, Gustavo Petrasunas. **Metodologia para determinação do valor das empresas: uma aplicação no setor de geração de energia elétrica**. Dissertação de Mestrado. Universidade de São Paulo, 2003.

COIMBRA, Marcelo Aguiar; MANZI, Vanessa Alessi (Org). **Manual de compliance: preservando a boa governança e a integridade das organizações**. São Paulo: Atlas, 2010.

CONSELHO ADMINISTRATIVO DE DESA ECONÔMICA. **Guia – programas de compliance**. Brasília. Disponível em: <<http://en.cade.gov.br/cade/noticias/cade-apresenta-proposta-de-guia-sobre-programas-de-compliance-concorrencial/guia-compliance-versao-preliminar.pdf>>. Acesso em: 02 de dezembro de 2020.

FONSECA, Antonio. Programa de compliance ou programa de integridade, o que isso importa para o direito brasileiro? **R.TRF1 Brasília**, vol. 30 n. ½, jan./fev., 2018.

FREITAS, Pedro Aguiar de. A Lei Anticorrupção e as empresas: compliance e modulação de sanções. **Revista do Advogado**, São Paulo, v. 34, n. 125, p. 97-105, dez. 2014. Disponível em: http://200.205.38.50/biblioteca/index.asp?codigo_sophia=107217. Acesso em: 1 dez. 2020.

GIOVANINI, Wagner. **Compliance no setor elétrico ainda é desafio.** Disponível em: <<https://energiahoje.editorabrasilenergia.com.br/compliance-no-setor-eletrico-ainda-e-desafio/>>. Acesso em: 18 nov. 2020.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GOVERNANÇA CORPORATIVA. **Origens da governança corporativa.** Disponível em: <<https://www.ibgc.org.br/conhecimento>>. Acesso em 02.10.2020.

MINISTÉRIO DA SAÚDE. **Brasil confirma primeiro caso da doença: últimas notícias.** Brasília, fevereiro de 2020. Disponível em: <<https://www.saude.gov.br/noticias/agencia-saude/46435-brasil-confirma-primeiro-caso-de-novo-coronavirus>>. Acesso em: 01 dez. 2020.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Boletim de monitoramento Covid-19.** Brasília, 05 de outubro de 2020. Disponível em: <<https://static.poder360.com.br/2020/10/250-Boletim-de-Monitoramento-Covid-19.pdf>>. Acesso em: 01 dez. 2020.

MENDES, Paulo de Sousa. Law Enforcement e Compliance. In: PALMA, Mara Fernanda; DIAS, Augusto Silva; MENDES, Paulo de Sousa (Coord. Cient.) **Estudos sobre Law Enforcement, Compliance e Direito Penal.** Portugal: Almedina, 2018.

ROCHA, Ludmylla. **Pandemia já afetou setor elétrico do Brasil em R\$16,5 bilhões.** Poder 360, 06 de outubro de 2020. Disponível em:< <https://www.poder360.com.br/economia/pandemia-ja-afetou-setor-eletrico-do-brasil-em-r-165-bilhoes/>>. Acesso em: 01 dez. 2020.

SENADO NOTÍCIAS. **Governo flexibiliza regras para licitações e contratos durante a pandemia.** Disponível em: <<https://www12.senado.leg.br/noticias/materias/2020/05/07/governo-flexibiliza-regras-para-licitacoes-e-contratos-durante-pandemia>>. Acesso em: 02 dez. 2020.

WORLD HEALTH ORGANIZATION. **Naming the coronavirus disease (Covid-19) and the vírus that causes it.** Geneva, February 11, 2020. Disponível em:< [https://www.who.int/emergencies/diseases/novel-coronavirus-2019/technical-guidance/naming-the-coronavirus-disease-\(covid-2019\)-and-the-virus-that-causes-it](https://www.who.int/emergencies/diseases/novel-coronavirus-2019/technical-guidance/naming-the-coronavirus-disease-(covid-2019)-and-the-virus-that-causes-it)>. Acesso em: 01 dez. 2020.

WORLD HEALTH ORGANIZATION. **Coronavirus disease 2019 (Covid-19): situation report – 11.** Geneva, January, 31, 2020. Disponível :< https://www.who.int/docs/default-source/coronaviruse/situation-reports/20200131-sitrep-11-ncov.pdf?sfvrsn=de7c0f7_4>. Acesso em: 01 dez. 2020.

WORLD HEATH ORGANIZATION. **Coronavirus disease 2019 (Covid-19): situation report – 51.** Geneva, March 11, 2020. Disponível em: <https://www.who.int/docs/default-source/coronaviruse/situation-reports/20200311-sitrep-51-covid-19.pdf?sfvrsn=1ba62e57_10>. Acesso em: 01 dez. 2020.

ZAGO, Marina; Avelar, Mariana. **Conta-Covid é o primeiro passo na recuperação do setor elétrico.** Disponível em: <<https://epbr.com.br/conta-covid-e-primeiro-passo-na-recuperacao-do-setor-eletro>>. Acesso em: 28 nov. 2020.

Projeto CARO – Simplificação e Proporcionalidade Regulatória

CARO Project - Regulatory Simplification and Proportionality

Fernanda Delgado¹

Hirdan Katarina de Medeiros Costa²

Lilian Lefol Nani Guarieiro³

Kelly Angelim⁴

Sumário: 1. Introdução. 2. Revisão da Literatura. 3. Metodologia. 4. Resultados. 5. Conclusão.

Bibliografía.

Resumo: No Brasil, a regulação para exploração de hidrocarbonetos em terra – *onshore* - é reconhecidamente apontada como deficitária de aprimoramentos, tanto do ponto de vista simplificatório quanto em sua proporcionalidade ao ambiente e ao tamanho das empresas operadoras. Tendo em vista que os campos marginais e maduros necessitam de investimentos para sua exploração e alongamento de vida útil, e considerando a fase de desinvestimentos da Petrobras - que abre essa possibilidade ao mercado por meio da venda de ativos - surge a necessidade urgente de simplificação e proporcionalidade regulatória. Neste contexto, várias instituições brasileiras se uniram e lançaram o projeto CARO – Campo Adequadamente Regulado, que tem o objetivo de estimular e estabelecer propostas de adequação para uma regulação específica para o *onshore* nacional. Assim, o objetivo desse artigo é descrever as etapas do projeto CARO e analisar, ainda que preliminarmente, seus resultados, tendo em vista que ele só se encerra em maio de 2021. Foi executada uma chamada de trabalhos, por meio de um edital público, onde foram selecionados 25 trabalhos sobre simplificação regulatória, abarcando temas como medição, tributos, meio ambiente, transmissão de dados e avanços tecnológicos, entre outros. Em sede de conclusão, o presente trabalho pretende trazer como colaboração apontamentos de simplificação regulatórias para questões emergentes no *onshore* brasileiro.

Palavras-chave: Regulação; Simplificação; *Onshore*; Projeto CARO.

Abstract: In Brazil, the regulation for the exploration of hydrocarbons onshore - is recognized as pointing to the need for improvements, both in terms of simplification and in its proportionality to the environment and the size of the companies that operate in it. Bearing in mind that the marginal and mature fields need investments for their exploration and extension of their useful life and considering the phase of divestments of Petrobras - which opens this possibility to the market through the sale of part of its assets - a urgent need for regulatory simplification and proportionality. In this context, several Brazilian

¹ Professora e Pesquisadora, FGV Energia/ Pesquisadora Visitante USP/ Fernanda.delgado2@fgv.br

² Pesquisadora Visitante PRH 33.1/ ANP/ FINEP, Professora e Orientadora IEE/USP, Pesquisadora RCGI/USP, hirdan@usp.br.

³ Professora e Pesquisadora, SENAI CIMATEC, PRH27.1 ANP/FINEP e lilianguarieiro@gmail.com.

⁴ Mestre em Simulação e Gerenciamento de Reservatórios de Petróleo, EnergyC e kellyangelim01@gmail.com

institutions got together and launched the CARO - Adequately Regulated Field project, which aims to stimulate and establish proposals for adapting specific regulations for onshore. Thus, the objective of this article is to describe the stages of the CARO project and to analyze, even if preliminarily, its results, considering that it only ends in May 2021. A call for papers was carried out through a public notice, where 25 papers on regulatory simplification were selected, covering topics such as measurement, taxes, the environment, data transmission and technological advances, among others. In conclusion, the present work intends to collaborate with notes of regulatory simplification for emerging issues in the Brazilian onshore.

Keywords: Regulation; Simplification; Onshore; CARO project.

1. Introdução

O Brasil está passando por uma importante fase de transição no ambiente *onshore* a partir da política de desinvestimentos da Petrobras com a venda de campos que não despertam mais o interesse da estatal. Com a saída do operador dominante, observa-se a criação de um mercado com novos agentes econômicos – de menor porte que o antecessor – trazendo pluralidade, diversidade e dinamicidade, o que certamente irá contribuir para o desenvolvimento regional no país.

Desse modo, para garantir um ambiente de múltiplos atores, trazendo novas empresas e investimentos para o mercado de petróleo e gás em terra, se faz necessário adequar a regulação existente de modo a incentivar que esse cenário se realize de forma mais célere e efetiva.

Os regimes regulatórios atualmente vigentes no Brasil são muito similares, entre si, para os campos de exploração e produção de petróleo e gás natural em terra (*onshore*) e no mar (*offshore*).

O país precisa, pelo menos desde 2010, que as empresas atuantes no ambiente *onshore* se deparem com uma regulação adequada para o porte de seus ativos, uma vez que as obrigações são, na maioria das vezes, as mesmas atribuídas para outras concessões que produzem até mil vezes mais e em ambientes produtivos de maior complexidade, riscos e ambientalmente mais sensíveis.

A construção da regulação existente data de um período em que o país já havia migrado seu maior volume de produção do ambiente terrestre para o ambiente marítimo, o que acabou por influenciar o resultado final. As exigências regulatórias são, portanto, maiores do que a realidade que os campos terrestres suportam, o que aumenta o custo de transação destes ativos, diminui sua competitividade e subtrai valor do negócio.

A adoção de boas práticas relacionadas à adequação da regulação aplicada com vistas aos objetivos definidos, para cada segmento, é recomendada e proporciona um ambiente competitivo, em que se estabelecem condições viáveis de entrada para novos operadores, de aumento do investimento, de geração de riqueza e de benefício socioeconômico no desenvolvimento das atividades relacionadas.

Nesse sentido, o objetivo do projeto CARO – Campo Adequadamente Regulado – é despertar jovens estudantes, profissionais da indústria, pesquisadores acadêmicos e estudiosos que tenham interesse nas áreas de exploração e produção de petróleo e gás natural de concessões terrestres

no Brasil para contribuir na formulação de uma regulação adequada para os campos *onshore*, compartilhando ideias e soluções inovadoras.

O prêmio concedido pelo projeto CARO busca contemplar trabalhos desenvolvidos que proponham soluções e medidas para simplificar e flexibilizar o arcabouço regulatório existente para o ambiente *onshore* no país, visando trazer valor econômico para a atividade de exploração e produção em campos terrestres.

2. Revisão da Literatura

Há um grande potencial de produção de petróleo nos campos marginais e maduros localizados no *onshore* brasileiro.⁵ São campos que demandam menores investimentos e tecnologia menos sofisticada, ainda assim apresentam elevada atratividade para empresas de pequeno e médio porte.⁶ Todavia, o ritmo das atividades não é suficiente para sustentar uma massa crítica de operadores independentes em todas as áreas correlatas.⁷

A escassez de investimentos e baixa produção nos campos marginais e maduros brasileiros ocorrem devido, além da falta de interesse dos investidores de grande porte, ao grande número de barreiras encontradas por novos agentes produtores que inviabilizam as atividades.⁸ Estas barreiras podem ser citadas como abrangentes, desde aquelas ambientais, econômicas, à percepção social e técnica, e regulatórias.

Além de dificuldades técnicas referentes à queda de pressão do poço e aumento de produção de água; à necessidade de uso de métodos de recuperação secundária e terciária; assim como reinjeção, a atividade *onshore* passa por barreiras econômicas, tais como a lógica do mercado brasileiro com domínio da Petrobras, e a descontinuidade da liberação de áreas pela ANP. Do ponto de vista regulatório, visualiza-se a simplificação de regras como importante passo para a construção de um cenário propício ao investidor. Na questão ambiental e de percepção pública, os obstáculos também merecem ser superados, desde a facilitação de licenciamentos ambientais, quanto à compreensão da comunidade pela importância da atividade para a economia local.

Em 2016, o MME lançou ainda o Programa para Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (REAT), onde buscou-se conhecer o histórico regulatório sobre a E&P de petróleo e gás natural terrestre no Brasil assim como diretrizes programa.⁹ Revelando a importância na política energética nacional do gás natural, foram lançados pelo Ministério de Minas e Energia (MME) em junho de 2016 a iniciativa “Gás para Crescer” e, em 2019, o programa “Novo Mercado de Gás”, de modo a construir um ambiente favorável à atração de

⁵ ZAMITH, R.; SANTOS, E. M. D. Atividades onshore no Brasil. [S.I.]: Annablume, 2007.

⁶ BATISTA, Pedro Barbosa Mantovani. Barreiras econômicas na exploração em terra de campos maduros e marginais : o caso da bacia Potiguar. São Paulo, 2016. 160 f. Dissertação (Mestrado em Ciências) - Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2016.

⁷ Ibid.

⁸ Ibid.

⁹ MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). (2017). GRUPO DE TRABALHO DO PROGRAMA DE REVITALIZAÇÃO DAS ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL EM ÁREAS TERRESTRES – REATE. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/20182/ec9af2bb-b60e-f7d4-ba84-b69861a43cf6>. Acesso em: 27 out. 2020. E, veja também, MME. REATE 2020. Plano Integrado de Ação do Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/20182/75bccbe-04cf-1f90-d8ca-56314a691ce9>. Acesso em: 27 out. 2020.

investimentos, prioritariamente privados. Diante desse contexto, o Projeto CARO pretende contribuir com o desenvolvimento de propostas de adequação para uma regulação específica para o *onshore*.

3. Metodologia

Para a construção desse projeto foi constituído um Comitê Executivo com membros de instituições acadêmicas e já consolidadas no mercado e também com outras organizações recentemente criadas, comandadas por jovens líderes, destacando a importância da interação entre diferentes gerações para garantir um melhor resultado do trabalho.

Dentre as funções atribuídas ao Comitê Executivo pode-se destacar: construção do edital de participação no concurso com todas informações a respeito dos requisitos técnicos e qualitativos, bem como seus critérios de julgamento; escopo, regras e calendário por etapas de seleção, definição de premiação por posição, constituição de banca julgadora e sua configuração etc (<https://www.linkedin.com/company/projeto-caro/>).

Além disso, o projeto CARO contou com a atuação de XX 12 (doze) “Caríssimos”, responsáveis pelo acompanhamento, auxílio, orientação e mentoria dos participantes durante o período de execução do projeto.

Por meio de um edital público (https://drive.google.com/file/d/1LPKqWH-84S8aR82o_6o6NXB8PSChixl0/view), foi estabelecida a abertura de um *processo seletivo* dividido em etapas, as quais são descritas a seguir, de modo a contemplar uma chamada de trabalhos sobre simplificação regulatória.

Na primeira etapa, ao preencher o formulário de inscrição individualmente, o candidato, além de mencionar seus dados pessoais e de formação, respondia perguntas sobre o aspecto regulatório do mercado de petróleo e gás *onshore* e o Comitê Executivo avaliava seu modo de pensar e agir com respeito a esse tema.

Os candidatos classificados seguiram para a segunda etapa, isto é, fase de entrega de um pré-projeto sobre o trabalho que seria desenvolvido, indicando se este seria realizado individualmente ou em grupo de até cinco pessoas. A partir de uma avaliação criteriosa do Comitê Executivo, os pré-projetos que estavam de acordo com a temática do projeto e obedeciam às condições estabelecidas no edital seguiram para a próxima etapa.

A terceira etapa é correspondente à fase de execução dos trabalhos e consiste em colocar em prática todas as tarefas planejadas. Para a sua concepção, houve um sorteio para atribuir aos Caríssimos quais os trabalhos que lhe seriam destinados para acompanhamento e processo de mentoria, de modo que não houvesse vinculações dos Caríssimos às entidades/empresas que os componentes dos grupos participantes estariam ligados.

Vale destacar que o projeto está em andamento e, atualmente, encontra-se no desenvolvimento dessa terceira etapa. Com base na temática estabelecida, as propostas desenvolvidas nessa fase deverão conter os seguintes tópicos como resultado final do trabalho: minuta de resolução, nota técnica (com motivação, proposta de alteração ou criação, impacto regulatório) e relatório de aderência legal

regulatória. Ao final dela, haverá uma seleção dos melhores trabalhos que seguirão para a próxima etapa.

Na quarta etapa, os selecionados irão participar de *Webinars* promovidos pelo Comitê Executivo e realizarão uma apresentação detalhando a funcionalidade da sua proposta. Os Caríssimos, então, irão determinar os seis melhores trabalhos apresentados para seguirem à fase final, mediante classificação a partir de notas atribuídas com base nos critérios de avaliação.

Na fase final, os seis trabalhos selecionados serão apresentados para uma banca examinadora composta por membros executivos renomados do mercado de petróleo e gás. Daí serão escolhidos três trabalhos vencedores que, de acordo com sua classificação, receberão a seguinte premiação financeira: I – Primeiro lugar: R\$ 10.000,00 (dez mil reais); II – Segundo lugar: R\$ 5.000,00 (cinco mil reais); III – Terceiro lugar: R\$ 3.000,00 (três mil reais).

Para auxiliar os participantes do concurso, foi disponibilizado pelo Comitê Executivo um extenso material de apoio via acesso a uma biblioteca virtual com documentos, resoluções dos órgãos reguladores, notícias do setor entre outros conteúdos informativos que servem como fundamentação teórica para o desenvolvimento dos trabalhos.

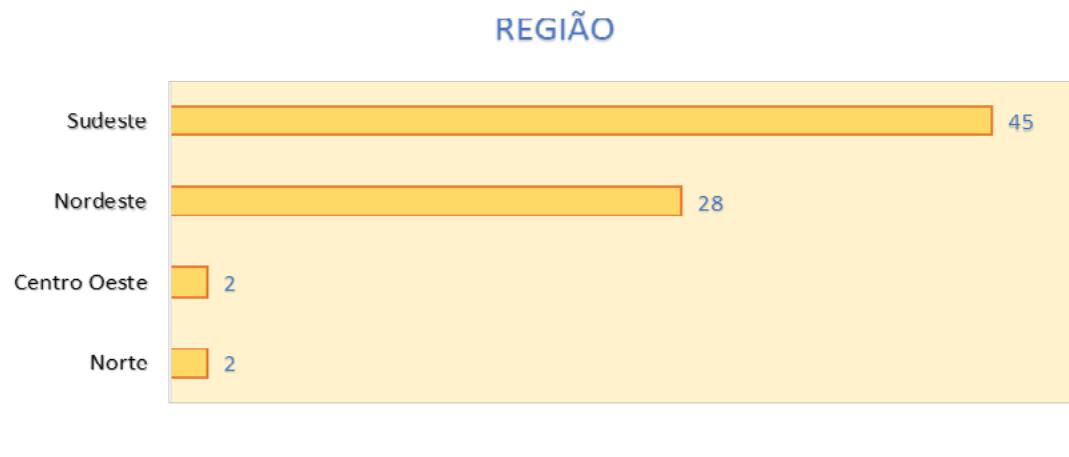
O perfil de todos os candidatos inscritos foi mapeado quanto as questões de: região do Brasil, faixa etária, instituição ou empresa, situação profissional e área de formação.

4. Resultados

Ao lançar o edital, 77 pessoas se inscreveram, das quais 54 eram do sexo masculino e 23 do sexo feminino. Fazendo uma avaliação do perfil desses candidatos, pode-se analisar parâmetros como: regionalidade, faixa etária, instituição, situação profissional e área de formação.

Considerando a regionalidade, a maior parte dos inscritos era originária da região Sudeste, seguida da região Nordeste e com pouca representatividade das regiões Norte e Centro-Oeste, conforme mostra a Figura 01.

Figura 01 – Distribuição dos candidatos inscritos no projeto CARO por região



Ao avaliar a faixa etária, observa-se na Figura 02 que os candidatos que se inscreveram no projeto CARO estavam predominantemente na faixa dos 20 aos 30 anos, podendo presumir que a

iniciativa despertou interesse do público mais jovem para propor medidas de simplificação regulatória ao ambiente *onshore* de petróleo e gás.

Figura 02 – Distribuição dos candidatos inscritos no projeto CARO por faixa etária



Fonte: Própria

Outro item analisado está relacionado às instituições ou empresas as quais os candidatos estavam vinculados. Os dados da Figura 03 indicam um total bastante significativo de inscritos advindos da academia, seguido de companhias operadoras e fornecedoras. Também nota-se a participação de candidatos provenientes de escritórios de advocacia, empresas de consultoria e da própria agência reguladora nacional, além de outras categorias de instituições.

Figura 03 – Distribuição dos candidatos inscritos no projeto CARO por instituição ou empresa

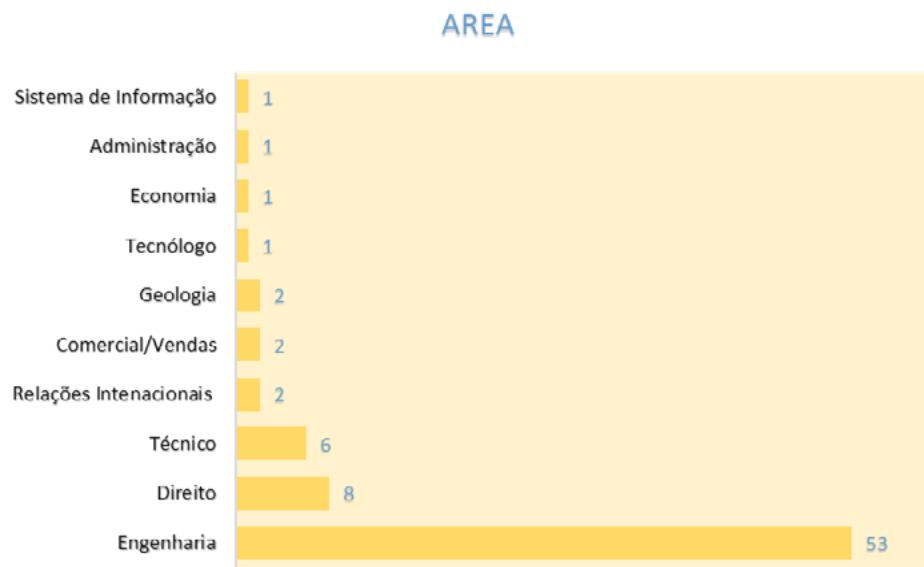


Fonte: Própria

Além disso, pode-se observar na Figura 04 a situação profissional dos candidatos. Estudantes, pesquisadores, engenheiros, advogados, funcionários da iniciativa pública e privada se inscreveram no projeto CARO e se mostraram interessados em colaborar com a missão alterar os princípios regulatórios nacionais, dando uma visão mais célere, proporcional e adequada.

Figura 04 – Situação profissional dos candidatos inscritos no projeto CARO**Fonte:** Própria

Outro ponto avaliado foi a área de atuação dos candidatos inscritos no projeto. A Figura 05 mostra que engenharia ocupou a primeira posição com grande expressividade, seguida do direito. Em caráter de menor representatividade, temos áreas como relações internacionais, geologia, economia, administração, entre outras. Essa informação também está em sintonia com o objetivo do projeto CARO, que é abarcar público de diferentes setores com interesse em temas regulatórios da indústria de petróleo e gás.

Figura 05 – Área de formação dos candidatos inscritos no projeto CARO**Fonte:** Própria

Por fim, destacamos que desses 77 candidatos inscritos, 60 foram habilitados para seguir no concurso. Conforme mencionado anteriormente, os candidatos aprovados na primeira etapa poderiam submeter trabalhos em grupo ou individualmente. Nesse sentido, foram enviados 33 trabalhos, dos quais 25 foram aprovados pelo Comitê Executivo e seguem concorrendo ao prêmio.

5. Conclusões

Simplificar e flexibilizar o arcabouço regulatório aplicado às operações desses campos *onshore*, no território brasileiro, tem como maior motivação a possibilidade de atribuir maior competitividade e, assim, atrair mais investimentos. O que se tem como consequência é o melhor uso dos recursos naturais disponíveis para aumentar a oferta de emprego e renda à população do seu entorno.

O projeto CARO busca ser colaborativo e inovador, contribuindo para o processo de simplificação e proporcionalidade regulatória, além da melhoria do ambiente de negócios nas atividades terrestres de exploração e produção de óleo e gás no Brasil.

A análise geral dos dados mostrou que o perfil dos candidatos inscritos no projeto é bastante diverso, demonstrando que essa iniciativa é capaz de ser inclusiva e abrangente, de forma que possa captar a multiplicidade de visões e estimular a maior interação entre os participantes.

Os próximos meses serão de acompanhamento dos candidatos aprovados para desenvolvimento dos seus trabalhos que têm como missão alterar os princípios regulatórios nacionais, dando uma visão mais célere, proporcional e adequada.

Agradecimentos

Hirdan Katarina de Medeiros Costa agradece o apoio do Projeto Gasbras Convênio Finep 01.14.0215.00 e ao CNPq. Também, ela agradece ao “Centro de Pesquisa em Inovação em Gás - RCGI” (Fapesp Proc. 2014 / 50279-4), apoiado pela FAPESP e Shell, organizado pela Universidade de São Paulo, e pela importância estratégica do apoio concedido pela ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis do Brasil) através da cláusula de P&D. E também agradece o apoio do Programa de Recursos Humanos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (PRH-ANP), financiado com recursos oriundos do investimento de empresas petrolíferas qualificadas nas cláusulas R, D & I da Resolução ANP nº 50/2015 (PRH 33.1 - Referente ao Edital nº 1/2018 / PRH-ANP; Outorga FINEP / FUSP / USP Ref. 0443/19).

Fernanda Delgado agradece o apoio da FGV Energia ao Projeto CARO e à Professora Hirdan Katarina e Kelly Angelim pelo apoio na elaboração desse estudo.

Lilian Guarieiro agradece ao PRH27.1 da ANP e a FINEP.

Bibliografia

BATISTA, Pedro Barbosa Mantovani. Barreiras econômicas na exploração em terra de campos maduros e marginais : o caso da bacia Potiguar. São Paulo, 2016. 160 f. Dissertação (Mestrado em Ciências) - Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2016.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). (2017). GRUPO DE TRABALHO DO PROGRAMA DE REVITALIZAÇÃO DAS ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL EM ÁREAS TERRESTRES – REATE. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/>

documents/20182/ec9af2bb-b60e-f7d4-ba84-b69861a43cf6. Acesso em: 27 out. 2020.

MME. REATE 2020. Plano Integrado de Ação do Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/20182/75bccbbe-04cf-1f90-d8ca-56314a691ce9>. Acesso em: 27 out. 2020.

ZAMITH, R.; SANTOS, E. M. D. Atividades onshore no Brasil. [S.l.]: Annablume, 2007.

Transportes sustentáveis no período pós pandemia: caminhos para a retomada

Sustainable transport in the post-pandemic period: paths to recovery

Gabriel Pabst da Silva¹

Carlos Augusto Arentz Pereira²

Sumário: 1. O déficit estrutural do setor. 2. O aprofundamento da crise a partir dos efeitos da pandemia. 2.1. Efeitos financeiros. 2.2. Efeitos sobre a operação 3. Resposta Estatal. 3.1 Financiamento emergencial 3.2 Regulação da operação. 4. Caminhos para a retomada. 4.1 Transparência Financeira. 4.2. Tecnologias Sustentáveis. 4.3 Definição de Responsabilidades. 4.4. Sinergia com o Planejamento Urbano. 5. Conclusão. Bibliografia.

Resumo: Conforme os efeitos produzidos pela pandemia do novo coronavírus se expressam sobre a realidade econômica brasileira, o ajuste fiscal resultante deste processo põe em risco os avanços conquistados na pauta ambiental. Entre os setores potencialmente sensíveis a este fenômeno destaca-se o da mobilidade: contribuinte expressivo da poluição urbana, este exige investimentos vultuosos a longo prazo para implementar seus projetos de transição sustentável, posto que estas exigem modificações estruturais sobre a matriz logística e não raro de planejamento urbanístico. Neste sentido, investigam-se as correlações entre os níveis de poluição atmosférica e atividades de transportes desenvolvidas pelos municípios brasileiros (entes federados constitucionalmente competentes pela gestão do transporte urbano rodoviário local), utilizando-se como marcador o comportamento do setor no período pandêmico e de referência (pré pandemia). Em seguida discute-se a capacidade dos municípios em financiar esta transição em um cenário de crise fiscal caracterizado pela escassez de recursos, depreciação cambial, aumento do desemprego e insolvência dos agentes econômicos atuantes no setor. Os resultados deste trabalho envolvem uma avaliação crítica dos riscos inerentes à interrupção da agenda de transição sustentável aplicada ao setor público de mobilidade urbana, dos custos envolvidos neste processo e a discussão dos instrumentos de modelos de financiamento aplicáveis neste cenário.

Palavras-chave: Transporte Público; COVID-19; Políticas Públicas; Sustentabilidade.

Abstract: As the effects produced by the new coronavirus pandemic take place in Brazilian economic reality, the fiscal adjustment resulting from this process jeopardizes the advances achieved in the environmental agenda. Among the sectors potentially sensitive to this phenomenon, mobility stands

¹ Mestre em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento; Secretaria Municipal de Transportes do Rio de Janeiro; gabrielpabst@yahoo.com.br

² Doutor em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento; Universidade do Estado do Rio de Janeiro; caarentz@eng.uerj.br.

out: as significant contributor to urban pollution, the urban sustainable transport activities requires substantial long-term investments to implement its transition projects, for these require structural changes in the logistics matrix and often urban planning. In this sense, the correlations between the registered levels of atmospheric pollution and urban transport activities that take place in Brazilian municipalities (constitutionally competent institutions for the management of local urban road transport) are investigated, using the sector's behavior during the pandemic period and reference period (pre pandemic). Then, the local capacity to finance this transition is discussed in a fiscal crisis scenario characterized by scarcity of resources, exchange rate depreciation, increased unemployment and insolvency of the economic agents operating in the sector. The results of this work involve a critical assessment of the risks inherent to the interruption of the sustainable transition agenda applied to the public sector of urban mobility, the costs involved in this process and the discussion of the instruments of financing models applicable in this scenario.

Keywords: Public Transport; COVID-19; Public Policy; Sustainability.

1. O déficit estrutural do setor

Segundo O Ministério da Economia (2020) o setor de transportes foi severamente impactado sob o ponto de vista financeiro pela pandemia do novo coronavírus. Sendo precedido somente pelo setor artístico (vide quadro 1), a atividade de transportes e seus subsetores (aerooviário; ferroviário; metroviário; interestadual; intermunicipal e municipal) seguem entre a segunda e quarta posição nos apontamentos realizados pelo Ministério a respeito dos setores econômicos prioritários para o aporte de recursos públicos emergenciais, ponto ao qual retornaremos na terceira seção deste estudo.

Quadro 1 – Lista dos vinte setores nacionais financeiramente mais impactados pela pandemia do novo coronavírus

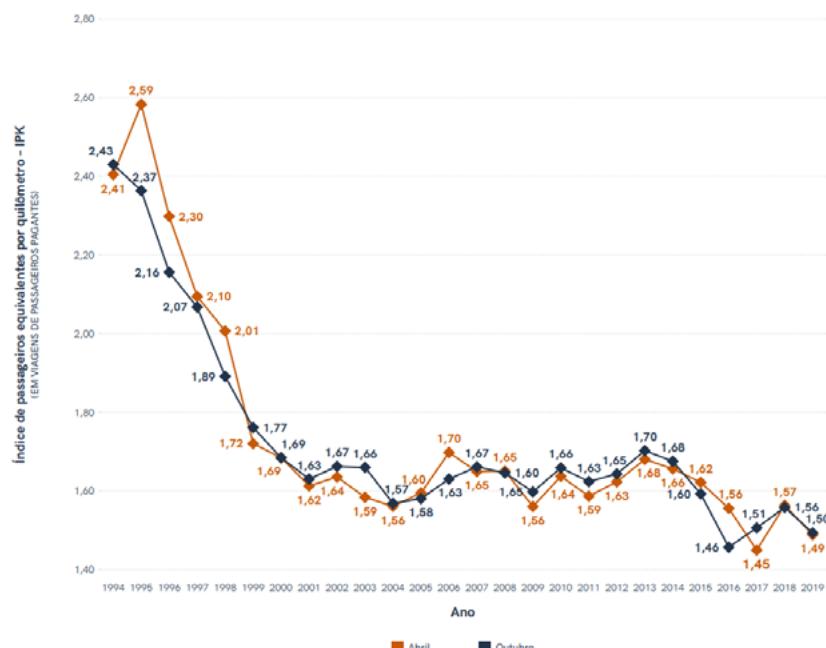
Atividades artísticas, criativas e de espetáculos
Transporte aéreo
Transporte ferroviário e metroviário de passageiros
Transporte interestadual e intermunicipal de passageiros
Transporte público urbano
Serviços de alojamento
Serviços de alimentação
Fabricação de serviços automotores, reboques e carrocerias
Fabricação de calçados e artefatos de couro
Comércio de veículos, peças e motocicletas
Tecidos, artigos de armário, vestuário e calçados
Edição e edição integrada à confecção
Combustíveis e lubrificantes
Fabricação de outros equipamentos de transporte, exceto veículos automotores
Extração de petróleo e gás, inclusive atividades de apoio
Confecção de artefatos de vestuário e acessórios
Comércio de artigos usados
Energia elétrica, gás natural e outras utilidades
Fabricação de produtos têxteis

Educação privada
Organizações associativas e outros serviços pessoais
Fabricação do coque, de produtos derivados do petróleo e de biocombustíveis
Impressão e reprodução de gravações
Telecomunicações
Aluguéis não-mobiliários e gestão de ativos de propriedade intelectual
Metalurgia
Transporte de cargas (exceto ferrovias)

Fonte: Adaptado pelo autor de BRASIL, 2020

Ainda que os efeitos trazidos pela pandemia sobre o setor de transporte tenha sido de fato expressivo, principalmente na sua influência sobre o comportamento da demanda, um contraponto histórico merece destaque: o declínio da atividade já se observava pelo menos a partir da década de 90 conforme se observa no gráfico 1.

Gráfico 1 – Déficit estrutural do setor de transportes urbanos



Fonte: NTU (2020)

Os fatores explicativos para a queda no desempenho observado são complexos e conjunturais, escapando portanto, do escopo e da capacidade avaliativa pretendida neste estudo. No entanto, alguns pontos merecem ser elencados a título exemplificativo, levantando alguns pontos para discussão sem pretender exaurir a complexidade da matéria.

Em primeiro lugar figura a política nacional para a aquisição de veículos leves particulares, iniciada em 2003 e aprofundada no período 2009-2015. A este esforço seguiram-se as políticas de redistribuição de renda implementadas principalmente até o ano de 2016 e das políticas de expansão de crédito ao consumidor, fomentadas por relatórios produzidos pela Secretaria de Assuntos Estratégicos (SAE), a qual concebia a expansão do crédito como fator indutor da economia, o que promoveria um efeito anticíclico e garantiria a empregabilidade.

Estas medidas levaram a uma alteração no comportamento do consumo da classe média, que deslocou a sua opção preferencial de modal dos ônibus urbanos para os automóveis particulares.

Imbricado a este fenômeno, observa-se o segundo fator a ser apontado: a evolução dos centros urbanos brasileiros segundo a lógica neoliberal vigente nos anos 90 (LEFEBVRE, 2001; HARVEY, 2002) contribuiu para a formação de configurações urbanas profundamente desiguais, consolidando a espacialização da pobreza (principalmente nas grandes e médias cidades) e localizando a má distribuição de renda própria da economia brasileira. Este processo levou a consolidação das “ilhas de afluência” urbanas, caracterizadas por bairros e regiões dotadas de alta infraestrutura e habitados por cidadãos de alto poder aquisitivo, cercados por periferias e assentamentos urbanos cuja infraestrutura por vezes carece mesmo de saneamento básico.

Em segundo lugar figura o cenário relativo à precificação do combustível utilizado preferencialmente pelos veículos leves, cuja redução percentual implica em um estímulo adicional para aquisição deste bem. Foi precisamente o que ocorreu com os preços da gasolina, que afetados pela estabilização observada no fim da década de 90 (Malta, 1998), tiveram redução no valor total repassado ao consumidor, fruto das políticas de subsídios implementadas principalmente a partir de 2000 (Pabst, 2020; Serrano, 2004; QUEIROZ *et al.* 2016).

2. O aprofundamento da crise a partir dos efeitos da pandemia

Apesar dos efeitos discutidos terem reverberado positivamente sobre a atividade econômica, geração de empregos e da distribuição de renda, elevando expressivamente a taxa de crescimento do PIB e mantendo o controle da inflação em níveis razoáveis, a exaustão do modelo de desenvolvimento nacional baseado no superciclo das *commodities* e conflagração da crise financeira internacional em 2008 atuaram como contingências inescapáveis de um sistema de transportes em construção pautado na aplicação de subsídios expansão da linha de crédito para a classe média. A consequência imediata deste quadro foi a inadimplência das linhas de crédito contratadas para a aquisição de veículos automotores, o que fomentou o fenômeno hoje conhecido como “uberização” da economia, composto pelo crescente número de trabalhadores desempregados que buscavam converter os seus passivos (automóveis particulares) em meio de subsistência.

O segundo efeito observado foi a sobrecarga do sistema de transportes públicos urbanos por indivíduos que se desfizeram de seus veículos particulares e migraram para os ônibus urbanos, adensando ainda mais a já precária rede de alimentação, que havia sido estruturalmente alienada dos projetos de financiamento e expansão públicos em detrimento de um modelo de transporte baseado em veículos rodoviários particulares.

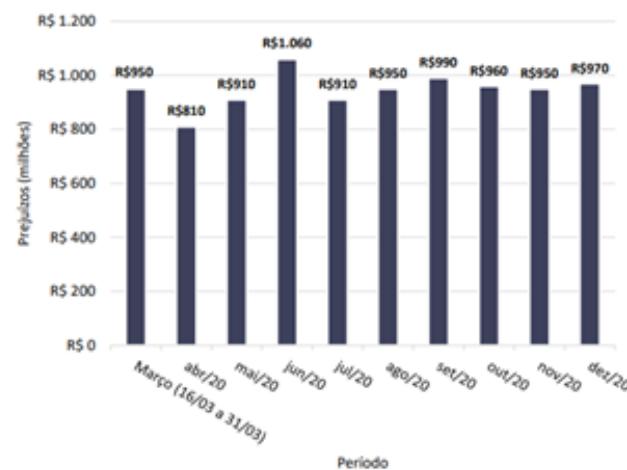
Finalmente, o terceiro efeito observado – e o que mais nos interessa no âmbito do presente estudo – foi a alteração no perfil do usuário do sistema de transportes públicos rodoviários, setor este que hoje responde pela maior emissão absoluta de poluentes do setor. Como reflexo da crise financeira, os habitantes dos centros urbanos perceberam uma redução em seus rendimentos, migrando portanto, para o setor de transportes públicos e o tornando, portanto, responsável pelo transporte dos indivíduos mais economicamente vulneráveis. Este fenômeno por sua vez impediu de forma consistente os aumentos nos preços das tarifas praticadas pelos operadores de transportes, posto que esta redução

representaria o dispêndio de uma parcela cada vez maior dos rendimentos dos usuários do serviço – o que se pôde observar nas jornadas de julho de 2013, nas quais as pretensões de aumento de tarifa pelos operadores foi rechaçada pela população sob o mote de “Não é pelos vinte centavos”.

2.1 Efeitos Financeiros

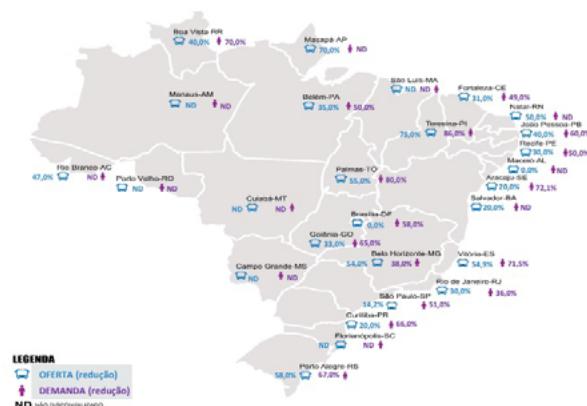
A impossibilidade de financiar a manutenção e progresso de suas atividades (como investimento em tecnologias sustentáveis) foi agravada pelos efeitos da pandemia do novo coronavírus, que se traduziram imediatamente na queda da demanda pelos serviços de transporte e portanto na arrecadação do operador, conforme demonstram o gráfico e mapa abaixo:

Gráfico 2 – Déficit financeiro do setor de transportes urbanos rodoviários



Fonte: NTU, 2020

Figura 1 – Espacialização nacional da queda do setor de transportes urbanos rodoviários



Fonte: NTU (2020)

Apresentando déficits financeiros sucessivos, o exercício financeiro do setor de transportes urbanos apresentou uma queda de arrecadação de R\$ 9,5 bilhões, superando em R\$ 0,7 bilhões as previsões de prejuízo realizadas pelas empresas no primeiro semestre de 2020. Parte deste cenário se deve à impossibilidade de reajuste entre a oferta e a demanda dos serviços: obrigadas a fornecer uma frota mínima segundo seus contratos de concessão, as operadoras fecharam o exercício de 2020 com 80% de sua frota em circulação ao passo que registraram 61% de sua demanda.

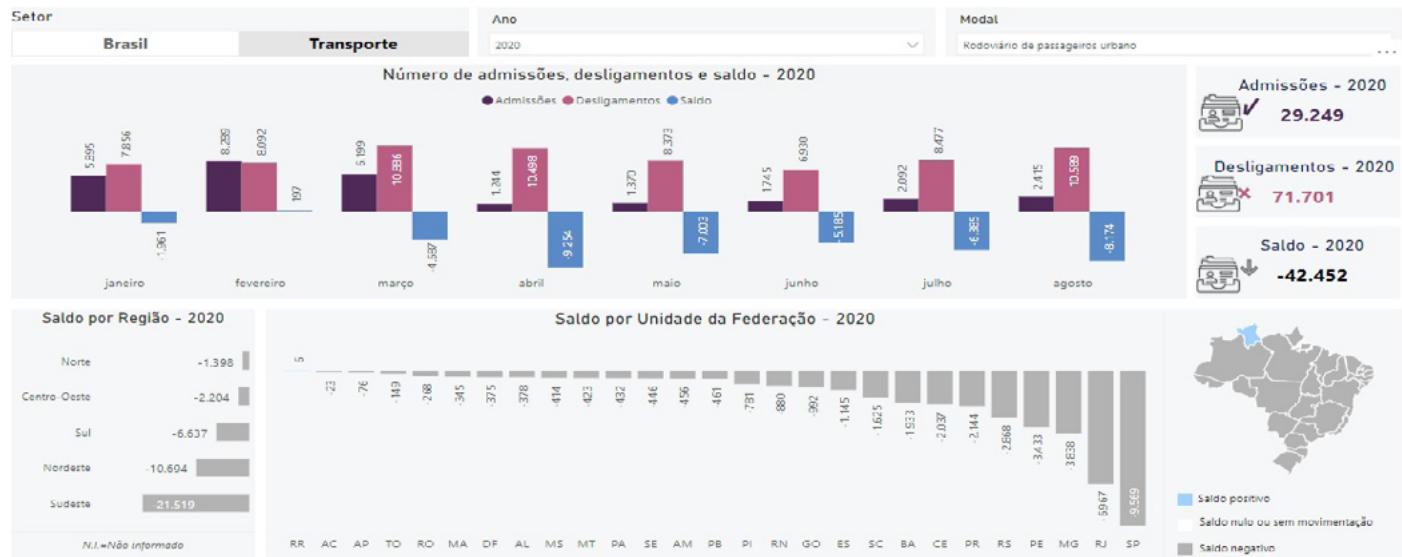
2.2 Efeitos sobre a operação

Seguindo-se a uma queda brusca sobre a demanda e portanto sobre o resultado financeiro do

setor, este viu-se obrigado a realizar uma redução de suas atividades. Esta redução, no entanto, não pôde alcançar níveis ótimos, uma vez que os contratos de concessão vigentes impedem um reajuste proporcional entre a oferta e a demanda, uma vez que fixam a provisão de uma frota mínima pelas empresas delegatárias dos serviços.

Neste sentido, o principal instrumento encontrado pelos operadores foi o *downsizing*, marcado principalmente pelo corte de seus funcionários, conforme sintetiza o gráfico abaixo:

Gráfico 3 – Comportamento da taxa de emprego no setor de transporte público rodoviário



Fonte: CNT (2020)

Os efeitos financeiros observados se fizeram presentes sobre a gestão do modelo de negócios dos operadores. Incapazes de financiar suas atividades nos patamares observados no período pré-pandemia, a principal solução encontrada foi a demissão em massa (24.452 desligamentos) e flexibilização de seus contratos de trabalho de seus funcionários (aprofundando o recrudescimento das taxas de desemprego). Sob o ponto de vista da operação, as dificuldades dos empresários em arcar com as remunerações regulares de seus funcionários geraram greves e paralisações da categoria em quarenta e sete municípios brasileiros.

3. Resposta Estatal

Frente ao desafio imposto pela queda expressiva na demanda de usuários do serviço público de transportes urbanos, os operadores do sistema têm provocado progressivamente o Poder Público no sentido de desenvolver políticas públicas, ainda que emergenciais, capazes de garantir a manutenção de suas atividades.

Segundo os documentos emitidos pelos operadores aos seus órgãos reguladores, a prestação continuada de seus serviços se encontra comprometida uma vez que sua receita é quase exclusivamente tarifária, o que torna seu modelo de negócios extremamente dependente da quantidade de passageiros transportados. Neste sentido, trataremos nas subseções seguintes dos dois eixos de respostas estatais já desenvolvidas, que se dividem em: Financiamento Emergencial e Regulação da Operação. No entanto, antes de procedermos a tal exame, nos deteremos sobre outro aspecto relativo à Resposta

Estatal: a atuação do Poder Judiciário.

Avaliando as propostas desenvolvidas pelo Poder Executivo como insuficientes e/ou intempestivas, os operadores do sistema procederam à judicialização da matéria: recorreram aos tribunais para que estes autorizassem unilateralmente o aumento das tarifas acordadas em seus contratos de concessão, como forma de, em tese, reparar os déficits financeiros acumulados no período da pandemia.

O resultado nesta via foi inequívoco: os tribunais rejeitaram consistentemente os pedidos de revisões tarifárias, argumentando em suas sentenças o estabelecimento do transporte público como um direito social constitucionalmente definido, além de apresentar aspectos conjunturais como recrudescimento do desemprego e a impossibilidade de onerar a parcela mais pobre da população – consumidora preferencial dos serviços de transporte público. Segundo a 1ª Vara de Fazenda Pública de Jacareí (SP), “A instauração de novo processo revisional da tarifa de ônibus, neste momento, além de inoportuno, compromete o princípio da gestão democrática da cidade” (CONJUR, 2020).

A conflagração deste quadro levou à constatação de que a solução para o cenário de insolvência financeira experimentado pelas operadoras do sistema deveria ser desenvolvido e negociado junto à esfera executiva, cujas iniciativas buscaremos detalhar abaixo.

3.1 Financiamento Emergencial

Conforme se demonstrou nas seções anteriores, o principal entrave para a garantia da prestação continuada dos serviços de transporte público é a insolvência financeira acarretada pelo modelo de negócios desenvolvido pelas operadoras do sistema. Impossibilitadas de terem seu pleito reconhecido pelo Poder Judiciário, as empresas desenvolveram em paralelo negociações junto às esferas executivas federal e locais.

Ainda que as esferas locais possuam menor margem de manobra sob o aspecto do financiamento público, a capilaridade e particularidade própria do sistema federativo permitiu que estas se mostrassem mais flexíveis às demandas dos operadores, uma vez que sua característica descentralizada tornou possível a análise individual e pormenorizada de suas demandas. Estes fatores trouxeram como resultado a concessão de vinte e dois subsídios diretos, três desonerações tributárias e seis antecipações de compra de créditos entre os concessionários de transportes e o poder concedente.

Ainda que este conjunto destas medidas seja pouco expressivo dada a escala nacional, a experiência tem demonstrado que o poder público local é a instância preferencial para a negociação junto aos operadores, uma vez que até o momento a esfera federal não foi capaz de produzir efeitos financeiros sobre a matéria. Esta incapacidade, no entanto, não é fruto da inação da esfera federal, mas sim da incompatibilidade entre as agendas dos poderes legislativo e executivo.

Frente à inércia do Ministério dos Transportes e demais instituições competentes pertencentes ao executivo federal, o Congresso Federal se reuniu em torno de uma agenda capaz de dar sobrevida ao setor durante o período da pandemia, elaborando portanto o Projeto de Lei nº 3.364/2020, o qual previu um socorro financeiro de quatro bilhões de reais ao setor, utilizando como fonte de financiamento

o Fundo de Reservas Monetárias, criado pela Medida Provisória nº 909 de 09/12/2019 e extinto pela Lei Federal nº 14.007 de 02/07/2020.

Ainda que este socorro tenha sido elaborado e desenvolvido por uma frente legislativa ampla com aprovação nas duas casas, o projeto recebeu voto presidencial, exasperando as reações tanto dos legisladores quanto dos operadores do sistema e aumentando a instabilidade do setor – que já registrou greves em 30 municípios e 17 Regiões Metropolitanas e deixando em aberto a questão de quem financiará os aumentos dos custos de operação e frustração das projeções de receitas durante o período de crise sanitária.

3.2 Regulação da Operação

Paradoxalmente ao aspecto financeiro, as soluções referentes à regulação da operação foram protagonizadas pelo Poder Federal. No entanto, observa-se que sob o ponto de vista da gestão do setor as medidas tomadas se mostraram insuficientes, conforme sintetiza o quadro abaixo:

Quadro 2 – Regulamentação do setor durante o período de pandemia

<u>RESOLUÇÃO Nº 5.875, DE 17 DE MARÇO DE 2020 (Revogada)</u>	Dispõe sobre as medidas para enfrentamento da emergência de saúde pública de importância internacional decorrente do coronavírus.
<u>PORTARIA Nº 117, DE 25 DE MARÇO DE 2020</u>	Ficam suspensas, pelo prazo de 90 (noventa) dias as atividades de fiscalização de peso nas rodovias federais
<u>RESOLUÇÃO Nº 5.878, DE 26 DE MARÇO DE 2020 (Revogada)</u>	Suspende os prazos processuais no âmbito dos processos administrativos.
<u>RESOLUÇÃO Nº 5.879, DE 26 DE MARÇO DE 2020</u>	Flexibiliza prazos para cumprimento de obrigações contratuais e regulatórias.
<u>PORTARIA Nº 127, DE 26 DE MARÇO DE 2020</u>	Estabelece medidas de redução do risco de contágio do coronavírus nas unidades da ANTT.
<u>RESOLUÇÃO Nº 5.880, DE 31 DE MARÇO DE 2020</u>	Suspende temporariamente a proibição de tráfego de veículos de carga na rodovia BR-101.
<u>PORTARIA SUROC Nº 102, DE 30 DE MARÇO DE 2020</u>	Suspende a vigência da Portaria SUROC nº 19, de 20 de janeiro de 2020.
<u>PORTARIA Nº 128, DE 6 DE ABRIL DE 2020</u>	Suspende temporariamente as tramitações de processos físicos.
<u>RESOLUÇÃO Nº 5.891, DE 26 DE MAIO DE 2020</u>	Substitui as sessões presenciais por sessões públicas transmitidas por meio de videoconferência.
<u>RESOLUÇÃO Nº 5.892, DE 26 DE MAIO DE 2020</u>	Posterga a cobrança de verbas de fiscalização das concessionárias federais.
<u>RESOLUÇÃO Nº 5.893, DE 02 DE JUNHO DE 2020</u>	Institui medidas a serem adotadas pelo transporte interestadual e internacional para enfrentamento do Covid-19.
<u>RESOLUÇÃO Nº 5.894, DE 9 DE JUNHO DE 2020</u>	Altera a Resolução acima
<u>RESOLUÇÃO Nº 5.895, DE 23 DE JUNHO DE 2020</u>	Altera a Resolução nº 5.879.
<u>PORTARIA DG Nº 362, DE 24 DE JUNHO DE 2020</u>	Concede prazo de até 30 (trinta) dias para que as concessionárias se adequem às medidas sanitárias cabíveis.
<u>RESOLUÇÃO Nº 5.900, DE 21 DE JULHO DE 2020</u>	Altera a Resolução nº 5.879.
<u>RESOLUÇÃO Nº 5.904, DE 25 DE AGOSTO DE 2020</u>	Altera a Resolução nº 5.893.
<u>RESOLUÇÃO Nº 5.905, DE 25 DE AGOSTO DE 2020</u>	Revoga a Resolução nº 5.878.
<u>RESOLUÇÃO Nº 5.909, DE 22 DE SETEMBRO DE 2020</u>	Altera a Resolução nº 5.879.

Fonte: ANTT, 2020

Conforme se pode observar, as medidas instituídas detiveram-se nos aspectos operacionais e burocráticos da operação, negligenciando o desenvolvimento de um modelo de gestão que contenha aspectos como a sustentabilidade do setor e fortalecimento de seu modelo de negócios, tornando-o mais resiliente a novos choques de demanda.

Observa-se, portanto, que atualmente o setor expericiencia um hiato da iniciativa federal, tanto sob o eixo do financiamento quanto da regulação do setor. Este espaço tem sido, portanto, ocupado pela gestão dos entes subnacionais, que apesar de apresentarem as vantagens próprias da descentralização federativa (como a análise pormenorizada das solicitações emitidas pelos operadores), também apresentam suas contingências, como a limitação orçamentária e de instrumentos de política econômica que viabilizem um aporte suficiente de recursos sobre o setor.

Neste sentido, o artigo busca nas seções seguintes desenvolver propostas que viabilizem a

retomada da agenda sustentável aplicada ao setor de transportes, hoje profundamente comprometido pelas restrições financeiras incidentes sobre sua atividade.

4. Caminhos para a retomada

Face aos desafios discutidos nas sessões anteriores, o setor de transportes públicos urbanos deverá ser alvo de uma profunda reestruturação caso deseje qualificar e manter a continuidade de sua operação. Com fins de melhor detalhar este processo, estratificou-se esta reformulação em três aspectos: transparência financeira, adoção de tecnologias sustentáveis e repactuação do modelo de gestão.

O principal argumento para a urgência desta transição é a insustentabilidade do modelo vigente. Remunerado quase exclusivamente por tarifas que não raro excedem a capacidade de custeio do usuário e incapazes de financiar a operação dos provedores do serviço, o modelo de financiamento do setor necessitará ser submetido a uma ampla discussão que inclua necessariamente o tripé população, poder público e empresariado, caso se deseje elaborar um modelo de financiamento viável.

Sob o aspecto do impacto ambiental, a literatura especializada pacificou o entendimento sobre a participação preponderante do setor de transportes urbanos na promoção da poluição atmosférica e aquecimento climático no âmbito das cidades. Não por acaso, estas registram incidências sucessivas de eventos danosos à saúde humana associados à exposição prolongada ao Material Particulado Fino (MP_{2,5}) e Dióxido de Carbono (CO₂) em seus relatórios de avaliação da qualidade do ar.

Sob o ponto de vista da gestão do sistema, os caminhos para a retomada do setor deverão abranger a repactuação das múltiplas responsabilidades inerentes à sua operação. O modelo de gestão clássico composto por Secretarias Municipais de Transportes e Empresas de Ônibus não é mais suficiente (discute-se se algum dia já foi) para a gestão eficiente do sistema. Demais setores representativos e reguladores deverão integrar um modelo de gestão que compreenda as diversas facetas inerentes às atividades de transporte público urbano, os quais figuram em uma lista não exaustiva: Secretarias Municipais de Meio Ambiente; Secretarias Municipais de Habitação e Infraestrutura; Associações e Entidades representativas de funcionários do setor; Usuários do serviço e Academia.

Complementarmente, não devemos perder de vista que o setor de transporte público é uma atividade indissociável da economia local, do comportamento humano e de sua necessidade/capacidade de se deslocar no espaço. Este aspecto merece especial atenção pelo poder executivo e seus órgãos reguladores, uma vez que desenhos urbanos e soluções viárias incompatíveis com o perfil de deslocamento da população tendem a resultar inexoravelmente em ineficiência do deslocamento, dificuldades no acesso a bairros/ regiões da cidade e na espacialização da pobreza: reserva de algumas localidades às classes sociais detentoras de renda suficiente para aquisição de veículos particulares.

4.1 Transparência Financeira

Conforme introduzido acima, um dos maiores entraves para a discussão e otimização do modelo de financiamento do setor é o acesso a bases de dados confiáveis sobre seu desempenho financeiro.

Como a maior parte da remuneração dos operadores do setor está pautada exclusivamente nas receitas tarifárias, a solução mais lógica e eficiente é o acompanhamento da demanda dos usuários por este serviço. Não obstante, o que se observa é uma dificuldade ao acesso a estes dados pelos órgãos gestores – geralmente Secretarias Municipais de Transportes, Tribunais de Contas dos municípios e Controladorias gerais.

A este fenômeno, cunhado pela mídia e Comissões Parlamentares de Inquérito como “caixa preta dos transportes”, pouco se implementou em termos de soluções objetivas. Enquanto os operadores do sistema formalizam frequentes pedidos junto aos órgãos públicos visando o aumento de suas tarifas como modo de manter a continuidade de suas atividades, estes não são capazes de demonstrar esta necessidade sob o ponto de vista contábil, tampouco atender às exigências formais para a revisão tarifária, como obtenção de pareceres favoráveis no âmbito das auditorias contábeis promovidas pelas Controladorias Gerais dos municípios.

Neste sentido, não se vislumbra qualquer alternativa fática para o entrave do financiamento do setor que não compreenda a reestruturação de seu modelo de prestação de contas à sociedade e ao poder público. Recomenda-se, portanto, que instrumentos eficientes e reconhecidos de *accountability* sejam implantados e adotados junto aos operadores sob o auxílio e supervisão de entidades da sociedade civil organizada, poder legislativo e demais órgãos reguladores.

4.2 Tecnologias Sustentáveis

Tema central do presente estudo, a adoção de soluções sustentáveis para o transporte público rodoviário nacional atualmente enfrenta dois desafios fundamentais: alternativas de financiamento e seleção da rota tecnológica preferencial.

Conforme discutido na seção 2.1, o setor de transportes foi um dos mais afetados devido a pandemia do novo coronavírus, além de já apresentar tendência histórica de declínio. Este fator estrutural é particularmente sensível para qualquer projeto que vise implementar alternativas sustentáveis para o atual modelo poluente, responsável pelo lançamento diário de diversos agentes químicos tóxicos na atmosfera urbana. A importância deste fator se justifica na escala necessária para a transição: milhares de veículos deverão ser substituídos e/ou adaptados ao longo dos municípios brasileiros para atender a padrões ambientais mínimos, o que poderia levar a um comprometimento inviável das já frágeis finanças públicas.

Associado ao processo descrito acima, a seleção da rota tecnológica é de extrema importância no processo de transição, posto que em última análise determinará seu custo e prazo de implementação. Entre as alternativas estudadas para a condução deste processo figuram principalmente a eletricidade, o gás natural e o biodiesel. Possuindo diferentes custos, prazos de implementação e financiamento, estas tecnologias possuem um fator em comum: a necessidade de investimentos.

Neste sentido, depreende-se que a transição para alternativas sustentáveis no âmbito do transporte público rodoviário será dependente de aspectos econômicos (capacidade de financiamento) e técnicos (definição da rota tecnológica), aos quais se recomenda o escrutínio da sociedade, do poder

público e da academia, uma vez que a característica principal de projetos ambientais que visem a melhoria do bem-estar social é estar submetida a proposição e avaliação democrática dos indivíduos sobre os quais incidem.

4.3 Definição de Responsabilidades

Esta sessão busca explorar o aspecto regulatório da transição sustentável a ser elaborada para o setor. Conforme discutido anteriormente, tal processo constitui um desafio frente ao cenário de crise econômica e ajuste fiscal. Por este motivo, acredita-se que tal obstáculo não será superado sem o apoio estatal, uma vez que requer não somente investimentos sobre a frota de veículos pertencente ao operador, como também da infraestrutura viária cuja competência recai sobre a esfera pública.

Atualmente o desenho institucional responsável pela elaboração deste modelo de transição não está estabelecido. Diversos órgãos pertencentes às esferas municipais, estaduais e federal empreendem esforços (por vezes sobrepostos) na expectativa de pacificar a matéria, conduzir a dinâmica do setor e acelerar seu desenvolvimento. O resultado frequentemente conduz à ineficiência: a sobreposição de iniciativas leva a sua judicialização, gerando debates morosos acerca da competência de cada órgão para o estabelecimento de determinada medida.

O principal exemplo do processo acima descrito é a discussão do Projeto de Lei Federal nº 3.3364/2020, que institui o auxílio emergencial para o setor – discutido na sessão 3.1. Objetivando prioritariamente a garantia da continuidade da prestação dos serviços, o projeto de lei prevê o repasse de R\$ 4 bilhões mediante o cumprimento de alguns requisitos pelas entidades delegatárias, como o atendimento de metas de sustentabilidade em sua operação. Apesar de potencialmente favorável à pauta ambiental, tal mecanismo incide sobre Lei Federal nº 12.587 de 3 de janeiro de 2012, que institui as diretrizes para a Política Nacional de Mobilidade Urbana. Dentre as previsões legais presentes no documento, figura a obrigatoriedade da elaboração do plano municipal de mobilidade urbana para cidades que possuam mais de vinte mil habitantes, pertencentes a regiões metropolitanas e/ou integrantes de áreas de interesse turístico. Estes Planos de Mobilidade Urbana figuram, portanto, como o instrumento preferencial de política pública incidente sobre o setor de transportes, tendo em seu aspecto descentralizado a principal vantagem para o atendimento das especificidades inerentes às localidades sobre as quais atuam.

Destaca-se, portanto, a redundância de barreiras para a obtenção do fundo emergencial para o setor de mobilidade urbana, como:

- a) Acréscimo de receitas e redução de custos
- b) Mecanismos que garantam a transparência sobretudo quanto à composição tarifárias
- c) Auditoria independente dos balanços auditados
- d) Padrões mínimos de qualidade que, descumpridos, ensejam a caducidade dos contratos
- e) Implantação de sistema de informação que permita a auditoria de bilhetagem e o monitoramento georreferenciado dos veículos

Têm-se, portanto, que o estabelecimento de regras a princípio basilares para a concessão do fundo emergencial no período de pandemia aponta para seu descumprimento reiterado nos termos nos planos municipais de mobilidade urbana sustentável e mesmo em seus contratos de concessão. Em suma, a regulação incidente sobre o setor deve observar uma harmonia e, se necessário, complementaridade entre os poderes e esferas da federação – posto que suas sobreposições geram constrangimentos para a administração, judicialização da matéria e dilação do período necessário para a implantação dos planos de transição ambiental.

4.4 Sinergia com o Planejamento Urbano

O último aspecto a ser apreciado quanto à implantação de planos de sustentabilidade é seu caráter descentralizado. Uma vez que recaem constitucionalmente sobre as competências municipais, as prefeituras e organizações da sociedade civil devem incluir em seus planos mecanismos que correlacionem a regulação do setor de transportes junto ao planejamento urbano.

A necessidade de coesão entre a política de desenho urbano e de mobilidade se justifica na medida em que a lógica observada na expansão das cidades brasileiras se caracteriza pela consolidação de regiões de afluência econômica e infraestrutura viária implantada cercada por áreas periféricas sobre as quais a população de menor renda se adensa em territórios carentes de acesso à mobilidade.

Neste sentido, os caminhos para a retomada da agenda de transportes sustentáveis devem prever instrumentos que incluam a população de menor renda, público preferencial do serviço de transportes públicos. Não por acaso, este é o público mais afetado pelos efeitos da poluição atmosférica e que possui menor acesso às demais regiões da cidade, haja vista que sua capacidade de deslocamento é cerceada por sua incapacidade de adquirir e manter veículos automotores particulares e de linhas de acesso regulares aos serviços de transportes públicos mediante tarifas módicas.

5. Conclusão

Frente o cenário de crise sanitária, econômica e ajuste fiscal, a outrora florescente pauta de sustentabilidade aplicada ao setor de transportes urbanos praticada principalmente no cenário exterior e de forma mais tímida no contexto interno sofreu uma busca interrupção.

Uma vez que a extensão e duração dos efeitos econômicos decorrentes deste fenômeno ainda não se encontram plenamente dimensionados, cumpre aos pesquisadores e formuladores de políticas públicas o desenvolvimento de cenários possíveis sobre os quais a pauta de transição energética sobre o setor se aplicará.

Neste sentido, o presente artigo buscou explorar uma abordagem estruturante sobre os eixos de ação a serem observados quando de uma retomada do setor. Para tanto, destacaram-se aspectos como a transparência financeira dos resultados da operação; seleção técnica da solução tecnológica a ser implementada e definição consistente das responsabilidades assumidas pelos órgãos que integram o modelo de gestão.

Em suma, a transição sustentável para a operação do setor implica em ganhos sociais expressivos,

como a redução do aquecimento local e da incidência de doenças associadas à exposição prolongada aos poluentes atmosféricos gerados pela operação de motores a combustão interna. No entanto, tal transição deverá ser acompanhada por um planejamento eficiente do poder público e da consequente conformidade dos agentes delegatários, ambos orientados pelos eixos de ação elaborados.

Bibliografia

ASSOCIAÇÃO DAS EMPRESAS DE TRANSPORTES URBANOS (NTU). Anuário NTU (2019-2020). 06 out. 2020a. Disponível em: <<https://www.ntu.org.br/novo/upload/Publicacao/Pub637375719747836003.pdf>>. Acesso em 10 out. 2020.

_____. Boletim Mensal NTU: Impactos da Covid-19 no transporte público por ônibus. Edição nº 2. 15 nov. 2020b. Disponível em: <<https://www.ntu.org.br/novo/upload/Publicacao/Pub637357771990608821.pdf>>. Acesso em: 22 set. 2020.

_____. Nota Técnica: Análise da evolução de viagens de passageiros por ônibus e casos confirmados da COVID-19. 18 set. 2020c. Disponível em: <<https://www.ntu.org.br/novo/upload/Publicacao/Pub637360193737717105.pdf>>. Acesso em: 22 set. 2020.

ASSOCIAÇÃO NACIONAL DE TRANSPORTES PÚBLICOS (ANTP). Custos dos serviços de transporte público por ônibus: método de cálculo / Coordenação geral de Antonio Luiz Mourão Santana; Coordenação técnica de Maria Olívia Guerra Aroucha; Apresentação de Ailton Brasiliense Pires. - São Paulo: ANTP, 2017. 191 p.: il.

AGÊNCIA NACIONAL DE TRANSPORTES TERRESTRES (ANTT). Resoluções Normativas. Disponível em: https://www.gov.br/antt/pt-br/assuntos/ultimas-noticias/covid-19-confira-o-compilado-de-acoes-da-antt/AesnormativasdaANTTCOVID01_12_20201convertido.pdf. Acesso em 12 dez. 2020.

BRASIL. Ministério da Economia. Portaria nº 20.809 de 14 de setembro de 2020. Brasília, 2020a. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-n-20.809-de-14-de-setembro-de-2020-277430324>>. Acesso em: 16 set. 2020.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DOS TRANSPORTES (CNT). Painel de Impacto do COVID-19. Brasília, 2020. Disponível em: <<https://www.cnt.org.br/painel-impacto-covid19>>. Acesso em: 12 set. 2020.

CONSULTOR JURÍDICO (CONJUR). Juíza suspende reajuste de tarifa de ônibus até o fim da epidemia de Covid-19. 2020a. Disponível em: <<https://www.conjur.com.br/2020-mai-07/juiza-suspende-reajuste-tarifa-onibus-fim-epidemia>>. Acesso em: 30 mai. 2020.

HARVEY, David. O direito à cidade. Lutas sociais, n. 29, p. 73-89, 2012.

LEFEBVRE, Henri. O direito à cidade. São Paulo: Centauro, 2001.

MALTA, M. M.. Economia Política dos Preços Internacionais do Petróleo. In: III Encontro Nacional de Economia Política. Anais do III Encontro Nacional de Economia Política. Niterói: Editora Da Universidade Federal Fluminense, 1998. v. 1. p. 245-259. Niterói, 1998

PABST, Gabriel. O vírus, o transporte e a cidade. In: Carlos Eduardo Frickmann Young; João

Felippe Cury M. Mathias. (Org.). Covid-19, meio ambiente e políticas públicas. 1ed.São Paulo: HUCITEC, 2020, v. 1, p. 75-82.

QUEIROZ, H., IOOTTY, M., BOMTEMPO, J. V., Almeida, E., & Bicalho, R. G. (2016). Economia Da Energia. Elsevier Brasil. São Paulo, 2016.

SERRANO, Franklin. Relações de poder e a política macroeconômica americana de Bretton Woods ao padrão dólar flexível. In: FIORI, José Luís (Org.). O poder americano. p. 190-204. Petrópolis: Vozes, 2004.

A regulação do transporte e da distribuição de gás canalizado no Brasil

Regulation of piped gas transportation and distribution in Brazil

Gabriela Passos¹

Hirdan K. de Medeiros Costa²

Fernanda Tomé³

Thiago Brito⁴

Edmilson Moutinho dos Santos⁵

Sumário: 1. Introdução 2. Histórico da regulação brasileira de gás natural 3. Revisão de literatura 3.1. Panorama do GN canalizado no Brasil 3.2. Cadeia do gás natural 3.3. Transporte 3.4. Distribuição 4. Análise das especificidades regulatórias do transporte e da distribuição de GN canalizado 4.1. Regulação de transporte 4.2. Regulação de distribuição 4.3. Mercado livre 4.4. Projeto de Lei do Gás (transporte e distribuição) 4.5 Modelo conceitual da ANP 5. Conclusões 6. Referências

Resumo: No Brasil, o *upstream* e o *midstream* da indústria de gás natural estão submetidos a Lei do Petróleo (Lei nº 9.478/97), a Lei do Gás (Lei nº 11.909/09) e são regulados pela ANP, no âmbito infra legal. Conforme redação da Emenda Constitucional nº 5/95, a atividade de distribuição do insumo é competência legislativas dos Estados. Inclusive, em alguns Estados, como São Paulo e o Rio de Janeiro, as companhias responsáveis pelos serviços de gás canalizado já foram privatizadas, enquanto que outros foram adotados os modelos de sociedades de economia mista. Neste contexto, o objetivo desse artigo é analisar os conceitos e a regulação dessas duas etapas da indústria de gás no Brasil e explorar as divergências quanto aos seus limites de cada uma delas. Para tanto, adota-se a metodologia analítica e qualitativa, além de revisão bibliográfica.

Palavras-chave: Transporte; Distribuição; Regulação.

Abstract: In Brazil, the upstream and midstream of the natural gas industry are subject to the Petroleum Law (Law No. 9,478 / 97), the Gas Law (Law No. 11,909 / 09) and are regulated by the ANP, within the scope of the law. According to the wording of Constitutional Amendment nº 5/95, the activity of distribution of the input is the legislative competence of the States. In some states, such as São Paulo and Rio de Janeiro, the companies responsible for piped gas services have already been privatized, while others have adopted mixed-capital company models. In this context, the objective of this article is to analyze the concepts and regulation of these two stages of the gas industry in Brazil and to explore the divergences regarding their limits for each one of them. For this, the analytical and qualitative methodology is adopted, in addition to bibliographic review.

¹IEE/USP, gabrielapassos@usp.br

²IEE/USP, hirdan@usp.br

³IEE/USP, Fernanda.tome@ccee.org.br

⁴IEE/USP, thiagobrito@usp.br

⁵IEE/USP, edsantos@iee.usp.br

Keywords: Transport; Distribution; Regulation.

1. Introdução

O gás natural é um insumo energético de grande relevância para a ampliação e dinamização da economia e do mercado energético nacional. Atualmente, é utilizado principalmente para o suprimento das demandas do uso industrial e do setor elétrico. Entretanto, o Brasil apresenta reservas com potencial para ampliação desses usos devido à versatilidade que o gás oferece. Além disso, o gás é uma fonte mais limpa em relação aos outros combustíveis fósseis, apresenta um desempenho eficiente e tem grande impacto socieconômico devido a sua extensa cadeia de valor (Cupertino et al., 2018).

Desse modo, nos últimos 20 anos, a necessidade do desenvolvimento do mercado de gás passou a ser cada vez mais debatida e, com isso, o governo federal apresentou iniciativas com ênfase na análise de questões técnico-econômicas e regulatórias específicas da exploração e produção deste recurso energético, dentre as quais podemos destacar o Programa REATE, o Projeto de Lei nº 6.407/13 (atual, PL 4476/2020), o Gás para Crescer e o Novo Mercado de Gás.

Contudo, apesar dos avanços obtidos através destas iniciativas, ainda há diversas questões a serem solucionadas para tornar a expansão do mercado de gás brasileiro viável, principalmente nos ambientes comercial e regulatório, nos quais há muitas divergências em relação ao papel dos agentes, a delimitação de atividades, a participação de novos agentes para um mercado livre, entre outras.

O objetivo desse artigo, portanto, é analisar os conceitos e a regulação das etapas de transporte e de distribuição da indústria de gás no Brasil, além de buscar avaliar os possíveis reflexos das mudanças regulatórias recentes nessas atividades da cadeia do gás.

2. Histórico da regulação brasileira de Gás Natural

No primeiro momento da exploração e produção de gás em bacias sedimentares brasileiras, as empresas privadas aptas a explorar eram as que tinham acionistas brasileiros em sua composição, de acordo com autorização do Conselho Nacional do Petróleo (CNP). Em 1953, foi criada a Lei 2.004/53 (Brasil, 1953), que discorria sobre a política nacional do petróleo, determinando que pesquisas e lavra de hidrocarbonetos, refino e transporte marítimo de petróleo e derivados passava a ser de monopólio da União, o que consequentemente acabou tornando tais atividades de monopólio da Petrobras.

Nos anos seguintes, as pesquisas e tecnologias foram evoluindo, novas reservas com potencial para gás natural foram descobertas em outras regiões brasileiras, como na bacia de Campos. Na década de 1980, essa bacia começou a ser explorada, dando início as explorações de reservas de gás natural na região sudeste e com isso o aumento do consumo de gás foi impulsionado no país, mas mesmo assim ainda continuou sendo um mercado muito imaturo. Mais tarde, a Constituição Federal de 1988 determinou que constituem-se como monopólio da União (i) a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos; e (ii) o transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados básicos de petróleo produzidos no País, bem assim o transporte, por meio de conduto, de petróleo bruto, seus derivados e gás natural de qualquer origem (conforme o

Art. 177, I e IV, da CF/88), cabendo aos Estados as atividades relacionadas a exploração direta, ou mediante concessão, dos serviços locais de gás canalizado (conforme o Art. 25, §2º, da CF/88) (Costa et. al., 2019).

Na década de 1990, pela Lei nº 9.478, conhecida por Lei do Petróleo (Brasil, 1997) foram criados o Conselho Nacional de Pesquisa Energética (CNPE) e a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e foram atribuídas a ANP as atividades de regulação, contratação e fiscalização das atividades da indústria de petróleo e gás. Esta Lei estabeleceu objetivos específicos para a Política Energética Nacional e normas gerais para a exploração e produção de petróleo e gás natural, visando promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos disponíveis, proteger os interesses do consumidor, preservar o meio ambiente e a conservação da energia, contribuindo assim com a expansão do mercado e com a atração de investimentos para o setor, além de promover a livre concorrência.

Mais tarde, houve a criação da Lei nº 11.909, conhecida como Lei do Gás, que foi um importante marco regulatório para o setor energético e alterou aspectos definidos pela Lei do Petróleo. Através dela, foram instituídas normas para as atividades econômicas relacionadas à exploração de gás natural, como transporte, tratamento, ao processamento, a estocagem, a liquefação, a regaseificação e a comercialização de gás natural.

Posteriormente, estas Leis sofreram diversas alterações por meio de emendas constitucionais e decretos. Dentre estes, destacam-se as Resoluções CNPE nº 16, nº 3 e nº 4. A Resolução CNPE nº 16, de 24 de junho de 2019 tem como principal intuito promover a livre concorrência no mercado de gás brasileiro, contribuindo na redução de barreiras para a entrada de novos agentes no setor de gás natural, tornando esse ambiente mais competitivo especialmente em território terrestre. Já a Resolução CNPE nº 3, de 04 de junho de 2020, permite que a ANP defina e licie blocos em qualquer bacia terrestre ou marítima brasileira, além de campos devolvidos ou em processo de devolução no sistema de Oferta Permanente, visando dinamizar a oferta de áreas para a exploração e produção de petróleo e gás no Brasil. No caso da Resolução CNPE nº 4, de 04 de junho de 2020, é instituído, entre outras ações de incentivo a atividade terrestre, que a ANP adote medidas para a redução de royalties para até 5% para campos concedidos a empresas de pequeno ou médio porte, que são as mais indicadas para investimentos de E&P *onshore*. Desse modo, as empresas poderão manifestar interesse por determinado bloco a qualquer momento, dependendo do seu planejamento, dos projetos e da disponibilidade financeira para adquirir os direitos sobre a área de interesse (BRASIL, 2020).

Além disso, encontra-se em debate o Projeto de Lei nº 6.407/13, que significará um avanço regulatório fundamental para o setor de gás natural caso seja aprovado. O objetivo de sua aprovação é dinamizar o mercado de gás brasileiro, buscando torná-lo mais competitivo e aberto e reduzir o custo do gás nacional, beneficiando assim os diversos segmentos industriais que fazem uso desse insumo para realizar suas atividades, podendo estimular a autoprodução de gás nas pequenas e médias indústrias, e também permitindo uma possível redução dos custos para os consumidores residenciais.

Esse projeto de Lei também poderá proporcionar a geração de novos empregos e desenvolvimento

local em Estados que já tenham uma regulação bem definida para esse insumo, como São Paulo, Rio de Janeiro, Pernambuco, entre outros. No caso dos Estados que ainda não tem uma regulação sólida voltada para a cadeia do gás natural, servirá de forte incentivo para ampliação dos debates para que a maioria possa se beneficiar do desenvolvimento desse mercado.

3. Revisão de Literatura

3.1 - Panorama do GN canalizado no Brasil

O *upstream* e o *midstream* da indústria de gás natural são regulados pela ANP, pela Lei do Petróleo (Lei nº 9.478/97), pela Lei do Gás (Lei nº 11.909/09) e por diversas outras leis e resoluções. Já a atividade de distribuição do insumo é regulada por secretarias de governo e agências reguladoras estaduais, entretanto, de acordo com alteração realizada na redação da Emenda Constitucional nº 5/95, essa atividade passou a poder ser exercida também por empresas privadas. Com isso, alguns estados como São Paulo e Rio de Janeiro privatizaram suas companhias que são responsáveis pelos serviços de gás canalizado, enquanto que outros estados passaram a adotar sociedades de economia mista (FGV, 2019).

O *midstream* inclui o transporte de gás natural, que acontece após o processamento. Difere da etapa de distribuição por algumas características específicas, como a pressão dos gasodutos que a compõem e por ser regulada pela ANP.

A distribuição é uma das últimas etapas da cadeia, tendo um papel fundamental de integração das etapas concorrentes de produção e comercialização com as de monopólio natural de transporte de distribuição, vinculando o usuário final à indústria de rede e a disponibilização do insumo (Costa, 2006).

Desse modo, ao distinguir as atividades de transporte e distribuição, há divergências quanto aos seus limites e especificidades, tornando assim necessária a elaboração de estudos voltados a estas etapas, com o objetivo de analisar os aspectos regulatórios, incluindo suas fronteiras de ação e quais os órgãos competentes para fiscalizá-las. Com a recente aprovação da Nova Lei do Gás, estes aspectos podem sofrer alterações, o que reforça a importância destas análises.

3.2 Cadeia do gás natural

A cadeia do gás natural engloba todos os processos que envolvem este recurso, desde os estudos prévios para exploração até a sua comercialização, podendo ser dividida em algumas etapas: exploração e produção, estocagem e acondicionamento, processamento, transporte, distribuição e comercialização. Cada etapa possui suas especificidades técnicas e regulatórias, havendo interseção entre as atividades que competem ao âmbito federal e estadual.

Para que ocorram as etapas de exploração e produção, existe o contrato que abrange as duas fases. A exploração consiste na fase que antecede a produção, na qual são feitos os estudos preliminares acerca da região de interesse, com aquisição de dados e análises de aspectos técnicos (estudos geológicos e geofísicos) de acordo com o Programa Exploratório Mínimo (PEM). Com isso, é

feita a avaliação de descobertas, que dá origem ao Plano de Avaliação de Descobertas e ao Relatório Final de Descobertas (RFAD). Caso o concessionário conclua que a produção na área avaliada seja viável, é realizada a Declaração de Comercialidade, e caso contrário é necessário elaborar o Plano de Devolução a Área para a União (ANP, 2020).

Já os processos de estocagem e acondicionamento do gás, consistem no armazenamento e confinamento deste insumo para que posteriormente ocorra o seu transporte para comercialização ou consumo. A realização destas etapas é de responsabilidade da empresa ou do conjunto de empresas associadas, sendo fiscalizadas pela ANP, conforme estabelecido na Lei do Gás.

A etapa de processamento ocorre nas Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs) e corresponde ao momento em que é feita a separação dos elementos que compõem o gás natural, havendo assim a purificação da matéria-prima e permitindo assim a diversificação dos produtos para diversos tipos de uso, o que torna o gás resultante do processamento mais confiável para o consumidor final e reduz os riscos de deterioração dos gasodutos pelos quais será transportado e distribuído.

Com isso, há a etapa de transporte, na qual o gás processado é movido das UPGNs para os pontos ou estações de entrega, chamadas de *city gate*, de onde passará para a etapa de distribuição. Esse processo pode ser feito de duas formas: a primeira exige a construção de uma infraestrutura complexa, com dutos cilíndricos de altíssima pressão, enquanto que a segunda ocorre através do uso de navios criogênicos. Para que o transporte ocorra de maneira correta e sem perdas, existem padrões de segurança definidos e regulação específica, que serão abordados em seções futuras deste artigo.

A partir dos pontos de entrega (ou *city gates*), inicia-se a etapa de distribuição, que corresponde a movimentação do gás destes pontos para as comercializadoras estaduais de distribuição por meio de gasodutos de distribuição de baixa pressão. Assim como o transporte, esta etapa também possui suas especificidades técnicas e regulatórias, que serão abordadas posteriormente neste artigo.

A última etapa da cadeia de valor do gás é a comercialização, que consiste nos processos de compra e venda do gás natural. Inclui conceitos fundamentais como consumidor livre, autoprodutor e auto importador, que serão detalhados futuramente.

3.3 Transporte

Consiste na etapa da cadeia que ocorre após o processamento, sendo, portanto, o momento em que o gás natural processado é conduzido das UPGNs aos *city gates*. O transporte deste insumo pode ser feito em sua forma gasosa ou liquefeita, através de dutos terrestres, por instalações marítimas, fluviais e navios criogênicos. Desse modo, trata-se de um processo de custos iniciais elevados e com padrões específicos de segurança.

No caso dos dutos terrestres, Medeiros (2000) afirma que são feitos de aço, geralmente medem de 10 a 32 polegadas de diâmetro e transportam o gás a pressões elevadas em torno de 15 a 100 kgf/cm² e tal pressão é mantida ao longo dos gasodutos com o auxílio de compressores estacionários, dispostos a cerca de cada 80 a 160 km no trajeto.

Os gasodutos de transporte são compostos por rede de tubulação, estação de compressão,

estação de redução de pressão e medição, e sistema de supervisão e controle.

Já no transporte marítimo, há alteração para o estado liquefeito (GNL) com a redução do volume do gás e resfriamento a -160°C e é posteriormente transportado por navios criogênicos. Esse processo é ideal para transportes em longas distâncias e permite que o GNL seja armazenado próximo as regiões em que será consumido, permitindo um abastecimento otimizado. Após o deslocamento, o gás natural passa pelo processo de regaseificação

3.4 Distribuição

Consiste na movimentação do gás a partir do *city gate* para entrega ao usuário final, podendo este ser do âmbito residencial, comercial ou industrial. Esse processo acontece através de gasodutos a baixa ou média pressão, com padrões de segurança específicos definidos pela ANP que visam minimizar perdas, evitar acidentes e danos ambientais.

A etapa de distribuição de gás canalizado é considerada um serviço público, sendo, portanto, sua regulação uma atribuição do Estado, conforme definido pela Constituição Federal. Desse modo, os usuários pagam às concessionárias pelo seu uso de acordo com as tarifas definidas pelo órgão regulador de cada Estado na qual a distribuição ocorre.

Devido aos padrões de segurança e a complexidade logística da disposição dos gasodutos em relação a área de produção do gás e a condução às regiões onde ocorrerá o seu uso, a distribuição é uma atividade onerosa e que requer avanços tanto em aspectos regulatórios quanto nas técnicas para sua otimização e expansão.

A ampliação das redes de distribuição se faz necessária, porém devido ao difícil acesso a diversas localidades nas quais há potenciais consumidores de gás e ao elevado custo de instalação e manutenção de gasodutos que tais regiões exigiriam, acaba sendo um processo inviável diversas vezes. Nesse sentido, opções como os gasodutos virtuais ou redes locais viabiliza o uso de gás em áreas isoladas do sistema principal e distantes dos centros de distribuição, com a mesma tarifa das regiões interligadas a rede.

4. Análise das especificidades regulatórias do transporte e da distribuição de GN canalizado

4.1 Regulação de Transporte

As atividades relacionadas ao transporte de gás natural são de monopólio da União. Inicialmente, sua regulamentação foi definida nos artigos 56 a 58 da Lei nº 9.478, de 1997 e em seguida, houve a expedição da Portaria nº 170/1998 da ANP e pela própria ANP na qual buscou-se regulamentar as definições dos artigos 56 e 59 da referida lei. Nesta época, o transporte incluía os dutos, as instalações nos ambientes aquáticos e terrestres e as unidades de liquefação e regaseificação de GNL. Além disso, era concedida uma autorização pela ANP para que a empresa interessada se dedicasse, única e exclusivamente, ao transporte do gás natural e isto era o suficiente para que esta pudesse passar a atuar no mercado brasileiro do transporte de gás (Costa et. al, 2020).

Com a Lei nº 11.909, estabeleceu-se uma regulação específica para o gás natural, mas ainda

haviam muitas lacunas que dificultavam a efetiva expansão do Mercado. Posteriormente, esta lei sofreu alterações através de emendas constitucionais e resoluções, como a Resolução ANP nº 52/2015 que passou a regulamentar a construção, a ampliação e a operação de instalações de movimentação de gás inclusas na etapa de transporte (ANP, 2016).

Em 2018, o Decreto nº 9.616/2018 apresentou como intuito ampliar a livre concorrências, o acesso, transparência nas informações e promover formas mais eficientes de usufruir das infraestruturas. Além disso, definiu que o Sistema de Transporte de Gás Natural é composto tanto por gasodutos de transporte quanto por instalações complementares ao seu funcionamento, estabilidade, confiabilidade e segurança, de acordo com a regulação da ANP e desse modo, permite-se a organização da malha dutoviária nesses sistemas e assim as atividades de transporte podem passar a ser ofertadas em regime de contratação independente no modelo de entrada e saída (BRASIL, 2018).

O modelo de contratação de entrada e saída tem como objetivos incentivar a ampliação da liquidez e da diversificação da oferta, auxiliar no desenvolvimento de mercados de gás natural, estimular o desenvolvimento de pontos de negociação (*hubs*) de contratos de molécula, reduzir custos de transação e otimizar a malha de transporte. Nele, as solicitações para injetar gás em um determinado ponto ou efetuar entrega de gás pela capacidade de saída, devem ser feitas por meio de um contrato específico para o ponto em questão (de entrada ou saída), que deve ser assinado pelo carregador (ANP, 2019).

Para ampliar e incentivar a competitividade no mercado de gás através de modificações nas atividades que compõem a etapa de transporte, a ANP passou a adotar três modelos distintos de separação, inicialmente propostos e adotados na Europa, que auxiliam à assegurar o acesso imparcial de terceiros à infraestrutura englobada pelo setor de transportes: separação completa de propriedade (*Fully Ownership Unbundled* – OU), operação independente do Sistema (*Independent System Operator* – ISO) e transportador independente (*Independent Transmission Operator* – ITO). O modelo OU é aquele no qual a empresa é totalmente independente da empresa verticalmente integrada, sendo, portanto, completamente separada dos demais elos (produção, importação e comercialização), responsável por operar o sistema de transporte e detém seus ativos. No caso do modelo ISO a empresa segue sendo verticalmente integrada, mas o controle e o gerenciamento do sistema de transporte são feitos através de outra companhia independente, por isso chama-se ISO. Já no modelo ITO, os ativos de transporte são da empresa verticalmente integrada, desde que o transportador seja garantido como uma organização autônoma, sendo assim o modelo mais custoso em relação a regulação de controle e a supervisão dos negócios (ANP, 2018).

Nesse sentido, a ANP possui uma agenda regulatória planejada, através da Superintendência de Movimentação e Segurança Pública (SIM), a ser concretizada de 2020 a 2023 cujo intuito é discutir, solucionar e modificar resoluções referentes a atividades de transporte, incluindo acesso, repasse de receitas, comercialização, ampliação da capacidade de transporte, entre outras (ANP, 2019). Com isso, espera-se que as modificações na regulação voltadas para estas atividades tenham reflexos positivos no mercado de gás nacional, minimizando assim as lacunas e os conflitos regulatórios existentes no setor de transporte.

Somado a isso, como forma de incentivo ao investimento na instalação de gasodutos de transporte ao longo do território nacional e em consequência das iniciativas do governo federal voltadas a expansão do mercado de gás (Gás para Crescer, Novo Mercado de Gás, Decreto 9.616/2018), a EPE passou a elaborar o Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte (PIG). Este documento reúne resultados da união de dados socioambientais, técnico-econômicos e de oferta e demanda, que indicam potenciais futuros gasodutos de transporte a serem incorporados a malha dutoviária existente (EPE, 2020).

4.2 Regulação de Distribuição

A distribuição de gás natural é um serviço público de competência estadual, podendo ocorrer através do modelo de agências reguladoras ou de secretarias de governo, sendo que atualmente, são poucos os estados que não adotaram as agências reguladoras. Com isso, percebe-se que não há uma unanimidade quanto ao papel dos agentes o que acarreta em conflitos quanto a regulação e ao controle das distribuidoras de gás (FGV, 2019).

Atualmente, somente os estados de Minas Gerais e Rio Grande do Sul adotam o modelo de secretaria de governo, enquanto que os demais aderiram às agências reguladoras ou ainda não possuem um mercado de gás ativo e consequentemente, também não possuem uma regulação elaborada para este recurso energético.

As secretarias de governo têm características específicas de acordo com a configuração e a necessidade de cada estado, estabelecendo assim suas próprias questões regulatórias, padrões de qualidade e tarifas. Já as agências reguladoras também atendem as especificidades do mercado local, mas possuem atribuições básicas como a responsabilidade de regulamentar o serviço concedido e fiscalização permanente em relação a prestação do mesmo, definir e aplicar penalidades regulamentares e contratuais, sancionar reajustes e revisar as tarifas de acordo com a legislação e o contrato, entre outras (Brito et. al., 2020).

Para que possam exercer a distribuição do gás aos consumidores, as empresas devem ser detentoras de contratos de concessão de longo prazo, nos quais são previamente estabelecidos os direitos e deveres dos concessionários na prestação do serviço de distribuição para os consumidores, os quais também devem seguir as normas de consumo definidas em lei e no contrato, como o pagamento de tarifas referentes a manutenção e a quantidade utilizada, entre outras. Entre as principais cláusulas destes contratos, destaca-se a de *take or pay*, que consiste na redução dos riscos de através da cobrança de uma taxa de quantidade mínima definida no contrato, independente da real utilização pelo usuário.

4.3 Mercado Livre

A evolução do mercado livre de gás brasileiro é um processo complexo, pois a cadeia de valor do gás é extensa e possui diversos agentes, que apresentam conflitos de interesses e assim dificulta a construção de um ambiente regulatório e o aproveitamento máximo desta fonte através da transição para este modelo (Cupertino et al., 2018).

Atualmente, no âmbito federal, as regras sobre a operacionalização do mercado livre de gás estão dispostas na Resolução ANP nº 52/2011. Aos Estados cabe a regulação local dos aspectos das contratações, a instituição de agência reguladora ou secretaria para a execução de políticas e normas setoriais locais, a proteção dos interesses dos consumidores e a verificação do cumprimento dos respectivos contratos de concessão.

A título de exemplificação, o Estado de São Paulo regulamenta das condições para a comercialização de gás em mercado secundário por meio das Deliberações nº 230/2011 e 231/2011, da Arsesp. Nesses regramentos estão estabelecidas as condições mínimas para a migração dos consumidores, assim como a caracterização dos autoprodutores e autoimportadores.

Em outros Estados, apesar dos atuais incentivos decorrentes das políticas públicas que vem sendo desenhadas pelo administração pública federal, ainda não foram estabelecidas regras ou mesmo criados os respectivos órgãos da administração indireta. Tal condição decorre da falta de interesse no desenvolvimento do mercado local, seja por falta de demanda no uso do combustível ou ainda peça ausência de recursos para investimentos necessários.

A citada discrepância acaba por prejudicar o desenvolvimento do setor em geral e, em muitos casos, até inviabilizar o estabelecimento de relações bilaterais para a compra e venda de gás entre particulares.

4.4 Projeto de Lei do Gás (transporte e distribuição)

O Projeto de Lei (PL) 6.407/13 foi aprovado pela Câmara dos Deputados em 1º de setembro de 2020, seguindo para o Senado Federal foi recebido como PL 4.476/20. No Senado foi alterado em 10 de dezembro de 2020, e retornou para a Câmara dos Deputados. Após a apreciação das modificações pela Câmara, o PL seguirá para sanção ou veto presidencial.

O artigo 3º do referido PL, dentro da análise desse estudo, traz os seguintes conceitos relevantes: “XVII - distribuição de gás canalizado: prestação dos serviços locais de gás canalizado consoante o disposto no § 2º do art. 25 da Constituição Federal;” e “XXVI - gasoduto de transporte: duto, integrante ou não de um sistema de transporte de gás natural, destinado à movimentação de gás natural ou à conexão de fontes de suprimento, conforme os critérios estabelecidos nesta Lei, ressalvados os casos previstos nos incisos XXIV⁶ e XXV⁷ do caput deste artigo, podendo incluir estações de compressão, de medição, de redução de pressão, de recebimento, de entrega, de interconexão, entre outros complementos e componentes, nos termos da regulação da ANP” (Brasil, 2020).

Destaca-se que o PL aponta no art. 7º critérios para enquadramento do transporte com a finalidade de esclarecer o liame entre essa atividade e outras relativas à movimentação em gasodutos. *In verbis:*

⁶ XXIV - gasoduto de escoamento da produção: conjunto de instalações destinadas à movimentação de gás natural produzido, após o sistema de medição, com a finalidade de alcançar as instalações onde será tratado, processado, liquefeito, acondicionado ou estocado;

⁷ XXV - gasoduto de transferência: duto destinado à movimentação de gás natural, considerado de interesse específico e exclusivo de seu proprietário, com início e término em suas próprias instalações de produção, coleta de produção, transferência, estocagem subterrânea, acondicionamento e processamento de gás natural;

Art. 7º Será considerado gasoduto de transporte aquele que atenda a, pelo menos, um dos seguintes critérios:

I – gasoduto com origem ou destino nas áreas de fronteira do território nacional, destinado à movimentação de gás para importação ou exportação;

II – gasoduto interestadual destinado à movimentação de gás natural;

III – gasoduto com origem ou destino em terminais de GNL e ligado a outro gasoduto de transporte de gás natural;

IV – gasoduto com origem em instalações de tratamento ou processamento de gás natural e ligado a outro gasoduto de transporte de gás natural;

V – gasoduto que venha a interligar um gasoduto de transporte ou instalação de estocagem subterrânea a outro gasoduto de transporte; e

VI – gasoduto destinado à movimentação de gás natural, cujas características técnicas de diâmetro, pressão e extensão superem limites estabelecidos em regulação da ANP.

§ 1º Fica preservada a classificação do gasoduto enquadrado exclusivamente no inciso VI do caput deste artigo que esteja em implantação ou em operação na data da publicação desta Lei.

§ 2º Gasoduto e instalações enquadrados exclusivamente no inciso II do caput deste artigo destinados à interconexão entre gasodutos de distribuição poderão ter regras e disciplina específicas, nos termos da regulação da ANP, ressalvadas as respectivas regulações estaduais

A tentativa de enquadramento conceitual do gasoduto atende a pedidos de agentes, sobretudo, para se definir as distinções entre transporte e distribuição, haja vista diferentes custos e onerações. Ademais, o gasoduto de transporte concentra a maior parte dos pontos de livre acesso. No entanto, há de se observar que o gasoduto de transporte não pode servir aos usuários finais, que deverão ser conectados à distribuição. Portanto, quando a ANP for regular a matéria deverá ter a cautela para não ocasionar incertezas regulatórias decorrentes da competência estabelecida na seara estadual.

Ademais, o Projeto de Lei na redação original trazia uma série de riscos de judicialização por não tratar convenientemente as dimensões da competência estadual, no entanto, isso foi corrigido pelas Emendas do Senado Federal, tal como a Emenda nº 12 que alterou a redação de 14 artigos do PL para assegurar o cumprimento do disposto no §2º do art. 25 da Constituição Federal, que trata da competência dos Estados em explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado. Outro exemplo é a Emenda nº 24, que adicionou artigo com seguinte redação “Ficam preservadas as competências estaduais previstas no §2º, do art. 25, da Constituição Federal, com relação aos serviços locais de gás canalizado” (Brasil, 2020).

Nessa linha, observa-se o Parecer do Relator: “Por fim, ressalte-se que o Governo Federal, em razão do art. 25, §2º da CF, só deve regular as atividades da produção de gás natural até o citygate, isto é, o ponto de entrega do produto às concessionárias estaduais.” (Brasil, 2020).

4.5 Modelo conceitual da ANP

Em setembro de 2020, conforme previsto na Agenda Regulatória do Novo Mercado de Gás, em linha do art. 4º da Resolução CNPE nº 16/2019, em que se realizou o levantamento das condições atuais, das propostas, dos custos e desafios e das condições de transição, a ANP apresentou ao mercado o documento denominado “Modelo conceitual do mercado de gás na esfera de competência da união – comercialização, carregamento e balanceamento” (“modelo conceitual”), cujo conteúdo permanece em consulta prévia (Consulta Prévia nº 01/2020).

Para tanto estuda-se a revisão tanto da Resolução ANP nº 52/2011, a fim de estabelecer novas condições para a compra e venda do combustível tanto no mercado físico ou quanto na forma de commodity, em mercados organizados, como os de balcão e bolsa, quanto da Resolução ANP nº 51/2016, que trata da atividade de carregamento de gás natural, dentro da esfera de competência da União.

Em linhas gerais, a proposta de modelo conceitual detalha as condições para o livre acesso aos pontos de entrada e de saída do sistema de transporte de gás natural, em substituição a uma contratação Ponto-a-Ponto (até então vigente), com a finalidade de garantir que a atividade de carregamento seja realizada de forma competitiva, sem a manutenção de monopólios, permitindo a livre escolha pelo consumidor final do insumo.

Conforme informações dispostas no modelo conceitual, assim como no Decreto Nº 9.616/18 e no PL 6.407/13 (4.476/20), para que seja viabilizado o aumento da concorrência e liquidez no setor de gás é indispensável que sejam oferecidos produtos de padronizados de capacidade aos participantes do mercado, especialmente no mercado de curto prazo, já que a contratação da molécula passa a ser realizada de forma apartada ao carregamento do combustível, momento em que se perde a referência do deslocamento físico do gás.

Para tanto, as contratações de capacidade devem ser organizadas, possivelmente por um agente central que possa garantir a correta alocação dos fluxos do gás no sistema, a integridade e a segurança dos gasodutos, além de definir as políticas operativas e métodos de funcionamento técnicos adequados. Daí a proposta prevista no modelo conceitual para a criação do Operador Técnico do Sistema, que passará a atuar via ações de balanceamento.

Imperioso relembrar que, atualmente, o balanceamento da rede está sob responsabilidade dos transportadores. Devido à concentração de mercado, a Petrobrás acaba atuando como operador técnico do sistema. Neste contexto, a revisão do arcabouço regulatório, especialmente da Resolução ANP nº 51/2016 é indispensável, a fim de garantir a concorrência entre os agentes.

Com a constituição do Operador Técnico do Sistema no modelo de entradas e saídas, é possível a simplificação geográfica da rede, simplificando a organização das injeções e retiradas em zonas previamente definidas e prevenindo a ocorrência de erros técnicos que ocasionem desequilíbrios no fluxo de gás.

Ainda, a criação das regras de balanceamento do gás para os usuários é forçosa, já que impactam no desenvolvimento do próprio do mercado, no uso e na alocação da flexibilidade do sistema entre os

usuários e no potencial de capacidade firme ofertada.

Por conseguinte, criam-se encargos de balanceamento de rede em que os agentes que utilizam a rede de transporte ficam obrigados a arcar com os valores decorrentes das diferenças na compensação diária do gás, na hipótese de necessidade de compensação de molécula na rede.

Adicionalmente, no âmbito da comercialização da molécula, o modelo conceitual prevê a criação da figura de uma “Entidade administradora do mercado”, responsável pela registro de contratos de comercialização de gás, com capacidade técnica para a gestão e operação de plataforma de comercialização, além do monitoramento das operações realizadas entre os agentes autorizados pela ANP.

Por fim, lembrar que a manutenção de eventuais barreiras de acesso ao mercado de capacidade têm um impacto direto na entrada e na saída de novos participantes no mercado de compra e venda da molécula de gás.

Inclusive, a título de informação e de forma comparativa, necessário pontuar que na União Europeia, local em que o mercado de gás é considerado maduro, adota-se regramento específico que instituiu um código de rede que permitiu a troca da molécula entre em diferentes zonas de compensação. Neste mercado, há a transparência das informações entre os participantes, que tem acesso a dados confiáveis, imediatos e precisos.

5. Conclusão

A regulação voltada às atividades de transporte e distribuição ainda exige maturação, especialmente nessa última e em alguns Estados brasileiros nos quais o mercado de gás é pouco desenvolvido ou ainda não teve início efetivamente.

Além disso, há muitos debates sobre a qual esfera (estadual ou federal) compete determinadas atividades em casos específicos da cadeia brasileira do gás. Nesse sentido, é fundamental colocar discussões acerca da regulação de transporte e distribuição em foco por se serem etapas essenciais à ampliação do mercado de gás brasileiro.

O PL 4476/2020 apresenta o conceito de gasoduto de transporte e critérios para seu enquadramento. Isso traz ponto relevante para se definir claramente as atividades de transporte e de distribuição. Porém, observa-se que usuários finais não podem receber gás diretamente do gasoduto de transporte, e sim à rede de distribuição. Com isso, apesar de o PL não ter essa questão posta, caberá à ANP ter o cuidado de não ocasionar incertezas regulatórias e respeitar a competência estadual.

As alterações propostas no modelo conceitual da ANP são válidas e decorrem de amplo debate com a sociedade. De qualquer forma é imprescindível que sejam realizadas de forma organizada, considerando as especificidades dos Estados, para que a promoção de um mercado livre e dinâmico não tenha o condão de ocasionar divergências passíveis de judicialização no setor.

Referências

ANP. Anp discute implantação do modelo de tarifa de transporte de entrada e saída em gasodutos. Disponível em: < <http://www.anp.gov.br/noticias/5310-anp-discute-implantacao-do-modelo-de-tarifa-de-transporte-de-entrada-e-saida-em-gasodutos> >. Acesso em: 15 nov. 2020

ANP. Desverticalização na indústria do gás natural no Brasil. Superintendência de Infraestrutura e Movimentação. Junho, 2018. Disponível em: < <http://www.anp.gov.br/images/central-de-conteudo/notas-estudos-tecnicos/notas-tecnicas/nota-tecnica-04-2018-sim.pdf> >. Acesso em: 20 nov. 2020

ANP. Modelo conceitual do mercado de gás na esfera de competência da união – comercialização, carregamento e balanceamento. Disponível em <http://www.anp.gov.br/arquivos/cp/2020/cp01/cp1-2020-modelo-conceitual.pdf> Acesso em Janeiro/2020.

ANP. Movimentação, estocagem e comercialização de gás natural. Disponível em: < <http://www.anp.gov.br/legislacao/movimentacao-estocagem-e-comercializacao-de-gas-natural> >. Acesso em: 15 nov. 2020

BRASIL. Constituição da República Federativa do Brasil de 1988. Disponível em: < http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicao.htm >. Acesso em: 02 out. 2020

BRASIL. Decreto nº 9.616, de 17 de dezembro de 2018. Disponível em: < http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2018/Decreto/D9616.htm >. Acesso em: 15 nov. 2020

BRASIL. Lei nº 2.004, de 3 de outubro de 1953. Disponível em: < http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l2004.htm >. Acesso: 02 out. 2020.

BRASIL. Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. Disponível em: < http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9478.htm >. Acesso em: 02 out. 2020.

BRASIL. Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009. Disponível em: < http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2009/lei/l11909.htm >. Acesso em: 29 set. 2020

BRASIL. Nova Lei do Gás: aprovado o novo marco regulatório do setor de gás natural. 02 set. 2020. Disponível em: < <https://www.gov.br/casacivil/pt-br/assuntos/noticias/2020/setembro/nova-lei-do-gas-aprovado-o-novo-marco-regulatorio-do-setor-de-gas-natural#:~:text=A%20Nova%20Lei%20do%20G%C3%A1s%20consolida%20os%20avan%C3%A7os%20necess%C3%A1rios%20para,a%20retomada%20econ%C3%B4mica%20do%20Pa%C3%ADs> > Acesso em: 18 out. 2020.

BRASIL. Resolução Nº 3, de 04 de junho de 2020. Conselho Nacional de Pesquisa Energética. Disponível em: < <http://www.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes/resolucoes-2020> >. Acesso em: 29 set. 2020

BRASIL. Resolução Nº 4, de 04 de junho de 2020. Conselho Nacional de Pesquisa Energética. Disponível em: < <http://www.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes/resolucoes-2020> >. Acesso em: 29 set. 2020

BRASIL. Resolução Nº 16, de 24 de junho de 2019. Conselho Nacional de Pesquisa Energética.

Disponível em: < http://www.mme.gov.br/documents/36112/491934/1.+Resolu%C3%A7%C3%A3o_CNPE_16_2019.pdf >. Acesso em: 29 set. 2020.

BRITO, T. L. F., COSTA, H. K. M., CAPUTO, F., PASSOS, G.P.P., CARDOZO, R., SANTOS, E., M. **Requisitos e desafios para a regulação da comercialização e distribuição de gás natural canalizado.** Rio Oil and Gas. Trabalhos técnicos da Rio Oil & Gas 2020: Technical Papers. Publicado em: IBP, 01 de dezembro de 2020, nº 347. Rio de Janeiro.

COSTA, H. K. M. **A Regulação do Livre Acesso na Distribuição de Gás Natural Canalizado: o caso de São Paulo.** 2006. 232p. Dissertação (Mestrado em Energia) – Programa Interunidades de Pós-Graduação da Universidade de São Paulo. 2006.

COSTA, H. K. M.; TOME, F. M. C.; SILVA, I. M. M. . **Regulação de gás natural canalizado, Substitutivo ao Projeto de Lei n. 6.407/2013 e Novo Mercado de Gás..** In: Hirdan Katarina de Medeiros Costa. (Org.). A regulação do gás natural no Brasil. 1ed. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2019, v. 1, p. 1-18.

COSTA, H. K. M; RAMOS, K. N.; PETRY, P. M. **LNG Regulation: Analysis of the Gemini Project under the Brazilian Federal Supreme Court. Opportunities and Challenges of Natural Gas and Liquefied Natural Gas in Brazil [recurso eletrônico]** / editors Edmilson Moutinho dos Santos, Drielli Peyerl, Anna Luisa Abreu Netto. - 1. ed. - Rio de Janeiro: Letra Capital, 2020.

CUPERTINO, S. A.; COSTA, H. K. M. ; ARAUJO, R. R. ; TEIXEIRA, M. B. F. C. ; PULGAR, R. G. . **Mercado livre do gás natural e a regulamentação ao nível estadual e federal.** In: Hirdan Katarina de Medeiros Costa; Silvia Andrea Cupertino; Edmilson Moutinho dos Santos. (Org.). Atualidades Regulatórias do mercado de gás brasileiro. 1ed. Rio de Janeiro: Synergia, 2018, v. 1, p. 249-276.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte – PIG 2020.** Rio de Janeiro. Brasil.

FGV. **Distribuição de gás natural no Brasil – Dados e Aspectos Regulatórios.** Fundação Getúlio Vargas. Centro de Estudos em Regulação e Infraestrutura. Rio de Janeiro. Julho de 2019.

MEDEIROS, G. **Fundamentos do Gás Natural.** Centro de Tecnologia do Gás (CTgas). Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal. Ano: 2000. 27p.

PIETRO, Maria Sylvia Zanella Di. Direito administrativo. Ed. Atlas, São Paulo 2001.

Análise regulatória da cogeração a gás natural no estado de São Paulo

Regulatory analysis of natural gas cogeneration in São Paulo state

Guilherme José do Carmo¹

Hirdan Katarina de Medeiros Costa²

Sumário: 1. Fundamentos teóricos. 2. Revisão bibliográfica. 2.1. O setor de gás natural brasileiro. 2.2. O setor elétrico brasileiro 3. Estudo de caso. 4. Discussão dos resultados 5. Conclusão. Bibliografia.

Resumo: A cogeração é uma solução adotada para a produção de energia elétrica e de utilidades térmicas a partir de um combustível, sendo o gás natural uma fonte interessante para essa aplicação devido à possibilidade de utilizá-lo em motogeradores e reaproveitar o calor dissipado para refrigerá-lo em chillers por absorção. Nesse sentido, esse modelo é bastante interessante no contexto da geração distribuída, uma vez que permite a descentralização da produção de energia elétrica, além de contribuir para uma maior eficiência energética no empreendimento que a possuir.

Por envolver tanto o mercado de gás natural quanto o setor elétrico, a regulação da cogeração é complexa e exige que se analisem as regras envolvidas e de que forma elas interagem com outras fontes. Para tanto, considerou-se um estudo de caso de um shopping center como referência para o estado de São Paulo, de forma a entender como essas regras ocorrem na prática e qual é o impacto das concessionárias tanto em termos de regulação como de viabilidade. Identificam-se os possíveis elementos regulatórios que permitam uma maior participação da cogeração no estado paulista e no país. Além disso, também se discute a possibilidade dessa solução incentivar uma maior eficiência energética e, assim, contribuir de forma global com a diretriz de descentralização da produção energética no país.

Palavras-chave: Cogeração; gás natural; energia elétrica; regulação; São Paulo.

¹ Engenheiro mecânico graduado pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo e pós-graduado no curso “Eficiência energética, geração distribuída e energias renováveis” pela mesma instituição. Atua no setor de gás natural há cinco anos, com experiência em projetos e obras de eficiência energética, com destaque para cogeração a gás natural e sistemas de refrigeração, participando de mais de 20 projetos nas áreas de engenharia, projetos e gerenciamento de obras. Também é membro da American Society of Heating, Refrigeration and Air Conditioning Engineer (ASHRAE) e atua como chair do comitê de jovens engenheiros (Young Engineers in ASHRAE – YEA). Email: . guilherme.carmo@usp.br

² Advogada da OAB / SP, consultora e professora. Ela trabalha no setor de energia desde 2004. Hirdan é bacharel em direito, sua formação é em Direito do Petróleo pela Universidade do Rio Grande do Norte (Brasil). Na época, ela escreveu sua monografia sobre Acordos de operação conjunta no setor upstream de petróleo brasileiro, onde explorou o modelo internacional de contratos na realidade brasileira após a abertura do mercado ao investidor estrangeiro em 1997. Tem publicado desde então trabalhos em conferências, livros e revistas nacionais e internacionais. Além disso, é mestre em energia pela Universidade de São Paulo com dissertação focada na Regulação do Gás Natural. Ela é PhD em energia e sua tese focada no sistema de royalties do petróleo brasileiro foi vencedora do Prêmio Capes-Vale de Sustentabilidade de 2012. É Pós-Doutora em Sustentabilidade pela Escola de Artes, Ciências e Humanidades da Universidade de São Paulo (EACH / USP), Pós-Doutora em Energia pelo Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo (PPGE / USP), Mestre em Direito pela Pontifícia Universidade Católica, SP, Mestre em Direito pela University of Oklahoma, Norman, EUA. Ela foi pesquisadora visitante na University of Oklahoma College of Law, Norman (2008-2009). Além disso, foi Pesquisadora Visitante PRH04 / ANP / MCTI / IEE / USP (2013-2016). Atualmente, é Pesquisadora Visitante PRH33.1 / ANP / MCTI / IEE / USP, Pesquisadora CNPq, Pesquisadora Gasbras, Professora colaboradora e orientadora do PPGE / USP, Professora do PECE/USP, coordenadora dos Projetos 21 e 42 do RCGI / FAPESP / Shell, e Vice Diretora do Programa de Política e Economia Energética do RCGI. E-mail: hirdan@usp.br.

Abstract: Cogeneration is a solution adopted to provide electricity and thermal utilities from a single fuel and natural gas is an interesting source for this application as it may be used with engines and dissipated heat may be recovered with absorption chillers. In this way, it's a relevant piece considering distributed generation since it provides the means for decentralizing electrical production and enhances energy efficiency of the building that uses it.

Seeing that it involves both natural gas and electrical sectors, cogeneration's regulation is complex and requires the comprehension of the pertinent rules and how they interact with other sources. Hence, a case study of a shopping center was presented as a reference for São Paulo state with regard to enlighten how that rules effectively are applied and what is the impact of distribution companies in terms of both regulation and feasibility, likewise, to identify possible regulatory elements that permit a greater contribution of cogeneration in the referred state and in the country.

Keywords: Cogeneration; natural gas; electricity; regulation; São Paulo.

1. Fundamentos teóricos

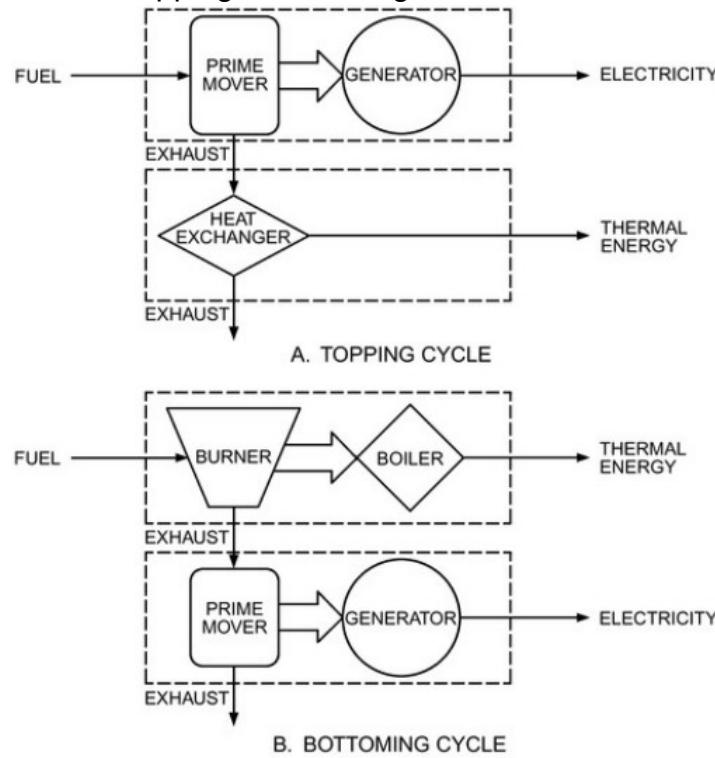
A American Society of Heating, Refrigeration and Air Conditioning Engineers (ASHRAE) define cogeração como a produção simultânea de potência mecânica ou elétrica e de energia térmica útil a partir de uma única fonte de energia³. Esse tipo de solução contempla, entre diversas possibilidades, o fornecimento de energia elétrica em base de carga, em horário de pico, como geração de emergência etc., sendo que seu rendimento global possui valores médios entre 50% e 70%. Esta grandeza, assim como outras associadas a ela, serão definidas posteriormente.

Os sistemas de cogeração podem ser definidos em dois ciclos. O primeiro tipo, denominado *topping* e que será o objeto de estudo deste trabalho, possui um dispositivo capaz de queimar combustível (usualmente um gerador ou uma turbina) e produzir eletricidade, de forma que o calor dissipado em sua operação é reutilizado em outro equipamento para a produção de energia térmica. O segundo, denominado *bottoming*, produz eletricidade a partir do reutilização térmica da combustão, de forma que este processo é utilizado para produzir energia térmica (usualmente com uma caldeira)⁴. A Figura 1 ilustra esses processos.

³ ASHRAE. Combined heat and power systems. In: ASHRAE. **ASHRAE Handbook: HVAC System and Equipment**. 2020. ISBN 978-1-947192-53-9.

⁴Ibidem.

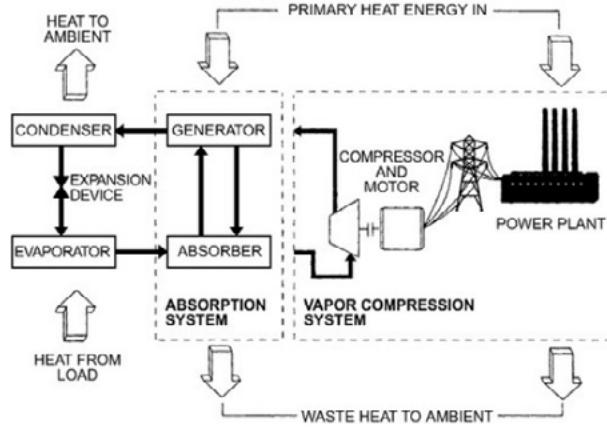
Figura 1: Ilustração dos ciclos topping e bottoming.



Fonte: ASHRAE (2020b)⁵

Uma das possíveis aplicações é o reaproveitamento térmico em um chiller por absorção⁶. Esses equipamentos são alimentados por uma fonte em alta temperatura para produzir água gelada para um processo ou para um sistema de climatização⁷ e suas aplicações podem ser comparadas com a do ciclo por compressão a vapor, tal como se mostra na Figura 2.

Figura 2: Aplicação do ciclo de refrigeração por absorção e comparação com o ciclo por compressão a vapor.



Fonte: ASHRAE (2018)⁸

A Figura 3 ilustra, de maneira simplificada, a interligação entre o motor e o resfriador por absorção, assim como aos demais equipamentos periféricos do sistema. Para simplificar a ilustração e a análise posterior, será considerado um único motogerador ligado a um chiller.

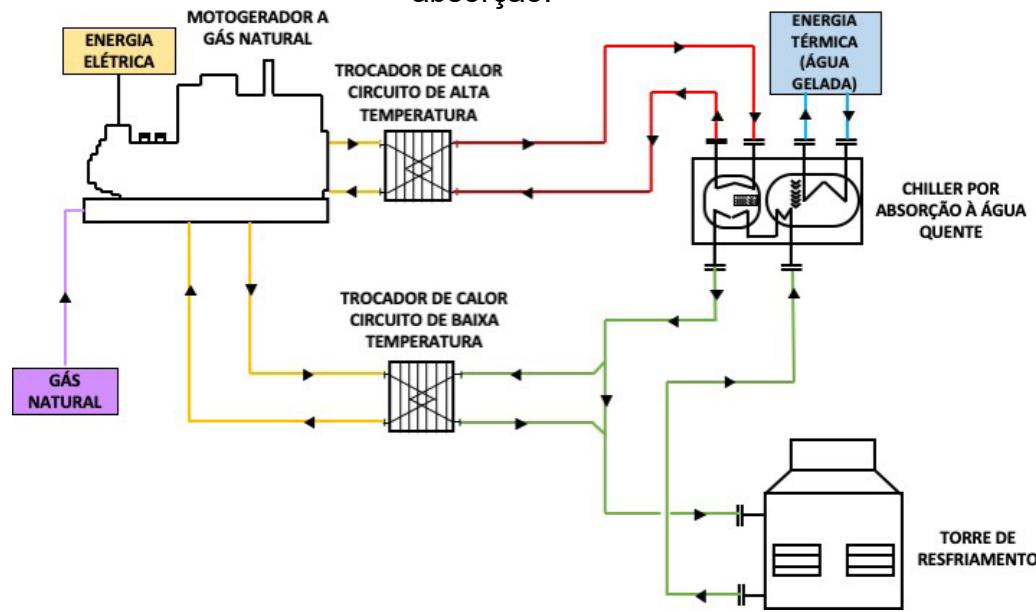
5 ASHRAE. Absorption equipment. In: ASHRAE. **ASHRAE Handbook: Refrigeration**. 2018. ISBN 978-1-939200-98-3

6 CROSBY, D. Allen. Cogeneration: Engineering Natural Gas-Driven Systems. **ASHRAE Journal**, v. 46, n. 2, p. 20–25, fev. 2004.

7 ASHRAE. Absorption equipment. In: ASHRAE. **ASHRAE Handbook: Refrigeration**. 2018. ISBN 978-1-939200-98-3.

8 ASHRAE. Absorption equipment. In: ASHRAE. **ASHRAE Handbook: Refrigeration**. 2018. ISBN 978-1-939200-98-3.

Figura 3: Fluxograma de uma cogeração com um motogerador a gás natural e um chiller por absorção.



Fonte: Autor (2020)

Qualitativamente, o rendimento (ou eficiência) global do sistema está associado à parcela de produção de energia elétrica pelo motogerador e à parcela de recuperação térmica do chiller, que também depende do motor. Além disso, os demais equipamentos do sistema, denominados periféricos, também influenciam nessa eficiência na medida em que consomem parte da energia gerada em sua operação. Dessa forma, o projeto de um sistema de cogeração deve considerar a capacidade de produção de energia elétrica do motogerador, a capacidade de produção de água gelada do chiller por absorção e a eficiência dos periféricos.

Esse modelo será utilizado como base para a análise nessa pesquisa desse tipo de solução para a produção de energia elétrica e térmica. Seu caráter descentralizado faz com que as usinas de cogeração a gás natural sejam classificadas como uma central de geração distribuída e há um interesse específico nele devido à possibilidade de que tais usinas sejam enquadradas como micro ou minigerações conforme definição da resolução normativa (REN) nº 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o que permitira a essas instalações beneficiarem-se do sistema de compensação de energia elétrica⁹. Para que isso seja possível, além da potência instalada satisfazer os limites normativos, as usinas de cogeração devem atender aos requisitos de qualificação restabelecidos na REN nº 235/2006, que define uma cogeração qualificada como a que atende os seguintes requisitos de rationalidade energética, que são apresentados na resolução em função do rendimento global do sistema e de um fator de cogeração.

No estado de São Paulo, a regulação desse combustível é feita pela Agência Reguladora de Energia e Saneamento do Estado de São Paulo (ARSESP), que delibera sobre os mecanismos regulatórios e tarifários relativos ao gás natural, considerando que as três concessionárias do estado - Companhia de Gás de São Paulo (Comgás), Naturgy e GasBrasiliense - possuem regras específicas e

⁹ ANEEL. Resolução normativa nº 482. 2012. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 13 jun. 2020

particularidades no que diz respeito à composição de preços. Os dados tarifários permitem identificar as diferenças entre as concessionárias, o que permite supor, no que diz respeito às tarifas, que a implantação de uma usina de cogeração no estado de São Paulo pode ter sua viabilidade alterada a depender da localização. Essa condição se torna ainda mais complexa na medida em que o universo paulista também dispõe de mais de uma concessionária de energia elétrica.

Dessa forma, o problema deste trabalho é: quais são os elementos que compõem a regulação da cogeração no estado de São Paulo no que tange ao uso do gás natural nesta modalidade de geração elétrica e seus impactos no desenvolvimento e na viabilização de novos projetos, considerando a disponibilidade dessa fonte, a demanda energética paulista e as regras de cada agente regulador.

2. Revisão bibliográfica

2.1 O setor de gás natural brasileiro

Quando se analisa o consumo de gás natural por setor, além da geração de energia elétrica (majoritariamente por usinas termoelétricas - UTEs), nota-se que esse valor é significativamente dependente do setor industrial. A Tabela 1 apresenta os valores de consumo para cada setor em um período de 10 anos a partir de 2019.

Tabela 1: Consumo de gás natural por setor (em $10^6 \text{ m}^3/\text{dia}$) entre 2019 e 2029.

Setor	2019	2029	Variação anual
Geração elétrica	19,8	21,1	0,66%
Matéria prima	5,4	7,5	3,89%
Residencial	1,3	2	5,38%
Transporte	6,2	6,9	1,13%
Cogeração	2,9	2,9	0,00%
Setor energético	13	13,6	0,46%
Comercial/Agro	0,8	1,3	6,25%
Industrial	28,1	32,3	1,49%
Total	77,5	87,6	1,30%

Fonte: Adaptado de EPE (2020)

Dos dados da Tabela 1, destacam-se o baixo crescimento anual médio do consumo de gás natural (1,3% a.a.) e a estagnação da cogeração em 2,9 milhões de m^3/dia no período analisado. A Confederação Nacional das Indústrias (CNI) projeta, para o ano de 2029, um crescimento do Produto Interno Bruto (PIB) entre 2,5% a 3,0% a depender do preço pago por esse combustível, o que indica que existe uma correlação entre a competitividade do gás e sua participação em setores econômicos relevantes e que é possível aumentar sua participação neles, considerando que o crescimento em sua demanda é praticamente a metade do valor projetado para o PIB¹⁰. Além do valor pago na compra do gás, a atual estrutura de transporte é insuficiente para atender todos os estados brasileiros, de forma que são poucos os locais que efetivamente podem usufruir do gás natural de forma competitiva. Dessa forma, fica evidente que o gás natural brasileiro participa de maneira significativa em diversos setores

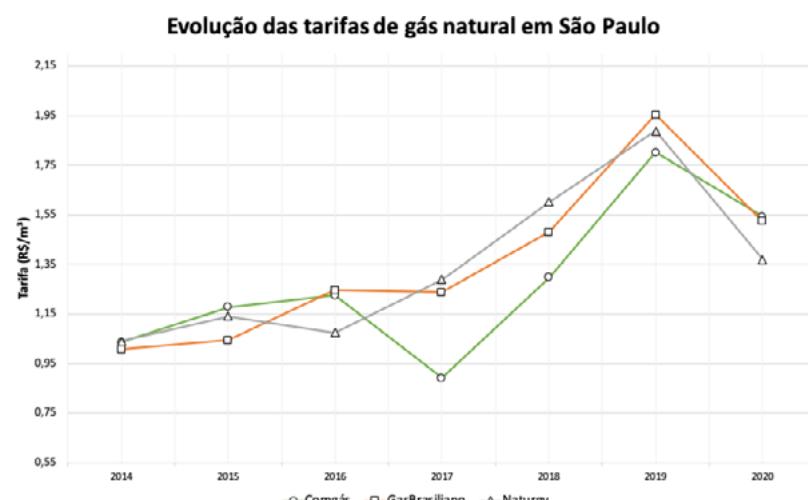
¹⁰ CNI. *Impactos econômicos da competitividade do gás natural*. 2019. 60 p.

da economia nacional e que as possibilidades de crescimento tanto do país quanto do consumo desse energético são possíveis consideradas as atuais formas de obtenção e de transporte, embora seja necessário ponderar as necessidades de cada estado, sobretudo quanto à demanda de gás natural em suas atividades, assim como sua disponibilidade a partir da rede existente de distribuição e de suas projeções futuras.

A distribuição de gás natural canalizado é de responsabilidade estadual, conforme definido no capítulo III, art. 25, parágrafo 2º da Constituição Federal¹¹. A Associação Brasileira das Empresas de Distribuição de Gás Natural (ABEGAS) é uma entidade sem fins lucrativos, fundada em 1990, que reúne todos os grupos responsáveis por distribuir esse combustível no território nacional¹². Atualmente, apenas Acre, Roraima e Tocantins não possuem distribuidoras de gás natural. Dentro das competências estaduais, a regulação desse combustível é feita pelas respectivas agências regulatórias como a Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo (ARSESP), a Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro (AGENERSA) e a Agência de Regulação de Pernambuco (ARPE). São Paulo e Rio de Janeiro são os únicos estados que possuem mais de uma distribuidora de gás natural; no caso específico paulista, são três empresas controladas por grupos distintos, que representam 31% do consumo nacional¹³.

A Figura 4 ilustra a evolução dos valores de tarifa de cogeração desde 2014, considerando junho como mês de referência e um consumo base de 1.000.000 m³/mês, e permite identificar que o período de 2017 a 2019 foi marcado por um aumento tarifário significativo em todas as concessionárias e é necessário analisar esse momento isoladamente, e a Tabela 2 traz os valores de tarifa no período separados entre os valores pagos pela concessionária e as margens de distribuição.

Figura 4: Evolução das tarifas de cogeração no estado de São Paulo.



Fonte: Autor (2020)

Tabela 2: Tarifas entre 2017 e 2019 com os valores discriminados entre as partes.

Concessionária	Comgás	Gás Brasiliense	Naturgy
----------------	--------	-----------------	---------

11BRASIL. **Constituição (1988):** Constituição da República Federativa do Brasil. Brasília, DF, 1988.

12 ABEGAS. **Associação Brasileira das Empresas de Distribuição de Gás Natural: Quem somos.** Disponível em: <www.abegas.org.br/quem-somos>. Acesso em: 5 jul. 2020.

13 ARSESP. **Associação Brasileira das Empresas de Distribuição de Gás Natural.** Disponível em: <www.arsesp.sp.gov.br>. Acesso em: 8 jul. 2020.

Ano	2017	2018	2019	2017	2018	2019	2017	2018	2019
Preço do gás	0,642	1,039	1,575	1,195	1,641	1,198	1,063	1,659	1,741
Margem de distribuição	0,25	0,259	0,227	0,286	0,314	0,327	0,226	0,230	0,250

Fonte: Autor (2020).

Entre os anos de 2017 e 2018, tanto a margem de distribuição quanto o custo do gás natural associado aos contratos de concessão cresceram, de forma que estes valores tiveram aumentos mais expressivos frente àqueles primeiros. Esse aumento permaneceu no ano seguinte, embora de forma mais branda, acompanhado de uma maior margem de distribuição da GasBrasiliense e da Naturgy, enquanto a Comgás reduziu sua margem neste período. Em 2019, houve dois reajustes tarifários nos valores da Comgás, que foram regulamentados respectivamente pelas deliberações nº 852, em fevereiro, e nº 875, em junho. Esses aumentos foram justificados sob o argumento de atualizar os custos do gás natural com base nos contratos de concessão, na inflação e no câmbio¹⁴. Vale destacar que, entre 2018 e 2019, o índice de preços ao consumidor amplo (IPCA) variou aproximadamente 3%¹⁵; o câmbio, aproximadamente 2% (de R\$3,77 para R\$3,86)¹⁶.

Esses valores sugerem que o maior aumento está associado aos custos de aquisição do gás natural, os quais estão diretamente ligados ao contrato de compra e venda com a Petrobrás. A estatal alega que suas usinas termoelétricas (UTEs) geraram uma receita adicional que estava fora da previsão da Comgás, o que agravou a modicidade tarifária dos demais segmentos¹⁷. Como a 4ª RTO estava prevista para ocorrer em 2014 e atrasou, não houve acerto desse valor excedente e, segundo a companhia, a Petrobrás deveria ser resarcida. Além disso, a empresa argumenta que é necessário rever a metodologia de cálculo da tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) para consumidores livres, de forma que seja possível identificar quais são os serviços efetivamente prestados pelas concessionárias a esses, de forma que permaneçam separados os encargos de distribuição e de comercialização¹⁸.

O caso da Comgás ilustra de maneira clara a complexidade que envolve os mecanismos de regulação tarifária do gás natural. Embora a Lei do Gás (nº 11.909/2009) descreva as especificidades do setor, seu desenvolvimento está associado a contratos de compra e venda vinculados à Petrobrás, o que dificulta o estímulo à competitividade desse combustível dada a estrutura inherentemente restrita desse mercado. Vale destacar que essas características refletem em praticamente todos os segmentos de comercialização, sem que isso represente uma especificidade da cogeração.

Nesse sentido, o Novo Mercado de Gás (NMG) é um programa que foi idealizado a fim de diversificar o mercado e estimular a competição a partir da entrada de novos agentes, sendo um

14 G1. **Preço do gás da Comgás sobe em SP; GNV fica 40% mais caro.** 2019. Disponível em: <g1.globo.com/economia/noticia/2019/02/01/comgas-reajusta-preco-do-gas-em-sp-gnv-sobe-40>. Acesso em: 11 jul. 2020.

15 IBGE. **Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA.** 2020. Disponível em: <www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/precos-e-custos/9256-indice-nacional-de-precos-ao-consumidor-amplo.html?edicao=20932&t=downloads>. Acesso em: 11 jul. 2020

16 IPEA. **Taxa de câmbio nominal.** 2020. Disponível em: <ipeadata.gov.br/ExibeSerie.aspx?serid=38389>. Acesso em: 11 jul. 2020.

17 PETROBRÁS. **Audiência pública 03/2019 - 3ª revisão tarifária da Comgás.** 2019. Disponível em: <www.arsesp.sp.gov.br/SitePages/audiencias-publicas.aspx>. Acesso em: 11 jul. 2020.

18 PETROBRAS. **Consulta pública nº 03/19.** 2019. Disponível em: <www.arsesp.sp.gov.br/ConsultasPublicasBiblioteca/Petrobras_CP032019.pdf>. Acesso em: 11 jul. 2020.

programa do governo federal que “visa à formação de um mercado de gás natural aberto, dinâmico e competitivo, promovendo condições para redução do seu preço e, com isso, contribuir para o desenvolvimento econômico do país”¹⁹.

Definida a atual estrutura regulatória do mercado de gás natural, o passo seguinte é analisar os mecanismos regulatórios do setor elétrico brasileiro, uma vez que, por definição, a cogeração envolve necessariamente a produção de eletricidade, de forma que é preciso entender as regras associadas a essa atividade e de que forma os incentivos propostos pelo NMG se relacionam com elas, considerando que o setor elétrico também possui significativa complexidade e seu funcionamento e desenvolvimento impactam diretamente nos planos de crescimento nacional.

2.2 O setor elétrico brasileiro

A regulação do setor elétrico brasileiro é feita pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), instituída pela lei federal nº 9.427/1996, que é uma autarquia vinculada ao MME estabelecida com o objetivo de “regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal”²⁰. Assim como no caso do gás natural, São Paulo se destaca como o estado com o maior número de concessionárias, sendo sete os grupos presentes no estado paulista²¹. A ARSESP, entidade responsável por delegação da ANEEL na fiscalização das atividades desse setor no estado, também contabiliza dez grupos permissionários de distribuição de energia elétrica, de forma que São Paulo totaliza 17 distribuidoras em seu território²².

Em relação às parcelas de cada fonte na matriz energética nacional, nota-se uma prevalência significativa da geração hidrelétrica, que corresponde a quase metade do potencial energético atualmente instalado no país²³. A predominância desse tipo de fonte relaciona-se com o desenvolvimento do Brasil no século XX, de tal forma que se caracteriza a evolução desse tipo de geração elétrica ao potencial hídrico de um território e ao disciplinamento do uso do espaço e, entre os anos 1950 e 1979, identificou-se um alto potencial e um baixo disciplinamento, o que permitiu o avanço da construção de usinas hidrelétricas no país²⁴. Atualmente, apesar de essas ainda prevalecerem na matriz nacional, o incentivo a novas fontes como as renováveis (solar e eólica) e o aumento das termelétricas faz com que estas soluções ocupem uma parcela significativa tanto no número de usinas quanto no potencial instalado, conforme demonstrado na Tabela 3.

19 BRASIL. **Novo Mercado de Gás**. 2019. Disponível em: <www.mme.gov.br/conselhos-e-comites/cmgn/novo-mercado-de-gas>. Acesso em: 11 jul. 2020.

20 BRASIL. **Lei nº 9.427**. Diário Oficial da União, 26 dez. 1996.

21 ABRADEE. **Institucional - Empresas associadas**. 2020. Disponível em: <www.abradee.org.br/abradee-institucional/associadas/>. Acesso em: 12 jul. 2020.

22 ARSESP. **Informações técnicas - Energia elétrica**. 2020. Disponível em: <www.arsesp.sp.gov.br/SitePages/energia-eletrica/informacoes-tecnicas.aspx>. Acesso em: 12 jul. 2020.

23 ANEEL. **Boletim de informações gerenciais - março de 2019**. 2019. Disponível em: <www.aneel.gov.br/informacoes-gerenciais>. Acesso em: 12 jul. 2020.

24 MORETTTO, Evandro Mateus et al. Histórico, tendências e perspectivas no planejamento espacial de usinas hidrelétricas brasileiras: a antiga e a atual fronteira amazônica. **Ambiente & Sociedade**, v. XV, n. 3, p. 141–164, dez.

Tabela 3: Potência instalada e número de usinas por tipo de fonte no Brasil.

Tipo	Sigla	Quantidade	% do total	Potência instalada (kW)	% do total
Usina hidrelétrica de energia Pequena central	UHE	217	2,9	98.581.478	46,6
Central geradora hidrelétrica	PCH	426	5,7	51.837.565	24,5
Central geradora undíelétrica	CGH	698	9,4	708.002	0,3
Usina termelétrica de energia	CGU	1	0,01	50	0,00
Usina termonuclear	UTE	3.001	40,4	41.337.216	19,6
Central geradora eólielétrica	UTN	2	0,03	1.990.000	0,9
Central geradora solar fotovoltaica	EOL	606	8,2	14.872.793	7,0
	UFV	2.469	33,3	2.074.002	1,0
Total	-	7.420	100	211.401.106	100

Fonte: ANEEL (2019b)

A presença de usinas termelétricas no país está associada ao Programa Prioritário de Termeletricidade (PPT), instituído pelo decreto nº 3.371/2000, que visava à instalação de novas usinas a gás natural com por um preço fixado em R\$2,581/MMBTU^{25, 26}. Essa medida esteve relacionada à crise hídrica vigente na época e à consequente insuficiência de potência disponível para o sistema elétrico²⁷.

O legado do PPT para o país é uma contribuição significativa na construção de usinas termelétricas a gás natural, que totalizam 166 unidades no país²⁸. Passados mais de vinte anos do apagão de 1999, além do aumento de produção e de demanda elétricas que decorreram naturalmente do crescimento do país, as novas políticas de incentivo à geração distribuída e as possibilidades associadas ao NMG requerem um novo olhar sobre as regras de funcionamento do setor elétrico, de forma a garantir que os mecanismos regulatórios definidos permitam que cada fonte ocupe os espaços que lhes são pertinentes de acordo com as diretrizes energéticas nacionais.

A discussão sobre facilitar as regras de entrada de novos agentes geradores no sistema elétrico nacional iniciou-se pela audiência pública (AP) nº 42/2011, a partir da qual a REN nº 482/2012 foi regulamentada e posteriormente atualizada pela REN nº687/2015. Desde então, ficam definidas as micro e minigerações distribuídas, o sistema de compensação de energia elétrica (SCEE) e a potência máxima de 5 MW³ para usinas nesta modalidade, as quais devem ser alimentadas por fontes renováveis

25 BRASIL. Decreto nº 3.371. Diário Oficial da União, p. 1, 25 fev. 2000.

26 ANP. Indústria brasileira de gás natural: Histórico recente da política de preços. Rio de Janeiro, 2002. (Séries ANP, Número IV).

27 ROSA, Luiz Pinguelli. A Califórnia é aqui; vivemos uma crise disfarçada. Artigo para a Folha de S. Paulo. Fev. 2001. Disponível em: <www1.folha.uol.com.br/folha/dinheiro/ult91u18493.shtml>. Acesso em: 18 jul. 2020.

28 ANEEL. Boletim de informações gerenciais - março de 2019. 2019. Disponível em: <www.aneel.gov.br/informacoes-gerenciais>. Acesso em: 12 jul. 2020.

ou possuírem uma cogeração qualificada²⁹, o que já caracteriza um incentivo relevante à opção dessa solução de geração de energia elétrica.

Uma vez que esse incentivo também se aplica às fontes renováveis, é natural que haja uma prevalência das soluções mais viáveis; no caso, as usinas de geração fotovoltaica ocupam um lugar de destaque no contexto da geração distribuída devido à sua maior simplicidade de instalação e de regulação, uma vez que não existem simetrias tarifárias que impliquem um tipo de cobrança como no caso do gás natural, o que por si só gera uma vantagem competitiva. Além disso, as potências unitárias dos painéis solares são tipicamente menores que de motogeradores a gás, o que aumenta as possibilidades de aplicação dessas soluções por abrangerem um número maior de consumidores com potências mais baixas.

A assimetria de soluções no setor elétrico não deve ser analisada sob um viés determinista, mas como uma possibilidade de estimular as fontes conforme sua disponibilidade e suas necessidades energéticas dos locais que dela podem usufruir. Nesse sentido, a análise regulatória da cogeração - simultaneamente em relação às regras do mercado de gás e às do setor elétrico - permite identificar os pontos dificultadores e onerosos desse tipo de solução a fim de garantir que a regulamentação feita para este energético permita caracterizá-lo como uma alternativa competitiva e consoante com as diretrizes das políticas de energia nacional.

Com os avanços tanto do ACL quanto da geração distribuída, há discussões sobre os impactos de possíveis mudanças na atual estrutura do setor tanto em relação aos agentes quanto à infraestrutura e as consequências das novas ligações, considerando as redes atualmente instaladas, os contratos previamente definidos e os riscos dessas operações. A consulta pública (CP) nº 33/2017, que versa sobre o aprimoramento do marco legal do setor elétrico, reúne os pontos mais relevantes desse debate trazidos por diversos agentes produtores, distribuidores e consumidores. Entre os pontos levantados, destacam-se a adoção de medidas que incentivem decisões pautadas em eficiência, segurança e sustentabilidade; alocação adequada de riscos nas decisões individuais; a remoção de barreiras de participação de agentes no mercado e o respeito aos contratos vigentes e aos papéis institucionais dos agentes do setor³⁰.

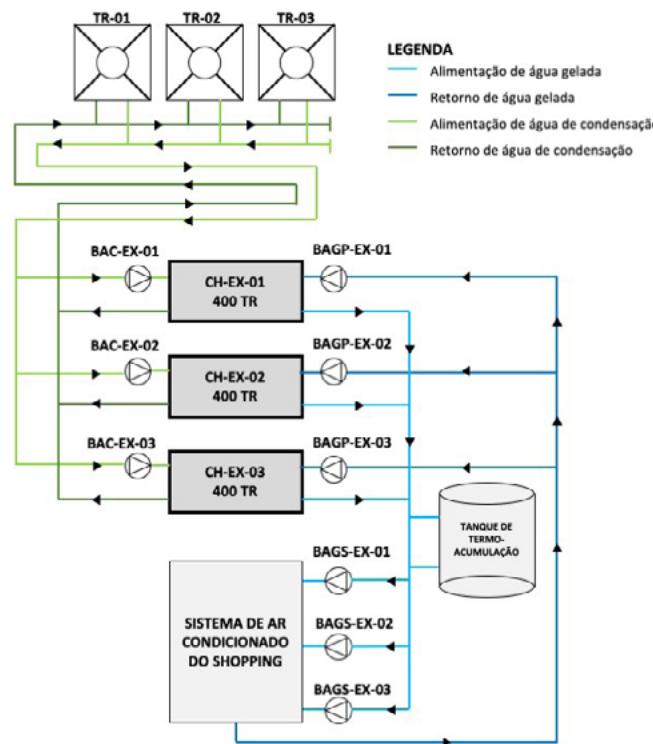
O debate sobre o novo marco legal do setor elétrico surge como consequência tanto da participação de novas fontes na matriz energética nacional como da necessidade de adequar as regras do setor com base nos novos planejamentos feitos e nas novas tecnologias emergentes, das quais a cogeração qualificada se destaca. Dessa forma, é possível unir os objetivos e as diretrizes do NMG com os da modernização do setor elétrico, de forma que todos progredam a partir das necessidades dos agentes de cada grupo e do país em seu plano de desenvolvimento.

3. Estudo de caso

O estudo de caso a ser analisado descreve um shopping center situado no município de São Paulo - SP, durante o ano de 2018, para o qual foi proposta uma solução de um retrofit⁵ na central de 29 ANEEL. Resolução normativa nº 482. 2012. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 13 jun. 2020.
30 MME. Consulta pública nº 33 de 05/07/2017: Aprimoramento do marco legal do setor elétrico. 2017. Disponível em: <www.mme.gov.br>. Acesso em: 22 jul. 2020.

água gelada (CAG) existente. No local, havia três resfriadores (chillers) centrífugos de condensação a água, com capacidade unitária de 400 TR. A água gelada produzida pelos chillers era distribuída por um sistema de bombas primárias e secundárias, as quais movimentavam a água entre essas unidades e os equipamentos de distribuição (condicionadores de ar tipo fancoil). O shopping também conta com um tanque de termoacumulação, capaz de acumular 7.840 TR, e três torres de resfriamento para dissipar a energia proveniente dos chillers. A Figura 5 esquematiza o sistema existente e que foi utilizado como base para o projeto de retrofit.

Figura 5: Fluxograma da CAG existente no shopping.



Fonte: Autor (2020)

Além do retrofit, considerou-se a instalação de um sistema de geração de energia elétrica para o shopping. Nesse caso, os valores de referência para a definição da solução são os consumos e as tarifas de energia elétrica e de água, os quais são apresentados na Tabela 4.

Tabela 4: Valores de consumo e de tarifas de energia elétrica e de água do sistema existente.

Categoria	Consumo ⁸	Contratação	Valor da tarifa	Custo anual
Energia elétrica	2.908.195 kWh	Mercado livre	R\$383,82/MWh	R\$1.116.229,00
Água	22.217 m ³ /ano	Cativo	R\$21,58/m ³	R\$479.433,00

Fonte: Autor (2020)

A partir desses valores, é possível desenvolver soluções que atendam aos consumos de energia elétrica e de carga térmica informados e diferenciá-las em seus detalhes, de forma que seja possível analisar detalhadamente os pontos de cada uma que impactam em sua viabilidade. As possíveis soluções apresentadas para atender as premissas dadas estão indicadas na Tabela 5.

Tabela 5: Possíveis soluções a serem instaladas na CAG.

Solução	Geração de energia elétrica	Potência instalada (kW)	Produção de água gelada	Potência instalada (TR)
1	Motogerador a óleo diesel	2.500 (emergência)	Chillers centrífugos	1.060
2	Motogerador a gás natural + Motogerador a óleo diesel	1.991 + 1.500 (emergência)	Chillers centrífugos + Chiller por absorção	1008 (600 + 408)

Fonte: Autor (2020)

A solução 1 é a que mais se assemelha ao cenário de referência, que já possui chillers centrífugos. Como o shopping possui um tanque de termoacumulação, a estratégia operativa adotada é a de descarregá-lo durante seu horário de funcionamento, de forma a complementar, se necessário, a carga térmica requerida pelo sistema. Para definir a potência dos chillers em um sistema de termoacumulação, utiliza-se a relação apresentada pela ASHRAE em seus manuais³¹, que calcula a carga térmica de refrigeração requerida pelo tanque (em TR·h) em função dos períodos de carregamento do tanque de termoacumulação e de funcionamento dos chillers (em h), respectivamente. Nesse caso, considerando que o tanque é carregado num período de 8h (a partir da meia noite) e que os chillers operam durante 3h para complementar o fornecimento do tanque (no horário de ponta, por exemplo), a potência requerida pelo sistema para a produção de água gelada é de aproximadamente 912 TR. Os possíveis equipamentos para cada uma das soluções são dados na Tabela 6.

Tabela 6: Possíveis chillers a serem usados em cada uma das soluções

Solução	Unidade	Atual	Solução 1
Tipo de compressor	-	Hermético rotativo	Mancal magnético
Potência unitária	TR	400	530
Consumo específico	kW/TR.h	0,950	0,717
Custo com energia elétrica	R\$/ano	1.502.050	1.134.364
Custo com água de reposição	R\$/ano	538.378	461.011
Custo de manutenção	R\$/ano	167.111	60.000
Custo anual da CAG	R\$/ano	2.207.539	1.655.375
Custo específico da CAG	R\$/TR.h	0,5359	0,4019

Fonte: Autor (2020)

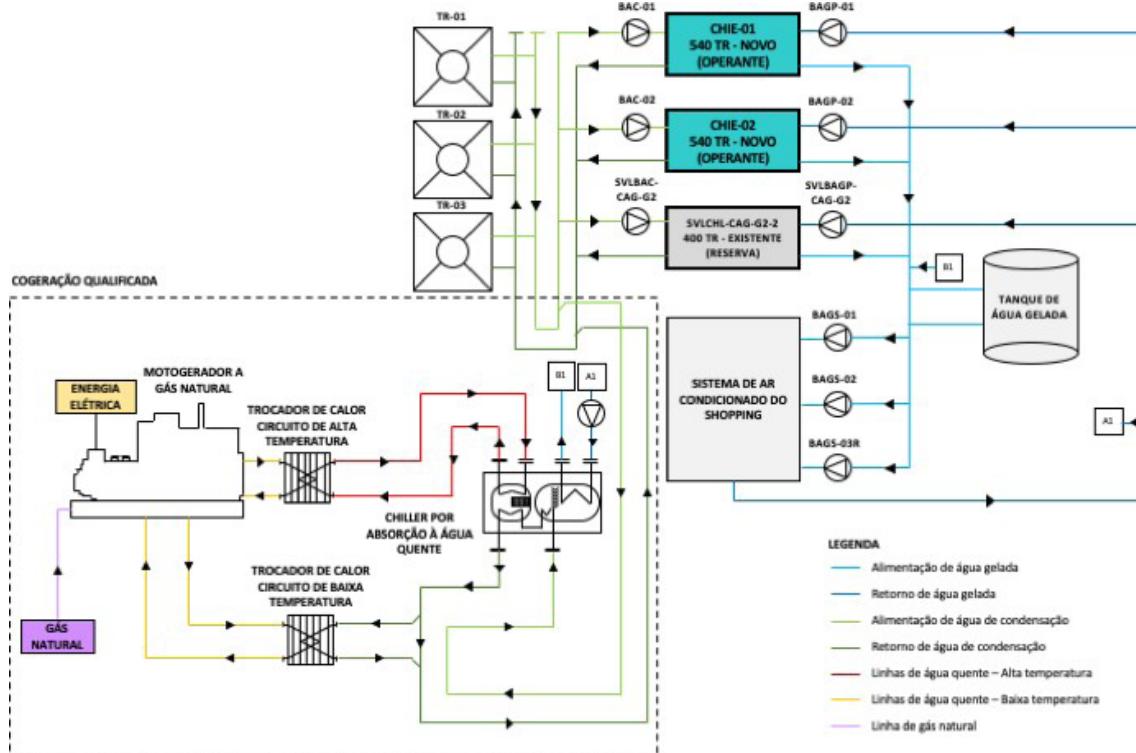
Pelos dados apresentados, nota-se que ambas as soluções apresentam equipamentos com carga térmica superior ao valor requerido para satisfazer os requisitos operacionais e a solução 1 apresenta um menor custo específico em relação à instalação atual, o que a torna essa estratégia de retrofit vantajosa. Nesse caso, vale destacar o fato de que um menor número de máquinas reduz os custos operacionais ad-jacentes, embora essa redução possa causar uma desvantagem operacional ao sistema em caso de falhas ou períodos de manutenção programadas.

No caso da solução 2, esta consiste na adição de um conjunto tal que o sistema possuiria chillers centrífugos e um chiller por absorção à água quente. Nesse caso, para garantir que este opere com

³¹ ASHRAE. Combined heat and power systems. In: ASHRAE. **ASHRAE Handbook: HVAC System and Equipment.** 2020. ISBN 978-1-947192-53-9.

máxima eficiência, considera-se que a cogeração operará em base de carga e eventuais compensações de carga térmica serão feitas pelos chillers centrífugos, os quais serão considerados tais como na solução 1. A Figura 6 ilustra a configuração do sistema da CAG interligado com a cogeração.

Figura 6: Fluxograma da solução de retrofit com a cogeração qualificada.



Fonte: Autor (2020)

Além do benefício trazido pela adição de um chiller, a cogeração possui um custo específico de produção de água gelada menor, uma vez que basicamente os equipamentos periféricos (bombas de água gelada e de condensação e torres de resfriamento) são contabilizados, dado que o chiller por absorção não possui um compressor tal como os centrífugos. Nesse caso, a diferença em relação às soluções anteriores é o fato de que o shopping não seria dono da usina de cogeração, mas um hóspedeiro que forneceria o local para sua instalação e que compraria energia elétrica e água gelada (*via net metering*) com valores mais competitivos, o que promoveria economia anual e benefícios operacionais.

Para calcular esses valores, é necessário calcular a quantidade de água gelada produzida pela cogeração e seu custo específico em TR·h. Para a definição da potência nominal do chiller por absorção, é necessário definir a potência útil que pode ser recuperada no equipamento, a qual é dada a partir do motogerador selecionado. É importante destacar que os valores obtidos em projeto não necessariamente coincidem com a potência nominal do equipamento, uma vez que essa é uma condição que depende de cada fabricante. Nesse caso, o equipamento selecionado tem capacidade nominal de 408 TR. Para calcular a produção de água gelada, considera-se que o equipamento operará continuamente (24h por dia durante toda a semana) com um fator de carga de 0,99. A escolha desse valor envolve a hipótese de que a cogeração sempre estará em funcionamento, seja na alimentação do tanque de termoacumulação, seja no complemento de carga térmica ao sistema.

A Tabela 7 compara as soluções 1 e 2 com a cogeração, considerando que o shopping adquirirá

água gelada com um desconto de 42% em relação ao custo original da produção em sua CAG. Esse valor será discutido posteriormente.

Tabela 7: Comparativo entre os custos de água gelada de todas as soluções.

Solução	Unidade	Atual	1	2
Consumo específico	kW/TR·h	0,950	0,717	0,11
Custo com energia elétrica	R\$/ano	1.502.050	1.134.364	173.348
Custo com água de reposição	R\$/ano	538.378	461.011	70.450
Custo de manutenção	R\$/ano	167.111	60.000	-
Custo anual da CAG	R\$/ano	2.207.539	1.655.375	1.328.510
Custo específico da CAG	R\$/ TR·h	0,5359	0,4019	0,3225
Economia anual	R\$/ano	-	552.164	879.029

Fonte: Autor (2020)

É importante notar que uma das vantagens da adoção da cogeração é a redução do custo de manutenção, uma vez que esse valor compõe o custo de operação (OPEX), que está associado à usina e deixa de ser contabilizado separadamente como parte da produção de água gelada, o que contribui na economia anual obtida. Os valores a serem investidos são divididos entre a CAG, de responsabilidade do shopping, e a cogeração, de responsabilidade do agente investidor. A Tabela 8 detalha esses investimentos em cada uma de suas categorias.

Tabela 8: Investimentos das soluções apresentadas.

Agente	Unidade	Shopping		Investidor
		1	2	
Solução	-	1	2	2
Chillers centrífugos	R\$	2.790.000	1.860.000	-
Equipamentos e instalação da CAG	R\$	2.504.000	2.043.200	-
Motogerador e chiller por absorção	R\$	-	-	6.430.955
Equipamentos e instalação da cogeração	R\$	-	-	2.948.505
Investimento total (CAPEX)	R\$	5.294.000	3.903.200	9.379.500

Fonte: Autor (2020)

Apesar dos agentes serem distintos, deve-se analisar o fluxo de caixa do investimento como um todo, uma vez que o investidor da cogeração fornecerá água gelada ao shopping, de forma que o balanço financeiro deverá satisfazer simultaneamente ambas as partes. Dessa forma, deve-se calcular o fluxo de caixa descontado considerando as receitas provenientes da venda de água gelada e dos créditos de energia elétrica, de forma a se obter o tempo de retorno de todo o investimento. Para a elaboração desse modelo, serão consideradas as receitas da venda de água gelada e do arrendamento de energia elétrica, os impostos associados às tarifas cabíveis e as despesas operacionais e não operacionais.

Nesse caso, uma premissa para viabilizar o projeto é a de isenção da cobrança deste imposto sobre

o gás natural de acordo com o parágrafo V do artigo 4o da regulamentação estadual, que dispensa a tributação nos casos de “equipamentos e materiais utilizados exclusivamente nas operações vinculadas às suas atividades ou finalidades essenciais”³². Como o gás natural é utilizado para alimentar o sistema de climatização do shopping, que desempenha papel fundamental em sua operação, considerou-se a aplicação deste item ao projeto. Finalmente, para o cálculo das receitas provenientes do arrendamento de energia elétrica, considerou-se uma tarifa de repasse com desconto de 12% em relação à calculada para a classe A4. Essa tarifa representa o valor de negociação de energia elétrica no consórcio ou na cooperativa que dela usufruiria e a energia produzida seria compensada por clientes do grupo B3 (baixa tensão).

4. Discussão dos resultados

A partir dos dados apresentados no estudo, é possível calcular a taxa interna de retorno (TIR) como sendo a taxa de desconto que torna o valor presente líquido (VPL) de uma dada série de fluxos de caixa igual a zero. Dessa forma, para os dados apresentados, chega-se a uma TIR próxima de 20% a.a. Comparativamente, segundo a Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiro e de Capitais (ANBIMA), as variações anuais dos índices CDI¹¹, do Ibovespa¹² e da taxa Selic¹³ nos últimos 36 meses foram, respectivamente, 19,35%, 51,12% e 19,38%³³, cujos valores anuais correspondem a 6,45%, 17,04% e 6,46% respectivamente. Uma vez que a TIR do projeto supera os três valores, sendo que o valor mais próximo está associado ao mercado de renda variável, pode-se classificar esse investimento como viável.

Em relação ao tempo de retorno, deve-se considerar que o investimento na cogeração possui um tempo de retorno significativamente maior em relação à opção pelos chillers centrífugos (4,4 anos frente a mais de 6 anos). Embora o retorno previsto para o sistema seja elevado, deve-se considerar que possíveis mudanças estruturais (reajustes tarifários, crises econômicas etc.) podem impactar esses números. Andreos (2013) apresenta alguns casos de cogeração aplicadas ao terceiro setor com a hipótese de que o *payback* simples não deve superar 5 anos, o que leva o valor descontado a usualmente ultrapassar esse valor, de forma que os valores obtidos neste estudo são razoáveis quando comparados com esses outros casos³⁴.

Uma das hipóteses para a elaboração do fluxo de caixa no período considerado é a manutenção dos preços das tarifas, o que é pouco provável. Nesse sentido, deve-se analisar de que forma a variação tarifária pode impactar a viabilidade desse tipo de solução, sobretudo tendo em vista que o tempo de retorno do fluxo de caixa descontado pode ser superior a 5 anos. A totalização dos custos e a diferença entre os modelos é dada na Tabela 9, considerando os reajustes ocorridos em cada concessionária entre 2014 e 2019.

32 SÃO PAULO. Lei nº 6.374. Diário Oficial do Estado, 1 mar. 1989.

33 ANBIMA. Indicadores. 2020. Disponível em: <www.anbima.com.br/pt_br/informar/estatisticas/precos-e-indices/indicadores.htm>. Acesso em: 25 jul. 2020.

34 ANDREOS, Ronaldo. *Estudo de viabilidade técnico-econômica de pequenas centrais de cogeração a gás natural no setor terciário do estado de São Paulo*. 2013. Dissertação (Mestrado - Programa de pós-graduação em energia) – EP/FEA/IEE/IF da Universidade de São Paulo.

Tabela 9: Diferenças entre os modelos de custos de gás natural.

Concessionária	Comgás	GasBrasiliense	Naturgy
Custo anual constante	30.386.960	30.392.675	34.559.727
Custo anual ajustado	34.525.270	40.674.921	41.086.203
Acréscimo absoluto	4.138.311	10.282.246	6.526.476
Acréscimo relativo	13,6%	33,8%	18,9%
Variação anual	2,72%	6,76%	3,78%

Fonte: Autor (2020)

Nota-se que os acréscimos obtidos são muitos superiores ao fluxo de caixa acumulado ao final de dez anos no caso da tarifa constante, o que mostra que tais reajustes inviabilizariam o projeto em questão. Essa simulação pode explicar o porquê do valor apresentado na Tabela 1 seguir estagnado. Uma vez que a tarifa de gás contribui significativamente na determinação da viabilidade de um projeto, a opção pela cogeração torna-se desvantajosa e aqueles que buscam por alternativas de eficiência energética optam por soluções mais viáveis e com retornos estáveis. Deve-se considerar ainda que outros indicadores como o câmbio, a inflação e as tarifas de água e de energia elétrica variam concomitantemente à tarifa de gás nesse período, de forma que isso geraria uma dificuldade adicional na estruturação de uma solução rentável.

Dessa forma, evidencia-se a importância da manutenção de preços nos contratos de cogeração, uma vez que reajustes tarifários com a atual estrutura de regulação e de tributos pode inviabilizar o projeto no longo prazo. A este ponto, soma-se que a vida útil prevista para equipamentos como os chillers é de aproximadamente 20 anos³⁵, de tal forma que a projeção do fluxo de caixa deve considerar uma extensão temporal significativa a fim de garantir que o balanço financeiro seja devidamente modelado.

A solução de cogeração qualificada detalhada neste estudo contempla, além de sua proponente, duas partes: o shopping, que usufruiria diretamente dos benefícios do retrofit, e um grupo investidor, o qual seria responsável pela compra e operação da usina de cogeração, a qual ocorreria no modelo built-operate-transfer (BOT). Nessa situação, é feita um contrato para que se opere o sistema durante um determinado período de tempo (neste caso, 15 anos), a partir do qual poderia ser feita a transferência de posse da usina. É importante compreender os papéis que cada parte ocupa e de que forma eles se relacionam com as regras descritas nas seções anteriores.

A energia elétrica produzida pela cogeração seria fornecida a um consórcio ou cooperativa no regime de geração compartilhada, conforme descrito no parágrafo VII do artigo 2º das resoluções REN 482/2012 e 687/2015, “que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada”³⁶. A resolução também define que, no sistema de compensação (SCEE), “deverão incidir todas as componentes da tarifa em R\$/MWh”. Em seu módulo 3, o PRODIST define que eventuais reforços elétricos decorrentes de novos acessos devem ser contabilizados nos critérios de custos do projeto, ou seja, apesar da concessionária ser responsável pelo sistema de distribuição, o ônus de novas

³⁵ ASHRAE. Owning and operation costs. In: ASHRAE. **ASHRAE Handbook: HVAC Applications**. 2019. ISBN 978-1-947192-13-3

³⁶ ANEEL. **Resolução normativa nº 482**. 2012. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 13 jun. 2020

instalações é de responsabilidade do acessante³⁷. Daí decorre que as tarifas pelo uso do sistema de distribuição são condizentes com as operações de energia da geração compartilhada, uma vez que esta rede será utilizada no transporte entre a usina e as unidades consumidoras. Já as tarifas de energia estariam relacionadas ao fornecimento de energia elétrica ao consumidor final, o que é efetivamente questionável na medida em que esta provém da usina de cogeração. Dessa forma, uma estrutura tarifária que abonasse a cobrança da TE seria benéfica não só à cogeração qualificada como a todas as soluções da geração distribuída na medida em que reduz o total de tributos pagos, observando-se o impacto regulatório desse tipo de decisão e de seus possíveis reflexos em todo o setor elétrico.

No que diz respeito aos tributos, cada um deles (PIS/COFINS, ISS e ICMS) deve ser analisado considerando seus fatos geradores e possíveis benefícios. O PIS está associado à “receita ou faturamento” e ao “lucro” na forma de contribuição social^{38, 39}. Considera-se, então, que a base de cálculo será a composição entre as receitas provenientes da venda de água gelada da central de cogeração para o shopping e do arrendamento de energia elétrica da usina para o consórcio ou cooperativa.

Em ambos os casos, nota-se que não há liberdade na escolha do destino final da energia produzida e que a REN nº 482 descreve a geração compartilhada a partir da compensação do excedente de energia, de tal forma que se pode questionar se há efetivamente um fato gerador para a cobrança desses tributos. No caso do ISS, o imposto somente incide sobre as operações de venda de água gelada, estas bem definidas e regulamentadas. Dessa forma, é possível avaliar se a tributação do arrendamento energético em termos de PIS e COFINS é razoável, assim como as restrições quanto ao que pode ser feito com o excedente energético produzido e a base de cálculo considerada, uma vez que as tarifas de energia elétrica contemplam encargos que, em princípio, estão isentos da incidência desse tributo.

Quanto ao ICMS, há dois fatos geradores desse tributo no estudo de caso descrito, que incide sobre tarifa de gás consumido pela cogeração, o qual é utilizado para alimentar o motogerador a usina e produzir energia elétrica, que será destinada à geração compartilhada nos termos da REN nº 482. Esta operação também é tributável, ou seja, também incide ICMS sobre a tarifa de energia elétrica no repasse ao subgrupo B3, o que caracterizaria bitributação na medida em que o fato gerador da cobrança, que é a operação de energia elétrica, está diretamente ligado ao consumo de gás natural, que já contabiliza o tributo em sua composição tarifária. Dessa forma, o estudo considera que parte desse imposto seria creditado no balanço final (nesse caso, seria o valor correspondente ao gás natural, que possui menor alíquota - 15%, frente aos 18% da energia elétrica). Essa compensação estaria de acordo com o princípio da não-cumulatividade, estabelecido no artigo 153 da Constituição Federal, de forma a garantir que o imposto “seja não-cumulativo, compensando-se o que for devido em cada operação com o montante cobrado nas anteriores”⁴⁰.

Ademais, o Convênio ICMS 16/2015, estabelecido pelo Conselho Nacional de Política Fazendária

³⁷ Id. Módulo 3 - Acesso ao sistema de distribuição. In: ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**. 2017

³⁸ BRASIL. **Lei complementar nº 7**. Diário Oficial da União, p. 1, 7 jul. 1970.

³⁹ Id. **Constituição (1988): Constituição da República Federativa do Brasil**. Brasília, DF, 1988.

⁴⁰ BRASIL. **Constituição (1988): Constituição da República Federativa do Brasil**. Brasília, DF, 1988.

(CONFAZ), definiu os limites de 100 kW e 1 MW para microgeração e minigeração distribuída no que diz respeito ao benefício de isenção do ICMS; ou seja, todos os projetos caracterizados como geração distribuída e que atenderem a essas condições de potência serão isentos da cobrança desse tributo na compensação de energia elétrica via SCEE. Esse tipo de iniciativa fortalece a cogeração qualificada na medida em que o custo elevado dos equipamentos tende a ser compensado quando as potências atendidas são maiores. Nota-se, enfim, que a discussão sobre benefícios fiscais para a geração distribuída, independentemente do tipo de fonte, leva em consideração a atual estrutura de tributos, de tal forma que uma eventual mudança nessas regras como a adoção de um imposto único pode acabar com esse tipo de benefício e um novo arcabouço deverá ser considerado.

Ao apresentar as propostas de mudanças de regras para a geração distribuída, a ANEEL⁴¹ ressalva o fato de a cogeração qualificada a gás natural não caracterizar uma solução de fonte renovável, embora defenda sua regulamentação como parte do SCEE na medida em que ela promove um aumento de eficiência energética por reaproveitar parte da energia térmica que seria dissipada no processo de combustão do gás natural. A Tabela 7 mostra que a cogeração promove uma redução de aproximadamente 85% de energia elétrica consumida para produzir a carga térmica requerida pelo shopping. Além disso, esse tipo de solução é usualmente projetado para operar em base de carga, conforme descrito no estudo, o que também promove um aumento de eficiência global na medida em que os equipamentos funcionam preponderantemente em suas condições nominais.

Também vale destacar que a existência de um sistema de termoacumulação contribui não só para um aumento de eficiência energética por permitir que os equipamentos de refrigeração operem para carregá-lo e o fornecimento de água gelada é feito diretamente pelo tanque, como também para uma redução de uso do sistema elétrico nos momentos de ponta, nos quais tanto a tarifa como a demanda física sobre o sistema de transmissão e distribuição são maiores; ou seja, os equipamentos podem operar durante a madrugada, quando a demanda elétrica da rede é menor, o que configura um benefício operacional desse tipo de solução. Esse tipo de vantagem operacional e as possibilidades tecnológicas associadas à cogeração estão de acordo com as diretrizes do NMG e com as propostas de flexibilização desse mercado, além de também contribuírem com os planos de expansão energética do país^{42, 43} (EPE, 2007, 2020).

5. Conclusões

O trabalho apresentou a cogeração conforme definido pela literatura, assim como os valores principais para se analisar seu dimensionamento e os critérios utilizados em projetos desse tipo de solução. Focou-se nos sistemas que utilizam o gás natural como combustível e, mais especificamente, naqueles compostos por motogeradores e chillers por absorção. Essa é uma solução comum e vantajosa na medida em que o calor a ser recuperado dos motores pode ser transferido via trocadores de calor a placas, o que permite a produção de água gelada pelo chiller além da energia elétrica proveniente do

41 ANEEL. **Como é composta a tarifa.** 2020. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 18 jul. 2020.

42 EPE. **Plano Nacional de Energia 2030:** Ministério de Minas e Energia; colaboração Empresa de Pesquisa Energética. Brasília, DF, 2007. 166 p.

43 Id. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2029:** Empresa de Pesquisa Energética. Brasília, DF, 2020. 393 p.

motor, o que aumenta a eficiência energética global desse tipo de projeto na medida em que a energia térmica reaproveitada seria normalmente dissipada.

Caracterizou-se, então, o mercado de gás natural brasileiro, de forma a entender sua estrutura, os principais agentes e as regras de operação. Nesse sentido, verificou-se que os estados possuem autonomia para defini-las e isso é feito pelas agências regulatórias; no caso de São Paulo, estado de interesse do trabalho, analisou-se a relação da ARSESP com as concessionárias paulistas - Comgás, GasBrasiliense e Naturgy.

As relações entre esses grupos e a Petrobras, que é responsável pelos contratos de fornecimento desse combustível, são alvo de discussões em audiências e consultas públicas e percebe-se uma dificuldade em criar um mercado competitivo na medida em que os contratos de compra e venda de gás são sempre feitos entre as concessionárias e a estatal petrolífera. A intenção de modernizar o setor é uma das principais diretrizes do Novo Mercado de Gás, cujas principais propostas foram descritas em documento elaborado pelo MME.

Também foi feita a caracterização do setor elétrico brasileiro e dos agentes regulatórios, além da indicação da participação das principais fontes de energia elétrica na matriz nacional. Observou-se uma participação significativa de usinas a gás natural (cerca de 40% do total de usinas e de 20% da potência instalada), a qual é fruto, principalmente, do PPT e da intenção governamental em garantir o suprimento energético da rede nacional e diminuir a dependência das usinas hidrelétricas, o que ocorreu predominantemente após o apagão dos anos 2000.

Em termos regulatórios, também se verificou uma alta participação dos estados nas definições das regras pelas respectivas agências e caracterizou-se as tarifas em seus termos de distribuição (TUSD) e de energia (TE). Finalmente, discute-se analogamente a criação de um novo marco legal para o setor elétrico, o qual deve considerar mecanismos mais modernos de regulação e a presença cada vez maior da geração distribuída e de contratos no ACL⁴⁴.

Feitas as caracterizações dos setores envolvidos com a cogeração qualificada, apresentou-se o estudo de caso para um shopping situado no município de São Paulo - SP, para o qual foi proposto um retrofit e três situações foram comparadas: a referência (instalação atual), uma proposta considerando chillers do tipo centrífugos e uma proposta considerando a cogeração qualificada. Verificou-se que o tempo de retorno do investimento na cogeração é significativamente afetado pela tarifa de gás natural, a qual sofreu reajustes notáveis como os indicados anteriormente. Foram simulados diferentes cenários para essa solução considerando as tarifas de cada uma das concessionárias e quais seriam as premissas necessárias para garantir a viabilidade do projeto, considerando um fluxo de caixa projetado para um período mínimo de dez anos. Concluiu-se que a viabilidade da cogeração qualificada é bastante sensível não somente à tarifa de gás, mas também a possíveis incentivos tributários como o ICMS, que originalmente incide sobre o combustível e sobre a tarifa-base utilizada nas operações de

⁴⁴ MME. Consulta pública nº 33 de 05/07/2017: Aprimoramento do marco legal do setor elétrico. 2017. Disponível em: <www.mme.gov.br>. Acesso em: 22 jul. 2020.

arrendamento energético. Vale destacar que há discussões como as apresentadas pela ANEEL^{45,46} que argumentam sobre a possibilidade de adequar regras como as tarifas aplicáveis ao SCEE, de forma a garantir que a compensação ocorra de forma equilibrada em termos técnicos e regulatórios, ou seja, ponderando os efeitos da geração distribuída sobre os usuários que não usufruem de seus benefícios mas que arcam com seus efeitos sobre a rede elétrica e dos benefícios fiscais quanto a princípios constitucionais como a não-cumulatividade de tributos e aos resultados financeiros decorrentes desses incentivos.

A cogeração qualificada é uma solução que atende os interesses de desenvolvimento energético na medida em que estimula a geração distribuída e descentralização de usinas, além de promover maior eficiência energética por reaproveitar uma parte da energia que originalmente seria dissipada em trocas térmicas. É importante que suas regras, assim como as de soluções que utilizem gás natural como um todo, sejam devidamente definidas a fim de que permitir que os agentes optantes por usinas de cogeração consigam usufruir de seus benefícios de forma razoável.

Uma vez que o setor, assim como o elétrico, passa por um momento de reformulação, existe uma oportunidade para aprimorar as estruturas fiscais e regulatórias de ambos a fim de reavaliar se os arcabouços atualmente definidos permitem que os setores evoluam de forma sustentável e consonante com os planos da nação, assim como que os agentes interessados em soluções de cogeração qualificada (e outras possivelmente beneficiadas pela modernização estrutural) possam considerá-la como um investimento plausível, o que é significativamente benéfico para a diversificação e desenvolvimento de ambos os setores no país e impacta positivamente em outras áreas do crescimento nacional.

Agradecimentos

Agradecemos ao “Centro de Pesquisa em Inovação em Gás - RCGI” (Fapesp Proc. 2014 / 50279-4), apoiado pela FAPESP e Shell, organizado pela Universidade de São Paulo, e pela importância estratégica do apoio concedido pela ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis do Brasil) através da cláusula de P&D. Agradecemos também o apoio do Programa de Recursos Humanos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (PRH-ANP), financiado com recursos oriundos do investimento de empresas petrolíferas qualificadas nas cláusulas R, D & I da Resolução ANP nº 50/2015 (PRH 33.1 - Referente ao Edital nº 1/2018 / PRH-ANP; Outorga FINEP / FUSP / USP Ref. 0443/19).

Bibliografia

ABEGAS. Associação Brasileira das Empresas de Distribuição de Gás Natural: Quem

⁴⁵ ANEEL. Nota técnica nº 0078 - Assunto: Análise das contribuições da AP nº01/2019 e proposta de abertura de Consulta Pública, com vistas a obter subsídios para a elaboração da nova redação das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída. 2019. Disponível em: <www.aneel.gov.br/audiencias-publicas>. Acesso em: 29 jul. 2020.

⁴⁶ Id. Relatório de análise de impacto regulatório nº 003/2019 - Revisão das regras aplicáveis à micro e mini geração distribuída. 2019. Disponível em: <www.aneel.gov.br/audiencias-publicas>. Acesso em: 29 jul. 2020.

somos. Disponível em: <www.abegas.org.br/quem-somos>. Acesso em: 5 jul. 2020.

ABRADEE. Institucional - Empresas associadas. 2020. Disponível em: <www.abradee.org.br/abradee-institucional/associadas/>. Acesso em: 12 jul. 2020.

ANBIMA. Indicadores. 2020. Disponível em: <www.anbima.com.br/pt_br/informar/estatisticas/precos-e-indices/indicadores.htm>. Acesso em: 25 jul. 2020.

ANDREOS, Ronaldo. Estudo de viabilidade técnico-econômica de pequenas centrais de cogeração a gás natural no setor terciário do estado de São Paulo. 2013. Dissertação (Mestrado - Programa de pós-graduação em energia) – EP/FEA/IEE/IF da Universidade de São Paulo.

ANEEL. Boletim de informações gerenciais - março de 2019. 2019. Disponível em: <www.aneel.gov.br/informacoes-gerenciais>. Acesso em: 12 jul. 2020.

_____. **Como é composta a tarifa.** 2020. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 18 jul. 2020.

_____. **Informações institucionais.** 2020. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 12 jul. 2020.

_____. Módulo 3 - Acesso ao sistema de distribuição. In: _____. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST.** 2017.

_____. **Nota técnica nº 0078 - Assunto: Análise das contribuições da AP nº01/2019 e proposta de abertura de Consulta Pública, com vistas a obter subsídios para a elaboração da nova redação das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída.** 2019. Disponível em: <www.aneel.gov.br/audiencias-publicas>. Acesso em: 29 jul. 2020.

_____. **Relatório de análise de impacto regulatório nº 003/2019 - Revisão das regras aplicáveis à micro e mini geração distribuída.** 2019. Disponível em: <www.aneel.gov.br/audiencias-publicas>. Acesso em: 29 jul. 2020.

_____. **Resolução normativa nº 482.** 2012. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 13 jun. 2020.

ANP. Indústria brasileira de gás natural: Histórico recente da política de preços. Rio de Janeiro, 2002. (Séries ANP, Número IV).

ARSESP. Associação Brasileira das Empresas de Distribuição de Gás Natural. Disponível em: <www.arsesp.sp.gov.br>. Acesso em: 8 jul. 2020.

_____. **Informações técnicas - Energia elétrica.** 2020. Disponível em: <www.arsesp.sp.gov.br/SitePages/energia-eletrica/informacoes-tecnicas.aspx>. Acesso em: 12 jul. 2020.

ASHRAE. Absorption equipment. In: _____. **ASHRAE Handbook: Refrigeration.** 2018. ISBN 978-1-939200-98-3.

_____. **ASHRAE Terminology.** 2020. Disponível em: <xp20.ashrae.org/terminology/>. Acesso em: 23 jul. 2020.

_____. **ASHRAE. Combined heat and power systems.** In: _____. **ASHRAE Handbook: HVAC System and Equipment.** 2020. ISBN 978-1-947192-53-9.

_____. **Owning and operation costs.** In: _____. **ASHRAE Handbook: HVAC**

Applications. 2019. ISBN 978-1-947192-13-3.

BRASIL. Constituição (1988): Constituição da República Federativa do Brasil. Brasília, DF, 1988.

_____. **Decreto nº 3.371.** Diário Oficial da União, p. 1, 25 fev. 2000.

_____. **Lei complementar nº 7.** Diário Oficial da União, p. 1, 7 jul. 1970.

_____. **Lei nº 9.427.** Diário Oficial da União, 26 dez. 1996.

_____. **Novo Mercado de Gás.** 2019. Disponível em: <www.mme.gov.br/conselhos-e-comites/cmgn/novo-mercado-de-gas>. Acesso em: 11 jul. 2020.

CNI. Impactos econômicos da competitividade do gás natural. 2019. 60 p.

CROSBY, D. Allen. Cogeneration: Engineering Natural Gas-Driven Systems. **ASHRAE Journal**, v. 46, n. 2, p. 20–25, fev. 2004.

EPE. Anuário estatístico de energia elétrica: Panorama de consumo cativo (GWh). Empresa de Pesquisas Energéticas. 2018. Disponível em: <www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/dados-abertos/dados-do-anuario-estatistico-de-energia-eletrica>. Acesso em: 22 jul. 2020.

_____. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2029: Empresa de Pesquisa Energética.** Brasília, DF, 2020. 393 p.

_____. **Plano Nacional de Energia 2030: Ministério de Minas e Energia; colaboração Empresa de Pesquisa Energética.** Brasília, DF, 2007. 166 p.

G1. Preço do gás da Comgás sobe em SP; GNV fica 40% mais caro. 2019. Disponível em: <g1.globo.com/economia/noticia/2019/02/01/comgas-reajusta-preco-do-gas-em-sp-gnv-sobe-40>. Acesso em: 11 jul. 2020.

IBGE. Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA. 2020. Disponível em: <www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/precos-e-custos/9256-indice-nacional-de-precos-ao-consumidor-amplo.html?edicao=20932&t=downloads>. Acesso em: 11 jul. 2020.

IPEA. Taxa de câmbio nominal. 2020. Disponível em: <ipeadata.gov.br/ExibeSerie.aspx?serid=38389>. Acesso em: 11 jul. 2020.

MME. Consulta pública nº 33 de 05/07/2017: Aprimoramento do marco legal do setor elétrico. 2017. Disponível em: <www.mme.gov.br>. Acesso em: 22 jul. 2020.

MORETTO, Evandro Mateus et al. Histórico, tendências e perspectivas no planejamento espacial de usinas hidrelétricas brasileiras: a antiga e a atual fronteira amazônica. **Ambiente & Sociedade**, v. XV, n. 3, p. 141–164, dez. 2012.

PETROBRÁS. Audiência pública 03/2019 - 3ª revisão tarifária da Comgás. 2019. Disponível em: <www.arsesp.sp.gov.br/SitePages/audiencias-publicas.aspx>. Acesso em: 11 jul. 2020.

_____. **Consulta pública nº 03/19.** 2019. Disponível em: <www.arsesp.sp.gov.br/ConsultasPublicasBiblioteca/Petrobras_CP032019.pdf>. Acesso em: 11 jul. 2020.

ROSA, Luiz Pinguelli. **A Califórnia é aqui; vivemos uma crise disfarçada.** Artigo para a Folha de S. Paulo. Fev. 2001. Disponível em: <www1.folha.uol.com.br/folha/dinheiro/ult91u18493.shtml>. Acesso em: 18 jul. 2020.

SÃO PAULO. Lei nº 6.374. Diário Oficial do Estado, 1 mar. 1989.

A questão energética na era dos riscos globais, repensando a legislação brasileira em prol de uma política energética renovável, alternativa e sustentável

The energy issue in the era of global risks, rethinking Brazilian legislation in favor of a renewable, alternative and sustainable energy policy

Heloísa Alva Cortez Gonçalves¹

Sumário: 1. Energia e Meio Ambiente, por um Estado de Direito Ambiental. 2. Política Energética do Brasil. 3. Os resíduos sólidos urbanos e a hipergeração proveniente do hiperconsumo. 4. Aproveitamento Energético dos Resíduos Sólidos Urbanos. 5. A legislação brasileira sobre fontes de energia alternativas. 6. Conclusão. Bibliografia.

Resumo: A degradação dos recursos naturais é uma realidade preocupante, pois a poluição produzida em um país pode prejudicar outros tantos, ainda que localizados em outro continente. Tal fato impõe-nos repensar em alternativas para compatibilizar a tutela ambiental com o crescimento econômico e, entre outras medidas, utilizar a chamada energia limpa. Na trajetória legislativa brasileira, observam-se políticas públicas de incentivo a fontes alternativas de energia renovável e, entre elas, a possibilidade de eliminar-se os lixões e aproveitar a energia gerada em aterros sanitários. Tal iniciativa tem por base a Lei 12.305/2010 (Lei de Política de Resíduos Sólidos), que prevê o aproveitamento energético dos resíduos, a Resolução 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica, que possibilita a ligação de mini e micro geradores de energia de fontes renováveis à rede de distribuição local mediante a devida compensação da energia produzida e disponibilizada à rede, e da Portaria Interministerial 274/2019 que disciplinou a recuperação energética dos resíduos sólidos urbanos, estipulando a obrigatoriedade de adoção de metas de aproveitamento energético dos gases de aterros sanitários. Entretanto, o aspecto econômico tem dificultado aos municípios o cumprimento da mencionada lei. Assim, o presente artigo tem como objetivo analisar a viabilidade da aplicação de Programas de Pagamento por Serviços Ambientais (PSA), como meio estimular práticas sustentáveis, para tanto considerando que incentivos econômicos aliados à estrutura estatal, podem viabilizar a complementação da matriz energética sustentável. O método desta investigação científica será o hipotético dedutivo, através da análise da legislação pátria e da doutrina brasileira e internacional.

Palavras-chave: Riscos Globais; legislação brasileira, política energética.

Abstract: The degradation of natural resources is a worrying reality, as the pollution produced

¹ Doutoranda em Direito na Pontifícia Universidade Católica do Paraná, Mestre em Direito pelo Centro Universitário de Maringá, Especialista em Direito Constitucional pela Universidade Estadual de Maringá (UEM), com formação especializada em Direito pela Universidade Pablo de Olavide (Espanha). Bolsista pela PUC/PR por Tese de Inovação em Direito. Advogada. Professora Universitária. Contato: heloisagon@hotmail.com

in one country can harm many others, even if located on another continent. This fact requires us to rethink alternatives to make environmental protection compatible with economic growth and, among other measures, use the so-called clean energy. In the Brazilian legislative trajectory, there are public policies to encourage alternative sources of renewable energy and, among them, the possibility of eliminating dumps and taking advantage of the energy generated in landfills. This initiative is based on Law 12.305 / 2010 (Law on Solid Waste Policy), which provides for the energy use of waste, Resolution 482/2012 of the National Electric Energy Agency, which allows the connection of mini and micro energy generators renewable sources to the local distribution network by means of due compensation for the energy produced and made available to the network, and Interministerial Ordinance 274/2019, which regulated the energy recovery of urban solid waste, stipulating the obligation to adopt energy use targets for greenhouse gases. landfills. However, the economic aspect has made it difficult for municipalities to comply with the aforementioned law. Thus, this article aims to analyze the feasibility of applying Payment Programs for Environmental Services (PSA), as a means of encouraging sustainable practices, for that reason considering that economic incentives combined with the state structure, can enable the complementation of the sustainable energy matrix. The method of this scientific investigation will be the hypothetical deductive one, through the analysis of the national legislation and the Brazilian and international doctrine.

Keywords: Global Risks; Brazilian legislation, energy policy.

1. Energia e Meio Ambiente, por um Estado de Direito Ambiental

A sociedade moderna tem suas cidades um local de desenvolvimento e crescimento econômico e cultural. Porém, estas apresentam grandes problemas sociais e ambientais que aumentam na mesma proporção do crescimento de sua população, da tecnologia e das atividades humanas, por meio do seu alarmante nível de consumo e consequentemente de produção de resíduos sólidos. Com a lei 12.305/2010, estabelecem-se as diretrizes para a elaboração de planos municipais, regionais, estaduais e nacional. A prioridade é coordenar esforços entre os diferentes agentes do setor público para a diminuição da geração de resíduos; a logística reversa; e aproveitamento do subproduto destes resíduos para produção de energia.²

De acordo com a ONU, atualmente, mais da metade da população mundial vive em cidades, as projeções indicam que até 2050 a porcentagem de população urbana estará em torno de 66%. A concentração de pessoas significa também maior consumo de recursos energéticos.³

A energia, em suas várias formas, é indispensável para a sobrevivência da espécie humana. Mais do que sobreviver, o homem procurou sempre evoluir, descobrindo fontes e maneiras alternativas

2 COSTA, Ingrid Parente, ABREU, Yolanda Vieira de. **Estudo sobre a possibilidade de geração de energia a partir de resíduos de saneamento** (lixo, esgoto). Revista Desafios. 2018. Disponível em:<file:///C:/Users/Usuario/Downloads/4843-Texto%20do%20artigo-23250-1-10-20180227.pdf> acesso em 09 de abril de 2019.

3 UNRIC. Centro Regional de Informação das Nações Unidas. **Relatório da ONU mostra população mundial cada vez mais urbanizada, mas de metade vive em zonas urbanizadas ao que se podem juntar 2,5 milhões em 2050.** Disponível em: <<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 02 de maio de 2019.

de adaptação ao ambiente em que vive e de atendimento às suas necessidades. Em termos de suprimento energético, a eletricidade tornou-se uma das formas mais versáteis e convenientes de energia, passando a ser recurso indispensável e estratégico para o desenvolvimento socioeconômico de muitos países e regiões.⁴

O vocábulo energia significa a força em ação, não podendo ser criada ou destruída, apenas transformada. Por sua vez, as fontes de energia são elementos ou corpos que contêm ou transformam a energia.⁵

O desenvolvimento da tecnologia aplicada à energia evoluiu paralela e proporcionalmente ao incremento da capacidade humana de aproveitamento e utilização das fontes primárias. A energia primária representa a fonte no estado natural; a secundária, transformada tecnologicamente para utilização.⁶

As fontes de energia podem ser classificadas em renováveis, ou não renováveis. Existem vários tipos de fontes de energia: hidráulica, fóssil, solar, biomassa, eólica, nuclear, geotérmica e gravitacional. No Brasil a energia hidráulica é a mais utilizada, em função da grande quantidade de rios. Voltando às diferenças, o termo renovável, por sua vez, indica fatores de previsibilidade, como o consumo e o esgotamento das reservas conhecidas, identificando que os combustíveis fósseis acabarão ou se reduzirão drasticamente nas próximas décadas (petróleo e gás natural) ou séculos (carvão e urânio), não podendo, serem repostos. Isso significa que a energia renovável – eólica, biomassa, geotérmica dos oceanos, etc., como o próprio adjetivo demonstra, se renova de forma natural (o sol, a água dos rios, marés, ondas, geotermia e ventos) ou antrópica (plantio de fontes de biomassa, utilização de dejetos de humanos e animais).⁷

Os termos alternativa e renovável muitas vezes são confundidos. Energia alternativa refere-se, em geral, àquelas formas de energia fora do padrão dominante, distintas das ligadas aos combustíveis fósseis (petróleo, carvão, gás natural, urânio), sem indicar necessariamente, que serão renováveis; afinal há combustíveis fósseis alternativos, como o xisto, o gás de carvão, a turfa e as areais oleosas. Além disso, uma energia alternativa, quando não renovável, pode ter tantos problemas quanto as tradicionais.⁸

A discussão sobre políticas energéticas a serem adotadas pelas nações está na ordem no dia dos debates mundiais. A energia gerada pela queima de combustíveis fósseis vem gerando o célebre aquecimento do Planeta Terra, havendo o comprometimento de muitas nações na redução da emissão dos gases que causam o efeito estufa, a exemplo do protocolo de Quioto. Da mesma forma, o crescimento das economias exige maior utilização de energia pelas indústrias e pelo comércio, forçando as nações a investirem em novas fontes energéticas para não estagnar o avanço econômico.⁹

4 ANEEL – Agência Nacional de Energia. **Atlas de energia elétrica do Brasil.** 2. ed. Brasília: Aneel, 2005.

5 AMADO, Frederico. **Direito Ambiental.** 10^a ed. Salvador: Juspodivm, 2019, p. 947.

6 ROLIM, Maria João C. Pereira. **Direito Econômico da energia elétrica.** 2 ed. Rio de Janeiro: Forense, 2002, p. 98.

7 SIMIONI, Rafael Lazzarotto. **Direito, energia e tecnologia: a diferença entre energia e tecnologia na forma da comunicação jurídica.** Curitiba: Juruá, 2009, p. 58.

8 NETO, José Osório do Nascimento. **Avaliação de Políticas Públicas de Eficiência Energética: Uma estratégia para o desenvolvimento fundamentada na regulação socioambiental.** Tese (doutorado) – Pontifícia Universidade Católica do Paraná, Curitiba, 2016, p. 48.

9 AMADO, Frederico. **Direito Ambiental.** 10^a ed. Salvador: Juspodivm, 2019, p. 948.

Mesmo o Brasil possuindo uma matriz energética com grande representatividade das energias renováveis o planejamento energético adotado prioriza investimentos em empreendimentos de grande porte causadores de impactos negativos tanto quanto de outras fontes não renováveis.¹⁰ O Brasil viveu uma crise energética principalmente nos anos de 2001 e 2002, conhecida como “apagão”, pois houve um grande risco de não existir energia suficiente para mover a economia, tendo em vista a ausência de chuvas que prejudicou as atividades nas usinas hidrelétricas, atestando a fragilidade da política energética do país. Portanto, não faltou apenas a chuva, mas também planejamento e investimento no setor, em que pese esta fatalidade ter colaborado para a educação energético ambiental da população.¹¹

Portanto, o planejamento energético é ferramenta essencial, e urgente para identificar as alternativas mais adequadas com a finalidade de atender as demandas da sociedade.

Como o consumo crescente das fontes de energia vêm provocando um desequilíbrio ambiental no planeta, a utilização de fontes alternativas de energia, em particular o biogás, aparece como uma oportunidade de particular importância para colaborar na oferta de energia do sistema interligado do Brasil, na forma de geração descentralizada e próxima aos pontos de consumo, por meio de equipamentos e combustíveis nacionais (exemplo resíduos de processo), vantagens estas que, aliadas aos benefícios ambientais amplamente conhecidos, fazem com que o biogás seja uma opção estratégica para o país, dependendo de políticas adequadas¹².

2. Política Energética do Brasil

A lei n. 9.478/1997 instituiu os objetivos da Política Energética brasileira, dentre os quais no art. 1º, destacam-se a proteção ao meio ambiente e a promoção da conservação de energia; fomentar a pesquisa e o desenvolvimento relacionados à energia renovável e 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.¹³

Esta lei cria o Conselho Nacional de Política Energética, um órgão vinculado à Presidência da República, e presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia. É de competência do CNPE, propor ações para assegurar, em função das características regionais, o suprimento de insumos energéticos às áreas mais remotas ou de difícil acesso do País, submetendo as medidas específicas ao Congresso Nacional, quando implicarem criação de subsídios, assim como rever periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do país, para isso considerando as fontes, alternativas e tecnologias disponíveis.¹⁴

Após os episódios de apagão no Brasil, a União aprovou a Política Nacional de Conservação e Uso Racional de Energia por meio da lei n. 10.295/2001, que objetiva a alocação eficiente de recursos

10 COLLAÇO, Flávia Mendes de Almeida. BERMAN, Célio. **Perspectivas da Gestão de Energia em âmbito municipal no Brasil**. Estudos Avançados 31 (89), 2017. Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, São Paulo / São Paulo, Brasil. p. 217. Disponível em: <<http://www.scielo.br/pdf/ea/v31n89/0103-4014-ea-31-89-0213.pdf>> Acesso em 20 de maio de 2019.

11 AMADO, Frederico. **Direito Ambiental**. 10ª ed. Salvador: Juspodivm, 2019, p. 948.

12 MARÇON, R. O.; ZUKOWSKI JR., J. C.; CAVALCANTE, I. R. L. **Avaliação de planta térmica com biomassa (briquete de casca de arroz) – Caso Real Fazenda experimental do Centro universitário Luterano de Palmas**. In: 5º ENCONTRO DE ENERGIA NO MEIO RURAL. Anais...Campinas: Unicamp, 2004. Disponível em: <http://www.proceedings.scielo.br/scielo.php?pid=MSC000000002200 4000100008&script=sci_arttext>. Acesso em: 12 de junho de 2019.

13 BRASIL. **Lei n. 9.478, de 6 de agosto de 1997**. Dispõe sobre a política energética nacional. Brasília, DF.

14 BRASIL. **Lei n. 9.478, de 6 de agosto de 1997**. Dispõe sobre a política energética nacional. Brasília, DF. Art. 2, I, II, III.

energéticos e a preservação do meio ambiente. Isso pois, cada vez mais é preciso utilizar a energia de modo mais eficiente e racional, prevenindo-se o seu desperdício e adotando-se a produção de equipamentos com baixo consumo de energia com o manejo de novas tecnologias. Com efeito, cabe ao Poder Executivo, mediante ato regulamentar, estabelecer níveis máximos de consumo específico de energia, ou mínimos de eficiência energética, de máquinas e aparelhos consumidores de energia fabricados ou comercializados no País, com base em indicadores técnicos pertinentes.¹⁵

A União criou o programa de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica (PROINFA), por intermédio da lei 10.438/2002, que ainda dispôs sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial e a recomposição tarifária extraordinária. O PROINFA tem como objetivo aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos de produtores independentes autônomos, concedidos com base em fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, no sistema elétrico interligado nacional, sendo implementado em duas etapas.¹⁶

Então o objetivo é promover a diversificação da matriz energética brasileira, buscando valorizar as potencialidades regionais e locais, além de permitir alternativas para o aumento da segurança no abastecimento de energia elétrica.

Cabe ao Ministério de Minas e Energia a definição de diretrizes para elaborar o planejamento do programa com a definição do valor de cada fonte às centrais elétricas brasileiras (Eletrobras), o papel do agente executora, com a celebração de contratos de compra e venda de energia. O programa prevê a implantação de 27 usinas a base de biomassa.¹⁷

3. Os resíduos sólidos urbanos e a hipergeração proveniente do hiperconsumo

Os atuais padrões de produção e consumo da Sociedade de Risco, que explora os recursos naturais de forma ilimitada e predatória, têm causado impactos negativos no ambiente, destacando-se a proliferação dos resíduos e degradação de recursos naturais para a geração de energia. Recursos naturais são utilizados para consumo humano e para produção de bens que serão descartados no ambiente, resultando em grande quantidade de resíduos, consequentemente, em impactos ambientais.¹⁸

Conforme Dias e Moraes Filho, o espaço utilizado pelo lixo é enorme, e os locais para sua disposição estão diminuindo, há 50 anos a produção de lixo era muito menor e não tão complexa quanto é agora.¹⁹

Ainda que a percepção dos problemas decorrentes dos resíduos seja bem recente, o fato é que fazem parte da história do ser humano na terra. Mas a preocupação com os resíduos começa somente a partir do surgimento das primeiras cidades da antiguidade. Há menos de um século, com a sociedade de massa e a exacerbação do risco, os resíduos passam a ser um problema ambiental, de cuja solução

15 AMADO, Frederico. **Direito Ambiental**. 10^a ed. Salvador: Juspodivm, 2019, p. 957.

16 AMADO, Frederico. **Direito Ambiental**. 10^a ed. Salvador: Juspodivm, 2019, p. 958.

17 BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Programa de Incentivo às fontes alternativas de energia elétrica**. Disponível em: < <http://www.mme.gov.br/web/guest/acesso-a-informacao/acoes-e-programas/programas/proinfa> > acesso em 10 de abril de 2019.

18 DINNEBIER, Flávia França. Aproveitamento energético de biogás de aterros sanitários: regulamentação e perspectivas. In: **Resíduos Sólidos e Políticas Públicas: Diálogos entre Universidade, Poder Público e Empresa**. Org. LEITE, José Rubens Morato, BELCHIOR, Germana Parente Neiva. Florianópolis: SC, Insular, 2014, p. 193.

19 DIAS, Jefferson Aparecido; Moraes Filho, Ataliba Monteiro de. **Os Resíduos Sólidos e a Responsabilidade Ambiental Pós-consumo**. 2^a ed. 2008. Disponível em: Acesso em: 03 de junho de 2019.

e encaminhamento depende nossa sobrevivência na terra.²⁰

E este cenário ocorre devido ao hiperconsumo, típico na sociedade global atual. Segundo Baudrillard, durante o século XX, o capitalismo mudou seu centro de gravidade, saindo do campo da produção para o do consumo, consignando este com o principal reino da atividade social.²¹

É decorrente deste fenômeno; consumir para jogar fora, que a situação ambiental e a própria existência humana são afetadas de modo exponencial.

A alteração nos padrões de produção e de consumo e a responsabilidade pós consumo são fundamentais para a manutenção da vida das presentes e futuras gerações, em que pese estas observações, o artigo procura avaliar outro aspecto importante no que tange ao aproveitamento energético dos resíduos sólidos, porém não despreza sua necessidade de discussão.

Para melhor delimitar o estudo, importante conceituar resíduo. Considera-se resíduo sólido o 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. Os resíduos sólidos urbanos, são os resíduos domiciliares – originários de atividades domésticas em residências urbanas, e os resíduos de limpeza urbana – os originários da varrição, limpeza de logradouros e vias públicas e outros serviços de limpeza urbana.²²

A disposição final de resíduos sólidos urbanos produz emissões de gases causadores do efeito estufa. Por isso, com o aumento da população mundial hoje estimada em 6,0 bilhões e o grau de urbanização que representa 75% do total da população vivendo em cidades, torna-se clara a necessidade de um correto gerenciamento da disposição final de resíduos sólidos urbanos.²³

4. Aproveitamento Energético dos Resíduos Sólidos Urbanos

Na matriz energética mundial predomina a energia advinda dos combustíveis fósseis, que não são renováveis,²⁴ para ser formada uma sociedade que vive de forma sustentável, os recursos naturais devem ser usados de forma responsável.

Conforme EPE, apesar do consumo de energia de fontes não renováveis ser maior do que o de renováveis, no Brasil usa-se mais fontes renováveis que no resto do mundo. Cerca de 36,4% são fontes de petróleo e derivados, 27,1% carvão, 22,1% gás natural, 9,8% biomassa, 4,9% nuclear, 2,5% hidráulica, 1,6% outros.²⁵

Importante diferenciar matriz energética de matriz elétrica. Enquanto a matriz energética 20 LEMOS, Patrícia Faga Iglesias. **Resíduos Sólidos e Responsabilidade Civil Pós Consumo.** 3 ed., São Paulo: Editora Revista dos Tribunais, 2014, p. 84-85.

21 BAUDRILLARD, Jean. A sociedade de consumo. 2 ed. Lisboa: Edições 70, 2010, p. 81.

22 BRASIL. Lei 12.305/2010, art. 13.

23 BRASIL. Ministério do Meio Ambiente. Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/cidades-sustentaveis/residuos-solidos/politica-nacional-de-residuos-solidos/aproveitamento-energetico-do-biogas-de-aterro-sanitario>> acesso em ago. 2019.

24 EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Balanço Energético Nacional (BEN), 2012 – Resultados Preliminares – Ano Base 2011. Elaborado pelo MME – Ministério de Minas e Energia e pela EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Brasil, 2012.

25 EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Matriz Energética Mundial 2016 (IEA, 2018). Disponível em: <<http://epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>> acesso em 16 de junho de 2019.

representa o conjunto de fontes de energia disponíveis para movimentar os carros, preparar a comida no fogão e gerar eletricidade, a matriz elétrica é formada pelo conjunto de fontes disponíveis apenas para a geração de energia elétrica.²⁶

Sobre a matriz elétrica brasileira, é mais renovável do que a matriz energética mundial, isso pois grande parte da energia elétrica gerada no Brasil vem de usinas hidrelétricas – 65,2% (hidráulica), 10,5% de gás natural, 8,2% de biomassa, 6,9% solar e eólica, 4,1% carvão, 2,5% de petróleo e derivados, e 2,5% de nuclear.²⁷

No entanto, conforme EPE, das fontes de biomassa, 89% é proveniente do bagaço de cana, 10% de outros, e apenas 1% de biogás.²⁸

Portanto, é necessário que o Brasil adote outras fontes renováveis de energia, e o biogás pode ser utilizado para incrementar a matriz energética brasileira.

A biomassa, é o nome dado à matéria orgânica passível de ser utilizada para a geração de energia. Ela abrange tanto os biocombustíveis (como etanol e biodiesel), quanto a energia dos resíduos orgânicos, podendo ser obtida do estrume, restos de ração, de dejetos, de madeiras e de palhas.²⁹ A biomassa na sua forma gasosa é encontrada nos efluentes agropecuários, nas Estações de Tratamento de Esgoto e nos aterros sanitários de resíduos sólidos urbanos.

Atualmente existe preocupação em relação aos impactos ambientais provocados pela produção de resíduos sólidos, o que contribui para incrementar as mudanças climáticas já em curso. Ao serem dispostos em aterros sanitários, os resíduos sólidos geram biogás, produto da decomposição anaeróbica dos compostos orgânicos de origem animal ou vegetal.

Conforme lei 12.305/2010, art. 3º, XV, quando não mais passíveis de reutilização e reciclagem, os resíduos devem ser dispostos no aterro sanitário. Um dos objetivos da PNRS, art. 7, XIV é o incentivo ao desenvolvimento de sistemas de gestão ambiental e empresarial voltados para a melhoria dos processos produtivos e ao reaproveitamento dos resíduos sólidos, inclusive a recuperação e o aproveitamento energético. Importa citar que o Plano Nacional e Estadual de Resíduos Sólidos, devem conter metas para o aproveitamento energético dos gases gerados nas unidades de disposição final de resíduos sólidos.³⁰

O biogás é gerado nos aterros sanitários devido à atuação de bactérias na decomposição da matéria orgânica, gerando gases de efeito estufa. Esses gases devem ser monitorados e necessitam de tratamento específico, sendo que no licenciamento ambiental da atividade é imposta a captação e mitigação do impacto ambiental desses gases, portanto, as estruturas de captação já são obrigatórias e, ao invés de simplesmente queimar o biogás, podem ser implantadas as estruturas e tecnologias

26 EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Matriz Energética Mundial 2016 (IEA, 2018). Disponível em: <<http://epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>> acesso em 16 de junho de 2019.

27 EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Matriz Energética Mundial 2016 (IEA, 2018). Disponível em: <<http://epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>> acesso em 16 de junho de 2019.

28 EPE – Empresa de Pesquisa Energética. http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-244/topico-257/EPE_IV%20FORUM%20BIOGAS_JOSE%20MAURO_2017_1710.pdf

29 LINDEMAYER, R. M. **Análise da viabilidade econômico-financeira do uso do biogás como fonte de energia elétrica.** Trabalho de Conclusão de Estágio do Curso de Administração. Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis/SC, 2008.

30 BRASIL, Lei 12.305/2010, art. art. 15, IV e art. 17, IV.

para sua conversão em energia.³¹

A recuperação da energia proveniente dos resíduos sólidos não é um tipo de tratamento, mas sim uma forma de aproveitamento dos subprodutos gerados nos processos de incineração e biológicos (em biodigestores ou aterros sanitários).

A energia pode ser obtida por processos de queima do biogás gerado em aterros ou biodigestores, incineração ou gaseificação. Outra possibilidade é a utilização da celulignina catalítica como combustível. Esse material é obtido a partir do aproveitamento da fração orgânica dos resíduos e pode ser usada como combustível sólido para a produção de energia elétrica, uma vez que possui poder calorífico de cerca de 4.500 kcal/kg.³²

Portanto, demonstra-se a possibilidade efetiva do uso do biogás para produção de energia no âmbito brasileiro, e questiona-se; quais os motivos para sua pouca utilização?

5. A legislação brasileira sobre fontes de energia alternativas

O plano decenal de expansão 2026 (PDE) indica como deverá se comportar a expansão da matriz energética no Brasil nos próximos dez anos contemplou pela primeira vez na história um valor significativo de biogás como componente da matriz elétrica. O plano indica que o energético, de 127 megawatts, poderá ter cerca de 300 MW somente em geração distribuída.³³

A Resolução Normativa n. 482/2012, da ANEEL, passou por aprimoramento em 2017, na qual a Diretoria da ANEEL aprovou resultado da Audiência Pública Nº 037³⁴, representa uma inovação para o setor energético brasileiro, trazendo soluções de geração de energia em âmbito local ou regional. A Resolução permite que micro e minigeradores de energia de fontes alternativas conectem-se à rede distribuidora de energia elétrica e cedam para ela os excedentes de energia que não possam ser consumidos no momento de sua geração.³⁵

O padrão de desenvolvimento baseado na energia comercial e no planejamento centralizado de energia não considera como fator importante as necessidades de energia das zonas pobres e rurais, sendo portanto baseado quase que exclusivamente em combustíveis fósseis, e grandes hidrelétricas, as quais resultam em desigualdades, e degradação ambiental.³⁶

Desse modo, em termos de proteção ao meio ambiente e à qualidade de vida das populações, o aumento da eficiência energética, a mudança nos padrões do consumo e a produção de energia descentralizada são fundamentais para um desenvolvimento sustentável.

31 DINNEBIER, Flávia França. Aproveitamento energético de biogás de aterros sanitários: regulamentação e perspectivas. In: **Resíduos Sólidos e Políticas Públicas: Diálogos entre Universidade, Poder Público e Empresa**. Org. LEITE, José Rubens Morato, BELCHIOR, Germana Parente Neiva. Florianópolis: SC, Insular, 2014, p. 198.

32 PHILIPPI, Arlindo Jr. ROMÉRO, Marcelo de Andrade. COLLET, Gilda Bruna. **Curso de Gestão Ambiental**. 2 ed., São Paulo: Manole, 2019, p. 246.

33 EPE – Empresa de Pesquisa Energética http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-244/topico-257/EPE_IV%20FORUM%20BIOGAS_JOSE%20MAURO_2017_1710.pdf

34 ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Agência aprova aprimoramento na Resolução n. 482/2012 sobre geração distribuída. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/agencia-aprova-aprimoramento-na-resolucao-n-482-2012-sobre-geracao-distribuida/656877?inheritRedirect=false acesso em 23 de jun. 2019.

35 BRASIL. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. 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 23 de jun. 2019.

36 HIREMATH, R. B.; SHIKHA, S.; RAVINDRANATH, N. H. Decentralized energy planning; modeling and application-a review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v.11, n.5, p.729-52, 2007.

O desenvolvimento do Planejamento Energético em âmbito local, de forma descentralizada, pode-se converter em uma forma de alcançar o desenvolvimento local a partir do uso de diferentes fontes de energia como uma ferramenta para o alcance da sustentabilidade de modo a integrar iniciativas de produção de energias renováveis de forma descentralizada, de busca pela eficiência e conservação de energia de forma limpa.³⁷

Os dados mostram que o Brasil destinou mais de 42 milhões de toneladas de resíduos sólidos para aterros sanitários em 2018. Considerando que apenas 75% do volume de **biogás** gerado em aterros sanitários consegue ser captado, a ABiogás e ABRELPE estimam que o Brasil captou 4.213 milhões de Nm³ de **biogás**. Porém, apenas 9% deste potencial foi utilizado para geração de eletricidade (751 GWh).³⁸

Conforme Sampaio, no caso dos aterros sanitários, grande parte tem a capacidade de gerar até 1 MW de energia, sendo possível, então, que eles conectem-se à rede elétrica, recebam a devida compensação e tornem-se um incremento na matriz energética local.³⁹

Sobre biogás de aterros sanitários, a nível nacional, não existe até momento legislação, o projeto de lei do Senado n. 302 de 2018, quer alterar a lei 12.305/2010 para estimular a produção de biogás, biometano e energia elétrica a partir do aproveitamento de resíduos sólidos em aterros sanitários.⁴⁰

Foi publicada em 2019, a Portaria Interministerial nº 274/2019, que trata da recuperação energética dos resíduos sólidos urbanos. O texto, previsto na Política Nacional de Resíduos Sólidos (PNRS), define conceitos e traz regras para o licenciamento e a operação das usinas responsáveis por recuperar e transformar resíduos decorrentes de limpeza urbana e domiciliar em fonte alternativa de energia.⁴¹

Também está em avaliação um projeto de incentivo a produção de energia elétrica do biogás de aterro sanitário por meio da criação de um mercado assegurado com valores de venda da energia produzida que tornem o mercado de comercialização de biogás viável economicamente. O MMA está em parceria com o MME e a ANEEL para o desenvolvimento deste projeto.⁴²

As estratégias descritas que objetivam o incremento da matriz energética com viés sustentável e alternativo, se mostram inovações empreendedoras conforme preceitos constitucionais estabelecidos nos arts. 219, 4 e 9, além de se sedimentarem no próprio art. 225.

Entretanto, o aspecto econômico tem dificultado aos municípios o cumprimento da mencionada lei. Assim, a aplicação de Programas de Pagamento por Serviços Ambientais (PSA), como meio de

37 COLLAÇO, Flávia Mendes de Almeida. BERMANN, Célio. **Perspectivas da Gestão de Energia em âmbito municipal no Brasil**. Estudos Avançados 31 (89), 2017. Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, São Paulo / São Paulo, Brasil. p. 213. Disponível em: <<http://www.scielo.br/pdf/ea/v31n89/0103-4014-ea-31-89-0213.pdf>> Acesso em 20 de maio de 2019.

38 Portal do Saneamento Básico. Resíduos e Energia. Disponível em: https://www.saneamentobasico.com.br/seminario-abiogas-potencial-biogas/?fbclid=IwAR32H5UMK3aQLq0JSXRUYZIKdXjPNZ-iEvGD_OLo_YtQV0h9skYUAK2A-d4 acesso em 14 de junho de 2019.

39 SAMPAIO, Américo. **Aproveitamento energético do biogás de estações de tratamento de esgotos**. 24º Encontro Técnico AESABESP- Congresso Nacional de Saneamento e Meio Ambiente. Palestra proferida em 30 de agosto de 2013.

40 BRASIL. Senado Federal. Disponível em: <<https://www25.senado.leg.br/web/atividade/materias/-/materia/133684>> acesso em ago. 2020.

41 Portal do Saneamento Básico. Resíduos e Energia. Disponível em: <https://www.saneamentobasico.com.br/destinacao-residuos-solidos-urbanos/?fbclid=IwAR0LE8DcnzAX9Yb3FxXrU_x6Rt2ObAD8Br0MwcbsFbQ5PFkQAI5drF2xznM> acesso em set. 2019.

42 BRASIL. Ministério do Meio Ambiente. Disponível em:< <http://www.mma.gov.br/cidades-sustentaveis/residuos-solidos/politica-nacional-de-residuos-solidos/aproveitamento-energetico-do-biogas-de-aterro-sanitario>> acesso em 12 jun. 2020.

estimular práticas sustentáveis, através de incentivos econômicos aliados à disposição de estrutura estatal, podem viabilizar a complementação da matriz energética sustentável.

6. Pagamento por Serviços Ambientais

Cresce o número de legislações que buscam se valer de instrumentos de natureza econômica para a tutela ambiental em substituição ou como forma alternativa ao uso dos instrumentos de comando e controle. Dentro deste contexto surge o Pagamento por Serviços Ambientais (PSA), como opção ao tradicional modelo de comando e controle e alternativa para a conservação ambiental.⁴³

O pagamento por serviços ambientais (PSA), constitui um mecanismo de gestão dos ecossistemas que usa incentivos de mercado para a promoção de atividades de proteção ambiental.⁴⁴

O conceito de PSA, emerge no início dos anos 2000, a partir, principalmente, das críticas às políticas de gestão ambiental nos países em desenvolvimento, com base na ausência de eficiência dos projetos de desenvolvimento e conservação, bem como nas falhas dos instrumentos de comando e controle.⁴⁵

De acordo com Seehusen e Prem, o PSA emerge como opção de gerenciamento do gap de mercado em face da tendência de suboferta decorrente da ausência de interesse dos agentes econômicos em atividades para a promoção de proteção e uso sustentável dos recursos naturais.⁴⁶

O conceito de PSA tem como núcleo o Princípio do Poluidor Recebedor (PPR), na qual, os agentes econômicos cujas práticas sejam capazes de gerar externalidades positivas, seriam aptos ao recebimento de uma retribuição no sentido de internalizá-las.

Para Wunder, o PSA consiste numa transação voluntária em que um serviço ambiental previamente definido ou uma forma específica de uso da terra que faça este serviço ser mantido é comprado por um (ou mais) comprador de um (ou mais) provedor, com a condição de que este provedor assegure a provisão de tal serviço.⁴⁷ Esta recompensa, não precisa ser necessariamente pecuniária, podendo envolver outros mecanismos de benefícios, como isenção fiscal, benfeitorias, facilidades no acesso a mercados, programas especiais de concessão de linhas de crédito ou, ainda, disponibilização de tecnologia e capacitação.⁴⁸

Através da lei 14.119/2021, de 13 de janeiro de 2021, foi regulamentado o pagamento por serviços ambientais no Brasil. Trata-se de uma forma de incentivo à conservação e desenvolvimento sustentável pela remuneração em troca do bem preservado. A lei estabelece sobre objetivos, diretrizes,

43 MELO, Melissa Ely. SASS, Liz Beatriz. Programas de Pagamento por Serviços Ambientais: uma análise crítica do plano normativo no estado de Santa Catarina. In: LEITE, José Rubens Morato. MELO, Melissa Ely (org). **Delineamentos do Direito Ecológico. Estado, Justiça, Território e Economia**. Rio de Janeiro: Editora Lumen Juris, 2018, p. 158.

44 MELO, Melissa Ely. SASS, Liz Beatriz. Programas de Pagamento por Serviços Ambientais: uma análise crítica do plano normativo no estado de Santa Catarina. In: LEITE, José Rubens Morato. MELO, Melissa Ely (org). **Delineamentos do Direito Ecológico. Estado, Justiça, Território e Economia**. Rio de Janeiro: Editora Lumen Juris, 2018, p. 159.

45 ELOY, Ludivine; COURDEL, Emilie; TONI, Fabiano. **Pagamentos por serviços ambientais**. In: Centro de desenvolvimento sustentável da Universidade de Brasília. Sustentabilidade em Debate. Brasília, v. 4, n. 1 (2010 – 2013), 2013. p. 15-20.

46 SEEHUSEN, Susan Edna. PREM, Ingrid. Por que pagamentos por serviços ambientais. In: Guedes, Fátima Becker, SEEHUSEN, Susan Edna. (Org) **Pagamentos por serviços ambientais na Mata Atlântica: lições aprendidas e desafios**. Brasília: MMA, 2011, p. 34.

47 WUNDER, Sven. **Pagos por servicios ambientales: principios básicos esenciales**. CIFOR Occasional Paper, Jakarta: Centro Internacional de Investigación Forestal, 2006.

48 WALDMAN, Ricardo Libel; ELIAS, Luiz Augusto da Veiga. Os princípios de Direito Ambiental e o Pagamento por Serviços Ambientais/ Ecossistêmicos (PSA/ PSE). In: **Revista de Direito Ambiental**, ano 18, v. 69. Jan-Mar. São Paulo: RT, 2013, p. 53-73.

e um programa federal de pagamento por esses serviços (PFPSA).⁴⁹

De acordo com a lei, em seu artigo 2º, IV, pagamento por serviços ambientais se configura como a transação de natureza voluntária, mediante a qual um pagador de serviços ambientais transfere a um provedor desses serviços recursos financeiros ou outra forma de remuneração, nas condições acertadas, respeitadas as disposições legais e regulamentares pertinentes.⁵⁰

Uma das, se não a principal dificuldade dos municípios em implementar o aproveitamento energético dos resíduos sólidos, é a questão técnica e em especial a econômica. Com a lei da PSA, abre-se uma possibilidade aos municípios, de auxílio necessário para que, do resíduo disposto, possa-se produzir energia.

A lei define como serviços de suporte, em seu artigo 2º, “b”, a decomposição de resíduos, já em sua alínea “c”; serviços de regulação seriam os que concorrem para a manutenção da estabilidade dos processos ecossistêmicos, tais como o sequestro de carbono, a purificação do ar. Já o artigo 5º, dispõe como diretrizes da PNPSA, no inciso V - a integração e a coordenação das políticas de meio ambiente, de recursos hídricos, de agricultura, de energia, de transporte, de pesca, de aquicultura e de desenvolvimento urbano, entre outras, com vistas à manutenção, à recuperação ou à melhoria dos serviços ecossistêmicos.

Por fim, para expor a necessária atenção e ligação, entre resíduos, energia e PSA, é importante ponderar que quando dispostos em aterros sanitários, os resíduos sólidos emitem gases de efeito estufa, principalmente metano. Os aterros sanitários são considerados fontes importantes de emissão de gases de efeito estufa, principalmente em relação ao gás metano, que é também um valioso recurso energético.⁵¹ No entanto, o biogás é pouco explorado no país.

O aproveitamento da biomassa dos RSU como fonte energética induz a melhoria nas condições operacionais dos aterros de resíduos e gera receita pela obtenção de créditos de carbono e venda de eletricidade. Contribui com a redução de outros gases lançados na atmosfera, como o sulfeto de hidrogênio, que emite odor desagradável, e o monóxido de carbono e hidrogênio, que são inflamáveis. Embora o governo brasileiro tenha criado o Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia (PROINFA), por meio da Lei Federal nº 10.438/2002,⁵² faltam aos municípios estruturas financeiras e técnicas para sua implementação, por isso a incidência do PSA seria essencial para que, a incidência do aproveitamento energético dos resíduos sólidos no Brasil saísse da estaca “zero”.

Considera-se que o escopo da presente pesquisa está em evidenciar que na trajetória legislativa brasileira, observam-se políticas públicas de incentivo a fontes alternativas de energia renovável e, entre elas, a possibilidade de eliminar-se os lixões e aproveitar a energia gerada em aterros sanitários.

49 CÂMARA DOS DEPUTADOS. Sancionada lei de pagamento por serviços ambientais. Meio Ambiente e Energia. Disponível em: <https://www.camara.leg.br/noticias/721368-sancionada-lei-de-pagamento-por-servicos-ambientais/> acesso em 18 de janeiro de 2021.

50 BRASIL. Lei n. 14.119, de 13 de Janeiro de 2021. Institui a Política Nacional de Pagamento por Serviços Ambientais e altera as Leis n. 8.212, de 24 de julho de 1991, 8.629, de 25 de fevereiro de 1993, e 6.015, de 31 de dezembro de 1973, para adequá-las à nova política. Disponível em:< <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/lei-n-14.119-de-13-de-janeiro-de-2021-298899394>> acesso em 18 de jan. 2021.

51 PARK, J.-K.; KANG, J.-Y.; LEE, N.-H. Estimation of methane emission flux at landfill surfaces- se using laser methane detector: Influence of gauge pressure. Waste Management & Research, v. 34, n. 8, p. 784-792, 2016.

52 NASCIMENTO, Maria Cândida B. FREIRE, Elcires Pimenta. DANTAS, Francisco de Assis Souza. Estado da arte dos aterros de resíduos sólidos urbanos que aproveitam o biogás para geração de energia elétrica e biometano no Brasil. Eng. Sanit. Ambient. vol.24 no.1 Rio de Janeiro Jan./Feb. 2019 Epub Apr 01, 2019.

Entretanto, o aspecto econômico tem dificultado aos municípios o cumprimento da mencionada lei. Assim, a aplicação de Programas de Pagamento por Serviços Ambientais (PSA), agora devidamente regulamentada pela lei n. 14.119/2021, tem viabilidade de aplicação como meio de estimular práticas sustentáveis, para tanto considerando que incentivos econômicos aliados à estrutura estatal, podem viabilizar a complementação da matriz energética sustentável.

7. Conclusão

Mesmo o Brasil possuindo uma matriz energética com grande representatividade das energias renováveis o planejamento energético adotado prioriza investimentos em empreendimentos de grande porte, como hidrelétricas, causadores de impactos negativos. O Brasil viveu uma crise energética principalmente nos anos de 2001 e 2002, conhecida como “apagão”, que motivou o governo a repensar seu planejamento energético. O planejamento energético é ferramenta essencial, e urgente para identificar as alternativas mais adequadas com a finalidade de atender as demandas da sociedade.

Como o consumo crescente das fontes de energia vêm provocando um desequilíbrio ambiental no planeta, a utilização de fontes alternativas de energia, em particular o biogás, aparece como uma oportunidade de particular importância para colaborar na oferta de energia do sistema interligado do Brasil, na forma de geração descentralizada e próxima aos pontos de consumo, por meio de equipamentos e combustíveis nacionais (exemplo resíduos de processo), vantagens estas que, aliadas aos benefícios ambientais amplamente conhecidos, fazem com que o biogás seja uma opção estratégica para o país, dependendo de políticas adequadas⁵³.

Porém, conforme EPE, das fontes de biomassa, apenas 1% é de biogás. Assim, é necessário que o Brasil adote outras fontes renováveis de energia, e o biogás pode ser utilizado para incrementar a matriz energética brasileira.

O plano decenal de expansão 2026 (PDE) indica como deverá se comportar a expansão da matriz energética no Brasil nos próximos dez anos, e contemplou pela primeira vez na história um valor significativo de biogás como componente da matriz elétrica. Entretanto, o aspecto econômico tem dificultado aos municípios o cumprimento da mencionada lei. Assim, a aplicação de Programas de Pagamento por Serviços Ambientais (PSA), como meio de estimular práticas sustentáveis, através de incentivos econômicos aliados à disposição de estrutura estatal, podem viabilizar a complementação da matriz energética sustentável.

Através da lei 14.119/2021, de 13 de janeiro de 2021, foi regulamentado o pagamento por serviços ambientais no Brasil. Trata-se de uma forma de incentivo à conservação e desenvolvimento sustentável pela remuneração em troca do bem preservado. Uma das, se não a principal dificuldade dos municípios em implementar o aproveitamento energético dos resíduos sólidos, é a questão técnica e em especial a econômica. Com a lei da PSA, abre-se uma possibilidade aos municípios, de auxílio necessário para que, do resíduo disposto, possa-se produzir energia.

⁵³ MARÇON, R. O.; ZUKOWSKI JR., J. C.; CAVALCANTE, I. R. L. **Avaliação de planta térmica com biomassa (briquete de casca de arroz) – Caso Real Fazenda experimental do Centro universitário Luterano de Palmas.** In: 5º ENCONTRO DE ENERGIA NO MEIO RURAL. Anais... Campinas: Unicamp, 2004. Disponível em: <http://www.proceedings.scielo.br/scielo.php?pid=MSC000000002200 4000100008&script=sci_arttext>. Acesso em: 12 de junho de 2019.

Bibliografia

- AMADO, Frederico. **Direito Ambiental.** 10^a ed. Salvador: Juspodivm, 2019, p. 958.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia. **Atlas de energia elétrica do Brasil.** 2. ed. Brasília: Aneel, 2005.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Agência aprova aprimoramento na Resolução n. 482/2012 sobre geração distribuída.** Disponível em: http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/agencia-aprova-aprimoramento-na-resolucao-n-482-2012-sobre-geracao-distribuida/656877?inheritRedirect=false acesso em 23 de jun. 2019.
- BAUDRILLARD, Jean. **A sociedade de consumo.** 2 ed. Lisboa: Edições 70, 2010, p. 81.
- BRASIL, Lei 12.305/2010, de 2 agosto de 2010. **Institui a Política Nacional de Resíduos Sólidos;** altera a Lei nº 9.605, de 12 de fevereiro de 1998; e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/lei/l12305.htm> acesso em 10 abril 2019.
- BRASIL. **Lei n. 14.119, de 13 de Janeiro de 2021.** Institui a Política Nacional de Pagamento por Serviços Ambientais e altera as Leis n. 8.212, de 24 de julho de 1991, 8.629, de 25 de fevereiro de 1993, e 6.015, de 31 de dezembro de 1973, para adequá-las à nova política. Disponível em:< <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/lei-n-14.119-de-13-de-janeiro-de-2021-298899394>> acesso em 18 de jan. 2021.
- BRASIL. **Lei n. 9.478, de 6 de agosto de 1997.** Dispõe sobre a política energética nacional. Brasília, DF.
- BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Programa de Incentivo às fontes alternativas de energia elétrica.** Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/acesso-a-informacao/acoes-e-programas/programas/proinfa>> acesso em 10 de abril de 2019.
- BRASIL. **Ministério do Meio Ambiente.** Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/cidades-sustentaveis/residuos-solidos/politica-nacional-de-residuos-solidos/aproveitamento-energetico-do-biogas-de-aterro-sanitario>> acesso em ago. 2019.
- BRASIL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL.** 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 23 de jun. 2019.
- BRASIL. **Senado Federal.** Disponível em: <<https://www2.senado.leg.br/web/atividade/materias/-/materia/133684>> acesso em ago. 2020.
- CÂMARA DOS DEPUTADOS. **Sancionada lei de pagamento por serviços ambientais. Meio Ambiente e Energia.** Disponível em: <https://www.camara.leg.br/noticias/721368-sancionada-lei-de-pagamento-por-servicos-ambientais/> acesso em 18 de janeiro de 2021.
- COLLAÇO, Flávia Mendes de Almeida. BERMANN, Célio. **Perspectivas da Gestão de Energia em âmbito municipal no Brasil.** Estudos Avançados 31 (89), 2017. Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, São Paulo / São Paulo, Brasil. p. 217. Disponível em: <http://www.scielo.org.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0103-856X2017000100012&lng=pt&nrm=iso&tlng=pt>

br/pdf/ea/v31n89/0103-4014-ea-31-89-0213.pdf> Acesso em 20 de maio de 2019.

COSTA, Ingrid Parente, ABREU, Yolanda Vieira de. **Estudo sobre a possibilidade de geração de energia a partir de resíduos de saneamento** (lixo, esgoto). Revista Desafios. 2018. Disponível em:<file:///C:/Users/Usuario/Downloads/4843-Texto%20do%20artigo-23250-1-10-20180227.pdf> acesso em 09 de abril de 2019.

DIAS, Jefferson Aparecido; Moraes Filho, Ataliba Monteiro de. **Os Resíduos Sólidos e a Responsabilidade Ambiental Pós-consumo.** 2ª ed. 2008.

DINNEBIER, Flávia França. Aproveitamento energético de biogás de aterros sanitários: regulamentação e perspectivas. In: Resíduos Sólidos e Políticas Públicas: Diálogos entre Universidade, Poder Público e Empresa. Org. LEITE, José Rubens Morato, BELCHIOR, Germana Parente Neiva. Florianópolis: SC, Insular, 2014, p. 193.

ELOY, Ludivine; COURDEL, Emilie; TONI, Fabiano. **Pagamentos por serviços ambientais.** In: Centro de desenvolvimento sustentável da Universidade de Brasília. Sustentabilidade em Debate. Brasília, v. 4, n. 1 (2010 – 2013), 2013. p. 15-20.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Disponível em: http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-244/topico-257/EPE_IV%20FORUM%20BIOGAS_JOSE%20MAURO_2017_1710.pdf> Acesso em 20 ago. 2020.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Balanço Energético Nacional (BEN), 2012 – Resultados Preliminares – Ano Base 2011. Elaborado pelo MME – Ministério de Minas e Energia e pela EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Brasil, 2012.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Matriz Energética Mundial 2016 (IEA, 2018). Disponível em: <<http://epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>> acesso em 16 de junho de 2019.

HIREMATH, R. B.; SHIKHA, S.; RAVINDRANATH, N. H. **Decentralized energy planning; modeling and application-a review.** Renewable and Sustainable Energy Reviews, v.11, n.5, p.729-52, 2007.

LEMOS, Patrícia Faga Iglesias. **Resíduos Sólidos e Responsabilidade Civil Pós Consumo.** 3 ed., São Paulo: Editora Revista dos Tribunais, 2014, p. 84-85.

LINDEMAYER, R. M. **Análise da viabilidade econômico-financeira do uso do biogás como fonte de energia elétrica.** Trabalho de Conclusão de Estágio do Curso de Administração. Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis/SC, 2008.

MARÇON, R. O.; ZUKOWSKI JR., J. C.; CAVALCANTE, I. R. L. **Avaliação de planta térmica com biomassa (briquete de casca de arroz) – Caso Real Fazenda experimental do Centro universitário Luterano de Palmas.** In: 5º ENCONTRO DE ENERGIA NO MEIO RURAL. Anais...Campinas: Unicamp, 2004. Disponível em: <http://www.proceedings.scielo.br/scielo.php?pid=MSC0000000022004000100008&script=sci_arttext>. Acesso em: 12 de junho de 2019.

MELO, Melissa Ely. SASS, Liz Beatriz. Programas de Pagamento por Serviços Ambientais: uma análise crítica do plano normativo no estado de Santa Catarina. In: LEITE, José Rubens Morato. MELO, Melissa Ely (org). **Delineamentos do Direito Ecológico. Estado, Justiça, Território e Economia.**

Rio de Janeiro: Editora Lumen Juris, 2018, p. 158.

NASCIMENTO, Maria Cândida B. FREIRE, Elcires Pimenta. DANTAS, Francisco de Assis Souza. Estado da arte dos aterros de resíduos sólidos urbanos que aproveitam o biogás para geração de energia elétrica e biometano no Brasil. Eng. Sanit. Ambient. vol.24 no.1 Rio de Janeiro Jan./ Feb. 2019 Epub Apr 01, 2019.

NETO, José Osório do Nascimento. **Avaliação de Políticas Públicas de Eficiência Energética: Uma estratégia para o desenvolvimento fundamentada na regulação socioambiental.** Tese (doutorado) – Pontifícia Universidade Católica do Paraná, Curitiba, 2016, p. 48.

PARK, J.-K.; KANG, J.-Y.; LEE, N.-H. **Estimation of methane emission flux at landfill surfaces using laser methane detector: Influence of gauge pressure.** Waste Management & Research, v. 34, n. 8, p. 784-792, 2016.

PHILIPPI, Arlindo Jr. ROMÉRO, Marcelo de Andrade. COLLET, Gilda Bruna. **Curso de Gestão Ambiental.** 2 ed., São Paulo: Manole. 2019, p. 246.

Portal do Saneamento Básico. Resíduos e Energia. Disponível em: <https://www.saneamentobasico.com.br/destinacao-residuos-solidos-urbanos/?fbclid=IwAR0LE8DcnzAX9Yb3FxXrU_x6Rt2ObAD8Br0MwcbsFbQ5PFkQAI5drF2xznM> acesso em set. 2019.

ROLIM, Maria João C. Pereira. **Direito Econômico da energia elétrica.** 2 ed. Rio de Janeiro: Forense, 2002, p. 98.

SAMPAIO, Américo. **Aproveitamento energético do biogás de estações de tratamento de esgotos.** 24º Encontro Técnico AESABESP- Congresso Nacional de Saneamento e Meio Ambiente. Palestra proferida em 30 de agosto de 2013.

SEEHUSEN, Susan Edna. PREM, Ingrid. Por que pagamentos por serviços ambientais. In: Guedes, Fátima Becker, SEEHUSEN, Susan Edna. (Org) **Pagamentos por serviços ambientais na Mata Atlântica: lições aprendidas e desafios.** Brasília: MMA, 2011, p. 34.

SIMIONI, Rafael Lazzarotto. **Direito, energia e tecnologia: a diferença entre energia e tecnologia na forma da comunicação jurídica.** Curitiba: Juruá, 2009, p. 58.

UNRIC. Centro Regional de Informação das Nações Unidas. **Relatório da ONU mostra população mundial cada vez mais urbanizada, mas de metade vive em zonas urbanizadas ao que se podem juntar 2,5 milhões em 2050.** Disponível em: <<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 02 de maio de 2019.

WALDMAN, Ricardo Libel; ELIAS, Luiz Augusto da Veiga. Os princípios de Direito Ambiental e o Pagamento por Serviços Ambientais/ Ecossistêmicos (PSA/ PSE). In: **Revista de Direito Ambiental**, ano 18, v. 69. Jan-Mar. São Paulo: RT, 2013, p. 53-73.

WUNDER, Sven. **Pagos por servicios ambientales: principios básicos esenciales.** CIFOR Occasional Paper, Jakarta: Centro Internacional de Investigación Forestal, 2006.

Normas de CCS para o Brasil: análise e cenários

CCS rules for Brazil: analysis and scenarios¹

Hirdan Katarina de medeiros Costa²

Silvia Andrea Cupertino³

Isabela Morbach Machado e Silva⁴

Israel Lacerda de Araújo⁵

Romário de Carvalho Nunes⁶

Rodrigo Fernandes Paes⁷

Sumário: 1. Introdução. 2. Mecanismo de subvenção, considerando o espaço poroso pertencente ao Governo Federal: Concessão, Autorização e Permissão. 3. Competência Regulatória. 4. Propriedade de CO₂ (fase de armazenamento) e suas responsabilidades. 5. Concorrência com outros usuários e questões de direitos preferenciais. 6. Autorização ambiental de atividades de exploração. 7. Considerações finais. Agradecimentos. Referências.

Resumo: O trabalho objetiva discutir sobre a estrutura legal da tecnologia de CCS no Brasil, a fim de trazer respostas aos investidores e auxiliar sua implementação. Utiliza-se a metodologia qualitativa analítica. Nessa linha, esse trabalho examina o instrumento de outorga ao particular que tenha interesse em desenvolver as atividades de CCS, a autoridade regulatória competente, a propriedade de CO₂ e a alocação de responsabilidades, e regras de licenciamento ambiental. Os resultados apontam cenários diversos com inúmeras consequências de regulação. O artigo serve como literatura que indica mecanismos regulatórios para incentivar a implementação de projetos de CCS no Brasil.

Palavras-chave: Estrutura jurídica. Implementação de projeto. CCS.

Abstract: The paper aims to discuss the legal structure of CCS technology in Brazil, in order to provide answers to investors and assist its implementation. The analytical qualitative methodology is used. In this line, this paper examines the granting instrument to individuals who are interested in developing CCS activities, the regulatory authority is responsible, CO₂ ownership and the allocation of responsibilities, and environmental licensing rules. The results point to different scenarios with numerous

1 Esse artigo é uma nova versão decorrente da publicação Costa et al. (2020).

2 IEE/USP, ENERGIA, São Paulo - SP - Brasil, hirdan@usp.br.

3 IEE/USP, ENERGIA, São Paulo – SP.

4 FFLCH/USP, GEOGRAFIA, São Paulo - SP – Brasil.

5 IEE/USP, ENERGIA, São Paulo – SP.

6 IEE/USP, ENERGIA, São Paulo – SP.

7 IEE/USP, ENERGIA, São Paulo – SP.

regulatory consequences. The article serves as literature that indicates regulatory mechanisms to encourage the implementation of CCS projects in Brazil.

Keywords: Legal structure. Project implementation. CCS.

1. Introdução

As atividades de captura e armazenamento de dióxido de carbono (CCS) são tecnologias de redução de emissões de carbono (IEA, 2016; Romeiro-Conturbia, 2017). Para sua ampla implementação, percebe-se a necessidade de estrutura regulatória que suporte os riscos e incentive os agentes (IEA, 2016; Romeiro-Conturbia, 2017). Portanto, cenários normativos podem estimular o planejamento e investimento em tais atividades no Brasil com base nas políticas energéticas e climáticas vigentes (Costa et al., 2020).

Portanto, este artigo tem como objetivo proporcionar cenários quanto a possíveis iniciativas legislativas sobre tais tecnologias e suas aplicações no Brasil. São considerados os cenários normativos em nível federal em forma de lei ordinária ou por meio de normas infralegais, decreto regulamentar, resoluções, dentre outros, enquanto mecanismo de execução de leis (Costa et al., 2020).

O trabalho ainda pretende apresentar como resultado cenários regulatórios para CCS no Brasil com a justificativa de que trabalhos anteriores (IEA, 2019) demonstram proposições legislativas factíveis, que podem acelerar a exploração e a avaliação pré-competitivas nas potenciais bacias para garantir a disponibilidade futura de armazenamento com o estabelecimento de estruturas de políticas e regulamentações (especialmente quanto ao armazenamento de CO₂) que forneçam segurança e transparência aos investidores e à comunidade em geral (IEA, 2019; Costa et al., 2020).

Esse artigo apresenta cenários normativas com o objetivo de promover avanços quanto à definições (conceitos) adequadas à abordagem da tecnologia em documentos de iniciativa legislativa, bem como em parâmetros pautados no Direito Constitucional (Silva, 2015), Direito Civil (Pontes de Miranda, 1955; Gonçalves, 2013), Direito Administrativo (IBAMA, 1987), Direito Ambiental (MMA, 1994; Porto, 2007; MMA, 2011), Direito Econômico (Costa e Arlota, 2017; Costa e Mussara, 2019) e Direito da Energia (Mussara e Costa, 2019), a partir dos marcos regulatórios já existentes e adequados ao ordenamento jurídico brasileiro, norteando a tomada de decisão através de legislação participativa ordinária e/ou regulamentar, apontando vantagens e limitações referentes a cada cenário normativo abordado (Costa et al., 2020; Costa et al., 2019).

2. Mecanismo de subvenção, considerando o espaço poroso pertencente ao Governo Federal: Concessão, Autorização e Permissão

Acredita-se que as atividades de CCS possam ser executadas via contrato de concessão. O Contrato de concessão é uma concessão de direitos, terras ou propriedades por um governo a um operador privado através de um processo de licitação pública (Pontes de Miranda, 1955). A autorização é um ato do governo que permite que uma empresa pratique atividades específicas; nesse caso, para

conceder, não é necessária nenhuma licitação pública. A permissão é um contrato entre o Governo e o operador privado que pode ser concedido por ambas as formas, licitação pública ou decisão do Governo. A autorização pode ser apontada como a escolha mais adequada. Em Óleo e Gás, existem concessões para exploração e produção; autorização para midstream; exceto transporte e distribuição de gás natural.

3. Competência Regulatória

A autoridade responsável pela realização de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento, principalmente relacionado ao gerenciamento de CO₂, seria responsável pelo planejamento da construção e expansão da rede de carbodutos, por exemplo. Essa autoridade, a exemplo da experiência internacional em CCS, estaria vinculada ao governo federal.

Cenário A: Pesquisa Geológica Brasileira (CPRM) avalia a capacidade de armazenamento de bacias sedimentares próximas às principais áreas emissoras. Para outras etapas, como um planejamento governamental, o MME, o ME (Ministério da Economia) e o MMA devem trabalhar juntos como forma de evitar conflitos de interesse. O Gabinete do Presidente pode coordenar enquanto uma melhor estrutura não for escolhida.

Cenário B: ANP. Caso o CO₂ pertença à indústria de hidrocarbonetos, provavelmente poderia ser enquadrado na regulamentação existente para gás natural e regulamentada pela ANP, é provável que siga a "Lei do Gás" - Lei nº 11.909 / 2009, complementada pelo Decreto 7.382 / 2010.

Cenário C: Se a infraestrutura for usada exclusivamente como carboduto, o IBAMA (órgão licenciador de atividades offshore no Brasil) poderá licenciá-la, como o mineroduto.

Dados os cenários acima descritos, uma regulamentação específica para o armazenamento de dióxido de carbono, bem como seu planejamento governamental, polícia pública e incentivos, seria mais apropriada. Entretanto, no cenário atual, sem uma estrutura institucional, legal e regulamentar única, aparentemente, o MME poderia ser apontado como um solução para o setor de energia. Os outros precisam avaliar cada projeto como unidade independente ou via órgão multisetorial.

4. Propriedade de CO₂ (fase de armazenamento) e suas responsabilidades

Podemos dizer que existem três sujeitos envolvidos em questões relativas à propriedade: o emissor de CO₂, o proprietário do gás armazenamento e o estado (governo federal no caso de sites offshore). A definição de mudança de propriedade do CO₂ deve se basear na estrutura atual das emissões de gases de efeito estufa. Se o CO₂ for cobrado ou mesmo rotulado como uma espécie de mercadoria/bem, a transferência dos custos de propriedade será afetada. Essa definição terá impacto na possível tributação. Nesse sentido, podemos analisar a propriedade em diferentes fases da cadeia de CCS:

Seleção do local e aquisição de uma licença de licença;

(2) Injeção de CO₂: Emissor de CO₂, proprietário do armazenamento e governo federal:

Embora o operador tenha licença para operar, ele tem a responsabilidade de responder por qualquer situação que ocorra fora do cronograma.

(3) Fechamento do local: Emissor de CO₂, proprietário de armazenamento e governo federal. O operador tenha licença para operar tem a responsabilidade de responder por qualquer situação que ocorra fora do cronograma. Ao término das atividades de injeção de gás, é necessário um certificado de encerramento que certifique a segurança da estrutura e relativa a vazamentos de gás e substâncias eventualmente utilizadas no processo. Além disso, é necessário o estabelecimento de critérios de desempenho para o fechamento de um site de armazenamento.

(4) Pós-fechamento. Nesse caso, são ainda mais amplas as possibilidades: i. período de responsabilidade de 20 anos mais contribuição financeira pelo operador, o que deve ser suficiente para cobrir os custos de monitoramento por um período de 40 anos. No PSA e no CC, a indústria já tem que lidar com esses termos; ii. período de responsabilidade de 15 anos mais contribuição financeira pelo operador, o que deve ser suficiente para cobrir os custos de monitoramento por um período de 35 anos; iii. período de responsabilidade de 10 anos mais contribuição financeira pelo operador, o que deve ser suficiente para cobrir os custos de monitoramento por um período de 30 anos;

Algumas legislações prevêem a transferência de responsabilidade civil quanto a danos contra terceiros. Essa transferência requer a satisfação de critérios específicos de desempenho antes que uma transferência possa ser afetada. É importante incorporar um processo estruturado e bem gerenciado para fechamento, pós-fechamento e transferência de responsabilidade, incluindo supervisão regulatória dos métodos de fechamento, a fim de prever o que é necessário.

5. Concorrência com outros usuários e questões de direitos preferenciais

Nesse particular, também é possível identificar três diferentes cenários, vejamos:

- Cenário A: Em geral, os contratos de concessão prevêem acesso a terceiros. É dada preferência ao uso do site para operadores e patrocinadores. A autoridade pode garantir que terceiros accessem a capacidade ociosa;
- Cenário B: dependendo da estrutura, vários agentes podem receber autorização para usar um site de armazenamento. No entanto, é necessário determinar quem será o operador.
- Cenário C: dado que um local de armazenamento em operação, o emissor de gás pode pagar por outro agente, que será responsável pelo armazenamento do CO₂. Apesar da provisão legal de acesso de terceiros às leis de gás, a experiência com gás natural demonstra que não há agente que possa usar pipelines (ou a Autoridade não o aplica ou o custo é muito caro). Uma vez que o setor privado esteja organizado para viabilizar um local de armazenamento, a Autoridade regulará questões específicas em termos de direitos preferenciais.

6. Autorização ambiental de atividades de exploração

Mais uma vez, três cenários se destacam.

- Cenário A: As atividades do CCS devem estar sujeitas ao processo de licenciamento ambiental, incluindo um EIA / RIMA completo ou simplificado (Estudos de Impacto Ambiental - EIA - e o Relatório de Impacto Ambiental - RIMA) e os impactos específicos das atividades do CCS devem ser avaliados e aprovados pelo órgãos competentes de licenciamento de agências ambientais, dependendo da localização e das especificidades do local.
- Cenário B: Os organismos de licenciamento ambiental dependem da localização e das

especificidades do local. O licenciamento simplificado é uma opção, considerando, para armazenamento offshore, que o Decreto Federal 8437/2015 estabeleceu a competência do IBAMA para licenciamento ambiental de exploração e produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos (principalmente atividades não convencionais).

- Cenário C: Licenciamento ambiental vinculado ao EIA em caso de injeção direta (no local de emissão) e à Portaria MMA 422/2011, esta portaria prevê procedimentos para o licenciamento ambiental federal de atividades e empreendimentos de exploração e produção de petróleo e gás natural no ambiente marinho transição da terra para o mar (assim, pode-se usar analogamente as disposições previstas para licenciamento de atividades que envolvem substâncias como o gás natural, que é comprovadamente mais tóxico do que o CO₂ (ABNT, 2007)).

Nesse sentido, a Resolução 01/86 do CONAMA exige que o EIA seja conduzido pelos desenvolvedores para novos projetos ou expansões dos projetos listados no Artigo 2. No entanto, essa lista é apenas indicativa e os órgãos ambientais podem exigir o EIA para outras atividades como armazenamento de CO₂. Além disso, a Lei Adicional nº 140/11 estabelece normas de cooperação entre a União, os Estados, o Distrito Federal e os Municípios em ações administrativas para proteger o meio ambiente e combater a poluição. Basicamente determina a competência offshore do Ibama para licença quando o projeto envolve mais de um estado ou quando está localizado no exterior. A competência dos estados ocorrerá em seus territórios, assim como nos municípios, e pode haver múltiplos processos de licenciamento (Costa et al., 2020).

7. Considerações finais

Nos países onde esta implementação está emergindo, algumas diretrizes com conteúdo obrigatório normativo são normalmente consideradas. Desde 2010, dissemina-se, pela *International Energy Agency*, Modelo de Estrutura Regulatória da CCS, que visa: Consolidar e tornar informações mais acessíveis sobre as principais abordagens globais para uma ampla gama de questões regulatórias da CCS; Apoiar o desenvolvimento e a reforma regulatória global do CCS; e Permitir que a Unidade CCS da IEA responda de maneira mais eficaz às solicitações de orientação detalhada sobre a regulamentação da CCS (IEA, 2013; Costa et al., 2020).

Dentre elas, destaca-se “Escopo e definições regulamentares” dos processos, substâncias e atores envolvidos em seu desenvolvimento, como: composição da cadeia de GEE, conceito de armazenamento, conceito de injeção, conceito de injeção, conceito de órgão autorizador, conceito de autoridade máxima envolvida, conceito de espaço poroso, entre outros princípios fundamentais para a compreensão do assunto. E então, o segundo elemento normalmente referido é “O escopo e gerenciamento de direitos” sobre a propriedade de CO₂, que inclui os direitos de propriedade dos operadores de CCS, o estado e, eventualmente, o uso local no qual é encontrado armazenamento e acesso a Está disponível um recurso de terceiros, que pode ser definido como acesso ocasional a outros que não são operados pela tecnologia em um local específico que ocorreu (Costa et al., 2020).

Também, há o tópico “Permitindo a exploração do local de armazenamento, o desenvolvimento do projeto e a injeção de CO₂”, com o respectivo esboço dos padrões de exploração e injeção e seus pedidos de permissão. Geralmente seguido por isso, há o tópico “Operação e fechamento de

instalações de armazenamento”, que detalha o fechamento do local de armazenamento e sua operação. Posteriormente, o esqueleto normativo inclui o elemento “Gerenciamento de responsabilidades e responsabilidades de longo prazo”, destacando o período e os requisitos que o operador deve cumprir para a responsabilidade necessária no caso de danos a pessoas, propriedades e meio ambiente, destacando a transferência dessa responsabilidade para com outros agentes, geralmente o estado, após o término do período de responsabilidade do operador, etapas como certificações e opções de seguro de longo prazo foram concluídas (Costa et al., 2020).

Este trabalho procurou alinhar os princípios do aparato jurídico de outros países quanto à composição de uma estrutura normativa para CCS e propor cenários nos tópicos mais importantes identificados em termos de arcabouço normativo já existente no Brasil para direcionar ações em termos de opções de escolhas regulatórias e eventuais soluções de controvérsias quanto ao planejamento e execução destas atividades em território brasileiro. Além disso, visou contribuir para estruturar e desenvolver um plano para adaptar a legislação existente ou criar legislação específica visando as atividades da CCS, propondo aos poderes executivo e judiciário brasileiros a aprovação dessas medidas, considerando recomendações de estrutura normativa internacional e disposições sobre segurança e desenvolvimento ambiental (Costa et al., 2020).

Devido à robusta legislação brasileira sobre o meio ambiente, bem como a uma sólida estrutura autárquica para supervisionar inúmeras atividades, no Brasil existe a possibilidade de criar uma lei específica para as atividades da CCS, incluindo todas as etapas necessárias para o desenvolvimento da atividade ou, através de um decreto, assim como por meio de resoluções, regulamentar leis já existentes e estabelecer uma série de medidas para regular as atividades, usando toda a estrutura existente (Costa et al., 2020).

Em relação às leis, por exemplo, quando lidamos com o licenciamento ambiental de atividades relacionadas à exploração e exploração de depósitos de combustíveis líquidos e gás natural, existe um procedimento específico, regulamentado pela Resolução CONAMA nº 23, de 7 de dezembro de 1994 (Costa et al., 2018; Costa et al., 2020).

Com relação à estrutura de inspeção, as regulamentações próprias da ANP sobre segurança operacional já abrangem instalações marítimas, terrestres, oleodutos e sistemas subaquáticos, nas quais as atividades da CCS poderiam estar perfeitamente inseridas nessa área. De fato, a própria diretiva do IBAMA determina que as atividades realizadas na plataforma continental devem ser analisadas por esse órgão (Costa et al., 2020).

Portanto, vários pontos da legislação de outras jurisdições podem ser desenvolvidos e inseridos no contexto brasileiro, como a distinção entre atividades de armazenamento de CO₂ em camadas geológicas e injeção de CO₂ para melhorar o desempenho do reservatório de hidrocarbonetos. A legislação brasileira detalharia em uma única lei todos os tópicos relacionados à atividade, incluindo as definições técnicas aplicáveis, direitos de propriedade, fases de implementação, operação e desativação, entre outros, de questões adjacentes, como o desenvolvimento da atividade no país, escopo fiscal - com incentivos e isenções tributárias - e escopo educacional, promovendo a criação de

mão de obra especializada) até a inclusão da sociedade por sua participação ativa na disseminação e reconhecimento dessa atividade no país (Costa et al., 2020).

Agradecimentos

Agradecemos o apoio do Projeto Gasbras Convênio Finep 01.14.0215.00 e ao CNPq. Agradecemos ao “Centro de Pesquisa em Inovação em Gás - RCGI” (Fapesp Proc. 2014 / 50279-4), apoiado pela FAPESP e Shell, organizado pela Universidade de São Paulo, e pela importância estratégica do apoio concedido pela ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis do Brasil) através da cláusula de P&D. Agradecemos também o apoio do Programa de Recursos Humanos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (PRH-ANP), financiado com recursos oriundos do investimento de empresas petrolíferas qualificadas nas cláusulas R, D & I da Resolução ANP nº 50/2015 (PRH 33.1 - Referente ao Edital nº 1/2018 / PRH-ANP; Outorga FINEP / FUSP / USP Ref. 0443/19).

Referências

COSTA, HIRDAN K. DE MEDEIROS ; E SILVA, ISABELA MORBACH MACHADO; DE CARVALHO NUNES, ROMÁRIO ; ARAUJO, I. L. ; MUSARRA, Raíssa Moreira Lima Mendes ; PAES, Rodrigo. F. ; MASCARENHAS, Karen. L. ; CUPERTINO, S. A. . Cenários normativos para captura, transporte, utilização e armazenamento de dióxido de carbono no Brasil. In: Rio Oil and Gas, 2020, Rio de Janeiro. Rio Oil & Gas Expo and Conference, 2020.

COSTA, HIRDAN K. M.; MUSARRA, RAÍSSA M. L. M. ; E SILVA, ISABELA MORBACH MACHADO ; DE CARVALHO NUNES, ROMÁRIO ; CAVALCANTE, ISRAEL LACERDA ; CUPERTINO, SILVIA ANDREA. Legal Aspects of Offshore CCS: Case Study - Salt Cavern. Polytechnica, v. 1, p. 1-10, 2019.

COSTA, HIRDAN KATARINA DE MEDEIROS; MUSARRA, R. M. L. M. ; MIRANDA, M. F. ; MOUTINHO DOS SANTOS, E. . Environmental License for Carbon Capture and Storage (CCS) Projects in Brazil. Journal of Public Administration and Governance, v. 8, p. 163-185, 2018.

COSTA, H. K. MEDEIROS; ARLOTA, C. (2017). Civil Law Versus Common Law: Direitos de Propriedade na Indústria do Petróleo. Revista Do Direito Da Energia, (14), 202–244.

COSTA, H. K. M., & MUSARRA, Raíssa Moreira Lima Mendes. (2019). Princípios Gerais do Direito: Aplicabilidade nas Atividades de CCS. In Aspectos Jurídicos da Captura e Armazenamento de Carbono no Brasil (Vol. 1, pp. 25–52). Rio de Janeiro: Livraria e Editora Lumen Juris.

GONÇALVES, C. (2013). Direito Civil Brasileiro: Direito das Coisas. (8th ed.). São Paulo: Saraiva. IBAMA. CONAMA Res. 09/87.

International Energy Agency. (2016). Decoupling of global emissions and economic growth confirmed. IEA.

MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE (MMA). CONSELHO NACIONAL DO MEIO AMBIENTE.

Resolução CONAMA 23 de 07/12/1994.

MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE. PORTARIA N 422 do MMA, 26/10/2011.

MUSARRA, Raíssa Moreira Lima Mendes, COSTA, HIRDAN K. DE MEDEIROS. (2019). Mitigação de Emissões de Dióxido de Carbono e Atividades de CCS: Diálogo entre Políticas Climáticas e Energéticas no Brasil. In. Aspectos Jurídicos da Captura e Armazenamento de Carbono no Brasil. (1st ed., pp. 71–90). Rio de Janeiro: Lumen Juris.

PONTES DE MIRANDA, Francisco Cavalcanti. (1955). Tratado de Direito Privado. Rio de Janeiro: Borsoi.

PORTO, ANNA CAROLINNA CARRANO HENRIQUES, & et al. (2007). Licenciamento das atividades de exploração e produção de Petróleo (p. 15). Presented at the 4o PDPETRO.

ROMEIRO-CONTURBIA, V. R. da S. (2017). 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.

SILVA, José Afonso da. (2015). Curso de direito constitucional positivo. (38th ed.). São Paulo: Malheiros.

Análise SWOT Aplicada ao Gás Não Convencional no Brasil

Swot Analysis Applied for Unconventional Gas in Brazil

João Carbone Neto¹

Pietro Salomão de Sá²

Thiago Luis Felipe Brito³

Hirdan Katarina de Medeiros Costa⁴

Edmilson Moutinho dos Santos⁵

Sumário: 1. Cenário Atual. 2. Revisão de Literatura. 3. Metodologia. 4. Resultados. 4.1 Ambiente Interno. 4.2. Ambiente Externo. 5. Conclusões. Bibliografia.

Resumo: A extração de recursos não convencionais difere do petróleo e gás convencionais em seus métodos, porque o *shale gas* é encontrado em formações de folhelho, os quais apresentam baixas permeabilidades e porosidades, implicando na necessidade de altas tecnologias para sua extração. Ocorre que algumas dessas reservas brasileiras estão localizadas em áreas críticas com relação aos riscos ambientais e sociais. Em virtude do potencial e das barreiras, a presente pesquisa objetiva avaliar as perspectivas de exploração do gás não convencional no Brasil. Para tanto, utilizar-se-á a metodologia de revisão bibliográfica, analítica e qualitativa, assim como a ferramenta SWOT (ou FOFA). Com isso, os resultados esperados se direcionarão a explorar as forças, oportunidades, fraquezas e ameaças da exploração do gás não convencional no país. Pretende-se que essa pesquisa sirva de contribuição para o debate sobre as decisões relativas à exploração comercial desse recurso dado a construção de uma matriz analítica.

Palavras-chave: Gás de Folhelho; SWOT; Fraturamento Hidráulico.

Abstract: The extraction of unconventional resources differs from conventional oil and gas in their methods, because shale gas is found in shale formations, which have low permeability and porosity, implying the need for advanced technologies for their extraction. It turns out that some of these Brazilian reserves are located in critical areas with respect to environmental and social risks. In view of the potential and barriers, the present research aims to evaluate the prospects for the exploration of unconventional gas in Brazil. For this, the methodology of bibliographic, analytical and qualitative review will be used, as well as the SWOT tool (or FOFA) and conducting semi-structured interviews. With this, the expected results will be directed to explore the strengths, opportunities, weaknesses and

¹ Pesquisador, Universidade de São Paulo, joaocarbone33@gmail.com.

² Graduando em Geologia, Universidade de São Paulo, pietro.sa3@usp.br.

³ Doutor em Energia, Universidade de São Paulo, thiagobrito@usp.br.

⁴ Doutora em Energia, Universidade de São Paulo, hirdan@usp.br.

⁵ Doutor em Economia, Universidade de São Paulo, edsantos@iee.usp.br.

threats of the exploration of unconventional gas in the country. It is intended that this research serves as a contribution to the debate on decisions regarding the commercial exploitation of this resource given the construction of an analytical matrix.

Keywords: Shale Gas; SWOT; Hydraulic Fracturing

1. Cenário atual

A *Energy Information Administration* (Agência de Informação de Energia – EIA) e o *Advanced Resources International* (ARI) apresentaram estudo sobre o potencial de gás e óleo não convencionais em 41 países, avaliando 137 formações de folhelho (EIA; ARI, 2013). Classificado como a décima maior reserva de gás de folhelho no mundo por estudo da EIA, o Brasil tem potencial de 245 trilhões de pés cúbicos (TCF) de reservas de gás não convencional nas bacias do Paraná, de Solimões e do Amazonas.

A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) indicou que o volume recuperável de gás não convencional poderia chegar a 288 TCF (8,16 trilhões de m³) (ANP, 2010). De acordo com o Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural (PROMINP), existe a possibilidade de extrair até 156 TCF de recursos de gás não convencional até 2050, correspondentes a volumes recuperados esperados nas bacias terrestres de São Francisco, Recôncavo, Parnaíba, Parecis, Paraná, Potiguar, Amazonas e Solimões (CTMA/PROMINP, 2016).

Dado esse cenário promissor, a Resolução do Concelho Nacional de Política Energética (CNPE) nº 06/2013 autorizou que a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) realizasse a 12^a Rodada de Licitações Petróleo e Gás (12^a Rodada de Licitações). Nesta rodada, foram ofertados 240 blocos para a exploração e a produção de petróleo e de gás natural, em áreas de novas fronteiras e bacias maduras, visando recursos convencionais e não convencionais, localizados em 13 setores de 7 bacias sedimentares terrestres brasileiras: Acre-Madre de Dios, Paraná, Parecis, Parnaíba, Recôncavo, São Francisco e Sergipe-Alagoas (ANP, 2019).

A ANP, então, realizou a 12^a Rodada de Licitações, com objetivo de fomentar as atividades de exploração e produção de óleo e gás em áreas que, até o momento, não haviam sido suficientemente estudadas (ARAÚJO, 2016). O modelo de Contrato de Concessão adotado para a 12^a Rodada de Licitações passou a prever tratamento próprio nos casos de atividades envolvendo reservatório não convencional, mediante a admissão de períodos exploratórios alargados: a chamada “Fase Exploratória Estendida” (ARAÚJO et al., 2017).

Após a rodada, foi publicada a Resolução ANP 21/2014, que estabelece os requisitos a serem cumpridos pelos detentores de direitos de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural que executarão a técnica de Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional (LOBO; PILOTO, 2014).

A expectativa era de que em cinco anos (até 2018) fossem perfurados pelo menos 26 poços com o objetivo de atravessar um marco estratigráfico mínimo estabelecido pela ANP, o que ampliaria

o conhecimento das bacias sedimentares em questão (COSTA et al., 2016). Tal circunstância não ocorreu por causa da suspensão dos contratos decorrentes da 12ª Rodada de licitações por via de ações judiciais (ANP, 2019). Ainda, a Diretoria Colegiada da ANP analisou no dia 12 de setembro de 2019, o pedido de extinção contratual e sem ônus dos contratos de concessão oriundos da 12ª Rodada de Licitações (ANP, 2019).

Além da suspensão da 12ª Rodada de licitações, destaca-se a Lei estadual 19.878/19, que proíbe totalmente a exploração do gás natural pelo método de fraturamento hidráulico, no estado do Paraná (RAMOS; PETRY; COSTA, 2020). Em nível nacional, o PL 4118/2015, que visava proibir o *fracking* foi arquivado pela Câmara dos Deputados no último dia 31 de janeiro.

Dado este panorama, o objetivo deste trabalho é realizar um levantamento exploratório dos principais pontos fortes e barreiras referentes à exploração e produção de gás natural de formações de folhelho, com a utilização da técnica de fraturamento hidráulico. Avaliaremos principalmente as perspectivas tecnológicas, regulatórias e políticas que podem incentivar ou dificultar a viabilização desta atividade no Brasil.

2. Revisão da Literatura

Recursos não-convencionais são caracterizados por ser encontrados em formações geológicas específicas, por serem mais dispersos, mais difíceis de caracterizar e também necessitarem de técnicas relativamente novas para a sua extração. Assim, a forma que estes recursos são explorados também não é convencional, necessitando muitas vezes de técnicas especializadas para sua extração, como o fraturamento hidráulico. O valor das técnicas necessárias para extrair esses recursos ainda nas décadas passadas era inviável economicamente, porém o consumo acelerado de recursos convencionais possibilitou a viabilidade econômica desses não convencionais (ROKOSH et al., 2009)

Um destes recursos não-convencionais é o gás natural advindo das formações de folhelho, o chamado *shale gas*. As reservas são caracterizadas por serem ricas em materiais orgânicos e com granulometria fina. A maturidade da matéria orgânica e a forma como se organizam as estruturas estratificadas das rochas é de grande importância para a origem e armazenamento do gás natural (FRANK JAHN, 2008).

Prospecção de óleo e gás se define pela ação de detectar reservas de petróleo ou gás natural, sendo uma das etapas que constituem o processo da exploração desses recursos energéticos. Os métodos mais empregados nesta etapa são estudos geofísicos, geoquímicos e geológicos (FRANK JAHN, 2008).

O folhelho que armazena o gás natural, é naturalmente mais compactado do que outras rochas que contém gás natural, por isso um dos métodos para se retirar o gás é o fraturamento hidráulico. O fraturamento hidráulico consiste na injeção em altas pressões de líquidos que auxiliam na expansão e quebra do folhelho, assim possibilitando a saída e extração do gás natural. O método necessita de altas quantidades de água para funcionar, cerca 60% da água é utilizada no processo, enquanto 40% retorna a superfície para uso posterior após tratamento, ou seja, o planejamento de uso da água é um

passo muito importante para a construção de um poço rentável e seguro (DAYAL; MANI, 2017).

A perfuração vertical é o método tradicional de extração de óleo e gás, mas atualmente existem métodos mais eficientes como o da perfuração direcional que acessa de forma mais direta e ampla as reservas. O método tem vantagens econômicas e operacionais, devido ao fato de ser mais simples que os outros métodos. Na primeira etapa do processo essa técnica pode parecer tentadora, porém levando em conta que somente uma seção da reserva será extraída, serão necessários muitos furos para uma reserva. Por isso a perfuração direcional, que pode com somente um furo retirar os recursos de toda uma reserva, torna-se interessante, pois do ponto de vista logístico e até econômico pode ser rentável (FRANK JAHN, 2008).

Em alguns países, os órgãos governamentais impuseram limitações à realização de operações não convencionais de petróleo e gás, que vão desde a suspensão (Inglaterra, Holanda, Colômbia, Costa Rica e África do Sul) até a proibição total das atividades relacionadas, particularmente, a fraturamento hidráulico (por exemplo a França, Escócia, País de Gales, Irlanda, Bulgária ou Uruguai). A ocorrência de tais limitações é causada por preocupações e riscos associados aos métodos de extração de recursos não convencionais.

Um destes riscos é o ambiental associado ao fraturamento hidráulico, que é um dos gatilhos que age como obstáculo no emaranhado político e financeiro da prática. Isso se deve ao risco potencial de contaminação de uma planta de fracking ao solo e seus recursos hídricos, por isso o cenário da exploração de *shale gas* além de inovador e crescente, está acompanhado com uma boa porção de cautela ambiental. Essa cautela, no entanto, leva o cenário atual a um patamar positivo, pois esse investimento em contenção de riscos leva a uma prática mais segura e um avanço político e social na prática do *fracking* (DELGADO, 2018).

3. Metodologia

A metodologia desta pesquisa, além de revisão bibliográfica, compreenderá uma análise qualitativa. Utilizou-se a ferramenta conhecida como matriz SWOT, que se trata de um modelo clássico e muito utilizado em estudos diversos sobre vantagens competitivas. A Matriz SWOT é uma sigla que se origina do inglês, cuja estrutura é composta de quatro dimensões de análise: *strengths* (forças), *weaknesses* (fraquezas), *opportunities* (oportunidades) e *threats* (ameaças). É utilizada para promover um olhar ampliado de um determinado mercado, incluindo elementos tanto do ambiente interno, como aqueles do ambiente externo (MADSEN, 2016).

Quando se realiza a análise das forças e fraquezas, considera-se que estes são fatores internos e gerenciáveis. Por outro lado, as oportunidades e ameaças levam em consideração o ambiente externo, sobre o qual não se tem controle, e envolve uma análise das forças macro ambientais (demográficas, econômicas, tecnológicas, políticas, legais, sociais e culturais) e dos fatores micro ambientais (consumidores, concorrentes, canais de distribuição, fornecedores).

No caso deste estudo, não estamos analisando as vantagens competitivas de uma empresa ou organização em especial, mas a potencial aplicação da tecnologia de fraturamento hidráulico para

exploração de *shale gas* no Brasil. Portanto, para efeitos deste trabalho, consideramos os fatores internos (forças e fraquezas) como aqueles associados à tecnologia, enquanto os externos (oportunidades e ameaças) estão principalmente associados ao cenário político, econômico e regulatório da indústria *onshore* e de não-convencionais no Brasil.

Com isso, pretende-se identificar as principais barreiras para a exploração de *shale gas* no Brasil por meio da tecnologia do fraturamento hidráulico. A sessão seguinte apresenta e discute nossos resultados, assim como análise da Matriz SWOT desenvolvida.

4. Resultados

O avanço no desenvolvimento do *shale gas* está associado a uma série de benefícios potenciais, assim como dificuldades no âmbito regulatório e político. A Figura 1 apresenta na forma de uma Matriz SWOT os resultados obtidos com base nesta pesquisa. Adiante descreve-se a análise dos quadros desta matriz.

Figura 1 – Matriz SWOT da Exploração de *Shale Gas* por Fraturamento Hidráulico no Brasil

		Aspectos Favoráveis	Aspectos Desfavoráveis
Ambiente Interno			
		Tecnologia de fraturamento é madura e conhecida tanto por empresas grandes quanto pequena A exploração de <i>shale gas</i> pode prover acesso a energia e desenvolvimento econômico a comunidades pequenas ou isoladas  Alta disponibilidade hídrica	Pode ser necessário importar insumos (areia e produtos químicos) Pode causar problemas ambientais típicos de outras indústrias extractivistas: contaminação do solo, água e ar  Injeção de água salgada pode causar sismos
Ambiente Externo	 Setor <i>onshore</i> tem grande espaço para se expandir no Brasil As políticas do REATE (governo federal) apoiam a exploração de não-convencionais  Novo Mercado de Gás visa dar incentivos à exploração <i>Onshore</i>	 Pouco conhecimento das bacias geológicas com potencial para <i>shale gas</i> . Regulação sobre os não-convencionais ainda é incipiente	

Fonte: Elaborado pelos Autores.

4.1. Ambiente Interno

Conforme apresentado pelo quadro superior esquerdo (Forças) da Figura 1, possui-se um largo conhecimento sobre a tecnologia de fraturamento hidráulico. A produção de *shale gas* nos Estados Unidos atingiu um crescimento exponencial desde 2005, com uma taxa de aprendizagem de 13% (FUKUI et al., 2017). Além de demonstrar uma redução significativa dos custos, em relação à produção total acumulada, a podemos também interpretar esta aprendizagem como o domínio da tecnologia, de modo a poder utilizá-la de maneira segura e eficiente.

Mesmo no Brasil, já existe mais de 60 anos de experiência nesta técnica exploratória em recursos convencionais (DELGADO; FEBRARO, 2018). Toda esta prática e domínio tecnológico contra-

argumentam as liminares bloquearam o emprego da técnica de fraturamento hidráulico para exploração do gás de folhelho nos estados do Alagoas, Sergipe, Bahia e Paraná, cuja principal justificativa era a prática imatura da tecnologia no país.

Ainda sobre o quadrante Forças, observa-se que a atividade de exploração de *shale gas*, por ser uma atividade exclusivamente *onshore*, é capaz de prover acesso a energia e de novas atividades econômicas nas regiões mais interiores do Brasil. Especialmente nas regiões mais isoladas, a exploração de *shale gas* pode trazer desenvolvimento social para suas populações. Mesmo nestas localidades, ainda é possível encontrar uma boa disponibilidade hídrica para o fraturamento, sem afetar o abastecimento para a população e outras atividades (indústria, agricultura, etc.).

É importante observar, no entanto, as fraquezas associadas ao fraturamento hidráulico (quadro superior direito da Figura 1). Mesmo com a redução dos custos da perfuração de poços proporcionados pelo acumulado da curva de aprendizagem, a importação de insumos pode ainda representar um limitante econômico para a realização do fraturamento.

Além disso, como é usual para todas as atividades extractivas, há uma série de potenciais problemas ambientais que o fraturamento hidráulico pode ocasionar tais como sismos induzidos; reativação de falhas preexistentes; afetar a integridade de poços vizinhos; e contaminação de recursos hídricos. Mesmo com a perfuração horizontal, que requer um menor número de poços, o impacto sobre a superfície ainda é significativo, pois é necessário a implantação de infraestrutura e movimentação de veículos, produtos e pessoas relacionadas com a atividade. Deve-se, portanto, buscar mitigar o máximo possível destes riscos por meio de regulação e fiscalização eficientes assim como a aplicação das melhores práticas de exploração e produção.

4.2. Ambiente Externo

No Brasil, as Ameaças (quadro inferior direito da Figura 1) envolvendo a técnica de extração do *shale gas* depara-se com barreiras tanto no âmbito político, jurídico, quanto na aceitação por parte da sociedade e de limitado conhecimento geológico. Estas três frentes precisam ser endereçadas paralelamente, sendo necessária uma política de comunicação social que lide com esses temas e deixe de forma transparente e clara para a sociedade o que acontece, os benefícios, os riscos e as mitigações que serão tomadas. A escassez de dados sobre formações de folhelho limita a compreensão das suas composições e estruturas. Tal desconhecimento impossibilita uma exploração segura dessas reservas e a formulação de políticas e regulamentos relevantes para os projetos não convencionais.

Apesar dessas ameaças discutidas sobre a utilização do fraturamento hidráulico no Brasil, também foi possível identificar algumas Oportunidades (quadro inferior esquerdo da Figura 1). O setor de E&P de óleo e gás *onshore* ainda tem muito a crescer no Brasil. Deste modo, há uma série de políticas governamentais que buscam impulsionar esta atividade, dentre as quais duas delas se destacam.

A primeira delas é o Programa de Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (REAT). Desde 2020, o Programa tem dado especial

enfoque na E&P de gás natural, tanto em reservas convencionais como não-convencionais. Em parceria com outras instituições, o Programa planeja colocar o projeto piloto do Poço Transparente em reservatório de baixa permeabilidade de petróleo e gás natural, cujo objetivo é gerar conhecimento acerca da utilização da técnica de fraturamento hidráulico em reservatórios petrolíferos de baixa permeabilidade, com a finalidade de propor um arcabouço regulatório e maior segurança ambiental e jurídica para a atividade (MME, 2019a).

Além de permitir o melhor conhecimento da técnica do fraturamento hidráulico em folhelhos e reservatórios de baixa permeabilidade, o Poço Transparente permitiria também o treinamento da mão de obra no Brasil por meio da transferência de conhecimento. Espera-se com isso que tal projeto possa gerar melhores esclarecimentos da sociedade civil assim como melhorar sua aceitação pública. Isso poderá atrair investidores e evitar problemas como os da 12º Rodada de Licitações e minimizar possíveis impactos das técnicas exploratórias (MME, 2019a).

No segundo semestre de 2019, o governo federal anunciou um programa inédito de abertura do setor de gás no país, o “Novo Mercado do Gás”. Tal abertura compreende uma série de ações para aumentar os investimentos em GN no Brasil, diversificando o número de empresas que atuam neste segmento. Entre as ações deste programa, está a retirada do monopólio da Petrobras na cadeia de valor do gás, incluindo a venda de ativos e a abertura da infraestrutura de transporte de combustíveis para outras empresas ofertantes de gás (MME, 2019b).

Tais políticas permitirão uma maior diversificação dos atores e maior liberdade de movimentação do gás natural. Espera-se uma significativa redução dos preços aos consumidores finais assim como a ampliação do mercado. Deste modo, produtores novos ou já atuantes, podem ser incentivados a iniciar a exploração de gás não-convencional, uma vez que tais políticas permitirão maior viabilidade para estes investimentos.

5. Conclusão

Este trabalho desenvolveu um estudo inicial exploratório sobre a utilização da técnica de fraturamento hidráulico em formações de folhelho no Brasil. Utilizou-se a metodologia SWOT com o intuito de categorizar os principais aspectos envolvendo esta atividade. Do ponto de vista do ambiente interno, considerou-se que a tecnologia do fraturamento hidráulico encontra-se em estágio avançado, com ampla produção acumulada e domínio das técnicas e materiais. A definição regulatória é, portanto, necessária para assegurar as devidas obrigações ambientais, sociais e de segurança.

Com relação ao ambiente externo, observou-se a necessidade de aprimoramento do conhecimento das bacias geológicas brasileiras. As principais políticas governamentais que visam incentivar a produção de não-convencional *onshore* e a liberação e diversificação do mercado de gás natural convergem para a recomendação de que um projeto de poço piloto ou transparente será a melhor forma de superar esta barreira.

Como estudos futuros, pretende-se realizar entrevistas com especialistas de diversas áreas como regulação, engenharia, geologia, psicologia, economia, dentre outras. O intuito é de se construir matriz

SWOT consolidada de modo a promover um olhar ampliado das Forças, Fraquezas, Oportunidades e Ameaças do cenário brasileiro. A coleta das visões destes especialistas, por meio de um questionário estruturado, permitirá uma robustez estatística e quantitativa sobre a matriz SWOT.

Agradecimentos

Agradecemos o apoio do Projeto Gasbras Convênio Finep 01.14.0215.00 e ao CNPq. Agradecemos ao “Centro de Pesquisa em Inovação em Gás - RCGI” (Fapesp Proc. 2014 / 50279-4), apoiado pela FAPESP e Shell, organizado pela Universidade de São Paulo, e pela importância estratégica do apoio concedido pela ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis do Brasil) através da cláusula de P&D. Agradecemos também o apoio do Programa de Recursos Humanos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (PRH-ANP), financiado com recursos oriundos do investimento de empresas petrolíferas qualificadas nas cláusulas R, D & I da Resolução ANP nº 50/2015 (PRH 33.1 - Referente ao Edital nº 1/2018 / PRH-ANP; Outorga FINEP / FUSP / USP Ref. 0443/19).

Bibliografia

ANP. 12ª Rodada de Licitações de Blocos. Disponível em: <<http://rodadas.anp.gov.br/pt/12-rodada-de-licitacao-de-blocos>>. Acesso em: 2 fev. 2021.

ANP. Gás Natural Não-Convencional. 2010.

ARAÚJO, R. R. Aspectos regulatórios e institucionais do desenvolvimento de gás não convencional: uma análise comparativa entre Brasil e Estados Unidos. p. 314, 2016.

ARAÚJO, R. R. DE et al. PANORAMA DO DESENVOLVIMENTO DE GÁS NÃO CONVENCIONAL: PERSPECTIVAS PARA O CASO BRASILEIRO. In: COSTA, H. K. DE M.; MOUTINHO DOS SANTOS, E.; CUPERTINO, S. A. (Eds.). **Atualidades regulatórias do mercado de gás brasileiro**. 2017. ed. São Paulo: Synergia, 2017.

COSTA, H. K. DE M. et al. EU unconventional resource development stalls. **OIL & GAS JOURNAL**, v. 114, n. 6, p. 44–49, 2016.

CTMA/PROMINP. **Aproveitamento de Hidrocarbonetos em Reservatórios não convencionais no Brasil**. Brasília: Comitê Temático de Meio Ambiente, Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural, 2016.

DAYAL, A. M.; MANI, D. **Shale Gas: Exploration and Environmental and Economic Impacts**. 2017.

DELGADO, F.; FEBRARO, J. **O Programa REATE e a Desmistificação do Fraturamento Hidráulico no Brasil**. São Paulo: FGV Energia, 2018.

EIA; ARI. **Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States**. Washington, D. C.: U.S. Energy

Information Administration (EIA), Advanced Resources International (ARI), 2013.

FRANK JAHN, M. C. AND M. G. **Hydrocarbon Exploration & Production**. [s.l: s.n]. v. 9

FUKUI, R. et al. **Experience curve for natural gas production by hydraulic fracturing**. *Energy Policy*, v. 105, n. January, p. 263–268, 2017.

LOBO, M. P. S.; PILOTO, B. A. M. **Fracking: diretrizes para o fraturamento hidráulico no Brasil (Resolução ANP nº 21/2014)**. [s.l: s.n].

MADSEN, D. Ø. SWOT Analysis: A Management Fashion Perspective. *International Journal of Business Research*, v. 16, n. 1, p. 39–56, 2016.

MME. **Governo lança o “Novo Mercado do Gás”, um marco histórico para o Brasil**Ministério de Minas e Energia, 2019b.

MME. **REATE 2020 Plano Integrado de Ação do Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres**. [s.l.] Ministério de Minas e Energia, 2019a.

RAMOS, K. N.; PETRY, P. M.; COSTA, H. K. DE M. Atualizações Da Exploração De Gás Não Convencional No Brasil. *Revista Gestão & Sustentabilidade Ambiental*, v. 9, p. 237, 2020.

ROKOSH et al. **What is Shale Gas? An Introduction to Shale-Gas Geology in Alberta**. [s.l: s.n].

O impacto das tecnologias emergentes na Economia Circular

The impact of emerging technologies on Circular Economy

João Tadeu Alves dos Santos¹

Célio Bermann²

Sumário: 1. Introdução. 2. Mudança nos modelos de produção e consumo. 3. Tecnologias emergentes para economia circular. 3.1. Internet das coisas. 3.2. Big Data. 3.3. Machine Learning. 3.4. Blockchain. 4. Digitalização dentro dos modelos de economia circular. 5. Discussões. 6. Conclusões. Bibliografia.

Resumo: A busca pelo desenvolvimento sustentável da sociedade, aderente aos objetivos da Agenda 2030 da ONU e a transição energética em curso, tem tornado a economia circular um modelo de crescente interesse. Seus princípios demonstram a possibilidade de mudar os modos de produção, consumo e descarte, assim como impactar o futuro da sociedade e das cidades. Sua adoção, contudo, depende da viabilização econômica e técnica, permitindo que um modelo de cadeia tão complexa possa ser adotado e com benefícios financeiros e em contrapartida, com a redução de emissões de gases de efeito estufa e mitigação de impactos ambientais. Desta forma, artigo busca compreender o impacto das tecnologias emergentes no contexto da economia circular. São avaliadas tecnologias como blockchain, internet das coisas, big data e machine learning, suas possibilidades de aplicação dentro da cadeira da economia circular. Posteriormente se propõe um modelo teórico, com emprego destas tecnologias, avaliando seus impactos e como novos modelos podem emergir dentro da adoção de modelos circulares. Contudo, são avaliados ao final os limitantes para a adoção destas tecnologias, que embora possam causar um impacto positivo em busca deste novo modelo econômico, demanda investimentos e amadurecimento do setor público local. A utilização de tecnologias se mostra um caminho para o sucesso da economia circular, agregando valor e trazendo retorno, entretanto, depende de infraestrutura e investimentos públicos e privados.

Palavras-chave: Economia circular; big data; blockchain; machine learning.

Abstract: The search for the sustainable development of society, adhering to the objectives of the UN Agenda 2030 and the ongoing energy transition, has made the circular economy a model of growing interest. Its principles demonstrate the possibility of changing the modes of production, consumption and disposal, as well as impacting the future of society and cities. Its adoption, however, depends on economic and technical feasibility, allowing such a complex chain model to be adopted and with financial benefits and in return, with the reduction of greenhouse gas emissions and mitigation of

¹ Mestrando, Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo, joao.tadeu.santos@usp.br.

² Professor Associado, Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo, cbermann@iee.usp.br.

environmental impacts. Thus, the article seeks to understand the impact of emerging technologies in the context of the circular economy. Technologies such as blockchain, internet of things, big data and machine learning are evaluated, their application possibilities within the circular economy. Subsequently, a theoretical model is proposed, using these technologies, assessing their impacts and how new models can emerge within the adoption of circular models. However, the limitations for the adoption of these technologies are evaluated at the end, which, although they may have a positive impact in the search for this new economic model, demand investments and the maturation of the local public sector. The use of technologies proves to be a path to the success of the circular economy, adding value and bringing return, however, it depends on public and private infrastructure and investments.

Keywords: Circular economy; big data; blockchain; machine learning.

1. Introdução

As mudanças climáticas se tornaram um problema urgente, preocupante e atingem o mundo como um todo. Seus impactos são cada vez mais claros em âmbito global, em muitas localidades, a gravidade tem preocupado governos locais que veem cada vez mais as mudanças extremas em seu clima e no ambiente, modificando cidades, biomas e alterando localidades de forma irreversível. Preocupados com estas mudanças e com seus impactos sociais e ambientais, a Organização das Nações Unidas (ONU) propôs em 2015 uma agenda de desenvolvimento sustentável, denominada Agenda 2030. Esta proposta, composta por 17 objetivos de desenvolvimento sustentável (ODS) (ONU, 2016), apresentados na figura 1, agregava ações a serem executadas no horizonte de 15 anos, visando erradicar a pobreza, permitir o desenvolvimento sustentável, proteger o planeta e trazer paz e prosperidade para a sociedade (*Transforming Our World: The 2030 Agenda for Sustainable Development*, 2018)

Figura 1 – Os 17 ODS propostos pela ONU



Fonte: (ONU, 2016)

Os ambiciosos objetivos propostos pela ONU estão associados a um esforço conjunto entre

vários atores. Países, empresas, instituições e a própria sociedade civil deveriam, juntos, se empenhar em busca dos 17 ODS. As atividades de cada entidade deveriam se balizar nos objetivos traçados, assim como as interações entre elas, dinâmicas econômicas e sociais, relações com o meio ambiente, cultura de produção e consumo, amplos aspectos presentes no cotidiano deveriam atender a agenda proposta para assim, em conjunto, mitigar os impactos ao qual o mundo está sujeito caso nenhuma ação seja realizada.

Dentro deste contexto, o setor privado demonstra ter um papel essencial dentro desse mosaico de entidades. Por ser detentor do poder econômico, responsável por grande parte das inovações científicas e tecnológicas e influenciador de um público diverso, acaba se tornando um dos principais focos para a implementação de ações. Empresas engajadas com os ODS propostos podem buscar soluções mais sustentáveis e socialmente justas, transformando as cadeias de consumo, impactando as cidades, a sociedade e influindo nos impactos climáticos. Os benefícios também podem ser verificados como um retorno para as empresas que adotam estes princípios. A utilização de energia limpa, a produção responsável, as inovações tecnológicas e o desenvolvimento social trazem mais resultados econômicos e financeiros para o setor privado. Quando avaliados conjuntamente, aderir aos objetivos propostos pela ONU se mostra uma opção por princípios que impactam positivamente a sociedade e geram contrapartida benéfica para as empresas envolvidas.

Buscando compreender como a dinâmica econômica pode mudar dentro deste contexto, este trabalho avalia a adoção e desenvolvimento da economia circular sob o viés do uso de tecnologias emergentes. Os setores produtivos e seus modelos têm apresentado um potencial de mudança quando olhados sob a perspectiva da sustentabilidade e da transição energética que o mundo vem adotando. A utilização de fontes de energia renovável, com baixa emissão de carbono, mecanismos para aumento da eficiência energética e utilização de ferramentas focadas na indústria 4.0 permitem meios de produção menos poluentes e mais inteligentes do que seus antecessores (Kristoffersen *et al.*, 2020). A possibilidade de adoção de novas tecnologias, as quais tem seu custo reduzido ao longo do tempo, a era da informação em tempo real e em quantidade jamais produzida anteriormente pela humanidade, permite um conhecimento profundo das cadeias de produção, dos modelos de distribuição e consumo e permitem *insights*³ com base em dados confiáveis (EMF, 2016). Estas características tornam a investigação sobre a temática importante e atual, uma vez que o aparato tecnológico disponível, associado com as atividades e ODS propostos, podem mudar a modo como produzimos, consumimos e interagimos com os produtos vindos do setor privado.

2. Mudança dos modelos de produção e consumo

Tradicionalmente, a economia está alicerçada sobre um princípio linear, onde a cadeia produtiva pode operar pelo princípio de “extração, manufatura e descarte” (Patwa *et al.*, 2021) O modelo de economia linear apresenta diversos pontos negativos quando se avalia a cadeia como um todo. A extração de matéria-prima pode corresponder a exploração de recursos, em muitos casos, naturais,

³ Dentro da área de análise de dados, *insights* são os conhecimentos tirados das informações que são obtidas do conjunto de dados analisados.

exaurindo assim as fontes. Não somente o risco de uma redução drástica de um recurso se apresenta como impacto negativo da atividade, em dados casos, a extração pode corresponder a poluição ambiental decorrente das técnicas utilizadas ou de uma grande demanda energética. A manufatura de um produto também acarreta impactos durante a cadeia, que podem estar associados ao consumo energético ou mesmo a geração de resíduos oriundos do processo, que devem ser descartados posteriormente.

Dentro do ambiente fabril, a falta de gestão dentro da cadeia pode impactar ambos os problemas, com a redução da eficiência dos processos e um gasto desnecessário de energia, enquanto outros processos podem aumentar a quantidade de rejeitos, fazendo crescer a quantidade de resíduos a serem descartados (Bressanelli *et al.*, 2018; Kristoffersen *et al.*, 2020). Posteriormente à produção, os produtos gerados pela etapa de manufatura devem ser transportados para o consumidor final, onerado um consumo de energia fóssil substancial, quando as unidades fabris estão localizadas distantes dos centros de consumo. Os desafios logísticos por sua vez podem impactar a qualidade e durabilidade da produção, ocasionando o descarte de parte da quantidade original da entrega. O consumidor final por sua vez, após consumo e utilização do bem, faz o descarte do rejeito oriundo dos bens adquiridos, dando origem ao lixo que deve ser levado ao seu destino em aterros ou em alguns locais, à incineração dos resíduos (Esmaeilian *et al.*, 2018). Esta cadeia clássica e linear, como apresentada na Figura 2, quando analisada, permite encontrar fontes de ineficiência energética, impactos ambientais e limitantes econômicos associados a produção, como por exemplo, o crescente custo de energia e combustível necessários em uma empresa ineficiente ou distante do centro consumidor (Manavalan e Jayakrishna, 2019).

Figura 2 – Os 17 ODS propostos pela ONU

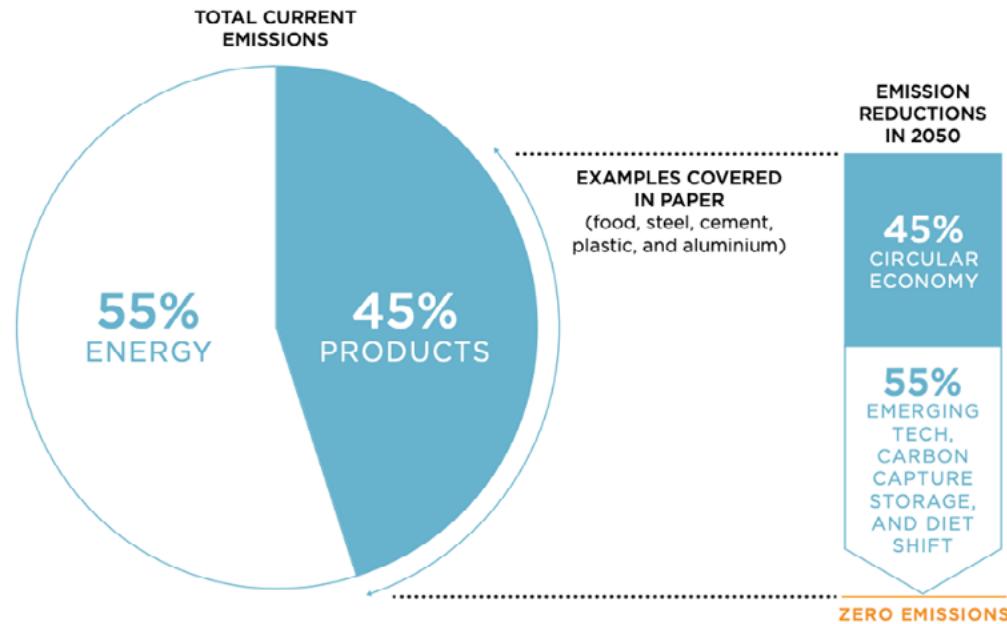


Fonte: Autor

Atualmente, diante deste cenário e buscando uma aderência dos setores produtivos e sociais aos ODS definidos pela ONU, o paradigma de economia circular tem ganhado força. Os princípios promovidos por este novo modelo estão associados a reutilização de produtos e resíduos, conservação de recursos naturais e redução dos impactos sociais e ambientais (Boerdonk, van, Krikke e Lambrechts, 2020). Diferente da economia linear, neste modelo os ciclos produtivos são orientados ao Redesign, Redistribuição, Reuso e Reciclagem. Uma vez adotadas estas etapas ao longo da cadeia, estas características permitem a redução da exploração de recursos naturais, através do reaproveitamento dos resíduos obtidos ao longo da cadeia. Esta reutilização, em alguns setores, corresponde a uma maior eficiência energética do setor produtivo, reduzindo o consumo energético e para alguns casos, possibilitando a redução de CO₂ (Ellen MacArthur Foundation, 2019). A economia circular pode ser aplicada em diversas indústrias, como por exemplo a eletrônica, plásticos, construção e agricultura

(Patwa et al., 2021).

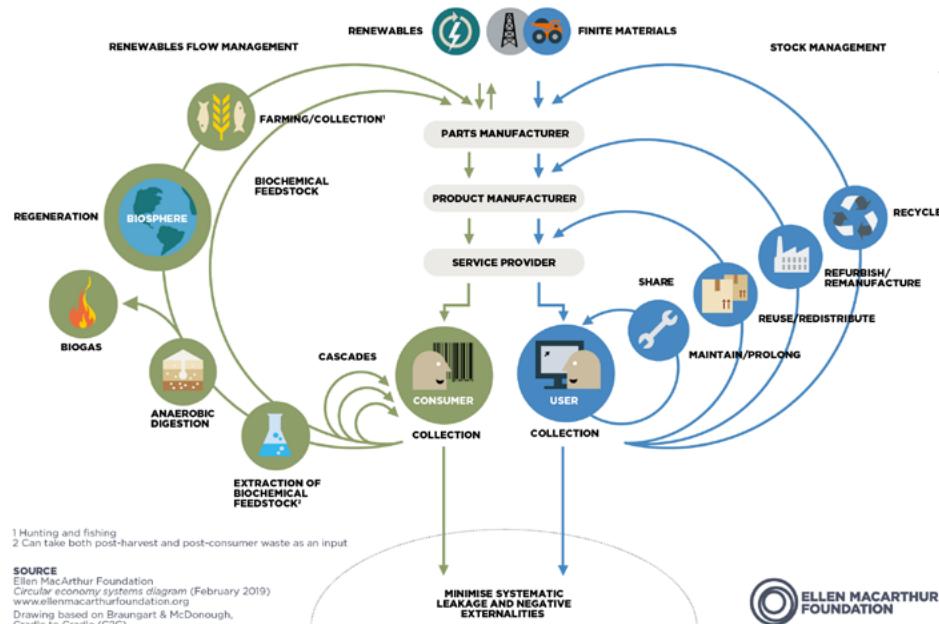
Figura 3 – Reduções esperadas para emissão de gases de efeito estufa com a adoção da economia circular



Fonte: (Ellen MacArthur Foundation, 2019)

A economia circular modifica o paradigma de produção, entrega, consumo e descarte dos bens, sejam eles de origem biológica, como alimentos, sejam de origem tecnológica, como eletrônicos, adotando ciclos que se realimentam, como apresentado na Figura 4. Cada produto pode ser repensado em função dos ciclos completos, da produção ao descarte, fornecendo informações para o seu redesign, a criação de uma nova cadeia de suprimentos e também novos mecanismos para o recolhimento e reaproveitamento dos resíduos descartados (Bressanelli et al., 2018; Manavalan e Jayakrishna, 2019; Patwa et al., 2021). Estes novos ciclos modificam a visão inicial da economia linear, permitindo um maior reaproveitamento dos resíduos gerados, uma maior economia de energia (Mulvaney et al., 2021; Zeng e Zhang, 2011) e a possibilidade de modelos mais eficientes e sustentáveis, assim como modos de produção mais conscientes (Slorach et al., 2020).

Figura 4 – Modelo de Economia Circular, ciclo biológico e tecnológico



Fonte: (Ellen MacArthur Foundation, 2019)

Embora apresentam possibilidades impactantes para a sociedade, a adoção da economia circular depende da viabilidade econômica para adoção do modelo e de soluções que permitam resolver as complexas cadeias criadas por ciclos de realimentação. Mecanismos de rastreio de embalagens, de controle de processos, verificação da correta sequência de eventos demandam soluções modernas e muitas vezes, que não estavam presentes no modelo linear. Atualmente, as tecnologias emergentes que estão se tornando cada vez mais adotadas por empresas e mudando paradigmas em outras áreas podem ser aplicadas dentro da economia circular. Sua presença pode colaborar para que as adoções dos modelos circulares se tornem factíveis, rentáveis e tenham suas complexidades resolvidas.

3. Tecnologias Emergentes para Economia Circular

A adesão da economia circular, implantação de seus modelos e a expansão ao longo do tempo está intimamente associada ao processo de digitalização. A utilização de tecnologias emergentes permite escalar diversas soluções e criar novos modelos de negócios, muitos dos quais, não eram possíveis de serem alcançados anteriormente. Os fluxos circulares presentes nesta nova economia, mais complexos e que demandam um maior acompanhamento, podem ser beneficiados com tecnologias como Internet das Coisas (IoT) e Blockchain (EMF, 2016), enquanto a otimização de rotas de coleta, criação de novos materiais e redesenho de cadeias de produção e distribuição podem evoluir com a utilização de inteligência artificial (EMF, 2019).

3.1 Internet das Coisas

A utilização de dispositivos de IoT vem crescendo em diversos setores, criando aplicações que auxiliam rotinas de indústrias, governos e a população de modo geral. Este fenômeno está associado ao avanço tecnológico da microeletrônica e da oferta de serviços de telecomunicações que permitem comunicação de alta velocidade. A modernização e o avanço da infraestrutura das cidades permitem cada vez mais o aumento no número de conexões de diversos dispositivos, de semáforos inteligentes à *smart meters* no setor de energia. Conectar qualquer dispositivo a uma rede de comunicação e obter desta comunicação diversas informações em tempo real, como localização e telemetria de sensores, demonstra a flexibilidade no desenvolvimento de novas ferramentas.

Quando observados os fluxos presentes nos modelos de economia circular, a complexidade dos transportes, a necessidade de se conhecer origem e destino de alguns fluxos, o rastreamento de bens dentro da cadeia produtiva e de consumo, assim como a quantificação de um determinado evento, são exemplos dos potenciais para aplicação desta tecnologia (Askoxylakis, 2018). Diferentemente do que acontecia no passado, as cadeias modernas, através da aplicação desta tecnologia e uso das modernas infraestruturas, existem a possibilidade do acompanhamento em tempo real de qualquer cadeia ou fluxo que envolvam mercadorias, resíduos ou transporte de matéria prima. Ainda de modo mais profundo, para muito além do acompanhamento, pode-se coletar dados, os quais se tornam base para processamentos posteriores em busca de conhecimento a respeito da dinâmica do sistema observado e suas otimizações.

Como exemplo direto da aplicação de IoT para economia circular, está o rastreamento do transporte de resíduos sólidos (Esmaeilian *et al.*, 2018). Com a possibilidade de acompanhar as rotas, destinos dos resíduos, tipo de resíduo, se torna possível verificar os limitantes em tempo real, como trânsito, calcular indiretamente a emissão de CO₂ do veículo de coleta durante o percurso e o local atual do sistema de coleta. Posteriormente com esses dados, se torna possível estudar otimizações como aumento de coletores, mudanças de rotas para minimizar emissão de CO₂ ou a mudança de local ou aumento dos pontos de coleta.

3.2 Big Data

O grande volume de dado produzido atualmente pela humanidade carrega de forma implícita, conhecimento. Atualmente existem diversos modos para a coleta de dados, de aplicativos utilizados todos os dias, até os sensores alocados em estações meteorológicas, o cotidiano de qualquer cidade e de qualquer individuo está cercado de dados. Diariamente o volume de dados aumenta de forma exponencial, de modo que as tecnologias de Big Data se tornaram parte constante em qualquer arquitetura de sistema corporativo e a exploração destes dados fez surgir uma economia que movimenta bilhões de dólares. As *big techs*⁴ tem nos dados o seu maior ativo, capaz de recomendar um produto com base no perfil de um consumidor, ou impactar as eleições de um país através de anúncios e publicações direcionadas à nichos.

A utilização de sistemas de Big Data no contexto da economia circular se mostra um diferencial para a compreensão de diversas cadeias e modos produtivos (Gupta *et al.*, 2019; Kristoffersen *et al.*, 2020). A captura de dados por sistemas de IoT, entrada de dados através de sistemas presentes ao longo da cadeia de extração, produção, consumo e reciclagem e os dados coletados em processos de reformulação de projetos e materiais, pode trazer ainda mais conhecimento e inovação. O cruzamento destas informações e a exploração através de ferramentas de ciência de dados, permitirão acessar características intrínsecas dos fluxos presentes nos modelos circulares adotados.

3.3 Machine Learning

O aumento crescente do poder computacional, somando-se à captura intensiva de dados, tem possibilitado o uso de ferramentas de machine learning para diversos problemas. O acesso atualmente facilitado a ferramentas e sistemas desta natureza tem permitido que empresas e governos possam adotar mecanismos de exploração de dados e aprendizagem com base em padrões, os quais agregam informações para a tomada de decisão (Lieder, Asif e Rashid, 2020; Magazzino *et al.*, 2021). A aplicação deste tipo de tecnologia permite o reconhecimento de padrões dentro do conjunto de dados analisado, a descoberta de tendências, análises de séries temporais e até a criação de novos materiais.

Os modelos de economia circular possuem diversas oportunidades para o emprego desta ferramenta, permitindo a criação de novas soluções (EMF, 2019). Ferramentas de machine learning podem ser utilizadas desde o campo, com utilização de visão computacional aplicada às culturas por

⁴ Big techs, também conhecidas como *big four*, *tech giants*, *big five*, são as cinco empresas maiores empresas que dominam o setor de tecnologia americano, assim como outros mercado no mundo. São elas Facebook, Apple, Amazon, Microsoft e Google.

exemplo, passando pela indústria, através da análise de dados para auxiliar a manutenção, chegando ao consumo, entendendo os hábitos dos consumidores e terminando a cadeia analisando os dados dos resíduos, compreendendo seu descarte e prevendo volumes de rejeitos. Estes exemplos demonstram parte do universo de possibilidades do emprego desta tecnologia dentro dos princípios da economia circular.

3.4 Blockchain

Em 2008 o mundo era apresentado ao Bitcoin, através do trabalho seminal de Satoshi Nakamoto (2008), que embora a identidade real seja desconhecida, mostrou as possibilidades da utilização de uma tecnologia de registro distribuído (distributed ledger technology, dlt) como meio de pagamento e então originando a criptomoeda mais negociada no mundo. Embora o sistema e a criptomoeda apresentem o mesmo nome, é necessário se separar a tecnologia do ativo. O blockchain, como tecnologia e ferramenta, tem a utilização mais ampla e um mercado maior do que apenas dar suporte ao Bitcoin, como demonstrado posteriormente através da criação do Ethereum (Buterin, 2014). O surgimento de mecanismos de validação por consenso, registro distribuído por computadores dentro de uma rede, a imutabilidade dos dados, resolução do gasto duplo, unidos em uma plataforma, permitiu a evolução e amadurecimento da tecnologia. Atualmente, diversas ferramentas de blockchain, como Hyperledger, Ethereum, Corda por exemplo, tem permitido a adoção e criação de sistemas por grandes empresas e startups (Valenta e Sandner, 2017).

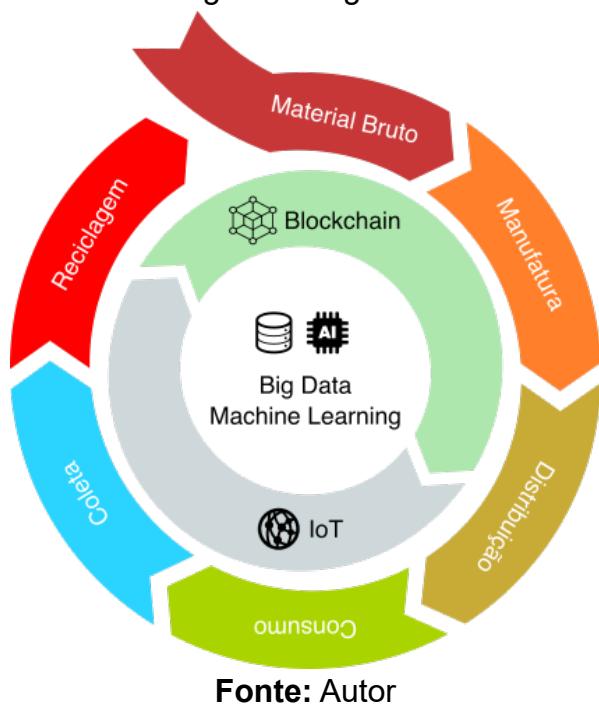
Esta tecnologia pode ser associada a modelos que exijam verificação de identidade, certificação de rastreamento e através de *smart contracts*⁵, a execução de ordens de pagamento para fornecedores. Seu emprego pode habilitar e trazer confiança a várias etapas dos ciclos, especialmente onde são envolvidas entidades diferentes que dependem de uma validação de confiança para que a transação de ambas, como recepção de material, seja realizada.

4. Digitalização dentro dos modelos de economia circular

As tecnologias emergentes se apresentam como ferramentas para a digitalização dos modelos de economia circular. Genericamente, ao se observar a cadeia de produção dentro dos princípios propostos por essa nova economia, da entrada do material bruto no início da cadeia, terminando na etapa de reciclagem, a digitalização é parte essencial de todo o processo. Na Figura 5, vemos uma abstração desta presença, onde cada etapa do ciclo pode ser beneficiada da soma de tecnologias. Ferramentas de IoT e blockchain em geral se associam a camada de interface com as atividades, possibilitando a conexão entre o mundo físico e o mundo digital. Enquanto os componentes de IoT realizam a digitalização de uma entidade física, o blockchain pode validar, certificar e garantir a execução de contratos com base nas informações obtidas. Quando o ambiente físico se torna digital, as informações podem ser agrupadas em bancos de dados, formando toda a base de big data associada a uma determinada atividade e analisada por ferramentas de machine learning.

⁵ Smart Contracts são abstrações de contratos legais para códigos que são executados em algumas plataformas de blockchain. Este tipo de código pode executar cláusulas de pagamento, de aviso para entidades envolvidas em um ciclo ou para registro em sistemas de terceiros, por exemplo.

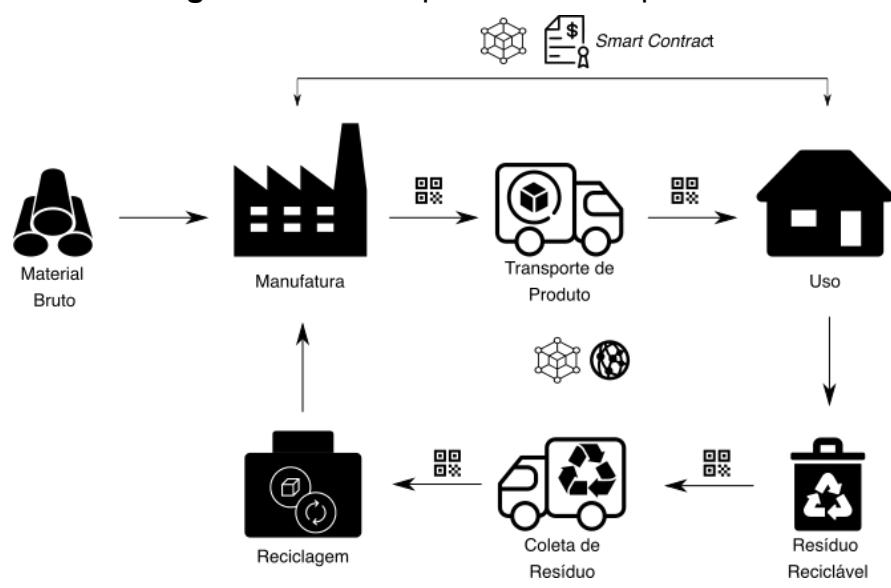
Figura 5 – Integração das tecnologias emergentes na cadeia de economia circular



Uma vez inseridas essas tecnologias nos modelos de economia circular, novas cadeias e operações são possíveis, quando analisado o ciclo de cada bem produzido, novos mecanismos para a transição da filosofia linear para circular emergem, dando origem a novos modelos de negócio, os quais demonstram as vantagens desta transição. Como exemplo, pode-se assumir de forma generalista a cadeia de produção de um determinado bem dentro dos princípios de economia circular, que adote estas ferramentas, como apresentado na Figura 6.

Neste ciclo hipotético, um bem produzido pode ser rastreado através de um QR Code, servindo como identificador e reconhecido em interações de verificação. Utilizando uma ferramenta de IoT, este QR Code pode ser verificado em cada verificação e registrado em uma rede blockchain. Essas informações permitem persistir as informações da interação do fabricante com a transportadora, do momento da entrega, na coleta do resíduo pós consumo até o seu transporte e chegada a um centro de reciclagem. As informações do consumidor podem ser protegidas, trafegando apenas um identificador sem necessariamente revelar sua identidade em qualquer parte do sistema.

Figura 6 – Ciclo hipotético de um produto



Fonte: Autor

O modelo utilizado para ilustrar uma cadeia hipotética, permite explorar algumas possibilidades quando incorporado o rastreio inteligente, somado ao sistema de IoT e Blockchain. Os dados de transporte do produto podem ser registrados através de telemetria, conhecendo sua rota de entrega, tempo, variáveis do transporte, como temperatura de transporte da carga. Estas informações podem ser associadas em um smart contract, penalizando uma entrega que não respeitou limites de temperatura de um determinado produto, por exemplo, e determinando seu retorno para o fabricante para o correto descarte. Outra possibilidade está no engajamento dos consumidores com o descarte correto dos resíduos. O QR Code pode permitir que o consumidor faça o registro da compra do produto, posteriormente ao descarte, a empresa de coleta registra sua retirada de forma correta e esta informação pode ser repassada ao fabricante. O fabricante pode então criar um mecanismo de recompensa pelo correto descarte, realizado através de um smart contract em uma rede blockchain, oferecendo benefícios aos clientes que colaboram com a sustentabilidade ao usar sua marca.

Ainda dentro deste caso hipotético, duas possibilidades podem surgir. Uma associada à possibilidade de recompensa para os agentes de coleta de resíduos, como cooperativas de coletores, uma vez que a identificação dos bens através do QR Code permite a quantificação da quantidade de material coletado, informação que pode dar origem a modelos de contrapartida e benefícios. Outra possibilidade está associada ao uso dos dados coletados durante este ciclo. Preservando a identidade do consumidor, os dados de localização da entrega, do tempo de coleta do resíduo, da quantidade consumida, do tempo entre entrega e descarte, poderiam ser utilizados para análise de dados em sistemas de big data ou mesmo em modelos de machine learning. O conhecimento adquirido com essas ferramentas pode ser utilizado para ajustar a previsão de produção, a criação de novas embalagens e ajustes na logística, minimizando as emissões de CO₂, por exemplo.

5. Discussões

As tecnologias emergentes apresentam um potencial de mudança para velhos paradigmas e modelos, alcançando diversos setores para novas possibilidades. A economia circular, adotando essas tecnologias, pode aumentar sua adoção através de modelos que tenham um maior valor agregado quando comparados a modelos atuais. Contudo, existem limitantes que devem ser levados em consideração para a implementação de projetos com estes componentes.

Utilização de tecnologias que demandam sistemas de comunicação em tempo real são dependentes de infraestrutura. Em países em desenvolvimento ou em áreas longe das metrópoles, as conexões de dados podem ser de baixa qualidade ou inexistentes, dificultando a adoção e implantação de sistema de IoT. Outro aspecto presente na escolha da utilização de tecnologias emergentes é a escassez de mão de obra qualificada, aumentando assim o custo de soluções. Uma nova tecnologia demanda tempo de treinamento de mão de obra, em locais com baixo investimento em educação, esse tempo pode ser longo o suficiente para que se torne difícil o treinamento de mão de obra, favorecendo a entrada de mão de obra externa. Desta forma, não existe um desenvolvimento tecnológico local, nem mesmo a geração de novos empregos focados na nova economia.

Os custos de utilização também são limitantes quanto a adoção, criando uma barreira em países que dependem da importação de componentes e cobram altos encargos nesta atividade. O alto preço de sistemas de IoT, custo com ferramentas computacionais e plataformas, pode retardar a inovação local, ou até mesmo, eliminá-la. Este cenário pode exigir que existam incentivos locais para a criação de novos modelos de negócio que gerem os impactos sociais e ambientais que a economia circular pode gerar.

6. Conclusões

As tecnologias emergentes mostram uma grande aderência aos princípios da economia circular, enquanto este modelo pode se beneficiar desta digitalização para se tornar ainda mais eficiente e economicamente viável. O desenvolvimento tecnológico, aliado a cadeia, permite atingir os anseios por um modelo sustentável de produção e consumo, enquanto pode auferir ganhos econômicos para as empresas.

Contudo, limitações técnicas, econômicas e de mão de obra podem dificultar a expansão desses modelos, requerendo um investimento local para implantação, sob a pena do modelo circular não progredir de modo satisfatório localmente. Os países em desenvolvimento devem levar em considerações tais limitantes, verificando os benefícios do seu desenvolvimento sustentável aliado ao crescimento econômico em função de investimentos nestes modelos.

Bibliografia

ASKOXYLAKIS, Ioannis - A framework for pairing circular economy and the internet of things. Em IEEE International Conference on Communications. ISBN 9781538631805

BOERDONK, P. J. M. VAN; KRIKKE, H. R.; LAMBRECHTS, W. D. B. H. M. - New business models in Circular Economy A multiple case study into touch points creating customer values in health care. Journal of Cleaner Production. . ISSN 09596526. 282:2020) 125375. doi: 10.1016/j.jclepro.2020.125375.

BRESSANELLI, Gianmarco et al. - Exploring how usage-focused business models enable circular economy through digital technologies. Sustainability (Switzerland). . ISSN 20711050. 2018). doi: 10.3390/su10030639.

BUTERIN, Vitalik - Ethereum White Paper. Etherum. 2014).

ELLEN MACARTHUR FOUNDATION - Complete the picture: How the circular economy tackles climate change. Ellen MacArthur Foundation. September (2019) 1–62.

EMF - Intelligent Assets: Unlocking the Circular Economy Potential. Ellen MacArthur Foundation. 2016) 1–25.

EMF - Artificial Intelligence and the Circular Economy: Ai As a Tool To Accelerate. Report. 2019)

ESMAEILIAN, Behzad et al. - The future of waste management in smart and sustainable cities:

A review and concept paper. *Waste Management*. . ISSN 18792456. 81:2018) 177–195. doi: 10.1016/j.wasman.2018.09.047.

GUPTA, Shivam et al. - Circular economy and big data analytics: A stakeholder perspective. *Technological Forecasting and Social Change*. . ISSN 00401625. 144:June 2018 (2019) 466–474. doi: 10.1016/j.techfore.2018.06.030.

KRISTOFFERSEN, Eivind et al. - The smart circular economy: A digital-enabled circular strategies framework for manufacturing companies. *Journal of Business Research*. . ISSN 01482963. 120:July (2020) 241–261. doi: 10.1016/j.jbusres.2020.07.044.

LIEDER, Michael; ASIF, Farazee M. A.; RASHID, Amir - A choice behavior experiment with circular business models using machine learning and simulation modeling. *Journal of Cleaner Production*. . ISSN 09596526. 258:2020) 120894. doi: 10.1016/j.jclepro.2020.120894.

MAGAZZINO, Cosimo et al. - Waste generation, wealth and GHG emissions from the waste sector: Is Denmark on the path towards circular economy? *Science of the Total Environment*. . ISSN 18791026. 755:2021) 142510. doi: 10.1016/j.scitotenv.2020.142510.

MANAVALAN, E.; JAYAKRISHNA, K.-An analysis on sustainable supply chain for circular economy. *Procedia Manufacturing*. . ISSN 23519789. 33:2019) 477–484. doi: 10.1016/j.promfg.2019.04.059.

MULVANEY, Dustin et al. - Progress towards a circular economy in materials to decarbonize electricity and mobility. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. . ISSN 18790690. 137:December 2020 (2021) 110604. doi: 10.1016/j.rser.2020.110604.

ONU - 17 Objetivos para Transformar o Nossa Mundo. Guia sobre Desenvolvimento Sustentável. . ISSN 1471-2458 (Electronic) 1471-2458 (Linking). 2016).

PATWA, Nitin et al. - Towards a circular economy: An emerging economies context. *Journal of Business Research*. . ISSN 01482963. 122:June 2020 (2021) 725–735. doi: 10.1016/j.jbusres.2020.05.015.

SOLORACH, Peter C. et al. - Environmental sustainability in the food-energy-water-health nexus: A new methodology and an application to food waste in a circular economy. *Waste Management*. . ISSN 18792456. 113:2020) 359–368. doi: 10.1016/j.wasman.2020.06.012.

Transforming Our World: The 2030 Agenda for Sustainable Development - Em A New Era in Global Health

VALENTA, Martin; SANDNER, Philipp - Comparison of Ethereum, Hyperledger Fabric and Corda. Frankfurt School Blockchain Center. 2017).

ZENG, Shao Lun; ZHANG, He Lan - Promoting low-carbon development of electric power industry in China: A circular economy efficiency perspective. *Energy Procedia*. . ISSN 18766102. 5:2011) 2540–2548. doi: 10.1016/j.egypro.2011.03.437.

A Decision Support Tool for Planning a Bus Rapid Transit Charging Infrastructure

Uma ferramenta de apoio à decisão para o planeamento da infraestrutura de carregamento de BRTs

Jônatas Augusto Manzolli¹

Summary: 1. Introduction. 2. Technical Overview. 2.1. Electric Buses. 2.2. Charging strategies. 2.3. Battery technology. 3. Optimization Model and Simulation. 4. Case Study. 4.1. Infrastructure and Parameters. 4.2. Scenarios Description. 4.3. Results and discussion. 4.3.1 Base scenario. 4.3.2 Scenarios comparison. 5. Conclusions. References.

Resumo: A presente investigação apresenta uma ferramenta para o planeamento de uma infraestrutura de carregamento de um sistema de autocarro de trânsito rápido (BRT). Sob uma metodologia de Programação Linear Mista Inteira (MILP), foi desenvolvido um modelo matemático afim de otimizar a localização de estações de carregamento rápido numa rede BRT, considerando o custo de implementação, número de carregadores, tempo total de carregamento e ciclo de vida da bateria. Para apresentar resultados mais sólidos, foi realizado um estudo de caso. Os resultados indicam que as soluções mais adequadas para a eletrificação das redes de BRT são aquelas que implementam potências de carga elevadas, capacidades de baterias menores, e tempos de carga maiores. Tendo em conta a diversidade de cenários, a maior contribuição deste trabalho é fornecer uma ferramenta para auxiliar a implementação de sistemas BRT em todo o mundo.

Palavras-chave: BRT, MILP, otimização, carregamento rápido, mobilidade elétrica.

Abstract: The present research provides a framework for the planning of a charging infrastructure of a Bus Rapid Transit (BRT) system. Beneath a Mixed Integer Linear Programming (MILP) methodology, a mathematical model was developed to optimize the location of fast-charging stations in a BRT network, considering the cost of implementation, number of chargers, total charging time, and battery life cycle. To present sounder results, a case study was carried out. The outcomes indicate that the most suitable solutions for electrifying the BRT networks are those which implement high charging powers, smaller batteries capacities, and more top charging times. Taking into account the diversity of scenarios, the main contribution of this research is to provide a tool to assist the implementation of BRT systems worldwide.

Keywords: BRT; MILP; optimization; fast-charging; electric mobility.

¹ INESC Coimbra, University of Coimbra, DEEC, Polo II, 3030-290 Coimbra, Portugal; j.manzolli@deec.uc.pt

Introduction

The future of the automotive sector will be determined by changes in people's habits, the planet's sustainability, technological advances and players with new business models. For example, transportation alone contributes about 14% of total global greenhouse gas (GHG) emissions – approximately 4524.3 MtCO₂ per year (IEA, 2019). Consequently, actions to increase efficiency in this sector, combined with the implementation of alternative mobility technologies, have gained increasing prominence in public policies. At the technological level, the sector is going through a period of profound change, directed towards a future of autonomous, networked, shared, and electrified driven vehicles. With the development of Smart Cities and the Internet of Things (IoT), electric vehicles (EV) can have a substantial impact on contributing to more efficient grid operation. For example, in the smart grid domain, EVs can be charged using intelligent charging systems, taking into account the state of the grid and the availability of renewable production and/or be used in Vehicle to Grid (V2G) mode to provide ancillary services to the grid (NOEL et al., 2019). Thus, the deployment of EVs in an urban framework helps to reduce dependence on fossil fuels and decarbonize the economy, decreasing the environmental impact in the utilization phase, playing a crucial role in mitigating global GHG emissions (KUNITH; MENDELEVITCH; GOEHLICH, 2017). In addition, EVs improve air quality, reduce noise pollution and increase energy efficiency (WOLKINGER et al., 2018). Driven by these benefits, some forecasts indicate that the share of EV total sales will increase from 6% to 35% by 2040, attesting that the electric mobility revolution is already a reality (**Figure 1**).

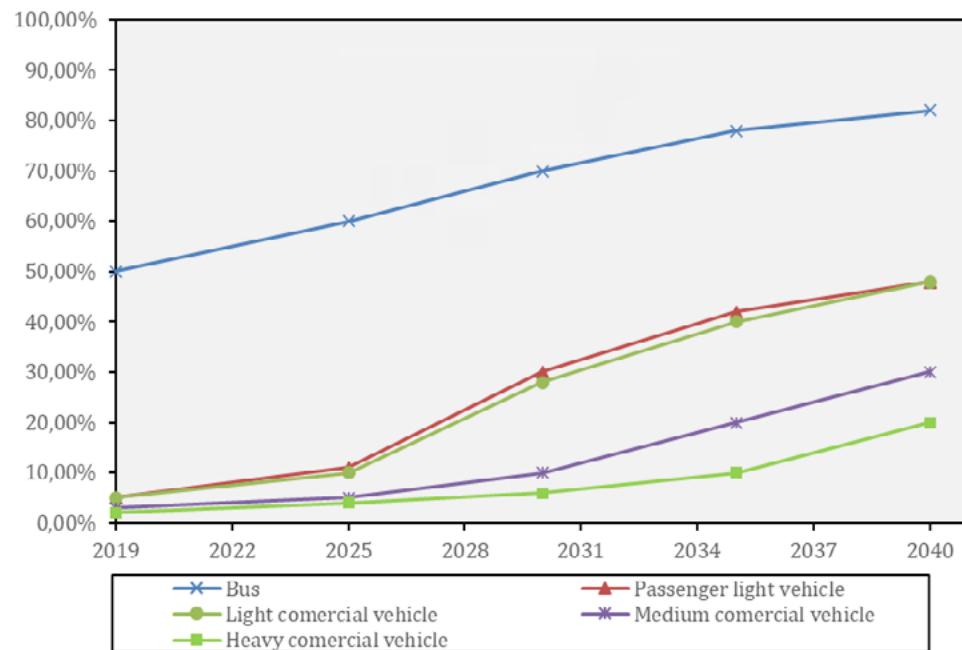


Figure 1 - Sales forecast of electric vehicles by category [%]. Source: Bloomberg NEF (2019)

Despite the very positive scenario, the transition to a 100% electric public mobility will not be easy. New infrastructures must be developed and implemented in order to enhance the use of these technologies. In this sense, the most important issues to be developed are those that deal directly with vehicle autonomy – more specifically, batteries and chargers. As the study of (GUO; YANG; LU, 2018a) indicates, “range anxiety” and inconveniences related to long distance travel are the fundamental

obstacles to mass electrification in the transportation sector. Thus, the work here presented focuses on the configuration and planning of fast charging point installations in electric bus networks. The motivation for this approach stems from two main reasons:

- As a technology that grows in prominence each year, approaching solutions for EVs has a great market potential; therefore, in order to improve the quality, feasibility and costs of systems based on electric buses, it is necessary to develop new strategies for optimal location of charging facilities.
- Despite the accelerated development of new technologies, there is still no standard solution for charging systems. Therefore, the work presented here intends to fill this gap, offering a tool for decision making and implementation of fast charging networks. In particular, bus-based systems enhances the implementation of electrified systems, since the routes and the range distance of these vehicles are previously known. Therefore, charging points can be planned in such a way as to provide sufficient power for a given period, for example, a full day's operation.

Nowadays, the battery electric buses (BEB) continue to experience difficulties related to their limited driving range and lengthy recharging processes (LIU; SONG; HE, 2018). To deal with these issues, there are different procedures for charging an electric bus: charging at night, charging by opportunity and charging on the move. However, several studies indicate that opportunity charging is the best solution to be standardized in the future (DING; HU; SONG, 2015; WU; MASQUELIER, 2015; BRYDEN et al., 2018; GUO; YANG; LU, 2018b). Further, the study of (OLSSON; GRAUERS; PETTERSSON, 2016) notes that the size of the battery is directly related to the price of an electric bus – responsible for heavier and more expensive vehicles when compared with diesel counterparts. Thus, the study concludes that the best option to overcome these barriers is to apply fast-charging techniques that allow recharging the vehicle throughout the day and, consequently, reduce the size of the battery. Based on these studies, it becomes understandable that the resolution of such inconveniences, from the fast-charging and the decrease of the battery capacity, may become crucial for the progress of systems based on electric vehicles. Driven by the above-mentioned reasons, the main objective of this research is to present a decision support tool, developed from simulation and mathematical modeling, which minimizes the costs of implementing systems based on electric buses. By optimizing the number of fast charging stations, battery size and charging time, the tool proposes a customized solution to decision makers, who deal with the strategic planning of bus networks.

The rest of this paper is organized as follows. Section 2 presents an overview of technical aspects concerning the electric bus and fast-charging technology. Section 3 presents the optimization algorithm developed in this research. Section 4 describes the case study carried out in this work, highlighting the comparison between different scenarios. Section 5 concludes this paper.

2. Technical Overview

In this section, we present an overview of some critical points regarding electrical mobility. The concepts of electric buses, charging approaches, and battery technology will be introduced below.

2.1 Electric Buses

An electric bus can operate by different degrees of electrification which depend on the configuration of the propulsion system (MAHMOUD et al., 2016). Some can be continuously powered by external sources – for example, a trolley that is powered by overhead cables. Others can store the electricity on board, usually in batteries. Several electric buses fall into this category, for example:

- Hybrid Electric Bus (HEB): the tractive power of this technology is provided by an electric motor as well as by an internal combustion engine. In some cases, the battery of this type of vehicle can also be charged using plug-in technology to allow connection to the electric grid.
- Fuel Cell Electric Bus (FCEB): uses hydrogen fuel cells to generate electricity on board during operation.
- Battery Electric Bus (BEB): this type of vehicle uses the energy stored in the battery to provide propulsion. The battery is charged using plug-in technology or pantographs, allowing connection to the electric grid.

In order to highlight the differences between the technologies, as well as the advantages and disadvantages, **Table 1** presents a comparison between diesel and electric buses.

Table 1 – Electric buses vs. diesel counterparts.

	HEB	FCEB	BEB
Purchasing price	+50%	+200%	+80%
Maintenance (\$)	More	Much more	Less
Operation (\$)	Less	More	Much less
Infrastructure (\$)	More	Much more	More
Driving-range (km)	Same	Less	Much less
Weight (kg)	More	More	More
Recharging (h)	Less	More	More/Same ²
Efficiency	+10%	+150%	+450%
Emissions	-20%	-75%	-85%

Adapted from: (MRCAGNEY, 2017)

As can be noticed, the great disadvantage of electric mobility technologies is related to infrastructure costs and vehicle prices. However, BEBs have several advantages. For example, operating and maintenance costs are low, energy efficiency is very high and emissions are low. Therefore, BEBs appear as the best and most viable option for electrification of public transport nowadays. This technology still faces some challenges in terms of range, weight and refueling time. However, these issues can be overcome with different charging strategies – this topic will be further developed in the following subsection. It is important to note that the solution presented in this project refers only to BEBs. Therefore, whenever the term is used, it will refer to that specific technology.

2.2 Charging strategies

There are three main types of charging strategies when it comes to a battery electric bus: static, stationary and dynamic (DONG; LIU; LIN, 2014; SAWILLA; SCHÜTT, 2019).

² Depends on the selected recharging approach. Overnight charging takes more than 4 hours to reach a full charged battery, while fast charging approaches can take up to 10 minutes.

- Static strategy: This strategy is mainly used when a BEB is parked for an extended period – usually at night in the depot. During that period, the vehicles are charged. This approach allows a longer recharging time. Consequently, the costs of the charging infrastructure are lower compared to other strategies, since the chargers are designed to have charging powers in between 30 - 50 kW. These vehicles can normally reach a daily driving autonomy of 300 km. On the one hand, this range provides daily operation similar to that of diesel buses without recharging during the day. On the other hand, the prices of these vehicles are extremely high due to the intrinsic costs of the battery, with high levels of capacity. The weight of these vehicles is also higher than that of normal buses, so it is possible to carry fewer passengers.
- Stationary strategy: This charging strategy is also performed while the battery bus is not in motion. However, it is only done for a short period of time, i.e., when there is an opportunity to charge – for example, while passengers are boarding or while the vehicle is parked at the final stop. Therefore, the charging should be fast – about 3 to 10 minutes. Because of this, the charging power is between 150 - 600 kW, which implies high infrastructure costs. However, this strategy allows vehicles to have smaller batteries. They are therefore cheaper and lighter. Furthermore, as charging points are placed along the route, driving autonomy becomes almost unlimited.
- Dynamic strategy: This strategy allows charging while the vehicle is in motion. This approach is possible through inductive energy transfer (IPT) (CALABRO et al., 2019) or through overhead line fast charging systems. However, this approach still in early development stages and the respective infrastructure costs are very high. However, this technology may be beneficial in the future as some studies point to the potential for battery size reduction that IPT could bring.

It is also important to elucidate the concepts of fast/low and night/opportunity charging. Although they are correlated, these definitions are not the same. Fast and slow charging are concepts related to the power supplied by the charger – for example, power ranges between 30/50 kW are defined as slow-charging and power rates between 150/600 kW as fast-charging. On the other hand, night and opportunity charging are definitions associated with charging strategies. **Table 2** summarizes the differences between the three recharging possibilities presented above. As can be seen, all possibilities bring advantages and disadvantages. Thus, there is currently no standardization of the charging strategy. However, the literature suggests that charging by opportunity can play a decisive role in improving the viability systems of battery buses (DING; HU; SONG, 2015; WU; MASQUELIER, 2015; BRYDEN et al., 2018; GUO; YANG; LU, 2018b).

Table 2 - Differences between charging strategies.

	Static	Stationary	Dynamic
Charging approach	Overnight charging at the depot	Opportunity charging at the bus stops	Opportunity charging while the vehicle is moving
Charging power (kW)	30 – 150	150 – 600	25 – 50
Technology	Plug-in charger	Pantograph	IPT
Driving range (km/day)	100 – 300	200 – 500	100 – 200
Charging time	3 – 8 h	3 – 10 min	10 – 15 min

Costs	¹ High battery costs; ² Low infrastructure costs; ³ Low maintenance costs.	¹ Low battery costs; ² High infrastructure costs; ³ Medium maintenance costs.	¹ Low battery costs; ² Very high infrastructure costs; ³ Very low maintenance costs.
-------	---	--	---

Adapted from: (DE PEE et al., 2018)

It is therefore concluded that the financial advantages combined with increased autonomy – enabled by faster charging – place the opportunity charging as the most promising strategy.

2.3 Battery technology

As mentioned above, batteries are the most expensive element of an electric vehicle. In addition, they are responsible for the high weights of battery buses. This is due to the high energy density required for the operation of these vehicles. Batteries for electric buses are generally based on lithium-ion technology. The capacity of these batteries is not constant during their lifetime due to many factors such as temperature, charge-discharge cycles, high “Depth of Discharge” (DoD) and other technical issues. Therefore, in order to improve battery life, a “State of Charge” (SoC) window should be implemented, to keep the maximum and minimum charge values in an optimal range – normally this window is between 20% to 80% of the battery capacity. Another critical factor to note is the relationship between the charging infrastructure and the batteries. For example, energy-optimized batteries are best suited for nightly or less frequent charging situations (ELIN, 2016). If the regularity of charging becomes more frequent – in an opportunity charging approach, for example – storage needs will be reduced as well as the size of the battery.

3. Optimization Model and Simulation

In this section, we present an overview of some critical points regarding electrical mobility. The concepts of electric buses, charging approaches, and battery technology will be introduced below. The technical analysis presented in section 2 indicates that the alternative based on battery powered electric buses, powered by an opportunity charging approach, is virtually the best option for implementing electric mobility in metropolitan areas. To make the installation of these systems feasible, among other factors, the location of the fast-charging points must be well planned. Therefore, this section will present the solution developed in this project for the strategic planning of an electric bus system, involving the minimization of the number of charging stations, battery capacity and installation costs. Although the purpose of this paper is not to present a detailed analysis of the entire modeling process – mathematical analysis, model construction, programming and simulation – it is important to highlight some relevant points in this process. The mathematical optimization is based on the mixed integer linear programming (MILP) methodology. This approach was chosen for the intrinsic characteristics of the problem.

The mathematical model was implemented in the *CPLEX Optimization Studio* programming platform. This software offers a dedicated mathematical programming modeling language and, coupled with a solver, obtains the optimal solution for linear programming problems. **Figure 2**, below, presents a flowchart referring to the algorithm implemented in the simulation and optimization of the mathematical

model. As system inputs we have: charging time (per stop), charging power of the chargers, distance between stops, number of stops, average discharge per kilometer and battery capacity of the electric bus. From this input, the model computes the data and applies it to the simulation. It checks if the restrictions of the algorithm have been met. Such restrictions refer to the charging window (necessary to increase battery life) and vehicle autonomy. If extra power is needed to complete the route, a fast charger is added at a stop. Then it is checked if the system has been optimized. If so, the program is ended.

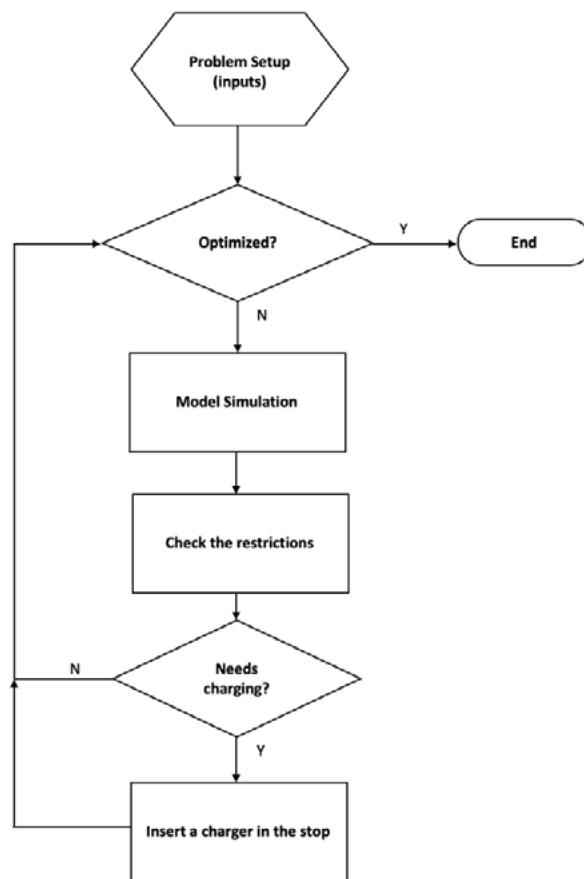


Figure 2 - Algorithm flowchart.

As outputs, the program delivers a complete forecast of the charging network, with the exact locations of the fast chargers, and at what time the charging should be done, total charging time, battery power level (very important data to evaluate the life cycle of the battery) and total implementation costs. It is important to emphasize that this analysis is customized, and the decision maker has the possibility to test different system inputs in order to find a more adequate solution for the system being evaluated.

4. Case Study

In order to make the content presented in the previous section more palpable, and to exemplify the operation of the tool in custom simulations and with different technical parameters, a case study was carried out. The first part of this section details the technical aspects of the study in question, highlighting the line infrastructure, travel time, operation and system input parameters. The second part is dedicated to presenting the characteristics of the scenarios analyzed, results, and a brief discussion.

4.1 Infrastructure and Parameters

The case study proposed in this work connects the city of Oeiras to the city of Lisbon, in Portugal.

Table 3 details the proposed infrastructure for the project in terms of extension, number of stops and average distance between stops. As the objective of this analysis is to simulate a full day's work, a 16-hour time-window will be considered. Thus, the electric bus will make about 10 round trips daily on that route.

Table 3 – Main characteristics of the route.

Parameters	Values
Total distance (km)	20.4
Average distance – stops (km)	2
Total travel time (min)	45
Number of stops	10
Working time (h)	16
Round trips	10

It is important to highlight that, together with the implementation of the chargers (and their related costs), this work will present the costs related to the acquisition of a bus fleet – in order to bring more realism to the results. For all scenarios analyzed, the cost of purchasing a fleet of 15 buses will be considered – the total costs of implementation will vary according to the type of vehicle that will be tested. Table 4 presents the typical purchase prices of fast chargers and electric buses.

Table 4 – Bus and chargers' prices.

Bus	Price (US\$)
Volvo 7900E (90 kWh)	135,000
Proterra XR (150 kWh)	225,000
Charger	Price (US\$)
ABB 400 kW	100,000
Heliox 600 kW	150,000

In addition, it is important to present some input parameters that will be considered in the simulation and their importance for the analysis. **Table 5** shows the values used in the simulation and, in the sequence, a brief summary of each parameter is presented.

Table 5 – Simulation parameters.

Parameters	Values
Charging power [kW]	400/600
Battery boundaries [%]	20 – 80
Battery capacity [kWh]	90/150
Auxiliary power [kW]	15
Charging time [s]	300
Discharging rate [kWh/km]	1.26

- Charging power: The equipment's charging power range must be contained in the fast-charging power range [150 to 600 kW]. The highest power ranges on the market have been chosen.
- Battery limits: State of Charging (SoC) window will be applied to the simulation (20% - 80%) in order to maximize battery life.
- Battery capacity: Fast-charging potentially reduces bus battery size. Therefore, we will use vehicles with small batteries in the simulation.
- Auxiliary power: Extra power to maintain some vehicle features (air conditioning, heater, lights, etc.) was considered.
- Charging time per stop: By adopting a fast-charging approach, charging times will be 300 seconds.
- Discharge rate: For this analysis, the discharge rate will be a standard value of 1.26 kWh/km

4.2 Scenarios Description

Four different scenarios were proposed for this simulation, varying some aspects of the system.

The following is a detailed description of each of them.

- Baseline scenario (BASE): in the first scenario, we take as basis the most common values in the implementation of electric bus systems. Values: 1) charging power: 400 kW; 2) battery capacity: 90 kWh; 3) charging time of 300 seconds.
- Charging Power (S1): scenario S1 is focused on increasing charging power. Values: 1) charging power: 600 kW; 2) battery capacity: 90 kWh; 3) 300 second charging time.
- Battery Capacity (S2): scenario S2 is focused on increasing the battery capacity of the bus. Values: 1) charging power: 400 kW; 2) battery capacity: 150 kWh; 3) 300 seconds charging time.
- Parameter Maximization (S3): the last scenario approaches the maximization of the parameters proposed in this case study, in order to show that the best implementation of a fast-charging system is not necessarily due to the installation of more powerful chargers or vehicles with larger batteries. Values: 1) charging power: 600 kW; 2) battery capacity: 150 kWh; 3) charging time of 300 seconds.

4.3 Results and discussion

The results and discussion of the simulations will be presented in this section. Initially the results of the base scenario will be presented, including a profile of the bus network and the location for the installation of the fast chargers. Next, the results of scenarios S1, S2 and S3 will be presented.

4.3.1 Base scenario

The results of the baseline scenario simulation are presented in **Table 6** below.

Table 6 – Baseline scenario results.

Parameters	Values
Number of chargers	6
Number of recharging	18
Charging availability [%]	10
Total discharging time [h:m]	1:30
Charging costs [US\$] (millions)	0.600
Fleet cost [US\$] (millions)	2.025
Total cost [US\$] (millions)	2.625

The results indicate that 6 charging points should be installed in order to allow the bus-network to run all day long. This value may seem a bit high, when taking into account that the system has 10 stops in total. However, the total number of charging during the day should be analyzed in order to have a better picture of the amount of energy needed to run the electric bus network. Analyzing this parameter, the simulation shows that 18 recharges will be necessary during the day. Taking into account the total possible recharges, this value corresponds to only 10% of the line's recharging availability. Evidencing that recharging per opportunity is a feasible solution for electrification of a bus network. The total charging time is 1h30 and the total cost of implementation is US\$ 2.625 million. Following with the simulation results, **Figure 3** shows a line profile, as well as the location of the chargers.

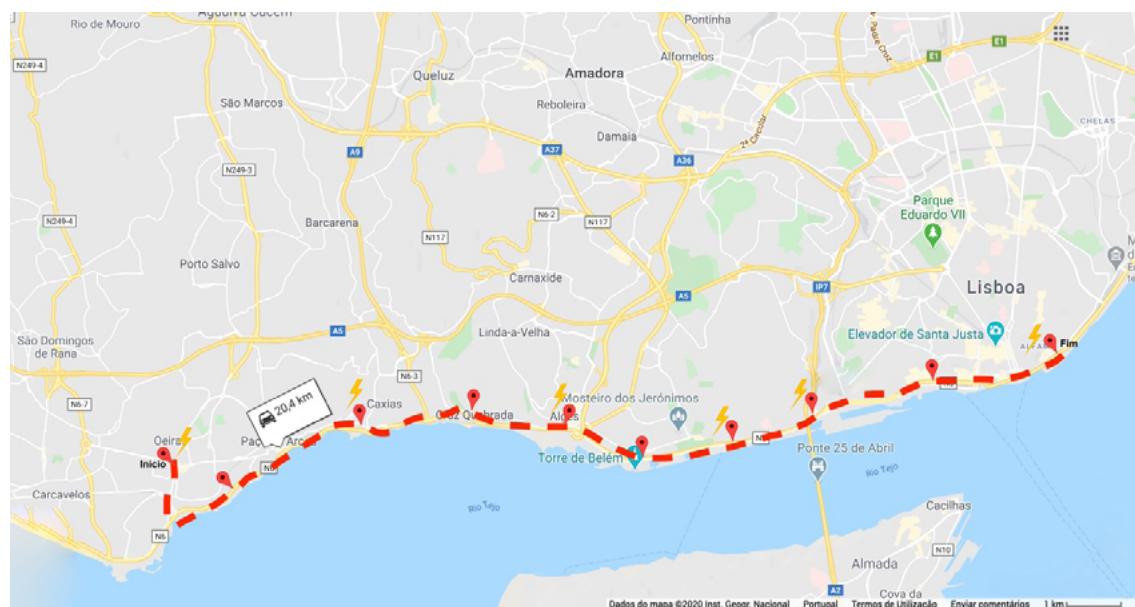


Figure 3 – Chargers location on the route (Baseline scenario). The lightning symbol represents the position of the charging stations.

It is important to note that a bus will not be charged every time it crosses a station with a charger installed. The image above shows only the exact points for their installation. However, the simulation also informs the exact moment that the loads should be executed – such values will not be presented in this report for the sake of better data visualization.

4.3.2 Scenarios comparison

In order to improve the conclusions of the simulations and present strategies to support decisions in the planning of this case study, the results of all scenarios will be compared in this section. Taking into account the economic aspect, it is evident that the costs related to the acquisition of bus fleets are much higher than for fast chargers (**Figure 4**).

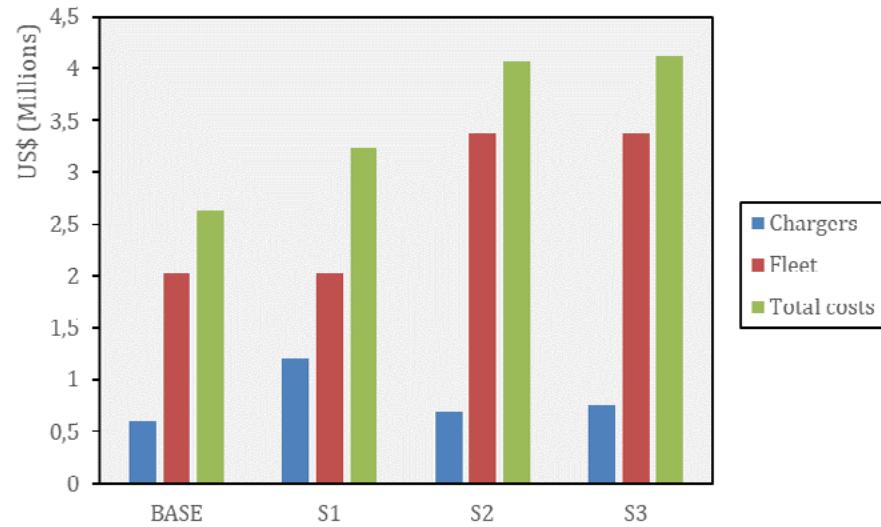


Figure 4 – Implementation costs comparison.

Thus, the BASE and S1 scenarios have the lowest implementation costs among the simulated scenarios – because of the battery size (90kWh) used in these simulations. However, the base scenario presents a total implementation cost 18% lower than the S1 scenario, because of the total cost of fast chargers (less powerful, but cheaper). Thus, this analysis indicates that betting on fast charging solutions, with the drastic reduction in battery size, is feasible and should be used as a strategy to mitigate the total costs of implementing an electric bus system. **Figure 5** presents the data related to the installation of chargers and the necessary number of charging during the day.

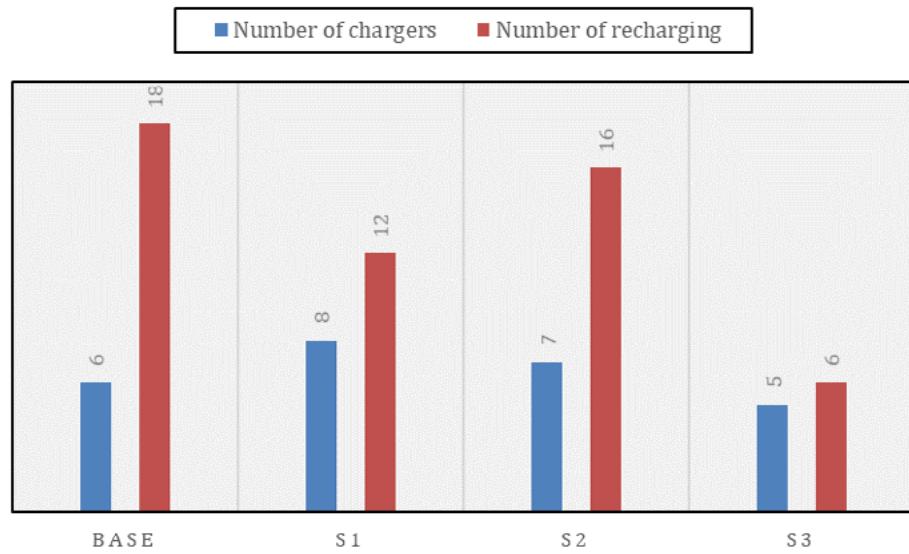


Figure 5 - Comparison of the number of chargers installed and recharging.

From this point of view, it is noted that the number of chargers required for line electrification does not change much, regardless of the change of input parameters in the simulation. However, the total number of charging varies substantially from the increase in charging power, as can be seen in scenarios S1 and S3. The result is even greater in scenario S3 due to the increase in battery size. However, it must be taken into account that the variation in battery capacity is also costly in financial terms. In such a way that, in situations where it is necessary to look for a solution with cost reduction, only the increase of the charging power becomes a desirable solution. **Figure 6** presents the total charging times of the simulated scenarios. The results indicate that the increase in charging power is

the main responsible for the decrease in the total charging time of the network. However, it is interesting to note that even the BASE solution does not have a very high total charging time (1h30). Therefore, all scenarios are presented as feasible solutions for the implementation. In any case, aiming faster bus operation, the solutions with more powerful chargers can be selected by decision-makers.

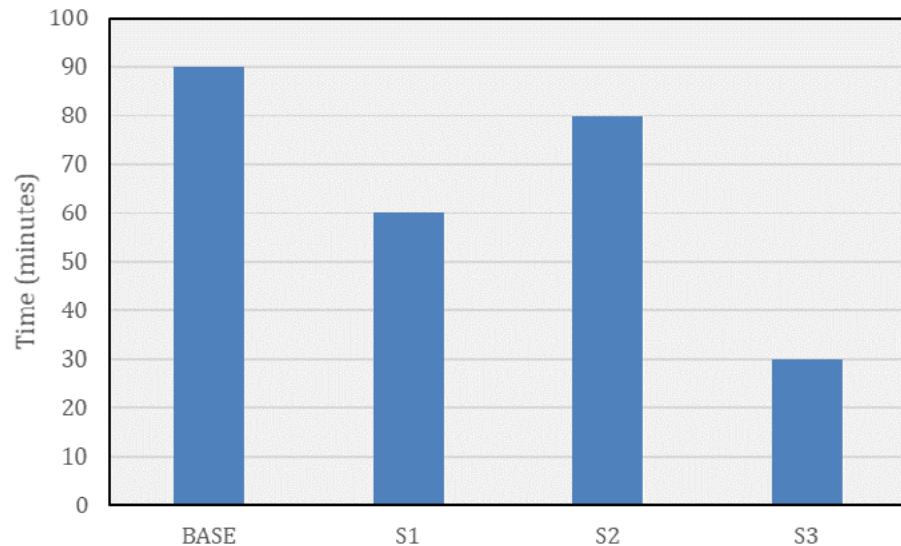


Figure 6 – Comparison of the total charging time of the analyzed scenarios.

The last aspect analyzed in this case study is related to battery life. Therefore, **Figure 7** presents the variation of the SoC in the simulated scenarios. In the long run, preserving the batteries may be a more profitable strategy, since buses will take longer to be replaced. To achieve this goal, the curves presented above indicate that implementing more powerful chargers is the best solution to preserve maintenance costs at affordable levels.

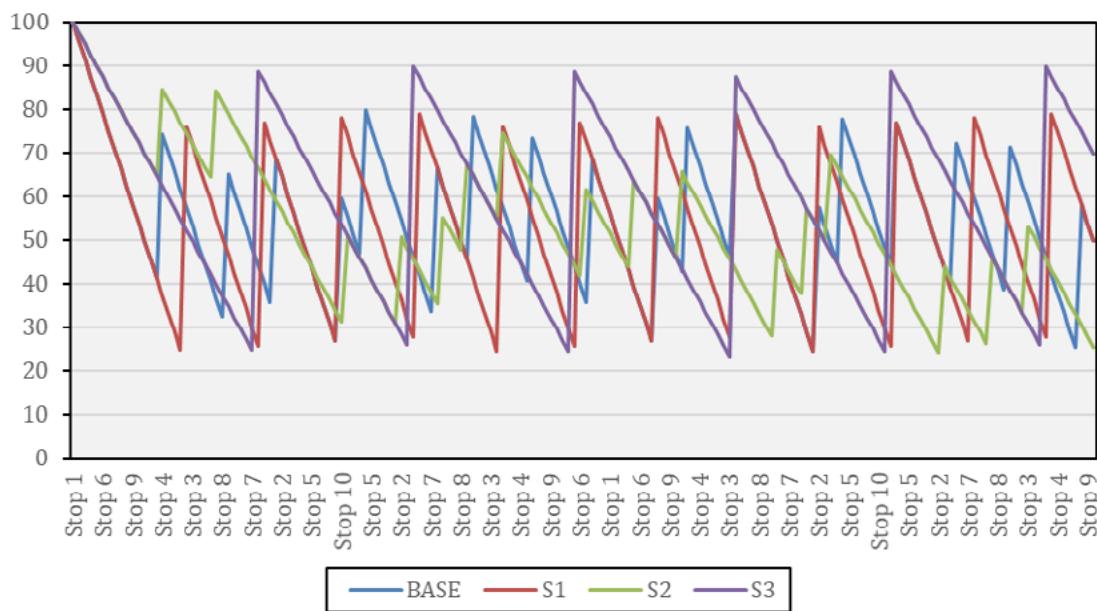


Figure 7 – Comparison of SoC (%) in the analyzed scenarios.

5. Conclusions

The future of the automotive sector looks extremely promising. New technologies and solutions – such as autonomous driving, V2G, fleet sharing – are already starting to emerge in our daily lives. Such profound changes are made possible mainly by the advent of electric mobility. Thus, a new market

is booming and several players are presenting new business models in order to gain prominence in the sector. In this context, the idea of the project in question was born – a software decision analysis tool capable of optimizing the implementation of electric bus networks in terms of costs, battery size and charging points. In this report, initially technical concepts related to electric buses and charging approaches were introduced. Later, in order to obtain more tangible results, a case study was developed, using the model as a tool for decision support. The case study carried out in this work presented a series of alternatives for a possible implementation of a sustainable and electrified bus-based system, from a fast-charging approach. The different scenarios analyzed show varied solutions for the realization of the project and indicate that the ideal solution for implementation depends on the specific characteristics of the electric bus network in question. For example, if implementation costs should be minimized, the BASE and S1 scenarios present themselves as the best options. If the system should be faster and the implementation costs are not limited, the S4 scenario proves to be the ideal solution. Therefore, in order to choose the most suitable solution for a system, one should select the parameters that best fit the context of the implementation. Further, the results of the multi-stage analysis demonstrated the system's ability to interact in different situations and the possibility of delivering customized results.

References

- BRYDEN, T. S. et al. Electric vehicle fast charging station usage and power requirements. *Energy*, v. 152, p. 322–332, 1 jun. 2018. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544218305589>>. Acesso em: 28 maio. 2019.
- CALABRO, A. et al. Performance of 200-kW Inductive Charging System for Range Extension of Electric Transit Buses. In: ITEC 2019 - 2019 IEEE Transportation Electrification Conference and Expo, Anais...Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 1 jun. 2019.
- DE PEE, A. et al. The European electric bus market is charging ahead, but how will it develop? **McKinsey & Company**, 2018. Disponível em: <<https://www.mckinsey.com/~/media/McKinsey/Industries/Oil and Gas/Our Insights/The European electric bus market is charging ahead but how will it develop/The-European-electric-bus-market-is-charging-ahead.ashx>>. Acesso em: 4 jun. 2019.
- DING, H.; HU, Z.; SONG, Y. Value of the energy storage system in an electric bus fast charging station. *Applied Energy*, v. 157, p. 630–639, 1 nov. 2015. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261915000744>>. Acesso em: 28 maio. 2019.
- DONG, J.; LIU, C.; LIN, Z. Charging infrastructure planning for promoting battery electric vehicles: An activity-based approach using multiday travel data. *Transportation Research Part C: Emerging Technologies*, v. 38, p. 44–55, 2014.
- ELIN, K. **Charging infrastructure for electric city buses: An analysis of grid impact and costs**. 2016. 2016. Disponível em: <<http://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:967688/FULLTEXT01.pdf>>.
- GUO, F.; YANG, J.; LU, J. The battery charging station location problem: Impact of users' range

anxiety and distance convenience. **Transportation Research Part E: Logistics and Transportation Review**, v. 114, p. 1–18, jun. 2018a. Disponível em: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1366554517308220>>. Acesso em: 27 maio. 2019.

GUO, F.; YANG, J.; LU, J. Fast charging infrastructure for electric vehicles: Today's situation and future needs. **Transportation Research Part E: Logistics and Transportation Review**, v. 114, p. 1–18, jul. 2018b. Disponível em: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1361920917305643>>. Acesso em: 27 maio. 2019.

IEA. **World Energy Outlook 2019**. [s.l: s.n]. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019>>. Acesso em: 19 abr. 2020.

KUNITH, A.; MENDELEVITCH, R.; GOEHLICH, D. Electrification of a city bus network—An optimization model for cost-effective placing of charging infrastructure and battery sizing of fast-charging electric bus systems. **International Journal of Sustainable Transportation**, v. 11, n. 10, p. 707–720, 26 nov. 2017. Disponível em: <<https://www.tandfonline.com/doi/full/10.1080/15568318.2017.1310962>> . Acesso em: 21 maio. 2019.

LIU, Z.; SONG, Z.; HE, Y. Planning of Fast-Charging Stations for a Battery Electric Bus System under Energy Consumption Uncertainty. **Transportation Research Record**, 2018. Disponível em: <https://digitalcommons.usu.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=4597&context=cee_facpub>. Acesso em: 21 maio. 2019.

MAHMOUD, M. et al. Electric buses: A review of alternative powertrains. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 62, n. April 2018, p. 673–684, 2016.

MRCAGNEY. **Electric Bus Technology Transport Research Report Document Information**. [s.l: s.n]. Disponível em: <www.mrcagney.com>. Acesso em: 3 jun. 2019.

NOEL, L. et al. **Vehicle-to-Grid**. Cham: Springer Nature Switzerland, 2019. v. 53

OLSSON, O.; GRAUERS, A.; PETTERSSON, S. Method to analyze cost effectiveness of different electric bus systems. In: EVS29 International Battery, Hybrid and Fuel Cell Electric Vehicle Symposium, **Anais...2016**. Disponível em: <https://www.viktoria.se/sites/default/files/pub/www.viktoria.se/upload/publications/method_to_analyze_cost_effectiveness_of_different_electric_bus_systems.pdf>. Acesso em: 21 maio. 2019.

SAWILLA, S.; SCHÜTT, O. **Hands on Sustainable Mobility Technical Overview of Inductive Charging for Electric Buses in Europe**. [s.l: s.n].

WOLKINGER, B. et al. Evaluating health co-benefits of climate change mitigation in urban mobility. **International Journal of Environmental Research and Public Health**, v. 15, n. 5, p. 880, 28 abr. 2018. Disponível em: <<http://www.mdpi.com/1660-4601/15/5/880>>. Acesso em: 22 maio. 2019.

WU, H. H.; MASQUELIER, M. P. An overview of a 50kW inductive charging system for electric buses. **2015 IEEE Transportation Electrification Conference and Expo, ITEC 2015**, p. 1–4, 2015.

A cadeia produtiva do mercado de Gás Liquefeito do Petróleo (GLP) no Brasil: logística de precificação do botijão de 13kg

The production chain of the Liquefied Petroleum Gas (LPG) market in Brazil: logistics of 13kg cylinder pricing

Juliana Magaton Mello¹

Rosemarie Bröker Bone²

Sumário: 1. Introdução. 2. Preço do óleo. 2.1. Preço do GLP. 2.2. Composição do preço do botijão. 3. Consumo de GLP. 4. Produção de GLP. 5. Distribuição/revenda de GLP. 5.1. Redução da informalidade de revendedores. 6. Considerações finais. Bibliografia.

Resumo: O Gás Liquefeito do Petróleo (GLP) foi o principal combustível para cozimento de alimentos em 2019 conforme PNAD-C (IBGE, 2020). Espera-se que o seu preço seja dependente da cotação do barril; no entanto, a queda do preço do barril no começo de 2020 não foi repassada aos consumidores finais. Neste contexto, o objetivo é entender qual é o modus operandi do setor do GLP no que se refere à relação entre a cadeia produtiva e a formação dos preços ao consumidor final. Para alcançar esse objetivo, as análises serão divididas em quatro seções, além da introdução e conclusão: 1) analisar o preço do barril de petróleo e dos gases butano e propano no preço do GLP para a identificação de uma possível correlação e entender a composição do preço do botijão no que se refere aos componentes presentes no preço final ao consumidor e seus respectivos pesos; 2) identificar o consumo do Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) – para acompanhar a evolução da demanda por gás de botijão 13 kg; 3) estudar a produção de GLP – para verificar onde estão os possíveis gargalos; 4) fazer uma breve alusão à revenda de GLP – para entender o porquê da solução criada pela ANP para a erradicação da informalidade presente na relação revendedor/consumidor final. O período de análise compreenderá os anos de 2018 a 2020(abril) e a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e Sindicato Nacional das Empresas Distribuidoras de Gás Liquefeito de Petróleo (Sindigás) serão as fontes principais dos dados estatísticos. Concluiu-se que para o preço do botijão seguir os preços do barril cotados no mercado internacional será necessário que o setor de GLP fortaleça e legalize os elos de distribuição/revenda. Foi observado que, para os primeiros meses de quarentena (março/2020 em diante), não houve pressão de demanda sobre os preços em função do baixo consumo. A diferença entre custos e preços foi internalizada na cadeia produtiva do botijão.

Palavras-chave: Brasil; GLP; botijão 13kg; cadeia produtiva; preço.

Abstract: Liquefied Petroleum Gas (LPG) was the main fuel for cooking food in 2019 according to PNAD-C (IBGE, 2020). Its price is expected to be dependent on the barrel price; however, the drop

¹ Graduanda, Laboratório de Economia do Petróleo/Universidade Federal do Rio de Janeiro, julianamagaton@poli.ufrj.br.
² Doutora, Laboratório de Economia do Petróleo/Universidade Federal do Rio de Janeiro, rosebone@poli.ufrj.br.

in the barrel price in early 2020 was not passed on to final consumers. In this context, the objective is to understand the modus operandi of the LPG sector with regard to the relationship between the production chain and the formation of prices to the final consumer. To achieve this objective, the analyses will be divided into four sections, besides the introduction and conclusion: 1) to analyze the price of the barrel of petroleum and the butane and propane gases in the LPG price for the identification of a possible correlation and to understand the composition of the cylinder price in relation to the components present in the final price to the consumer and their respective weights; 2) identify the consumption of Liquefied Petroleum Gas (LPG) - to follow the evolution of the demand for 13 kg cylinder gas; 3) study the production of LPG - to verify where the possible bottlenecks are; 4) make a brief reference to the resale of LPG - to understand why the solution created by the ANP for the eradication of the informality present in the reseller/final consumer relationship. The analysis period is from 2018 to 2020 (April) and the National Agency of Petroleum, Natural Gas and Biofuels (ANP) and the National Union of Liquefied Petroleum Gas Distributors (Sindigás) will be the main sources of statistical data. It was concluded that for the cylinder price to follow the barrel prices quoted in the international market it will be necessary that the LPG sector strengthens and legalizes the distribution/revenue links. It was observed that for the first months of quarantine (March/2020 onwards), there was no demand pressure on prices due to low consumption. The difference between costs and prices was internalized in the production chain of the cylinder.

Keywords: Brazil; LPG; 13kg cylinder; production chain; price.

1. Introdução

O Brasil é um país que possui grandes diferenças regionais, que se espelham no cozimento dos alimentos. Na preparação da comida, o Gás Liquefeito de Petróleo (GLP), conhecido como gás de cozinha – em botijões de 13kg, é um combustível de suma importância e a extensão territorial do país caracteriza-se como a principal dificuldade enfrentada na sua comercialização.

Segundo a Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios de 2019 ano-base 2016-2017 e 2018, conhecida como PNAD-Contínua (IBGE, 2020), o GLP é o principal combustível utilizado nesta preparação e em 2019 esteve presente em 98,2% dos domicílios.

A dependência em relação ao GLP faz com que a população brasileira sofra com os aumentos nos preços do botijão.

Dado que o GLP é um derivado do petróleo, as remarcações de preços deveriam estar atreladas às variações vindas do preço do barril de petróleo no mercado internacional. Em outras palavras, os aumentos/diminuições do preço do barril deveriam ditar o preço do botijão.

Desde 2016, a Petrobras se comprometeu em acompanhar o preço do barril de petróleo para fins de precificação dos derivados, política conhecida como Preço de Paridade Internacional (PPI).

O PPI é o preço do combustível acrescido de frete marítimo, despesas internas de transporte e uma margem de remuneração frente aos riscos enfrentados na operação, ou seja, o PPI considera

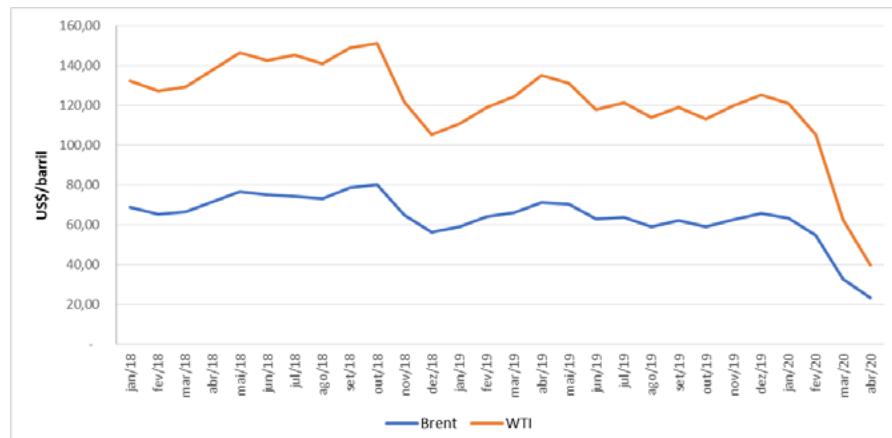
as cotações internacionais dos produtos mais a variação cambial, os custos dos importadores com transporte e taxas portuárias.

Porém, nos meses iniciais de 2020, o preço mais baixo do barril não chegou ao consumidor final de GLP. A falta de previsibilidade dada pelos distribuidores/revendedores de GLP pode ter origem na baixa correlação do preço do petróleo em relação aos derivados.

2. Preço do óleo

Em um passado recente, após quedas sucessivas do preço do barril de petróleo tipo Brent e West Texas Intermediate (WTI), a oferta mundial de petróleo reagiu com cortes no início de 2019 por parte dos principais produtores. Este movimento de queda na produção de óleo resultou em um novo aumento do preço do barril, que perdurou até janeiro de 2020. O gráfico 1 mostra os preços do Brent e WTI de 2018 a 2020, buscando confirmar este comportamento.

Gráfico 1 – Preço do barril de petróleo tipo Brent e WTI, jan/2018–abr/2020



Fonte: IndexMundi, 2020.

No período analisado houve duas quedas significativas nos preços do petróleo tipo Brent e WTI:

a) de outubro a dezembro de 2018 e b) de janeiro a abril de 2020 (última informação da série). No primeiro caso, os preços registraram as máximas antes da queda de U\$S 80,47 para o Brent e U\$S 70,75 para o WTI. Após a queda dos preços é possível ver uma recuperação nos valores praticados; porém não voltaram aos mesmos níveis de outubro de 2018. No começo de 2020, por sua vez, a queda dos preços foi mais significativa, quando chegou a U\$S 23,34 para o Brent e U\$S 16,52 para o WTI, considerada o menor valor até abril de 2020 (último mês da série). O preço do barril deveria balizar a precificação dos derivados do petróleo conforme anunciado pela Petrobras.

2.1 Preço do GLP

O GLP é um derivado do petróleo. Dessa forma, é essencial analisar o comportamento dos preços do barril (Brent e WTI), dos gases butano³ e propano⁴ e do botijão de gás de 13kg para identificar a correlação existente entre eles.

O preço do botijão de 13kg é formado pela média das cotações dos gases butano e propano no

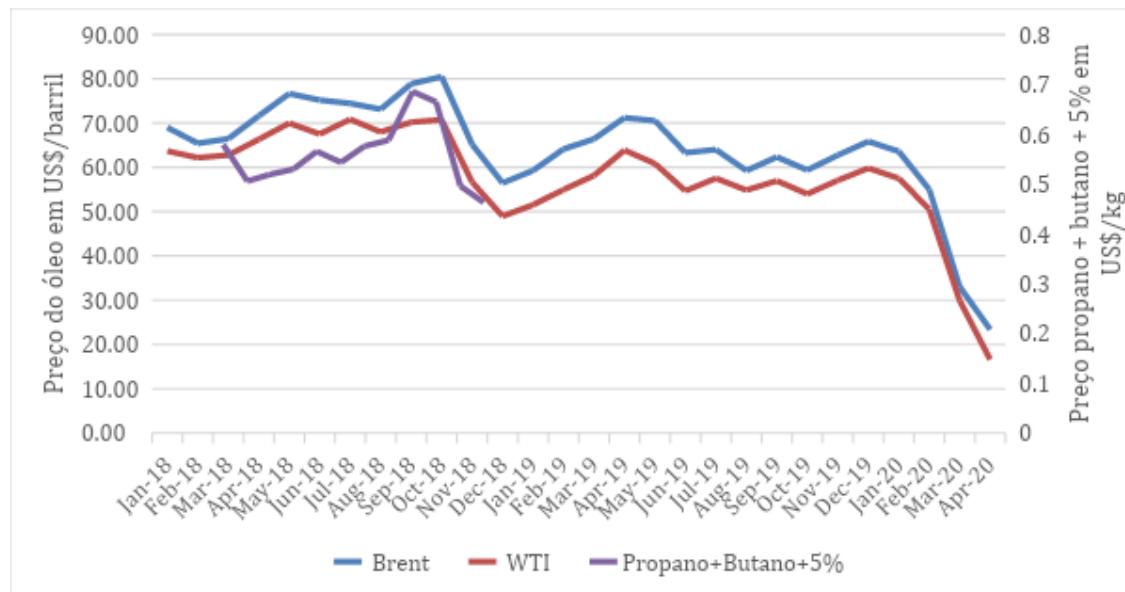
³ Gás obtido a partir da destilação do petróleo bruto (DOUROGÁS, 2014).

⁴ Gás obtido a partir da destilação do petróleo bruto (DOUROGÁS, 2014).

mercado europeu de Amsterdam/Rotterdam/Antuérpia (ARA), mais uma margem de 5%. A partir de janeiro de 2018 os reajustes passaram a ser trimestrais (VEJA, 2018).

O gráfico 2 confronta o preço do barril tipo Brent e WTI ao preço dos gases butano e propano no mercado europeu de 2018 a 2020.

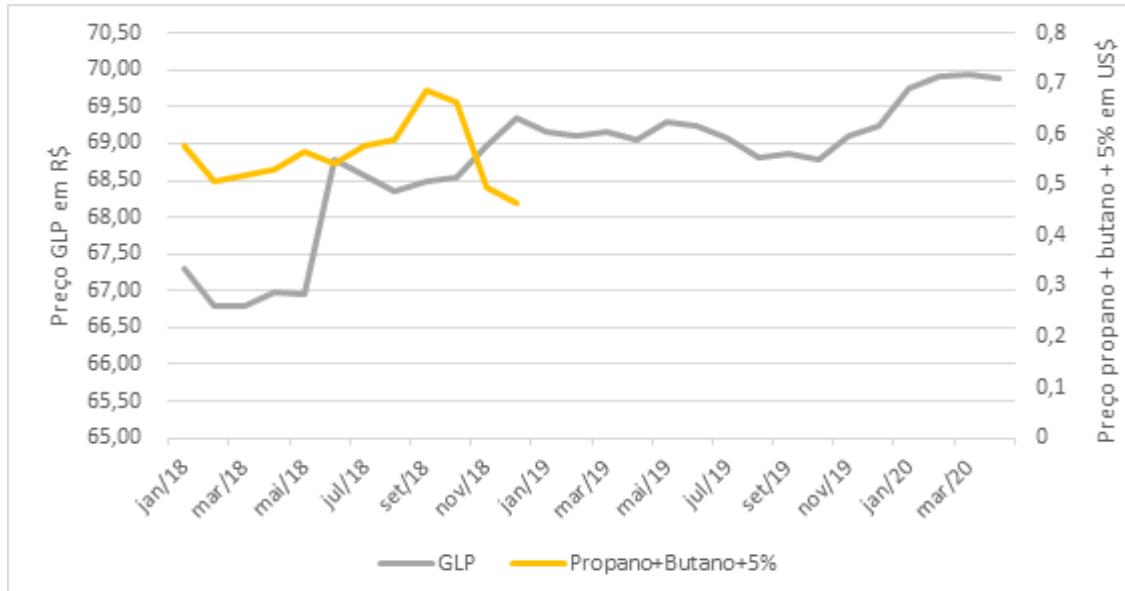
Gráfico 2 – Preço do óleo (Brent e WTI) versus preço dos gases butano e propano⁽⁵⁾,
jan/2018–abr/2020



Fonte: ANP, 2020a; IndexMundi, 2020.

De janeiro a dezembro de 2018 é possível ver que as cotações dos gases seguem a dos óleos Brent e WTI, o que permite inferir que existe uma correlação positiva entre elas. Logo, os aumentos ou reduções dos preços do petróleo podem ser tidos como balizadores do comportamento dos preços dos gases no mercado de ARA.

Gráfico 3 – Preço do GLP (botijão de 13kg) versus preço dos gases butano e propano,
jan/2018–abr/2020⁽⁶⁾



Fonte: ANP, 2020a-b-c-d.

A análise do gráfico 3 mostra que somente nos primeiros meses de 2018 houve uma correlação

5 Os preços para propano e butano estão disponíveis em ANP (2020a) até dezembro de 2018.

6 Os preços para propano e butano estão disponíveis em ANP (2020a) somente até dezembro de 2018.

positiva entre o preço dos gases e do GLP. A partir de julho de 2018, a correlação passou para negativa.

O preço dos gases no mercado europeu ARA não é discriminado na composição do preço final do botijão, mas é determinante no Preço de Realização do Produtor. De janeiro a dezembro de 2018, os gases representaram, em média, 8,5% do preço de praticado pelo produtor e somente 2,9% do preço final do botijão.

Desta forma, os atuais aumentos no preço do botijão de 13Kg são explicados pelas adições provenientes da distribuição e revenda. Apesar de a Petrobras especificar conforme o Preço de Paridade Internacional (PPI), esta política não vem sendo acompanhada pelos demais entes da cadeia produtiva do GLP. Neste caso, é importante saber como é a composição do preço do botijão.

Composição do preço do botijão

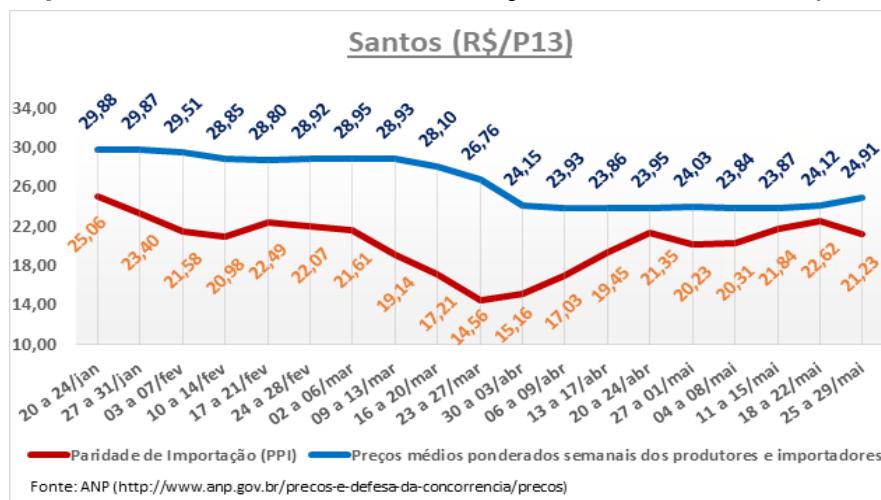
O preço final ao consumidor do GLP possui três componentes (PETROBRAS, 2020):

- a) Preço de Realização do Produtor: é o preço do combustível acrescido de despesas internas e margem de lucro;
- b) Tributos: são cobrados pelos estados (ICMS) e pela União (CIDE⁷, PIS⁸/PASEP e Cofins⁹);
- c) Preço de Distribuição: são os custos e margens de comercialização das distribuidoras e pontos de revenda.

Conforme Mello et Bone (2020), a estratégia de precificação adotada pela Petrobras que obedece ao PPI é uma forma de dar previsibilidade ao mercado interno.

O gráfico 4 mostra o PPI e o preço médio ponderado dos produtores e importadores de janeiro a maio de 2020.

Gráfico 4 – Preço de Paridade Internacional (PPI) versus preços médios ponderados dos produtores e importadores – Porto de Santos, jan/2020-maio/2020 (semanal) (10)



Fonte: Sindicás, 2020b et ANP, s/d.

Pode-se verificar que os dados do PPI apresentam oscilações ao longo dos meses de janeiro e maio de 2020, sendo o mais baixo em 23-27 de março quando chegou a R\$ 14,56/botijão de 13kg;

enquanto o preço médio ponderado do botijão de 13kg teve um declínio mais acentuado somente de 7 Contribuições de Intervenção no Domínio Econômico (CIDE). Incide sobre fornecimento de tecnologia; prestação de assistência técnica; serviços técnicos e de assistência administrativa e semelhantes; cessão e licença de uso de marcas; cessão e licença de exploração de patentes (PORTAL TRIBUTÁRIO, s.d.a);

8 Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PIS/PASEP). Incide sobre a receita bruta ou faturamento e importações (PORTAL TRIBUTÁRIO, s.d.b);

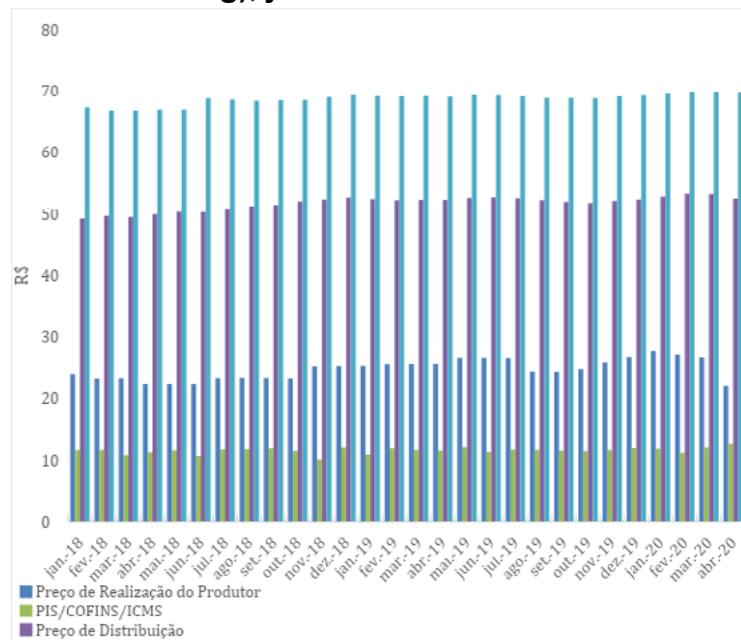
9 Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (Cofins). Incide sobre a receita bruta ou faturamento e importações (PORTAL TRIBUTÁRIO, s.d.b);

10 P13 equivale ao botijão de 13kg.

30 de março a 3 de abril. É possível afirmar por conta deste descolamento dos preços, que não há por parte dos produtores e importadores a total assimilação do PPI no preço do botijão.

O gráfico 5 apresenta a composição e preço do GLP de janeiro de 2018 a abril de 2020.

Gráfico 5 – Composição e Preço do Gás Liquefeito do Petróleo no Brasil (botijão de 13kg), jan/2018-abr/2020



Fonte: ANP, 2020 b-c-d.

Frente a esta especificação, o componente de maior peso no preço final do botijão 13kg de janeiro de 2018 a abril de 2020 é o Preço de Distribuição. Como se viu, estão embutidas as margens de lucro e custos diretos e indiretos deste elo da cadeia produtiva. Os maiores valores de 2018 a 2020 encontram-se nos meses de fevereiro e março de 2020, com o registro de R\$ 53,27 e R\$ 53,21, respectivamente.

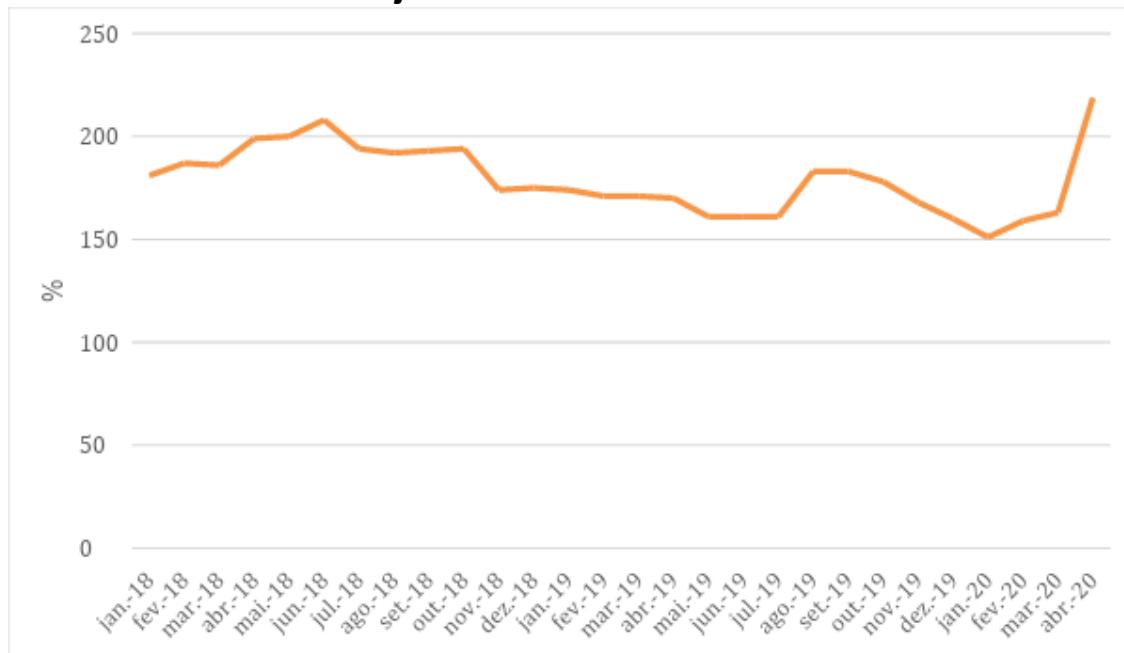
O segundo componente de maior participação no preço final é o Preço de Realização do Produtor (PRP). Ao longo de toda a série, o maior valor ocorreu em janeiro de 2020 com R\$ 27,79, ou seja, 40% do total.

O Preço Final ao Consumidor (PFC), por fim, esteve na média de R\$ 69,00 de janeiro de 2018 a abril de 2020. É importante ressaltar que o preço do produtor espelha os custos diretos e indiretos e as receitas respectivas. Nos custos diretos têm-se as cotações dos gases butano e propano no mercado europeu como balizadoras.

No gráfico 6 serão contrastados o PRP em relação ao PFC de 2018 a 2020.

Gráfico 6 – Preço Final ao Consumidor versus Preço de Realização do Produtor,

jan/2018-abr/2020



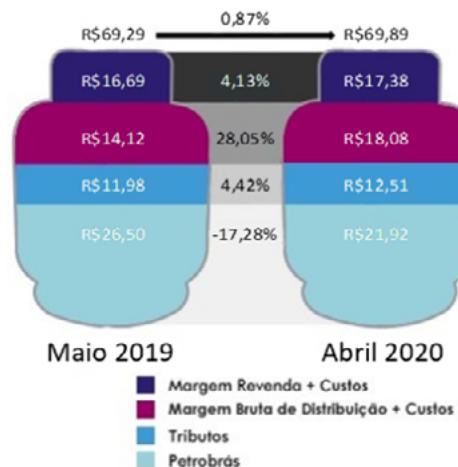
Fonte: ANP, 2020b-c-d.

Observando os preços do produtor e do consumidor verifica-se que, na média, o preço final ao consumidor esteve acima do preço do produtor entre 150 a 200%.

De março a abril de 2020, a distância entre os preços aumentou até atingir o pico em abril de 2020 com 219%. Porém, o mês de abril é marcado pelo menor valor do preço do produtor. Dessa forma, os cortes no preço do produtor não foram repassados ao preço final do botijão de 13kg.

O preço final ao consumidor tem a seguinte composição vide figura 1:

Figura 1 – Composição do preço do botijão, 2019-2020



Fonte: Sindigás, 2020a.

O maior aumento de maio de 2019 a abril de 2020 esteve na rubrica “Margem Bruta de Distribuição mais Custos”, quando passou de R\$ 14,12 para R\$ 18,08. A única redução de preço é registrada na Petrobras de R\$ 26,50 para R\$ 21,92. Houve uma queda de mais de 17,28% no preço do produtor; e apesar do aumento nos tributos de 4,42%, não justifica o aumento por parte dos distribuidores de 28,05% e dos revendedores em 4,13%. Percebe-se, portanto, um descompasso ao longo da cadeia do

GLP, que vem encarecendo o botijão para as famílias.

Neste momento, é importante saber quem são os consumidores e como se comportam desde 2018.

3. Consumo de GLP

O consumo de energia para o cozimento de alimentos deve ser analisado a partir da Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios Contínua - PNAD Contínua (PNAD-C), que mostra os seguintes combustíveis (IBGE, 2020):

- a) gás de botijão ou encanado;
- b) carvão ou lenha;
- c) energia elétrica;
- d) outros.

Conforme IBGE (2020) a partir da PNAD-C 2019 (ano-base 2016-2017 e 2018), os domicílios vêm aumentando o uso de energia elétrica; acompanhado da queda no uso de gás de botijão 13kg tanto em nível de Brasil, como nas regiões (norte, nordeste, sul, sudeste e centro-oeste).

O uso da lenha ou carvão, por sua vez, cresceu no geral e nas regiões norte, sudeste e sul. Neste caso, não se pode dizer que está ocorrendo uma substituição do gás de cozinha pela lenha ou carvão. Especificamente em relação ao carvão, não há qualquer aumento no seu consumo, muito pelo contrário, viu-se uma redução drástica nos anos de 2016-2017-2018. A lenha teve um aumento no último ano da análise (2018), por conta de fatores não explícitos.

Ao se observar o consumo de energia para o cozimento de alimentos, em especial, o GLP – botijão de 13kg -, é importante verificar em quais regiões ele possui maior destaque.

Na tabela 1 têm-se as vendas de GLP em metros cúbicos (m^3) por região e no Brasil no primeiro quadrimestre de 2018 a 2020.

Tabela 1 – Vendas de GLP no Brasil e por região (em m^3), 1º quadrimestre 2018-2020

REGIÕES/ANOS	2018	2019	2020
BRASIL	4221463,3	4158616,8	4356348,1
NORTE	270489,4	267984,6	278735,6
NORDESTE	1020662,5	1017910,9	1057870,4
SUDESTE	1838638,4	1791814,4	1892386,6
SUL	723545,6	712037,8	736106,7
CENTRO-OESTE	368127,3	368869,1	391248,8

Fonte: ANP, 2020e.

Na tabela 1 é possível observar que o único aumento nas vendas de 2018 e 2019 foi registrado na região centro-oeste, em apenas 714,7 m^3 . A queda de vendas se deu em todas as demais regiões e em nível nacional.

De 2019 para 2020, o cenário se mostrou completamente diferente, quando todas as regiões apresentaram crescimento nas vendas em mais de 3%; no Brasil, o aumento foi de mais de 197 mil m^3 ou de 5%.

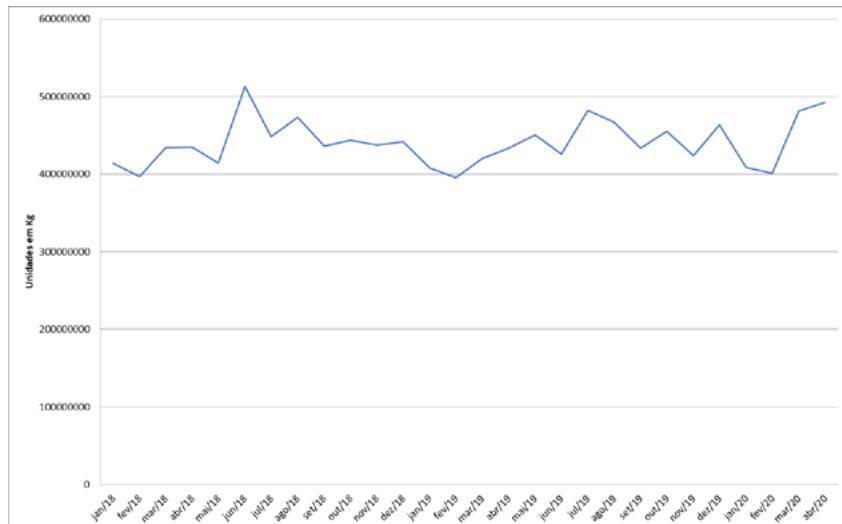
Em 2018 e 2019, a região Sudeste foi a que obteve a maior participação em vendas, com

43,8% e 43,5%, respectivamente. Em seguida, encontra-se a região Nordeste com 24,1% e 24,3%, respectivamente (ANP, 2020e).

Para se analisar a necessidade do GLP no mercado nacional, usa-se do conceito de Consumo Aparente (CA) de um bem. Ele considera a produção nacional destinada ao mercado interno acrescida das importações. Conforme Carvalho et Ribeiro (2015) o CA serve como proxy do comportamento da demanda por um bem.

No gráfico 7 encontra-se o consumo aparente de GLP de janeiro de 2018 a abril de 2020.

Gráfico 7 – Consumo aparente de GLP no Brasil (botijão 13kg), jan/2018-abr/2020



Fonte: ANP, 2020f.

Verifica-se no gráfico 7, um aumento no consumo de GLP a partir de março de 2020, em virtude do isolamento social devido a pandemia pelo Covid-19. Porém, ainda inferior ao registrado em julho de 2018, quando alcançou 513 milhões de unidades.

O consumo aparente de GLP de abril de 2020 em relação ao mesmo período no ano de 2019 aumentou 14% e quando comparado a janeiro de 2020 representou um aumento de 21% nas vendas (ANP, 2020f).

O consumo de GLP deve ser acompanhado da respectiva produção, para que não haja pressão sobre os preços.

4. Produção de GLP

No Brasil, o GLP é produzido em todas as regiões. Na tabela 2 tem-se a produção de GLP por região de 2018 a 2020.

Tabela 2 – Produção de GLP por região do Brasil (em mil m³), jan/2018-abr/2020

	2018	380	381	419	416	418	408	416	384	383	402	354	355	4715
Sudeste	2019	373	342	370	396	396	382	460	456	407	363	427	406	4780
	2020	410	393	409	387	-	-	-	-	-	-	-	-	410
Sul	2018	118	109	112	101	120	149	139	159	143	141	150	124	1563
	2019	122	108	122	100	119	122	150	119	124	106	68	122	1382
	2020	128	116	118	105	-	-	-	-	-	-	-	-	128

Fonte: ANP, 2020g.

Verifica-se que as regiões mais representativas são: sudeste e sul. A região norte é a de menor produção, o que pode torná-la importadora de outras regiões brasileiras no caso de crescimento da demanda.

A produção anual em 2019 foi de 7.276 mil m³ e representa uma queda de 2,1% em relação ao ano anterior, que teve o volume total de 7.436 mil m³. Vale ressaltar que os primeiros quatro meses de 2019 registraram queda de 4,2% em relação ao mesmo período de 2018. Porém, houve recuperação da produção de GLP ao longo de 2019, o que diminuiu a diferença entre os anos em 2,1 pontos percentuais (p.p.).

Para 2020, no entanto, o primeiro quadrimestre registrou um aumento de 3,6% em relação ao mesmo período do ano anterior com um volume de 2385 mil m³, apesar do mês de abril estar com dados parciais. Portanto, ao mesmo tempo em que a demanda cresceu de 2018 a 2020(abril), a oferta e o preço também cresceram.

A produção de GLP deve vir acompanhada de distribuição/revenda para o consumidor final. Este elo da cadeia produtiva é importantíssimo, porque possibilita o consumo efetivo de botijão de 13kg.

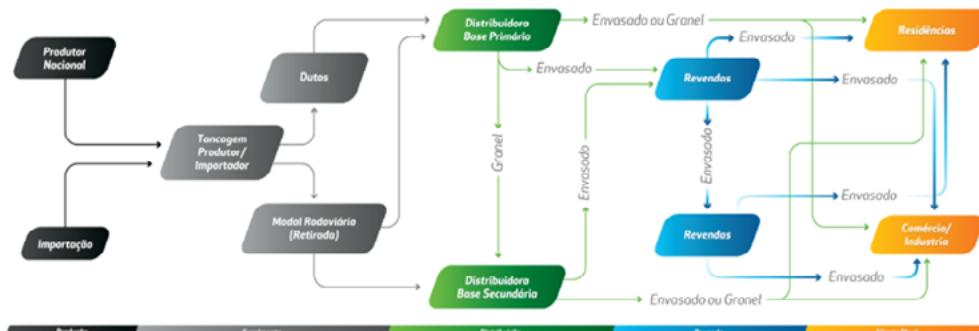
5. Distribuição/revenda de GLP

Conforme a Sindigás (2020c), a estrutura da cadeia produtiva do GLP contempla:

- a) Produção;
- b) Suprimento;
- c) Distribuição;
- d) Revenda;
- e) Cliente Final.

A figura 2 apresenta o fluxograma do GLP.

Figura 2 – Cadeia produtiva da Produção a Distribuição Setor de GLP, 2020



Fonte: Sindigás, 2020c.

Em 2020, tem registrado 21 empresas distribuidoras, mais de 70 mil revendedoras e mais de 100 mil pontos de venda (SINDIGÁS, s.d.).

A revenda é o ponto mais sensível desta cadeia quando se considera a relação com o consumidor final: residências, comércio/indústria.

O botijão de 13kg, especificamente, é destinado ao consumo das famílias, que muitas vezes são colocadas em risco por revendedores clandestinos, quer na qualidade quer no preço. Os revendedores formais, por sua vez, também encarecem os botijões de forma acentuada.

Alguns instrumentos visando coibir os preços abusivos e a informalidade foram criados pela ANP.

5.1 Redução da informalidade de revendedores

A Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e órgãos independentes buscam reduzir o comércio informal de revendedores e a verticalização da cadeia produtiva do GLP.

A primeira iniciativa recebeu o nome de Programa Gás Legal com data de 2010 (GÁS LEGAL, 2020) e a segunda iniciativa em maio 2019, com a criação de canais diretos de comercialização entre os distribuidores e os consumidores de GLP (comércio/indústria).

Dentre as ações realizadas está o trabalho de esclarecimento sobre as regras de venda de botijão para pequenos comerciantes, com a finalidade de incentivar a legalidade e continuidade do trabalho no setor. O programa também abriu canais de denúncias anônimas para que o consumidor final consiga levar à ANP informações de pontos de revenda ilegais e suas ações. São eles:

Programa Gás Legal: <https://www.programagaslegal.com.br/index.php/denuncias/>
ANP: www.anp.gov.br/fale-conosco

6. Considerações finais

O Brasil é um país com grandes diferenças regionais, que estão refletidas no cozimento de alimentos. O GLP, derivado do petróleo, é uma das principais energias usadas nesta tarefa.

O preço final do botijão de gás de cozinha 13kg é a soma do preço do produtor, tributos e o preço de distribuição/revenda. O preço de distribuição possui o maior peso no preço final ao consumidor.

A Petrobras vem se comprometendo nos últimos anos a seguir o PPI para a precificação dos derivados do petróleo. Especificamente, o preço do botijão consumido pelas famílias deveria seguir às variações de preços dos gases propano e butano mais 5% no mercado europeu ARA, mas existe um gap significativo entre estes preços.

Constatou-se que em abril de 2020, por exemplo, o preço de distribuição chegou a 219% do preço de realização do produtor e consagrou-se como a maior discrepância desde janeiro de 2018. O agravante é que o preço do produtor no mesmo mês apresentou o menor valor registrado em 2020.

O consumo de GLP, comparando o primeiro quadrimestre de 2019 ao de 2020, apresentou crescimento de 5% no país. A região Sudeste detém a maior parte das vendas considerando a série estudada.

Para analisar o mercado interno é necessário levar em conta o consumo aparente, que é a soma

da produção mais a importação. O consumo do GLP foi notável em março de 2020, quando registrou aumento de 21% em relação a janeiro do mesmo ano, em função do isolamento social. Entende-se, com isso, que as famílias passaram a cozinhar mais em casa.

Frente à demanda precisa-se acompanhar a produção. Verificou-se que, mesmo com dados parciais de 2020 (até abril), o primeiro quadrimestre de 2020 já registrou um aumento de 3,6% em comparação ao mesmo período no ano anterior. Sendo assim, a demanda e a oferta aumentaram paralelamente. Ou seja, não houve pressão de demanda sobre os preços, logo justificativa para o aumento.

O setor de GLP precisa fortalecer e legalizar os elos da distribuição e revenda para que o produto chegue aos consumidores com qualidade e preços que sigam o mercado internacional.

A revenda é uma etapa frágil, dada à presença de comerciantes ilegais, que muitas vezes colocam a segurança das famílias em risco e especificam o botijão irracionalmente.

Os revendedores legais junto à ANP, por sua vez, também especificam o botijão de 13kg não acompanhando as cotações dos gases propano e butano no mercado europeu ARA.

Para minimizar estas falhas do mercado, a ANP criou o Programa Gás Legal, que busca levar informação aos comerciantes a fim de aumentar a legalidade da revenda. Também foram criados canais de denúncia sobre a clandestinidade e outras informações relevantes sobre a revenda nos sites da ANP e no próprio Programa Gás Legal.

Embora a extensão territorial do Brasil seja um fator que dificulta o monitoramento eficiente de todas as regiões, o investimento em iniciativas que aproximam o consumidor da indústria é um meio de salvaguardar a qualidade dos serviços, dar previsibilidade aos preços do produtor e do consumidor e erradicar o comércio clandestino de botijões.

Bibliografia

ANP (2020a). Relatório de Comércio Exterior. Disponível em: http://www.anp.gov.br/images/Importacao_Exportacao/Relatorios/Comercio_Exterior/Relatorio_de_Comercio_Exterior_n08.pdf. Acessado em: 13/06/2020.

ANP (2020b). Evolução dos preços do GLP (R\$/botijão de 13kg) 2018. Disponível em: http://www.anp.gov.br/images/Precos/Precos_ao_consumidor/2018/margens_rev_distr_estado_dezembro_18-P13-tabela.pdf. Acessado em: 07/06/2020.

ANP (2020c). Evolução dos preços do GLP (R\$/botijão de 13kg) 2019. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/arquivos/atuacao/pdc/pr/pcc/2019-margens-P13-tabela.pdf>. Acessado em: 07/06/2020.

ANP (2020d). Relatório de Comércio Exterior. Disponível em: http://www.anp.gov.br/images/Importacao_Exportacao/Relatorios/Comercio_Exterior/Relatorio_de_Comercio_Exterior_n08.pdf. Acessado em: 13/06/2020.

ANP (2020e). Evolução dos preços do GLP (R\$/botijão de 13kg) 2020. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/arquivos/atuacao/pdc/pr/pcc/2020-margens-P13-tabela.pdf>. Acessado em: 07/06/2020.

ANP (2020f). Vendas de derivados d/e petróleo e combustíveis. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/dados-abertos-anp/vendas-derivados-petroleo-biocombustiveis>. Acessado em: 10/06/2020.

ANP (2020g). Consumo aparente de GLP. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/distribuicao-e-revenda/distribuidor/glp/dados-de-mercado>. Acessado em: 07/06/2020.

ANP (2020h). Processamento de Petróleo e Produção de Derivados. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/conteudo-do-menu-superior/31-dados-abertos/5551-processamento-petroleo-producao-derivados>. Acessado em: 10/06/2020.

Carvalho, L.M. et Ribeiro, F.J.S.P. (2015). Indicadores de Consumo Aparente de Bens Industriais: metodologia e resultados. Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA). Disponível em: https://www.ipea.gov.br/portal/index.php?option=com_content&view=article&id=25722. Acessado em: 10/06/2020.

Dourogás (2014). O gás propano e butano: características. Disponível em: <https://www.dourogaspropano.pt/pt/noticias/o-gas-propano-e-butano-caracteristicas/>. Acessado em: 13/06/2020.

Folha de São Paulo (2020). Cade investiga se há conduta anticompetitiva no mercado de gás de botijão Disponível em: <https://www1.folha.uol.com.br/mercado/2020/06/cade-investiga-se-ha-conduta-anticompetitiva-no-mercado-de-gas-de-botijao.shtml>

Gás Legal (2020). Histórico. Disponível em: <https://www.programagaslegal.com.br/index.php/historico>. Acessado em: 11/06/2020.

IBGE (2020). Domicílios e moradores, por tipo de combustível utilizado na preparação de alimentos. Disponível em: <https://sidra.ibge.gov.br/tabela/6739#resultado>. Acessado em: 07/06/2020.

IndexMundi (2020). Crude Oil (petroleum); Dated Brent vs Crude Oil (petroleum); Dated West Texas Intermediate. Disponível em: <https://www.indexmundi.com/commodities/?commodity=crude-oil-brent&months=60&commodity=crude-oil-west-texas-intermediate>. Acessado em: 12/06/2020.

Mello, J.M. et Bone, R.B. (2020). O preço do Gás de Cozinha (GLP) e o seu impacto socioeconômico em 2020. Disponível em: https://cccd6757b-b402-42b6-803c-4c8854c1fb3e.filesusr.com/ugd/2ba2b7_30b033445fd94ec183b11e57a352752d.pdf. Acessado em: 07/06/2020.

Petrobras (2020). Composição de Preços ao Consumidor. Disponível em: <https://petrobras.com.br/pt/produtos-e-servicos/composicao-de-precos-de-venda-ao-consumidor/gas-liquefeito-de-petroleo-glp/#:~:text=O%20pre%C3%A7o%20que%20a%20Petrobras,PIS%2FPASEP3%20e%20Cofins4>). Acessado em: 10/06/2020.

Portal Tributário (s.d.a). Contribuições de Intervenção no Domínio Econômico (CIDE). Disponível em: http://www.portaltributario.com.br/guia/cide_tecnologia.html. Acessado em: 12/06/2020.

Portal Tributário (s.d.b). PIS e Cofins. Disponível em: http://www.portaltributario.com.br/guia/pis_cofins.html. Acessado em: 12/06/2020.

Silva, C. S. (2011). Plano de marketing: comercial de gás Estevam & Souza Ltda – comercialização varejista de Gás Liquefeito de Petróleo (GLP). Pág. 28 – 29. Disponível em: <https://www.lume.ufrgs.br/bitstream/handle/10183/33359/000787795.pdf?sequence=1>. Acessado em: 07/06/2020.

Sindigás (2010). Ação vai fiscalizar venda ilegal de gás GLP. Disponível em: <http://www.sindigas.com.br/Noticia/Interna.aspx?id=4290>. Acessado em: 07/06/2020.

Sindigás (2020a). Composição do preço do botijão Disponível em: http://www.sindigas.org.br/novosite/?page_id=17677. Acessado em: 11/06/2020.

Sindigás (2020b). Estatísticas. Disponível em: http://www.sindigas.org.br/novosite/?page_id=3020 Acessado em: 11/6/2020.

Sindigás (2020c). Cadeia de distribuição do Setor de GLP Disponível em: http://www.sindigas.org.br/novosite/?page_id=17530 Acessado em: 11/06/2020.

Sindigás (s.d.). O GLP no Brasil. Disponível em: http://www.sindigas.org.br/novosite/?page_id=12. Acessado em: 12/06/2020.

Valor (2020). Petrobras aumenta em 5% preço do GLP na quinta-feira. Disponível em: <https://valor.globo.com/empresas/noticia/2020/06/03/petrobras-aumenta-em-5percent-preco-do-glp-na-quinta-feira.ghtml> Acessado em: 11/6/2020.

Veja (2018). Petrobras reduz preço médio do gás de cozinha em 4,4% Disponível em: <https://veja.abril.com.br/economia/petrobras-reduz-preco-medio-do-gas-de-cozinha-em-44/> Acessado em: 11/06/2020.

O contexto do hidrogênio no setor rodoviário brasileiro: uma revisão da literatura

The hydrogen context in the Brazilian road sector: a literature review

Letícia Schneid Lopes¹

Celso da Silveira Cachola²

Ana Clara Antunes Costa de Andrade³

Evandro Mateus Moretto⁴

Drielli Peyerl⁵

Sumário: 1. Introdução. 2. Metodologia. 3. Resultados e Discussão. 4. Conclusão. 5. Agradecimentos. 6. Referências.

Resumo: Atualmente, o uso do hidrogênio tem adquirido espaço no desenvolvimento do transporte sustentável principalmente em países desenvolvidos como Estados Unidos da América, Alemanha e Austrália. O hidrogênio é o mais leve dos elementos conhecidos, o mais abundante gás natural no universo e, desde a década de 2010, tem ocorrido um aumento substancial no seu uso pela indústria e pelo meio acadêmico em sua economia. No contexto brasileiro, o uso do hidrogênio é promissor, sendo uma oportunidade para a economia nacional. No entanto, esse cenário tende a ocorrer no longo prazo, uma vez que, para fins energéticos, ainda há uma dependência de vários fatores que estão em desenvolvimento ou que ainda devem ser iniciados, entre eles, uma infraestrutura que viabilize toda a cadeia do hidrogênio, e a tecnologia disponível. Assim, esta pesquisa tem como objetivo apresentar o estado da arte relacionado ao uso do hidrogênio, abordando o uso do mesmo como combustível no setor rodoviário numa escala em que estudos internacionais podem contribuir para o desenvolvimento da economia do hidrogênio no Brasil. Para a realização da pesquisa, adotou-se a revisão sistemática da literatura, sendo abordados artigos científicos pertinentes ao assunto a partir da base de pesquisa *Science Direct* de 2010 até 2020. As palavras-chaves utilizadas para a pesquisa avançada foram: "hydrogen and transport and vehicle and fuel and brazil". A busca bibliográfica recuperou 890 artigos, dos quais apenas quatro foram selecionados por estarem relacionados ao transporte rodoviário. Os assuntos mais tratados envolveram o uso do hidrogênio como combustível nas células a combustível em automóveis e, principalmente, nos veículos pesados como o ônibus urbano e os de transporte de mercadorias. Os resultados revelaram a necessidade de impulsionar a pesquisa no setor de transporte brasileiro e, assim, acompanhar as tendências globais de introdução da tecnologia do hidrogênio. Recomenda-se, por fim, aumentar as articulações com outras instituições internacionais que tenham iniciativas na área de hidrogênio e com entidades governamentais para financiamento de projetos;

¹ Graduanda em Geologia, Universidade de São Paulo; le_schneid@usp.br

² Mestrando em Sustentabilidade, Universidade de São Paulo; celsocachola@usp.br

³ Graduanda em Gestão Ambiental, Universidade de São Paulo; anaclara.antunes@usp.br

⁴ Professor Doutor da Escola de Artes, Ciências e Humanidades – EACH, Universidade de São Paulo - USP; evandromm@usp.br

⁵ Doutora em Ciências, Instituto de Energia e Ambiente (Universidade de São Paulo), dpeyerl@usp.br

e desenhar aprimoramentos regulatórios relacionados à qualidade, segurança, infraestrutura de transporte, armazenamento e abastecimento.

Palavras-chave: Hidrogênio; Transporte; Veículos; Célula a Combustível; Brasil.

Abstract: Currently, hydrogen has acquired space in sustainable transport, mainly in developed countries such as the United States of America, Germany and Australia. Hydrogen is the lightest of the known elements, the most abundant natural gas in the universe. Since the decade of 2010, there has been a substantial increase by industry and academia in its economy. In the Brazilian context, hydrogen is promising, being an opportunity for the national economy. However, this scenario tends to occur in the long term, including for energy purposes. There is still a dependence on several factors that are under development or that have yet to be initiated. Among them, an infrastructure that enables the entire hydrogen chain and technology available. Thus, this research aims to develop state of the art focused on hydrogen, addressing its use as a fuel in the road sector on a scale in which international studies can contribute to the development of the hydrogen economy in Brazil. A systematic literature review was adopted to carry out the study, covering scientific articles relevant to the subject from the "Science Direct" research base from 2010 to 2020. The keywords used for the advanced search were: "hydrogen and transport and vehicle and fuel and brazil". The analysis included 890 articles, of which only four were selected after applying the exclusion and inclusion criteria. The most discussed subjects involved using hydrogen as fuel in fuel cells in automobiles and, mainly, in heavy vehicles such as urban buses and freight vehicles. The results demonstrated the need to boost research in the Brazilian transport sector and, thus, follow global trends in the introduction of Hydrogen technology. Finally, it is recommended to increase the links with other international institutions that have initiatives in the hydrogen area and with governmental entities to finance projects; and design regulatory improvements related to quality, safety, transportation, storage and supply infrastructure.

Keywords: Hydrogen; Transport; Vehicles; Fuel Cell; Brazil;

1. Introdução

Uma marcante tendência e necessidade de transição energética apresentou-se no início do século XXI, cujo foco estendeu-se para a questão da descarbonização mundial, inclusive com a utilização de combustíveis mais sustentáveis (RAFFI; MASSUQUETTI; ALVES, 2013). Porém, ainda na década de 1970, questões relacionadas aos problemas ambientais e aquecimento global começaram a ser colocadas em pauta. A ECO 92 - Conferência Mundial para o Desenvolvimento e o Meio Ambiente - realizada no Rio de Janeiro em 1992, tornou-se um marco desse processo por tornarem essas questões de forma mais integrada e em nível global (MIRANDA, 2017). Segundo Rohrich (2008), conforme a sociedade se desenvolve, são incorporadas novas fontes energéticas ao sistema de produção, como carvão mineral na época da Revolução Industrial, o petróleo no século XX, o gás natural nos dias

atuais e, futuramente, o hidrogênio (H_2), como fonte mais focada na preservação do meio ambiente.

A ideia da descarbonização possibilita a entrada do H_2 e da célula a combustível (CaC) no mercado global, sendo descritos como vetor energético e sistema de conversão, respectivamente, que constituem a chamada Economia do Hidrogênio (ROHRICH, 2008). O H_2 entra neste contexto como opção para fornecimento de energia, captura de CO_2 , abastecer as CaC, entre outros. Os estudos mais recentes demonstram que o H_2 como vetor energético pode ser produzido a partir de biomassas e biocombustíveis, ou mesmo por meio da energia elétrica advinda de fontes renováveis (eólica, solar fotovoltaica, hidráulica) e não renováveis (gás natural, petróleo, carvão mineral) (CGEE, 2010; D’ALESSANDRO, 2011; IEA, 2012; VARGAS et al., 2006; VIOLA, 2014). De acordo com Vargas et. al (2006), as principais fontes de H_2 são: gás natural; etanol; metanol; água; biomassa; metano; algas e bactérias; gasolina e diesel. Desta forma, obtém-se uma energia armazenável e transportável, que pode ser distribuída de forma razoavelmente centralizada (CGEE, 2010). O H_2 ainda se apresenta como uma alternativa que favorece a integração de diversas tecnologias e setores, proporcionando ainda qualidade do ar, um reforço na segurança energética e uma flexibilidade maior nos sistemas de energia (IRENA, 2019; RAFFI; MASSUQUETTI; ALVES, 2013).

O uso do H_2 pode ajudar a superar vários desafios atuais, pois ele oferece distintas maneiras de descarbonizar vários setores estratégicos – industrial (químico, de ferro e aço) e inclusive no transporte de longa distância (IRENA, 2019; RAFFI; MASSUQUETTI; ALVES, 2013). Ademais, o uso do H_2 fornece oportunidades como a independência externa de combustíveis fósseis, redução na emissão de gases do efeito estufa (GEE), diversificação na matriz energética, inclusão social, rendimento elevado de energia, entre outras (VERAS, 2015). No caso brasileiro, o uso do H_2 poderia contribuir principalmente para a situação do setor de transportes. Conforme exposto pelo Balanço Energético Nacional, o setor de transporte brasileiro foi o maior emissor de GEE em 2019, com cerca de 193,4 Mt de CO_2 eq, mais de 45% do total de emissões, um crescimento maior que 0,8% em relação a 2018 (BEN, 2020).

Para se atingir reduções no uso de combustíveis fósseis e nas emissões de GEE, os veículos modernos devem ser mais eficientes e devem operar com combustíveis, os quais não tenham como base o petróleo. Isto pode ocorrer por meio de alguns biocombustíveis; de eletricidade e do H_2 (NATIONAL RESEARCH COUNCIL, 2013). No Brasil, entre 2017 e 2018, o aumento do consumo de etanol alcançou 13% e o uso de biodiesel 26%, o que acarretou uma redução de 5% das emissões de GEE no setor de transportes (ANGELO; RITTL, 2019). Nesse sentido, há atualmente um grande interesse na aplicação do H_2 por meio da tecnologia das CaC para uso veicular (CGEE, 2010).

A aplicação veicular do H_2 é vantajosa devido à maior eficiência deste sistema, obtida pela tecnologia das CaC e do motor elétrico, e a não geração de emissões locais (CGEE, 2010 APUD LUBE, 2012). As CaC representam um dos principais ramos de estudo do H_2 no mundo, porém, elas podem utilizar como combustível tanto o H_2 quanto metano, gás natural ou álcoois (como metanol e etanol). O H_2 é comumente escolhido como combustível, devido a sua alta reatividade, quando usado com o catalisador apropriado; a sua abundância no planeta, pois está presente nos diversos hidrocarbonetos; e a não geração de subprodutos poluentes ao meio ambiente ou à sociedade (BERNARDI JR., 2009).

Inicialmente, as CaC foram utilizadas para o abastecimento de energia em naves espaciais tripuladas da *National Aeronautics and Space Administration* (NASA), além de gerarem a água para consumo como o subproduto (D'ALESSANDRO, 2011). Elas constituem uma forma de geração de energia de forma sustentável e correspondem a células eletroquímicas, que convertem energia química de um combustível em energia elétrica, utilizando oxigênio como agente oxidante e gerando água e calor como subprodutos (BERNARDI JR., 2009).

Em face do cenário atual, as demandas sobre o tema só aumentam e muitos países já estão implementando políticas e direcionando investimentos para a área do H₂, considerando-o inclusive como um potencial combustível para o transporte, visto como uma alternativa de baixo carbono (EPE, 2020). O hidrogênio tornou-se um tema energético de discussão recorrente em qualquer região, com uma intensificação e diversificação de empresas e países interessados em explorar o potencial valioso e abrangente do hidrogênio no futuro da energia global (IEA, 2019). Empresas como Hyundai e Toyota também se encontram fortes com a produção dos automóveis e caminhões elétricos com CaC, favorecendo a Economia do H₂. O Japão possui planos para criação de veículos movidos a H₂ até os jogos olímpicos (IEA, 2019). A China, por exemplo, tem ambições de produzir milhares de ônibus elétricos movidos a CaC para os próximos anos, assim como, a Coréia por meio de parcerias público-privadas (IEA, 2019). Já os Estados Unidos, por exemplo, estabeleceu a produção de um milhão de veículos movidos a CaC até 2030 e também de introduzir mil postos de abastecimento, bem como, o Reino Unido que está fazendo testes com 20% de H₂ dentro da malha de gasodutos de gás natural (EPE, 2020).

Deste modo, o Brasil deve acompanhar as novas tendências mundiais e por isso se faz necessária a análise da situação das pesquisas relacionadas ao H₂ e CaC no país. Até o presente momento, o Brasil apresentou algumas medidas em relação ao tema. Na década de 2000, criou-se no Brasil o Programa de Ciência, Tecnologia e Informação para Economia do Hidrogênio (ProH2) em 2002, que foi substituído pelo Programa Internacional para a Economia do Hidrogênio (IPHE) em 2005, junto com a publicação do Roteiro para Estruturação da Economia do Hidrogênio no Brasil (LINARDI, 2011; MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2005).

Desde esse período não houve muitos avanços nas pesquisas, as quais voltam-se ao uso das CaC e do H₂ nos transportes coletivos, e visam obter medidas de ampliar o mercado competitivo e, consequentemente, reduzir os custos dessas tecnologias (CGEE, 2010). Para um melhor aproveitamento dos projetos baseados no uso de H₂ é preciso um aporte maior em desenvolvimento e inovação, para que assim o país se torne um agente relevante na economia desse combustível (EPE, 2021). Nesse contexto, no que tange ao setor de transporte rodoviário brasileiro, será que há investimento na economia de H₂, ou uma perspectiva de uso dele no futuro?

Diante disso, o presente trabalho tem como objetivo apresentar o estado da arte do uso do hidrogênio, abordando-o como combustível no setor rodoviário numa escala em que estudos internacionais podem contribuir para o desenvolvimento da economia do hidrogênio no Brasil.

2. Metodologia

Esta pesquisa seguiu os princípios de uma revisão sistemática, ou seja, com definição a priori dos critérios a serem seguidos em relação ao tipo de estudo, ao período de tempo, à listagem de fontes, à seleção e ao tamanho da amostra, às medidas de inclusão e exclusão, entre outros. Por meio dessa abordagem, a detecção de todas as publicações dentro do período de busca estabelecido, assim como, a seleção e separação das mesmas, segundo os critérios de classificação, foram seguidas de forma sistemática e padronizada, assegurando o rigor metodológico da presente revisão. O protocolo da revisão foi seguido pelos autores, que avaliaram de forma independente a qualidade de cada artigo selecionado de acordo com os filtros estabelecidos. Como toda investigação científica, a revisão sistemática requer uma questão principal bem formulada. Neste trabalho, a questão estabelecida foi “Como o hidrogênio tem sido estudado cientificamente como fonte de combustível para o setor de transportes no Brasil?”.

Para o início da revisão sistemática estabeleceu-se três passos: (i) o objetivo e a pergunta a ser respondida; (ii) identificação da literatura; e (iii) seleção de estudos possíveis (SAMPAIO, R. F.; MANCINI, 2007). O objetivo da revisão foi analisar os artigos publicados baseados no hidrogênio como combustível no Brasil entre os anos de 2010 e 2020. A base de dados utilizada para identificação dos artigos foi a *Science Direct*. Os seguintes descritores foram escolhidos para a seleção dos artigos: “hydrogen” AND “transport” AND “vehicle” AND “fuel” AND “Brazil” (Tabela 1).

Após o seguimento das primeiras etapas, instituiu-se os critérios de inclusão e exclusão utilizados na revisão. Primeiramente, foram incluídos todos artigos de 2010 e 2020 referentes ao setor de transporte, que tratam sobre H₂ utilizado como combustível, relacionando consumo e produção. Posteriormente, excluiu-se os artigos não referentes ao modal rodoviário no setor de transporte, ao Brasil e ao H₂ como combustível utilizado em CaC. Todo o procedimento de revisão foi realizado a princípio por meio da leitura dos títulos e palavras-chaves dos artigos, seguido pela leitura dos resumos em casos de necessidade e, finalmente, do conteúdo total do artigo, se as demais medidas fossem insuficientes para classificação. A Tabela 1 abaixo compila os parâmetros usados para a realização da revisão sistemática.

Tabela 1: Especificação dos parâmetros utilizados no processo metodológico para a realização da revisão sistemática descrita anteriormente.

Questões de Pesquisa	Avaliar o estado da arte do hidrogênio como combustível no setor de transportes no Brasil
Intervalo de Tempo	2010 a 2020
Palavras-Chaves	Hydrogen and transport and vehicle and fuel and brazil
Listagem de Fonte	Science Direct
Tipo	Artigos científicos
Idioma dos Trabalhos	Inglês/ English

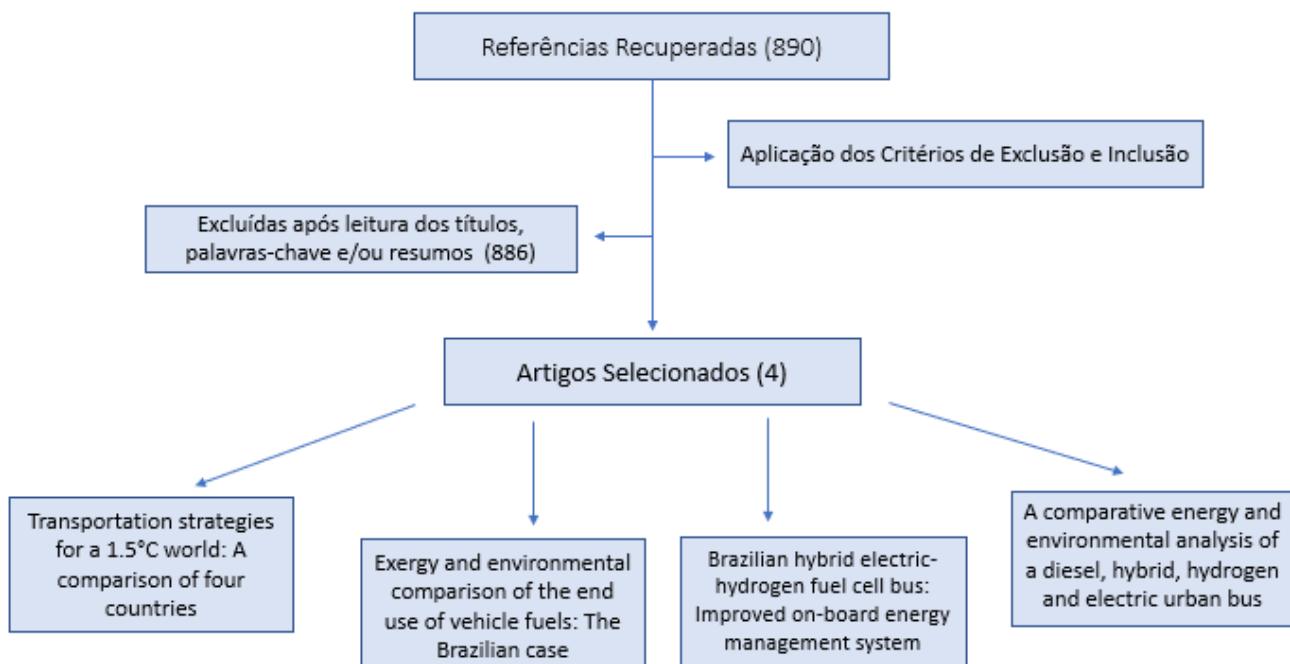
Critérios de Inclusão	Setor de Transporte
	Combustível hidrogênio
	Consumo e produção
Critérios de Exclusão	Não é setor de transporte
	Marítimo, aéreo, ferroviário, hidroviário
	Não fala do Brasil
	Não é relacionado com o Hidrogênio como célula a combustível
Processo de Seleção dos Estudos Primários	Leitura dos artigos científicos (títulos e palavras-chaves) e, posterior seleção e aplicação dos critérios de inclusão e exclusão

Fonte: Elaborado pelos autores.

3. Resultados e Discussão

Após a realização da revisão sistemática da forma metodológica descrita no item anterior, a base de dados forneceu um total de 890 artigos científicos associados aos descritores escolhidos. Com a aplicação dos critérios de inclusão e exclusão em todos estes trabalhos, seguida pela análise sistemática dos pesquisadores, determinou-se um total de quatro artigos finais (Ver Figura 1 e Quadro 1).

Figura 1: Fluxograma da análise de revisão bibliográfica a partir dos 890 artigos selecionados inicialmente, até a determinação final dos quatro artigos coerentes com os critérios da revisão e apresentando, por fim, os títulos dos artigos selecionados.

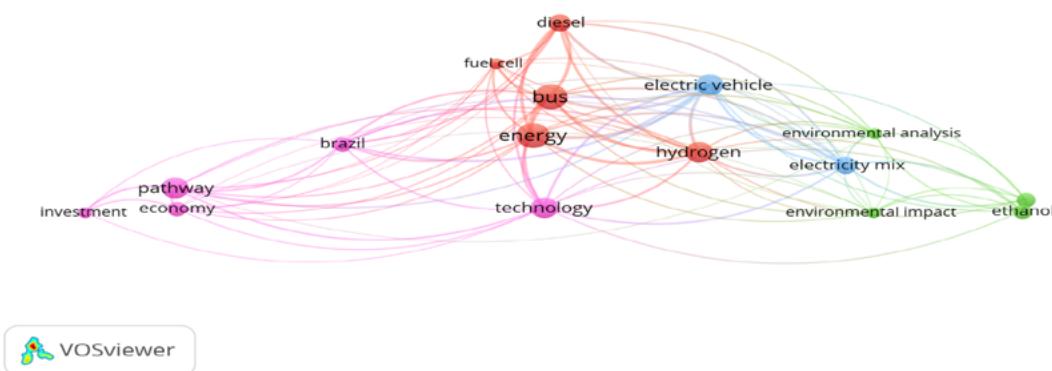


Fonte: Elaborado pelos autores.

Quadro 1: Artigos recuperados, autores e data de publicação

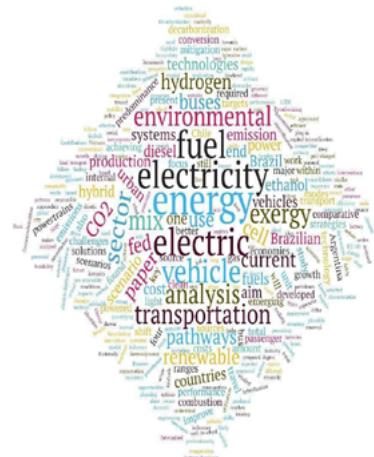
Artigo	Autores	Ano de publicação
A comparative energy and environmental analysis of a diesel, hybrid, hydrogen and electric urban bus	Correa, G.; Muñoz, P.M.; Rodriguez, C.R.	2019
Brazilian hybrid electric-hydrogen fuel cell bus: Improved on-board energy management system	de Miranda, P.E.V.; Carreira, E.S.; Icardi, U.A.; Nunes, G.S.	2017
Exergy and environmental comparison of the end use of vehicle fuels: The Brazilian case	Flórez-Orrego, Daniel; Silva, Julio A.M.; Oliveira Jr., Silvio de	2015
Transportation strategies for a 1.5 °C world: A comparison of four countries	Arioli, Magdala; Fulton, Lew; Lah, Oliver	2020

A partir da seleção dos quatro artigos, utilizou-se os softwares VOSviewer para criar um mapa em padrão de rede com as palavras com o maior número de ocorrência entre os documentos (Ver Figura 2). O tamanho dos círculos nas palavras representa a força e o peso delas. A cor do produto refere-se ao cluster associado a esse item. A distância dos itens e cores indica o quanto eles se relacionam entre si. Quanto mais próximos, mais forte é esta relação. As linhas representam os links com os outros termos que o item se relaciona. Portanto, o mapa evidencia que a maior relação entre os artigos está associada aos subtemas de energia, ônibus, tecnologia e hidrogênio. Outros assuntos que também cabem dentro dos critérios e estão presentes em segundo plano, como o Brasil, as CaC e veículos elétricos (“fuel cell”; “electric vehicle”, respectivamente).

Figura 2: Mapa de palavras criado pelo software VOSviewer a partir da disponibilização dos dados referenciais dos quatro artigos selecionados após a revisão sistemática.

Fonte: Elaborado pelos autores.

Figura 3: Nuvem de palavras criada a partir da análise em conjunto dos resumos dos quatro artigos escolhidos⁶.



Fonte: Elaborado pelos autores.

De fato, observando-se a nuvem de palavras da Figura 3, desenvolvida a partir da análise em conjunto dos resumos, títulos e palavras-chaves dos quatro artigos da Figura 1, é notável a concordância de resultados entre as Figuras 2 e 3. Nesta Fig. 3, algumas das palavras que mais sobressaíram foram: “*fuel*”; “*energy*”; “*electric*”; “*vehicle*”; “*transportation*”; e “*environmental*”. A coerência entre as figuras pode ser vista, por exemplo, com o termo “*energy*”, que aparece destacado tanto no mapa (Fig.2) quanto na nuvem de palavras (Fig.3). Ainda nesse contexto, a comparação entre as figuras evidencia um alto peso também de outros termos como “*electric vehicle*”; “*eletricity*”, “*bus*” / “*buses*”; e “*hydrogen*”. Assim, a conclusão é que os termos mais importantes na nuvem são também os de maior peso no mapa, sendo eles os principais representantes do inter-relacionamento dos quatro artigos selecionados.

A comprovação desses resultados pôde ser feita após a leitura dos artigos, dentro dos quais: (i) no setor rodoviário, o ônibus foi o principal tema abordado; (ii) entre os combustíveis citados, o H₂ é o comum a todos os trabalhos; e (iii) a tecnologia das CaC e veículos elétricos também são grandes temas comuns nos artigos. Em uma visão geral, todos os artigos buscam por um mesmo objetivo: encontrar a melhor e mais adequada rota de redução das emissões de GEE em diferentes contextos dentro do setor de transporte. Além disso, notou-se que três artigos trabalham com perspectivas futuras, analisando-os por meio de um intervalo de tempo específico (ex: 2017-2030 (CORREA; MUÑOZ; RODRIGUEZ, 2019); 2015-2050 (ARIOLI; FULTON; LAH, 2020)) ou discutindo sobre possibilidades nos próximos anos (MIRANDA et al., 2017).

Outra característica encontrada em três artigos relacionada ao H₂ foi a sua correlação com a utilização em veículos pesados, sejam os ônibus urbanos, ou veículos de transporte de mercadorias, principalmente para longas distâncias (ARIOLI; FULTON; LAH, 2020; CORREA; MUÑOZ; RODRIGUEZ, 2019; MIRANDA et al., 2017). Entretanto, um ponto importante observado foi a ideia de impossibilidade do uso do H₂ como combustível nas CaC ou em modelos híbridos para os percursos de longas distâncias por conta da inexistência de postos de abastecimento espalhados no território e também de

infraestrutura disponível dentro do Brasil (FLÓREZ-ORREGO; SILVA; OLIVEIRA, 2015).

Logo, a visão mais adotada seria o uso mais centralizado do H₂ próxima de sua estação de produção, pois ele seria distribuído por meio de uma malha de gasodutos iniciada na fonte até a estação de abastecimento, sem a necessidade de uma recompressão do sistema para o gás atingir estação muito distantes (FLÓREZ-ORREGO; SILVA; OLIVEIRA, 2015). Inicialmente, isso contribuiria para a redução dos custos dessa tecnologia, que é um dos assuntos mais recorrentes nos artigos, pois vai de encontro aos benefícios do H₂ como alternativa à mitigação de emissões. Pelo menos dois artigos tratam dos custos da tecnologia de CaC e H₂ como questão central (FLÓREZ-ORREGO; SILVA; OLIVEIRA, 2015; MIRANDA et al., 2017).

Além disso, o H₂ também aparece relacionado às fontes de energia para produção, em que a princípio a reforma a vapor do gás natural seria a alternativa economicamente mais viável e, posteriormente, teria a produção a partir da eletólise da água utilizando fontes renováveis (CORREA; MUÑOZ; RODRIGUEZ, 2019). A respeito das emissões, os estudos demonstraram que o H₂ é o menor emissor de GEE, principalmente, se este estiver associado à produção por vias renováveis (ARIOLI; FULTON; LAH, 2020; MIRANDA et al., 2017). Todavia, na maioria dos trabalhos o combustível perde seu posto no ponto de vista econômico para o etanol nos casos de veículos mais leves e do diesel para os pesados, apesar de seu potencial sustentável (FLÓREZ-ORREGO; SILVA; OLIVEIRA, 2015; MIRANDA et al., 2017). Em veículos leves a opção mais aceita nos estudos selecionados foi o uso futuro dos carros elétricos, desfavorecendo o H₂ nas possíveis medidas a serem criadas (ARIOLI; FULTON; LAH, 2020; CORREA; MUÑOZ; RODRIGUEZ, 2019; FLÓREZ-ORREGO; SILVA; OLIVEIRA, 2015; MIRANDA et al., 2017).

Outros estudos ainda apontam o uso do H₂ como combustível nas CaC como um dos assuntos mais focados do momento em diversos outros países. Como exemplo, temos a Alemanha com o Programa Nacional de H₂ e CaC, em que se investiu até 2016 1,4 bilhões de euros financiados pelo governo e pelo setor industrial direcionado apenas para estudos do H₂ e CaC no setor de transportes (SALVI; SUBRAMANIAN, 2015). Já na Noruega, o H₂ também se encontra direcionado ao papel de combustível e na Índia já existem metas para introdução deste e das CaC em todos tipos de veículos, principalmente nos motores a combustão interna (SALVI; SUBRAMANIAN, 2015). Moriarty & Honnery (2019) defendem a mesma ideia de que o H₂ não será favorecido com as novas políticas voltadas à redução de emissões nos veículos leves, mas ele tem uma clara vantagem nos veículos de cargas pesadas e mercadorias (MORIARTY; HONNERY, 2019).

No caso brasileiro, existem estudos sobre H₂ em diversas áreas, mas são ainda escassos os que o tratam no papel de vetor na transição energética. O Plano Nacional de Energia (PNE) de 2050 foi um dos mais recentes a abordar a questão do H₂ como tecnologia disruptiva e confirmou barreiras como a necessidade de criação de estações de abastecimento para o uso em CaC, os custos de transporte e segurança do H₂, armazenado nos veículos (EPE, 2020). Segundo ainda o mesmo plano, o H₂ foi inserido ao Plano de Ciência, Tecnologia e Inovação para Renováveis e Biocombustíveis de 2018-2022, que indica ações para a utilização da energia do H₂ focada no transporte veicular, na geração de

energia e na produção de combustíveis (EPE, 2020).

O que os artigos selecionados deste trabalho e os outros referenciais teóricos e programas brasileiros, como o Programa Internacional para a Economia do Hidrogênio (IPHE) e PNE comprovam são os altos custos tecnológicos, mercado, regulação e a falta de incentivos para desenvolver e aplicar o uso de H₂ no Brasil, principalmente, no setor de transporte que é um dos pilares de emissões de GEE no país. Portanto, recomenda-se o crescimento dos incentivos à Pesquisa & Desenvolvimento & Inovação (P&D&I) para o H₂ no que tange ao mercado competitivo das CaC, à infraestrutura logística (produção, distribuição e armazenamento) necessária para sustentar a tecnologia, e aos equipamentos exigidos dentro dos processos de produção e armazenagem.

Por fim, o Brasil deve seguir as oportunidades de desenvolvimento das tecnologias de produção do uso do H₂. O uso das CaC mostra-se como uma consistente e promissora oportunidade para descarbonização do setor energético brasileiro, baixando as emissões do modal rodoviário no país. Investimentos no uso do H₂ como combustível podem acelerar a formação de mercados, evitando trancamentos tecnológicos e aproveitando a diversidade de recursos energético do país (EPE, 2021). Destaca-se que a aceleração econômica é um dos principais desafios que o país enfrentará no contexto pós pandêmico, sendo assim, o H₂ pode se tornar uma ótima ferramenta para impulsionar o crescimento sustentável do Brasil nas próximas décadas.

4. Conclusão

O direcionamento tratado na análise sistemática permitiu contemplar o atual cenário brasileiro a partir de quatro artigos principais e da leitura de referencial externo à revisão, demonstrando que as pesquisas na área ainda são muito restritas. Apesar do H₂ dentro do setor de transporte ser um dos maiores focos de estudos no Brasil nessa área, ainda há muito a ser incentivado para realmente se ter um estado da arte dessa tecnologia maduro e desenvolvido no país. Ao que tudo indica, o H₂ é uma tecnologia com perspectivas para introdução nas próximas décadas com foco para 2050.

Nesse sentido, algumas recomendações podem ser feitas para auxiliar nesse caminho futuro, como: (i) construir aprimoramentos regulatórios e conduzir uma padronização e normatização relacionados à qualidade, segurança, infraestrutura de transporte, armazenamento e abastecimento do H₂; (ii) procurar por parcerias público-privadas e trazer empresas para P&D na área e estimular o mercado dentro do país; (iii) articular com outras instituições internacionais que tenham iniciativas na área de hidrogênio; e (iv) promover a conscientização dos brasileiros a respeito do papel da transição energética dentro da sustentabilidade e da importância do H₂ nesse contexto, tornando assim a questão mais próxima do cotidiano das pessoas.

5. Agradecimentos

Os autores agradecem ao apoio da SHELL BRASIL e da FAPESP por meio do “Research Centre for Gas Innovation” (RCGI) (FAPESP Proc. 2014 50279-4), Universidade de São Paulo, e a importância

estratégica do apoio prestado pela ANP (Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) por meio do regulamento de cobrança de P&D. Drielli Peyerl e Ana Clara Antunes Costa de Andrade agradecem especialmente ao atual apoio financeiro dos Processos 2017/18208-8, 2018/26388-9, 2019/17996-8 e 2020/12521-9, por meio da Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP).

6. Referências

ANGELO, Claudio; RITTL, Carlos. **Análise das Emissões Brasileiras de Gases de Efeito Estufa e suas implicações para as metas do Brasil (1970-2018)**. [s.l.: s.n.], 2019.

ARIOLI, Magdala; FULTON, Lew; LAH, Oliver. Transportation strategies for a 1.5 °C world: A comparison of four countries. **Transportation Research Part D: Transport and Environment**, v. 87, n. September, p. 102526, 2020.

BEN, Balanço Energético Nacional. **Balanço Energético Nacional: Relatório Síntese: ano base 2019**. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2020.

BERNARDI JR., P. **Alternativas para a produção de hidrogênio nas regiões brasileiras visando à geração de energia elétrica distribuída**. Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.

CGEE. **Hidrogênio energético no Brasil: Subsídios para políticas de competitividade 2010-2025**. Brasília: [s.n.], 2010.

CORREA, G.; MUÑOZ, P. M.; RODRIGUEZ, C. R. A comparative energy and environmental analysis of a diesel, hybrid, hydrogen and electric urban bus. **Energy**, v. 187, 2019.

D'ALESSANDRO, M. **Metodologia de gerenciamento do risco do hidrogênio**. Curitiba, 2011.

DE MIRANDA, P. E.V.; CARREIRA, E. S.; ICARDI, U. A.; et al. Brazilian hybrid electric-hydrogen fuel cell bus: Improved on-board energy management system. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 42, n. 19, p. 13949–13959, 2017.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Nacional de Energia -2050**. Ministério de Minas e Energia, p. 231, 2020.

EPE, E. DE P. E. **Bases para a consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio**. Ministério de Minas e Energia, Brasília, p.36, 2021.

FLÓREZ-ORREGO, Daniel; SILVA, Julio A.M.; OLIVEIRA, Silvio De. Exergy and environmental comparison of the end use of vehicle fuels: The Brazilian case. **Energy Conversion and Management**, v. 100, p. 220–231, 2015.

IEA, International Energy Agency. **Energy Technology Perspectives 2012: Pathways to a Clean Energy System (Paris: OECD/IEA, 2012)**. Paris: IEA Hydrogen, 2012.

IEA, International Energy Agency. **The Future of Hydrogen for G20. Seizing today's opportunities**. Japan: [s.n.], 2019.

IRENA, International Renewable Energy Agency. **Hydrogen: A Renewable Energy Perspective - Report prepared for the 2nd Hydrogen Energy Ministerial Meeting in Tokyo, Japan**. Abu Dhabi:

[s.n.], 2019.

LUBE, F. **Energia do Hidrogênio: mudanças paradigmáticas rumo à uma “economia verde” no Brasil.** Universidade Federal do Espírito Santo (UFES), Vitória, 2012.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Roteiro para Estruturação da Economia do Hidrogênio no Brasil.** MME, p. 112, 2005.

MIRANDA, P. E. V. de. O alvorecer da energia de hidrogênio. **FGV Energia**, p. 10, 2017.

MORIARTY, Patrick; HONNERY, Damon. Prospects for hydrogen as a transport fuel. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 44, n. 31, p. 16029–16037, 2019.

NATIONAL RESEARCH COUNCIL. **Transitions to Alternative Vehicles and Fuels.** Washington: The National Academies Press, 2013.

RAFFI, S. A.; MASSUQUETTI, A.; ALVES, T. W. Os Investimentos Estatais Na Geração De Hidrogênio No Brasil. In: **VI Seminário Internacional sobre Desenvolvimento regional.** Rio Grande do Sul: Universidade de Santa Cruz do Sul (UNISC), 2013, p. 22.

ROHRICH, S. S. **Descarbonização do Regime Energético Dominante: Perspectivas para a Economia do Hidrogênio no Brasil.** Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), Campinas, 2008.

SALVI, B. L.; SUBRAMANIAN, K. A. Sustainable development of road transportation sector using hydrogen energy system. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 51, p. 1132–1155, 2015.

SAMPAIO, R. F.; MANCINI, M. C. ESTUDOS DE REVISÃO SISTEMÁTICA: UM GUIA PARA SÍNTESE CRITERIOSA DA EVIDÊNCIA CIENTÍFICA. **Revista Brasileira de Fisioterapia**, v. 11, n. n.1, p. 83–89, 2007.

VARGAS, Reinaldo A; CHIBA, Rubens; FRANCO, Egberto G; et al. Hidrogênio: O Vetor Energético do Futuro? **IPEN**, p. 13, 2006.

VIOLA, L. **Estudo da produção de hidrogênio eletrolítico a partir de fontes eólica, solar e hidrelétrica.** Universidade Estadual Paulista (UNESP), Guaratinguetá-SP, 2014.

Previsão de Preços de Energia Elétrica: Uma Análise Aprofundada da Literatura sobre Modelos e Tendências

Electricity Price Forecasting: A Deep Literature Review about Models and Tendencies

Lucas Barth da Silva¹

Roberto Zanetti Freire²

Osíris Canciglieri Junior³

Sumário: 1. Introdução. 1.1. Mercados de Energia 2. Metodologia. 2.1. Revisão Sistemática da Literatura e Análise de Conteúdo. 3. Aplicação do Método *Ordinatio* à Previsão de Curto Prazo do Preço da Energia. 3.1. Estabelecimento da Intenção da Pesquisa 3.2. Pesquisa Explanatória Preliminar 3.3. Definição e Combinação das Palavras-chave e Base de Dados 3.4. Pesquisa Final na Base de Dados 3.5. Procedimentos de Filtragem 3.5.1. Filtragem dos Títulos e dos Resumos 3.5.2. Filtragem em Relação a Relevância 3.6. Identificação do Fator de Impacto, Ano de Publicação e Número de Citações 3.7. Classificação dos Artigos Utilizando o *InOrdinatio* 3.8. Leitura Final e Análise Sistemática de Conteúdo 4. Análise dos Resultados 4.1. Mercados de Aplicação 4.2. Ferramentas Utilizadas na Previsão do Preço de Curto Prazo da Energia 4.3. Variáveis de Entrada 4.4. Avaliação da Metodologia 4.5. Trabalhos Recentes 5. Conclusão. 6. Sugestões de Trabalhos Futuros. Bibliografia.

Resumo: Com a incerteza em relação à demanda para os próximos anos, decorrente da crise econômica causada pela pandemia, tornou-se fundamental a correta previsão de preços de energia para a formação das estratégias das comercializadoras de energia no intuito de aumentar a lucratividade e realizar uma correta gestão dos riscos. Alguns fatores característicos deste produto como: a intermitência das fontes renováveis, a dependência de condições climáticas, a não estocabilidade, a demanda e o suprimento inelásticos tornam o preço da energia elétrica uma grandeza volátil, principalmente no curto prazo, resultando em significativas incertezas financeiras. Este artigo realiza uma revisão sistemática da literatura e análise de conteúdo na área de previsão de preço de curto prazo (spot) de energia de curto prazo com o objetivo de encontrar as ferramentas estudadas nos últimos 20 anos. O estudo utiliza a metodologia *Ordinatio*, que é um método de seleção e classificação de artigos através do fator de impacto, número de citações e ano de publicação, com a finalidade de buscar artigos com relevância científica. Além disso, utilizou-se alguns passos do manual Cochrane para realização de análise de dados em pesquisas que, neste caso, foi direcionado a análise de conteúdo. Nos resultados deste trabalho, apresenta-se como evidência a falta de pesquisas em mercados do tipo *gross net*, os quais demandam maior número de variáveis de entrada (além de demanda e preço) e em regiões que possuam mecanismos de liquidação de diferenças. Além disso, este trabalho relata que, em pesquisas

¹ Mestrando, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção e Sistemas (PPGEPS), Escola Politécnica (EP), Pontifícia Universidade Católica do Paraná (PUCPR), lucbarth@gmail.com.

² Professor, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção e Sistemas (PPGEPS), Escola Politécnica (EP), Pontifícia Universidade Católica do Paraná (PUCPR), roberto.freire@pucpr.br.

³ Professor, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção e Sistemas (PPGEPS), Escola Politécnica (EP), Pontifícia Universidade Católica do Paraná (PUCPR), osiris.canciglieri@pucpr.br.

recentes, existe uma tendência de utilização de ferramentas híbridas para previsão, estas definidas pela aplicação de metodologias combinadas para a realização da previsão de preços, com foco na redução dos erros de previsão.

Palavras-chave: modelo de previsão; previsão de séries temporais; preço da energia elétrica; preços spot; previsão de curto prazo.

Abstract: Given the uncertain energy demand for the coming years, due to the economic crisis caused by the pandemic, the correct forecast of energy prices became essential for the formation of energy traders' strategies to increase their profitability and perform excellent risk management. Some characteristic factors of this product, such as intermittency of renewable sources, dependence on climatic conditions, non-stockability, inelastic demand, and supply make the energy price a volatile quantity, especially in the short term, resulting in significant financial uncertainties. This article performs a systematic review of the literature and content analysis in the short-term (spot) energy price prediction area to find the tools studied in the last 20 years. The study uses the *Ordinatio* methodology, which is a method of selecting and classifying articles through the impact factor, number of citations, and year of publishing to search for articles with scientific relevance. Furthermore, some steps of the Cochrane manual were used to perform data analysis in research that, in this case, was directed to content analysis. The results of this work show the lack of research in markets of gross net type, which demand a greater number of input variables (in addition to demand and price) and in regions that have mechanisms for settlement of differences. Besides, this work reports that, in recent research, there is a tendency to use hybrid forecasting tools, these defined by the application of combined methodologies for the realization of price prediction, with a focus on reducing forecasting errors.

Keywords: forecast model; time series forecast; electricity price; spot prices; short term forecast.

1. Introdução

Conforme (ZHONG et al., 2020), após o início do surto de COVID-19, países do mundo inteiro criaram medidas para reduzir o avanço da doença, incluindo *lockdown*, distanciamento social, restrições a viagens e fechamento de comércio. Estas mudanças geraram alterações no modo de vida das pessoas, o que resultou, igualmente, em variações na demanda de energia e padrões de suprimento.

No Brasil, de acordo com o índice GS1, que é um dos indicadores de atividade industrial, houve queda de 11,9% na intenção de lançamentos de novos produtos, sendo este valor o acumulado de 12 meses entre outubro de 2019 e 2020. Na comparação com o mesmo período no ano anterior, a queda foi de 10,8% (GS1 BRASIL, 2020). Ainda, conforme o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), a queda da atividade industrial foi de 5,2% no indicador acumulado dos últimos 12 meses, comparando-se novembro de 2019 e 2020. (IBGE, 2021).

Estes fatores, que desaceleraram a economia desde o início do surto da COVID-2019, resultaram

em redução na projeção de carga no Sistema Interligado Nacional (SIN) brasileiro. Entre a primeira revisão quadrimestral de carga de energia para o SIN, realizada em conjunto pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE) e Câmara de Comercialização de Energia (CCEE), de março de 2020, e a segunda reavaliação, em maio do mesmo ano, houve uma queda de 3%, em média, na previsão para os anos de 2020 à 2024 (ONS, EPE & CCEE, 2020).

A redução do consumo resulta em ameaças tanto de descontratarão de energia quanto da diminuição da carga utilizada em contratos com flexibilidade, implicando em risco de exposição de comercializadoras no mercado de curto prazo, onde os preços são mais voláteis.

Portanto, a previsão de séries temporais no mercado de energia elétrica de curto prazo é de parte do processo de formação de estratégias que possibilitem a redução destas incertezas econômicas. Este trabalho realiza uma análise da literatura sobre a previsão de séries temporais aplicada aos preços spot de energia publicada nos últimos 20 anos. De modo a contextualizar o tema, apresenta-se a seguir um histórico sobre a comercialização de energia considerando os últimos 30 anos e as características mercadológicas do setor.

1.1 Mercados de Energia

De acordo com (BHATTACHARYYA, 2019), apesar de cada mercado possuir suas próprias características, existem algumas estruturas básicas de acordo com o nível de integração do processo (produção, distribuição e venda) e grau de desregulamentação do setor. O primeiro modelo é denominado “monopólio verticalmente integrado” e foi vigente na maioria dos países antes da década de 90. Neste formato, os setores de geração, transmissão e distribuição são propriedades de uma única instituição, normalmente o Estado.

Conforme seguiu-se a evolução do setor e o estabelecimento do mercado, verificou-se a obsolescência deste modelo e a necessidade de maior atração de capital privado para o aumento dos investimentos conforme crescia-se a demanda e, portanto, uma segunda etapa do processo de abertura foi necessária e, desta vez, com a entrada de geradores independentes. A verticalização da cadeia continuou a existir, porém, com a possibilidade de entrada de novos agentes produtores. Em um terceiro passo de evolução para a liberalização do setor, a regulação introduziu o modelo de comprador único no mercado atacadista, sendo que uma única empresa (que pode ser de propriedade do Estado) realiza as funções de transmissão e intermediação da venda de energia.

No próximo estágio de desregulamentação, foram implementados os modelos transacionais, definindo caminhos obrigatórios de passagem para um nível acima da reestruturação. Nesta etapa, a comercialização pôde ser realizada por múltiplos compradores e vendedores, porém, sem competição no mercado de distribuição (varejo) ou com concorrência limitada. Nos mercados onde ocorreram a liberalização verificou-se, a partir deste ponto, a criação de dois grandes grupos: o mercado varejista (consumidores finais) e o mercado atacadista (geradores, comercializadores, distribuidores e grandes consumidores) (CASTRO et al., 2017).

Desta forma, foram estruturados modelos baseados em *pool* de contratos. A diferença entre

os sistemas deste nível refere-se ao modo de precificação da energia. Segundo (SHUTTLEWORTH; MCKENZIE, 2002), os mercados podem ser divididos em *gross pool* e *net pool*. No primeiro, o gestor do sistema opera independentemente das negociações bilaterais entre os agentes (despacho centralizado). Qualquer desequilíbrio entre negócios financeiros e físicos é liquidado a preços compulsórios. Já no modelo *net pool*, os clientes são envolvidos na determinação do valor limítrofe. Neste mercado, o participante negocia os preços diretamente com os demais pares, firmando contratos de curto prazo até momentos antes da realização física dos acordos. Com a posse das informações destas negociações, o operador do sistema, então, realiza os despachos (BHATTACHARYYA, 2019).

As variáveis de cálculo dos valores do mercado de curto prazo se alteram conforme as características do mercado. Em todos os casos, os valores contratados bilateralmente são mais afetados pela previsão do preço *spot* (mercado a vista) quando acordados com maior proximidade ao período de fornecimento, sendo que contratos de longo prazo sofrem menor influência deste fator e seguem as regras de oferta e demanda (mercado de futuro).

Levando-se em conta as definições e a complexidade de previsão do mercado de energia descritas anteriormente, este artigo se propõe a delimitar as pesquisas mais relevantes na área de previsão de preços de energia e analisar quais as características dos mercados de aplicação, conforme seu nível de abertura. Após este estudo estruturado, será possível verificar possíveis brechas na literatura que podem ser objetos de estudos futuros. O artigo foi dividido da seguinte maneira: na seção 2 será apresentada a metodologia da pesquisa, enquanto na seção 3 será apresentado aplicado para verificação da literatura relevante sobre o tema. Na seção 4 serão analisados os resultados da verificação literária e, na última parte (seção 5), serão descritas as conclusões do trabalho e sugestões para trabalhos futuros.

2. Metodologia

A ciência, de maneira geral, procura gerar conhecimento através de métodos bem estruturados e sistematizados. Para isso, deve-se realizar um processo investigativo planejado, delineando um caminho a ser percorrido rigorosamente (KÖCHE, 2015). O método de análise de literatura é um modelo que visa a busca, em publicações atuais, de dados sobre questões de interesse sem que haja quaisquer distorções ou erros (DI CESARE et al., 2018). A seguir, será descrito o método utilizado para desenvolver a revisão sistemática de literatura apresentada neste trabalho.

2.1 Revisão Sistemática da Literatura e Análise de Conteúdo

De acordo com (ZUMSTEG; COOPER; NOON, 2012), uma revisão sistemática pode ser explicada como uma análise planejada da literatura existente a fim de responder uma questão de pesquisa previamente elaborada que, no caso, abrange a uma revisão literária para verificar quais as principais ferramentas para a previsão dos preços de curto prazo de energia elétrica estão sendo pesquisadas e os respectivos mercados de aplicação. Esta resolução deve ser feita a partir da elaboração de uma síntese, evidenciando a forma de escolha da melhor documentação disponível.

O método *Ordinatio*, descrito por (PAGANI; KOVALESKI; RESENDE, 2015), realiza este trabalho (ZUMSTEG; COOPER; NOON, 2012) através dos seguintes passos:

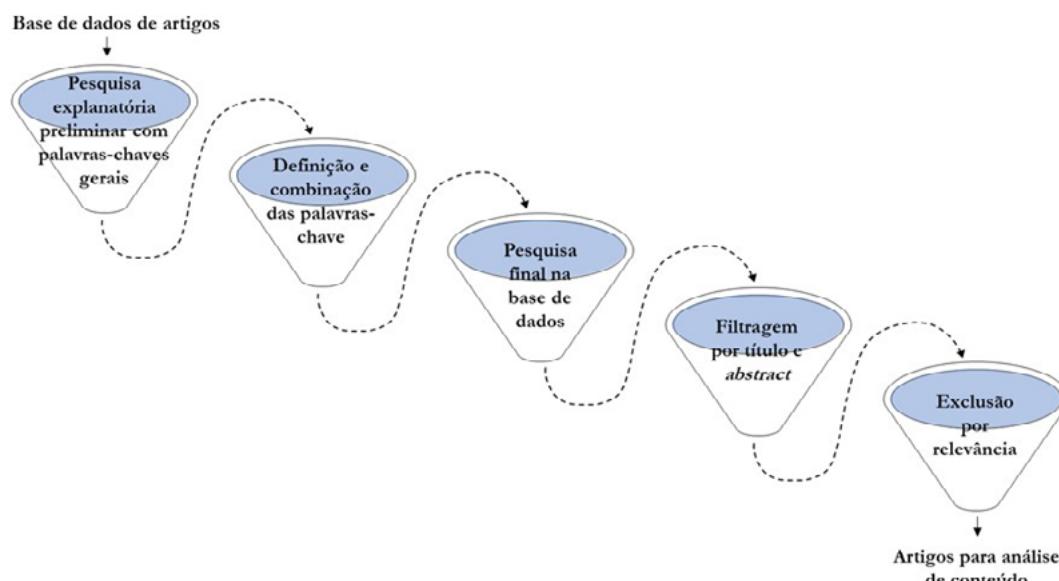
1. definição da intenção da pesquisa;
2. realização de uma pesquisa explanatória preliminar com palavras-chave em base de dados;
3. definição e combinação das palavras-chave e base de dados;
4. realização da pesquisa final na base de dados;
5. aplicação dos procedimentos de filtragem;
6. identificação do fator de impacto, ano da publicação e número de citações;
7. ordenação dos artigos utilizando um índice chamado *InOrdinatio*.
8. localização dos artigos completos;
9. leitura final e análise sistemática das publicações.

A próxima seção descreve a aplicação do método *Ordinatio* para análise de métodos aplicados a previsão do preço de energia elétrica.

3. Aplicação do Método *Ordinatio* à Previsão de Curto Prazo do Preço da Energia

Neste capítulo são descritas a forma de avaliação de cada etapa do processo de análise sistemática de literatura e seu resultado, desde a elaboração da delimitação do tema até a apreciação e avaliação estruturada da literatura. O método de filtragem e seleção da literatura conforme o modelo é representado na Figura 1.

Figura 1 - Representação do filtro da seleção sistemática da literatura.



Fonte: Autores (2021).

3.1 Estabelecimento da Intenção da Pesquisa

Pode-se observar em publicações como (MOHER et al., 2016) e (PAGANI; KOVALESKI; RESENDE, 2015) a importância de, primeiramente, definir a questão principal a ser respondida com o estudo. Neste trabalho o objetivo é delimitar e analisar a literatura relevante quanto a ferramentas para previsão de preços no mercado de curto prazo de energia.

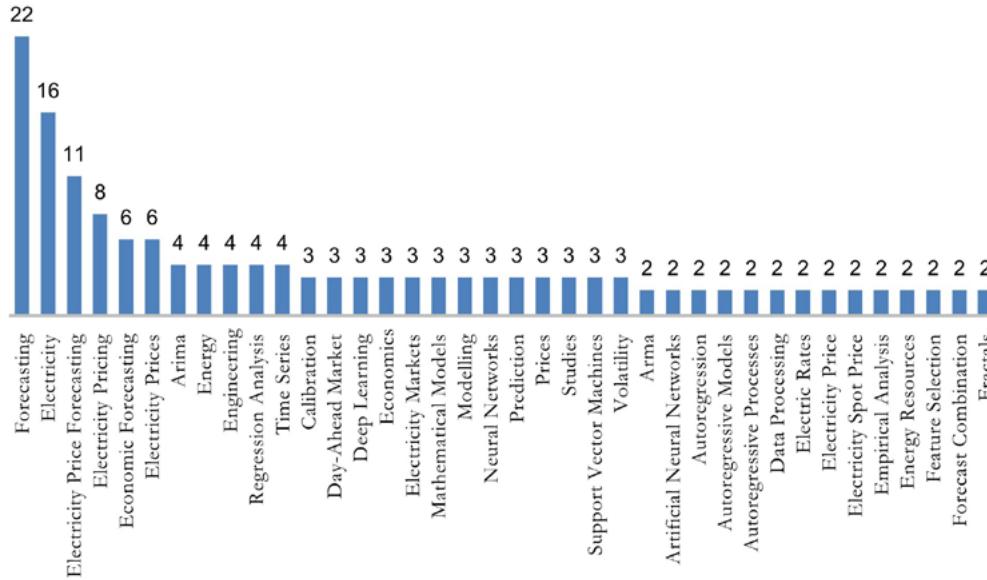
3.2 Pesquisa Explanatória Preliminar

A fim de determinar as palavras-chave para a realização da busca, primeiramente a procura

se deu pela combinação de palavras mais gerais em relação ao assunto. Foram definidos os termos *Forecast* e *Predict* (com as respectivas derivações), permutados com *Price* e “*Spot Price*”. Ainda, foi inserido um terceiro conjunto de substantivos em complemento aos dois primeiros: *Energy*, *Electricity* e *Electric*⁴. Visto que a maioria das revistas científicas mais importantes sobre o tema são publicadas em inglês, um segundo filtro restringiu a procura a artigos escritos neste idioma. Para uma análise inicial sobre as palavras-chave mais importantes foram selecionadas apenas pesquisas veiculadas nos últimos dois anos. A procura foi feita na base de periódicos da CAPES, pois está entre os acervos mais completos do mundo sobre publicações científicas (Almeida, Guimarães, & Alves, 2010). O acervo possui acesso a mais de 45.000 periódicos em várias bases bibliográficas diferentes (CAPES, 2020). Por esta abrangência, a coleção foi selecionada como base de consulta para o presente trabalho.

O resultado totalizou 10.830 artigos, sendo que muitos não correspondiam à questão principal, sobre ferramentas de previsão de preços de curto prazo de energia. Para melhoria da resposta em termos de filtro de artigos, foi selecionada uma amostra com 1.830 artigos (10% de amostragem) e classificada em ordem de importância. Em seguida foram verificadas as palavras mais frequentes no campo “assunto”. O resultado está descrito no Gráfico 1. No intuito de melhorar o resultado, foram selecionadas novas palavras-chave a partir das maiores frequências encontradas na primeira pesquisa⁵.

Gráfico 1 - Frequência da palavra no campo “assunto”.



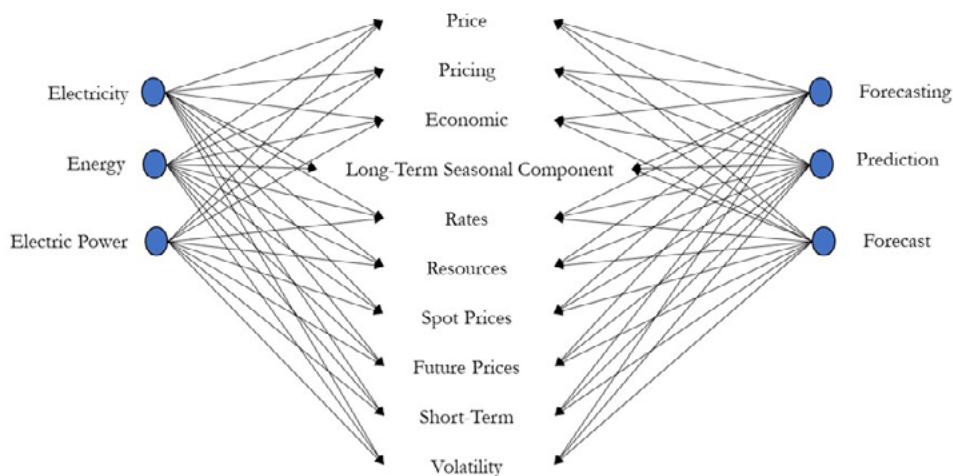
Fonte: Autores (2021).

3.3 Definição e Combinação das Palavras-chave e Base de Dados

Após esta nova filtragem, foram estabelecidas as combinações de palavras-chave. O resultado estabeleceu 90 relações diferentes entre os termos localizados no campo “assunto” das publicações, decorrente da derivação de três grandes grupos de palavras. Esta separação foi realizada conforme as partes que constroem a questão principal desta pesquisa, ou seja, modelos de previsão de preços de energia. No primeiro conjunto foram relacionadas as expressões mais frequentes ligadas ao produto 4 Termo de pesquisa utilizado: (Forecast? OR Predict?) AND (Price OR "spot price") AND (Energy OR Electricity OR electric) 5 A segunda busca ocorreu com as seguintes palavras: "(Forecast? OR Predict?) AND (Price OR "Spot Price") AND (Energy OR Electricity OR Electric)", para procura em qualquer campo e “'Electricity Prices' OR 'Regression Analysis' OR 'Time Series' OR 'Electricity Price Forecasting' OR 'Electricity Pricing' OR 'Economic Forecasting' OR Arima OR Engineering” para o campo “assunto”.

(*Electricity, Energy, Electric Power*). O segundo bloco foi dedicado ao objeto de previsão (*Price, Pricing, Economic, Long-Term Seasonal Component, Rates, Resources, Spot Prices, Future Prices, Short-Term, Volatility*). O último aglomerado está relacionado à ação de previsão (*Forecasting, Prediction, Forecast*). O produto desta fase é representado pela Figura 2, que mostra como foi realizada a correlação da palavra “*Energy*” com todos os termos da coluna do meio e da esquerda, formando todas as frases possíveis com as sentenças presentes nestes campos.

Figura 2 - Representação da combinação das palavras-chave para a busca.



Fonte: Autores (2021).

3.4 Pesquisa Final na Base de Dados

A pesquisa final considerou todos os trabalhos realizados nos últimos 20 anos. O resultado, conforme as combinações de palavras do item anterior, totalizou 1.944 publicações. Apesar da aplicação das delimitações em relação às palavras-chave e ao idioma, ainda existiam diversos documentos que não condiziam ao escopo da problematização proposta. Para resolução deste problema foram realizadas novas filtragens, desta vez em relação à análise do título e pela exploração do *abstract* (Pagani, Kovaleski, & Resende, 2015).

3.5 Procedimentos de Filtragem

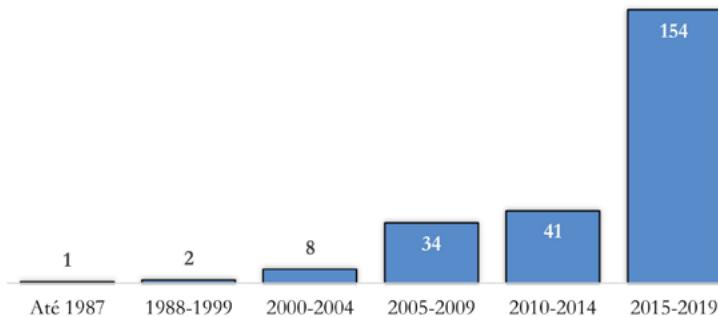
O objetivo desta é a escolha final dos artigos científicos mais relevantes na área de pesquisa e que estejam em conformidade com a proposição do trabalho descrito no item 3.1.

3.5.1 Filtragem dos Títulos e dos Resumos

Neste ponto é realizada a eliminação de artigos que possam estar duplicados, de publicações em que o título do artigo não esteja condizente com o objeto de estudo e que a análise do *abstract* se refira a assunto divergente do tema. Neste trabalho foram encontradas várias publicações em que as ferramentas de simulação de preços se referiam a outras fontes de energia, que não a elétrica, como: gás, petróleo, carvão, dentre outros. Igualmente, foram identificados trabalhos sobre previsão de outros atributos do produto eletricidade, que não o valor da tarifa (demanda, consumo e geração). Após este procedimento de exclusão, restaram 245 artigos. Neste momento, foi realizada análise em relação ao período das publicações, a fim de verificar a pertinência em relação à contemporaneidade do tema.

O resultado está representado no Gráfico 2 e confirma a pesquisa realizada por (NOWOTARSKI; WERON, 2018), que conclui que há grande crescimento das publicações após 2014, confirmando a atualidade do assunto.

Gráfico 2 - Publicações por período.



Fonte: Autores (2021).

3.5.2 Filtragem em Relação a Relevância

Nesta etapa foi realizada mais um procedimento de filtragem, desta vez em relação à relevância do periódico de publicação. Visto que o método *Ordinatio* avalia os artigos através de uma combinação entre o número de citações, fator de impacto e antiguidade da veiculação, alguns *journals*, com menor expressão, podem acabar sendo selecionados na etapa anterior devido ao fato de o fator de impacto ser apenas uma das variáveis de cálculo, podendo representar baixa importância na avaliação.

Primeiramente, o trabalho delimitou a classificação de acordo com a análise Qualis CAPES. Nesta ponderação, os trabalhos são separados em sete estratos, de acordo com a avaliação dentro de três bases: Scopus (CiteScore), Web of Science (Fator de Impacto) e Google Scholar (índice H5). A classificação final Qualis é realizada a partir da combinação dos percentis dos três locais. As publicações são divididas em nove estratos, separados por intervalos iguais de 12,5% entre eles, sendo 4 com percentis maiores que 50% e pertencentes à categoria A (A1, A2, A3 e A4), outros 4 níveis componentes da classificação B (B1, B2, B3 e B4) e publicações com peso zero na categoria C (“CAPES,” 2019). Foram considerados apenas *journals* da categoria A1 e A2 e com ano de veiculação após 1999.

3.6 Identificação do Fator de Impacto, Ano de Publicação e Número de Citações

A próxima fase do método *Ordinatio* é a identificação do fator de impacto do instrumento de veiculação, ano de publicação e número de citações (PAGANI; KOVALESKI; RESENDE, 2015). O fator de impacto (*F1*) é calculado pela relação entre a quantidade de citações que o periódico recebeu nos dois anos anteriores à avaliação dividido pelo número de artigos publicados no periódico, em uma determinada área de conhecimento. Foi verificado, dentre os documentos restantes, o valor do menor *F1* foi 0,3 e o maior 4,49. Os trabalhos constantes na segunda metade inferior em relação à mediana deste intervalo foram considerados não relevantes e excluídos, ou seja, todos os artigos com *F1* menor de 2,41. O número final de textos para análise de conteúdo foi de 50.

3.7 Classificação dos Artigos Utilizando o *InOrdinatio*

Para a construção deste ranking, o modelo utiliza um índice chamado *InOrdinatio* e o cálculo está representado na Equação 1, que é proveniente de (PAGANI; KOVALESKI; RESENDE, 2015).

$$\text{InOrdinatio} = \left(\frac{FI}{1000} \right) + \alpha * [10 - (\text{Ano da Pesquisa} - \text{Ano da Publicação})] + (\Sigma Ci), \quad (1)$$

onde α é o fator de peso, conforme a relevância em relação à antiguidade da publicação, e ΣCi é o número total de citações que o artigo obteve. O fator α pode variar de 1 a 10, conforme importância no período de publicação, sendo dado o valor 1 para temas com menor importância em relação à idade da pesquisa e 10 para aqueles em que há grande interesse em relação a este fator. Como este trabalho não considerou o ano de publicação, foi delimitado o valor de α igual a 1 para todos os trabalhos

3.8 Leitura Final e Análise Sistemática de Conteúdo

Para a análise da literatura selecionada, (PAGANI; KOVALESKI; RESENDE, 2015) sugerem seguir o método Cochrane. Seguindo a linha do método, (MOHER et al., 2016) elaboraram 4 passos para sintetizar os estudos separados para análise: 1) elaboração de um resumo das características das publicações; 2) determinação da semelhança entre os estudos; 3) determinação de quais dados estão disponíveis para análise; 4) determinação da necessidade de alterações comparativas; e 5) sintetização dos artigos que contribuem para a elaboração dos relacionamentos.

A fim de realizar as etapas descritas no parágrafo anterior, o primeiro passo realizado foi determinação das características de agrupamento e classificação baseado no escopo do trabalho. Alguns autores já propuseram formas de subdivisão das ferramentas de previsão de energia. (NOWOTARSKI; WERON, 2018) classificam os sistemas em: apenas redes neurais, redes neurais e séries temporais, apenas séries temporais, previsões probabilísticas e outros métodos. No trabalho de (SINGH; RANJAN MOHANTY; DEV SHUKLA, 2017), os autores separam as abordagens de previsão em métodos de *Data Mining*, Séries Temporais e Simulações. (SHAYEGHI et al., 2015), que classifica as ferramentas em três grupos: 1) computação clássica, que abrange métodos regressivos e com função de transferência, 2) inteligência computacional, onde encontram-se métodos que utilizam estruturas orientadas para dados, como Redes Neurais Artificiais (RNAs), Sistemas Fuzzy, e Máquina de Vetores de Suporte (SVM), modelo auto-regressivo integrado de médias móveis (ARIMA), dentre outros, e 3) modelos híbridos, que combinam dois ou mais aparelhos diferentes. Neste trabalho será utilizada uma classificação baseada em (SHAYEGHI et al., 2015), da seguinte forma: serão considerados como métodos clássicos (ou ferramentas estatísticas), todos os trabalhos que utilizarem apenas métodos estatísticos de séries temporais, no segundo nível serão classificadas como pesquisas que utilizam modelos de inteligência computacional aquelas que utilizarem apenas métodos de função de transferência, otimização ou inteligência computacional, e em uma terceira categoria, os modelos híbridos.

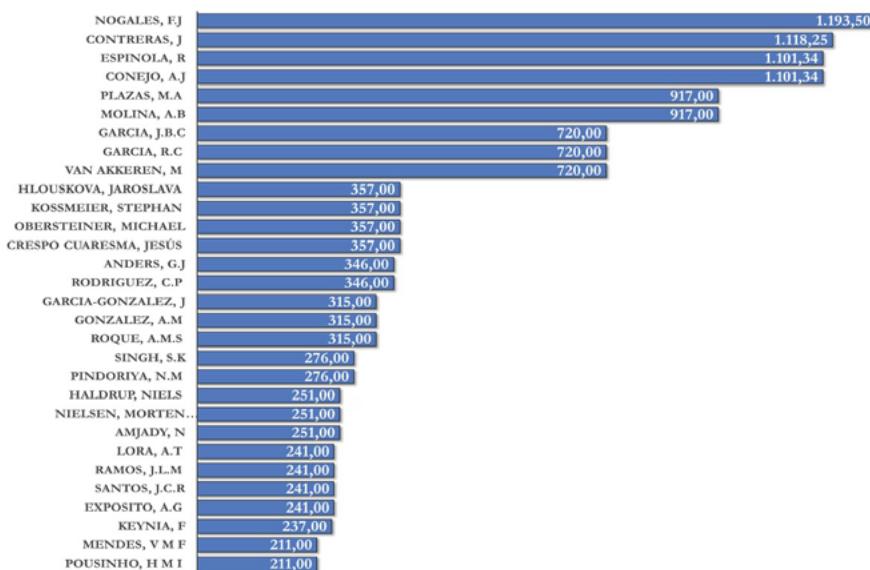
Alguns aspectos adicionais foram analisados para verificação de características das publicações

a fim de revelar as semelhanças e diferenças entre os trabalhos. Estas particularidades são: características do mercado de aplicação e variáveis de entrada do sistema de previsão. Em seguida os trabalhos foram sintetizados, seus resultados devidamente analisados e comparados e, por último, verificadas possíveis lacunas na literatura.

4. Análise dos Resultados

A partir desta análise é possível inferir quais os autores e trabalhos mais significativos na área de previsão do preço da energia elétrica e quais os veículos que mais divulgam estes estudos. Para avaliação em relação aos pesquisadores, foi calculada a média dos valores *InOrdinatio* de cada um em relação a todos os trabalhos que são autores ou coautores. O resultado é mostrado no Gráfico 3.

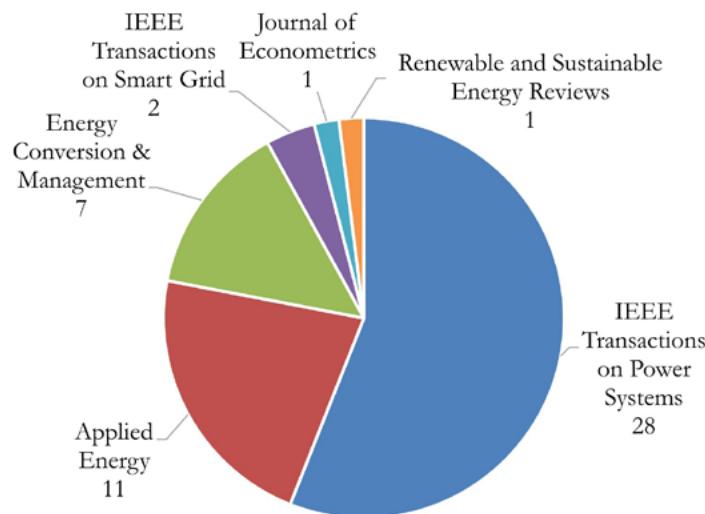
Gráfico 3 - Média *InOrdinatio* dos principais autores



Fonte: Autores (2021)

Quanto aos periódicos, verificou-se a quantidade de publicações reproduzidas em cada *journal*. O resultado é mostrado no Gráfico 4.

Gráfico 4 - Publicações por periódico



Fonte: Autores (2021)

Ao analisar as ferramentas pesquisadas pelos autores considerados mais relevantes, verifica-se

que todos elaboram modelos regressivos para realizar a previsão do preço de energia. No trabalho de (C. GARCIA et al., 2003), um método *Autoregressive Conditional Heteroskedasticity* (GARCH) foi apresentado. Já (CONTRERAS et al., 2003) e (CONEJO et al., 2005) utilizaram modelos ARIMA. No trabalho de (CONEJO et al., 2002), foram introduzidos modelos híbridos, realizando previsões através de regressão dinâmica combinada com funções *Wavelet*. A primeira proposição de ferramenta com método de inteligência computacional foi elaborada por (RODRIGUEZ; ANDERS, 2004), onde redes neurais fuzzy foram aplicadas na previsão do preço de energia no mercado canadense.

4.1 Mercados de Aplicação

A segunda característica de análise e comparação é relativo aos atributos dos mercados a que foram aplicadas as ferramentas de previsão de preços. Conforme o item 1.1, os países possuem algumas peculiaridades quanto à estrutura implementada para comercialização.

Segundo (KIRSCHEN; STRBAC, 2019), o mercado de energia liberalizado ou semi-liberalizado é composto por uma sequência de negociações a termo com períodos progressivamente menores e um mercado à vista (*spot*). Nos mercados futuros são negociados os contratos de duração mais longa e grandes quantidades, já em mercados com demandas menores e para curtos períodos as operações ocorrem mais rapidamente e com mais proximidade ao tempo real, sendo o mercado *spot* o último nível de balanceamento a ser alcançado.

Desta forma, foram estruturados modelos de mercados futuros centralizados (*Power Pools*), em que o operador é quem decide a ordem de despacho, e descentralizados (Contratos Bilaterais), onde o controlador coordena o sistema respeitando todas as negociações realizadas entre os agentes. Ambos os mercados podem possuir contratos bilaterais, porém, no primeiro caso, é o operador que determina a forma de despacho.

Barroso et al. (2005) classificam o mercado “pool” em 4 diferentes estratos:

1. despacho baseado em custo, em que os preços são baseados em custos variáveis pré-determinados
2. despacho baseado em preço, onde os geradores são livres para oferecer os preços arbitrariamente
3. despacho baseado pelo lado da demanda, em que o operador prevê a demanda e o planejamento ocorre conforme esta previsão
4. despacho em base bilateral, em que o operador se baseia em ofertas de preços-quantidades tanto pelo lado de compradores quanto de consumidores

De modo geral, os aspectos mercadológicos podem se diferenciar por:

1. despacho centralizado ou descentralizado;
2. negociação através de mercados do dia seguinte, intradiários e de equilíbrio ou trocas voluntárias;
3. Tipo de *pool* (para os mercados *pool*).

Na análise do conteúdo dos 50 artigos, foram observadas aplicações em 16 mercados diferentes.

São eles: Espanha, Estados Unidos (California, Nova Iorque, Nova Inglaterra e Pennsylvania-New Jersey-Maryland), Alemanha, Canadá (Ontário), *Nord Pool*, Austrália, EPEX (*European Energy Exchange*), Irã, Bélgica, Suécia, China, Itália e Inglaterra. A maior parte dos estudos utilizou como base de pesquisa regiões norte-americanas e espanholas (60%). Em relação à mercados individuais (visto que cada estado dos Estados Unidos possui sistema independente), o setor espanhol ficou como critério em 36% das pesquisas, a maior fatia. A distribuição das pesquisas em relação aos mercados de aplicação é representada na Figura 3.

Figura 3 - Mercados de aplicação das pesquisas: mercado e número de aplicações de cada tipo de ferramenta.



Espanha	Centralizado	x	x		Despacho Bilateral	20
EPEX	Descentralizado	x	x	x	-	1
França	Descentralizado	x	x	x	-	1
Estados Unidos						
California	Centralizado	x	x		Despacho Bilateral	3
PJM	Centralizado	x	x		Despacho Bilateral	9
New England	Centralizado	x	x		Despacho Bilateral	2
New York	Centralizado	x	x		Despacho Bilateral	4
Inglaterra	Descentralizado	x	x	x	-	1
Irã	Centralizado	x	x		Despacho baseado em preço	1
Itália	Centralizado	x	x		Despacho Bilateral	1
Nordic Pool	Descentralizado	x	x	x	-	1
Suécia	Descentralizado	x	x	x	-	1

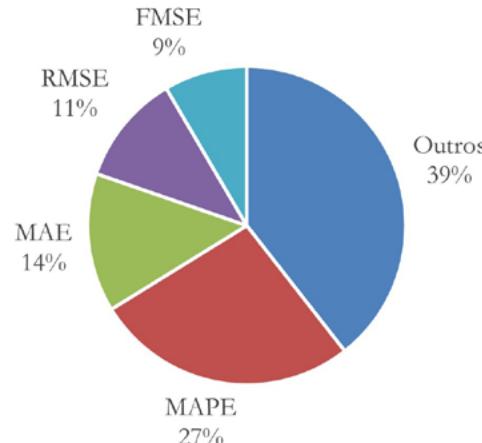
Fonte: Autores (2021).

4.2 Ferramentas Utilizadas na Previsão do Preço de Curto Prazo da Energia

Conforme explicado anteriormente, foi encontrado vários modelos diferentes dentre os 50 artigos, tanto em relação às ferramentas em si, quanto à forma de avaliação de seu desempenho. Tais fatos decorrem das inúmeras possibilidades na utilização de ferramentas híbridas.

Em relação ao método da análise de *performance*, há predominância do erro absoluto percentual médio (*Mean Absolute Percentage Error* – MAPE). Visto que 14 dos 50 trabalhos utilizaram mais de uma ferramenta para aferição da acuracidade, observa-se que do total de utilizações de todos os métodos, 27% referiam-se ao MAPE e 14% ao erro absoluto médio (*Mean Absolute Error* – MAE), conforme pode-se visualizar na Gráfico 5. Ainda, do total de estudos, 18 deles utilizaram MAPE e 10, MAE. O predomínio do MAPE pode ser justificado pelo motivo que o MAE ou outros métodos baseados em valores absolutos são dependentes da escala de mensuração. Portanto, em diversas situações é necessário o cálculo do erro de modo relativo, em cálculos percentuais, como é o MAPE (MONTGOMERY; JENNINGS; KULAHCI, 2011). Visto que o preço da energia pode ter muita variabilidade, um mesmo erro absoluto em momentos de baixos preços possui um impacto maior de altos, o que pode afetar a análise de performance e a formação da estratégia de compra e venda. Portanto, a análise em razão de erros relativos torna-se mais eficiente.

Gráfico 5 - Ferramentas de análise de performance utilizadas.

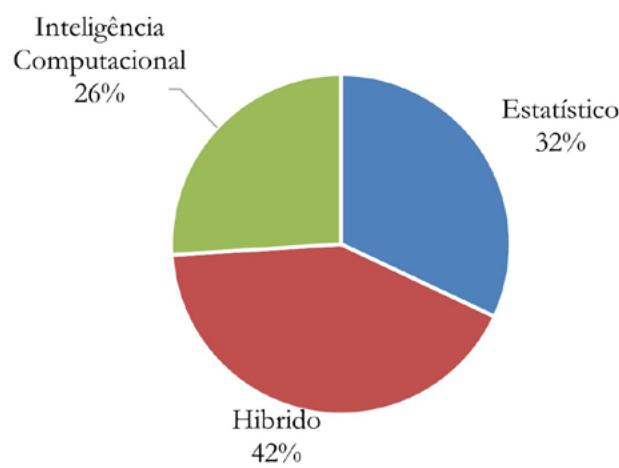


Fonte: Autores (2021).

De acordo com (SHAO et al., 2017) , as abordagem mais comuns para o estudo nesta área são *machine learning* (inteligência computacional) e estatísticas para séries temporais (chamados também de modelos clássicos). Inclui-se também a possibilidade de utilização de métodos híbridos, com a utilização destas duas abordagens em um mesmo sistema.

Na análise de literatura dos últimos 20 anos realizada, verificou-se que a divisão ocorre da seguinte maneira: 16 estudos aplicaram métodos clássicos de previsão, 13 utilizaram inteligência computacional e 21 elaboraram modelos híbridos, conforme mostrado no Gráfico 6. Foi possível realizar a comparação dos resultados, estes relativos aos erros de previsão, de alguns dos modelos pois, em casos especiais, os testes foram realizados no mesmo mercado e em períodos iguais ou próximos, bem como, todos realizam previsões para as 24 horas seguintes.

Gráfico 6 - Classificação dos artigos conforme o tipo de ferramenta utilizada.



Fonte: Autores (2021).

Dentre as ferramentas estatísticas de séries temporais destacam-se as abordagens baseadas em modelos ARIMA e GARCH. Conforme (RICE; WIRJANTO; ZHAO, 2020), a ferramenta GARCH, e suas generalizações, se tornaram pilares da modelagem de séries temporais financeiras, e frequentemente utilizadas como modelo da volatilidade do retorno de ações. Visto que as características das variações das séries financeiras são parecidas com as dos preços de energia, sua utilização nesta situação é igualmente coerente. Na pesquisa, verificou-se dois trabalhos realizados para cada uma destas ferramentas. Além disso, aproximadamente 50% dos trabalhos descrevem estes modelos como referência na análise e previsão de séries temporais univariadas. Em (CONTRERAS et al., 2003), que utilizou um modelo ARIMA, os desvios foram apresentados como a média dos erros diários. O modelo realizou a previsão do preço para cada hora do dia seguinte, totalizando 24 passos à frente. Os mercados de aplicação foram o espanhol e o californiano, nos Estados Unidos. No primeiro, os erros médios ficaram em torno de 10%, enquanto no segundo, por volta de 5%. De acordo com o autor, a causa desta discrepância em relação aos desvios médios decorre da menor volatilidade do preço no mercado do estado americano. Em relação à configuração do modelo, para a previsão na região espanhola foram necessários 5 regressores e nenhuma diferenciação, enquanto no americano foram necessários dados de 2 horas anteriores e 3 diferenciações.

Já em (GARCÍA-MARTOS; RODRÍGUEZ; SÁNCHEZ, 2007), que aplicou um modelo autorregressivo integrado de médias móveis no mercado espanhol, o erro médio resultante foi de 12,6% durante as previsões realizadas com dados relativos ao período entre novembro de 1998 à dezembro de 2003. O modelo utilizou duas configurações ARIMA, uma com 24 atrasos de autorregressão e outra com 48. Foram utilizados dados dos 7 dias antecedentes para a previsão da próxima semana.

Em relação aos modelos GARCH, (C. GARCIA et al., 2003) realizaram a aplicação de seu modelo tanto no mercado espanhol como no californiano. Uma configuração ARIMA foi utilizada como *benchmarking* e verificou-se que o modelo heteroscedástico apresentou melhor resultado geral em ambas as regiões, porém, perdendo desempenho nos meses de volatilidades muito baixas. Tal fato é explicado pela própria natureza dos sistemas, visto que o GARCH modela justamente a volatilidade. No trabalho de (DIONGUE; GUÉGAN; VIGNAL, 2009), os autores utilizam um modelo GARCH com polinômios ultraesféricos, chamado de GIGARCH e foi obtido um desvio quadrático médio 5,98. Outra pesquisa que merece destaque foi realizada por (CONEJO et al., 2002), que alcança um erro médio de 5% quando aplicado ao mercado espanhol e 3% ao californiano através de um modelo de regressão dinâmica com uma função de transferência que leva em consideração preço e demanda.

Adentrando nos modelos de inteligência computacional considerados “puros”, dois trabalhos são evidenciados. (M PINDORIYA; NIWAS SINGH; SINGH, 2008) apresentam uma configuração de rede neural *Wavelet* adaptável (em que os pesos e coeficientes das *Wavelets* são aprendidos por algoritmos do tipo gradiente). Conforme (CRAIGMILE; GUTTORP, 2011), as transformações *Wavelets* são ferramentas utilizadas quando estuda-se processos de espaço-tempo e, portanto, pertinente aos métodos de análise de séries temporais. A pesquisa é aplicada nos mercados da Espanha e da PJM (nos Estados Unidos), resultando em erro médio de 7,3% em relação ao primeiro, com um erro médio percentual absoluto ponderado (WMAPE) de 7,26%. Já no mercado americano o WMAPE foi de 5,74%, o que demonstra o melhor desempenho em relação aos modelos estatísticos clássicos citados anteriormente. O segundo trabalho é de (AMJADY, 2006), que apresenta uma rede neural *fuzzy* aplicado no mercado da Califórnia e apresenta um erro médio de 7,5%, resultado próximo ao obtido por (M PINDORIYA; NIWAS SINGH; SINGH, 2008).

Um ponto observado nestes trabalhos foi a diferença entre erros de previsão entre as estações do ano no mercado espanhol, sendo que os melhores resultados são obtidos no inverno e na primavera e os piores no verão e no outono. De acordo com (CONEJO et al., 2005), além das sazonalidades naturais, este fato deve-se também à estratégia das principais empresas do setor, visto que este mercado é considerado como oligopólio (quase duopólio, pois as companhias Iberdrola e Endesa controlam mais de 50% do mercado).

Em relação aos modelos híbridos, 3 pesquisas se sobressaem, pois apresentaram resultados melhores que os sistemas descritos anteriormente. (YANG; CE; LIAN, 2017) expõem um modelo que combina método de transformada *Wavelet*, processo autorregressivo de médias móveis (ARMA) e máquina de aprendizado extremo baseada e Kernel (KELM). A primeira ferramenta é utilizada para a normalização dos dados e a segunda molda a estacionariedade das séries. Após estas duas etapas,

a uniformização da variância é testada pelo mapa de autocorrelação e pelo teste da raiz unitária. Caso a série seja estacionária, um modelo ARMA realiza as previsões, porém, caso contrário, estes dados são utilizados como entrada para um algoritmo KELM com otimização de enxame de partículas auto adaptável e, só então, são calculados os valores previstos. Este modelo resultou em um MAPE de 5,87% no inverno, 4,01% na primavera, 3,91% no verão e 3,6% no outono quando aplicado no mercado espanhol, resultando em um MAPE médio de 4,34%. Já em Nova Gales do Sul (estado da Austrália), o modelo resultou em um MAPE médio de 3,73% durante o período de um ano.

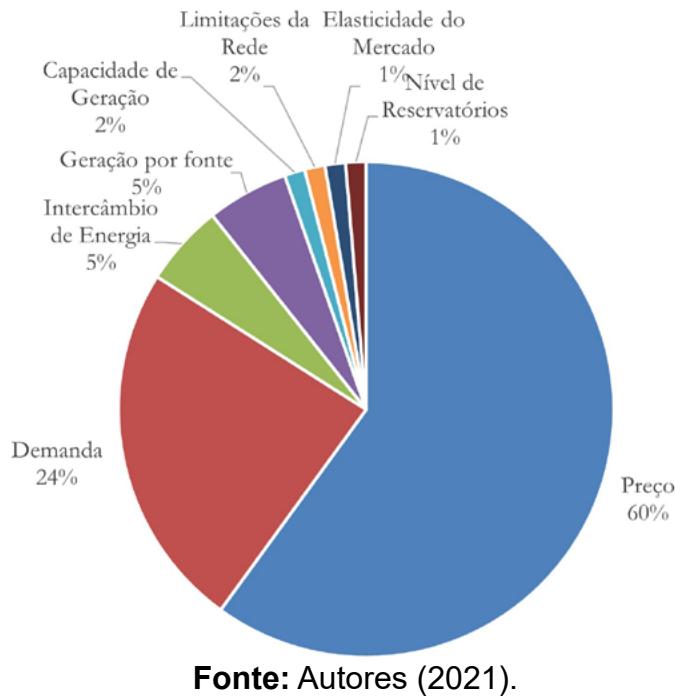
O segundo estudo, publicado por (OSÓRIO; MATIAS; CATALÃO, 2014), traz um modelo em que a seleção de dados de entrada é realizado pelo algoritmo de *mutual information*, e uma transformada *Wavelet* é utilizada para decompor os preços de eletricidade em subconjuntos mais comportados. A previsão é realizada por uma rede neuro-fuzzy baseada no método de Takagi-Sugeno (ANFIS). Para os ajustes das funções membro é utilizado um algoritmo de otimização por enxame de partículas evolutivas. Com a aplicação na previsão de preços no mercado espanhol, o sistema resultou em um MAPE de 3,04% durante o inverno, 3,33% na primavera, 5,38% no verão e 4,38% no outono. Gerando uma média de 4,18% durante o ano.

Por último, (SHAYEGHI; GHASEMI, 2013) propõem um modelo baseado em *Least Square Support Vector Machine* (LSSVM), em que seus parâmetros são otimizados por um algoritmo de busca gravitacional com mapeamento caótico (CGSA). Segundo (ARRIETA-IBARRA; LOBATO, 2015), o SVM mostrou-se uma ferramenta útil para previsão de retornos quadráticos e, portanto, possui coerência nesta aplicação. As entradas são selecionadas por um sistema de *mutual information* e normalizadas por uma transformada *Wavelet*. Então o LSSVM classifica os preços da próxima semana. No intuito de evitar mínimos locais, os parâmetros da LSSVM são otimizados pela CGSA, e é atualizado a cada rodada conforme o erro de saída. Quando modelada para o mercado espanhol, o sistema apresentou MAPE de 4,41% para o inverno, 4,52% para a primavera, 5,42% para o verão e 5,41% para o outono. Resultando em uma média anual de 4,94%.

4.3 Variáveis de Entrada

Outro ponto que caracteriza os modelos é o número de variáveis utilizadas como entrada no modelo de previsão. Devido à característica dos mercados relativos às pesquisas analisadas (*net pool*), a maior parte das estruturas propostas possuem apenas valores históricos do próprio preço como *input* do modelo, cerca de 60%. Outros 9 trabalhos apresentaram valores passados de preço e demanda para o cálculo das previsões. Portanto, 78% de trabalhos utilizaram apenas estas variáveis de mercado como regressores. Somente 11 estudos empregaram outros elementos na entrada do modelo, que influenciam o preço da energia, como: restrições de transmissão, geração por fonte, intercâmbios de energia e temperatura. Estes fatores poderiam ser utilizados tanto em sistemas baseados em inteligência computacional quanto em métodos estatísticos a fim de melhorar os ajustes de parâmetros e a acuracidade da previsão. A distribuição da frequência com que cada regressor é utilizado nos trabalhos é mostrado no Gráfico 7.

Gráfico 7 - Percentual em que cada regressor aparece nos trabalhos selecionados.



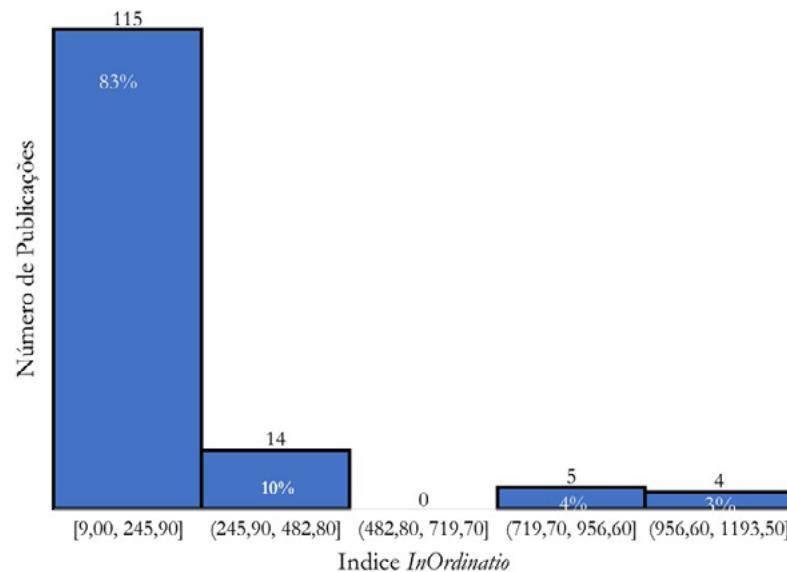
Fonte: Autores (2021).

4.4 Avaliação da Metodologia

Primeiramente, verificou-se que o índice é fortemente correlacionado com o número de citações, sendo que o coeficiente de relação é 0,7. Já o fator de impacto possui pouca importância na construção do *InOrdinatio*, a relação entre as duas variáveis é de 38%.

Em relação à distribuição das notas, observa-se que nas notas 92% dos trabalhos possuem nota abaixo de 483, enquanto apenas 7% está acima de 720, conforme mostra o Gráfico 8.

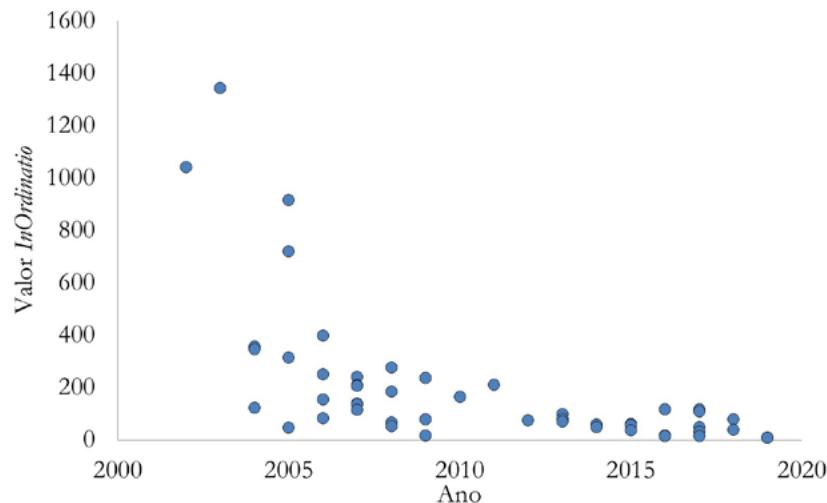
Gráfico 8 - Número de trabalhos por faixa de notas.



Fonte: Autores (2021).

No intuito de compreender a causa do maior acúmulo de notas menores, foi realizada análise da distribuição das médias *InOrdinatio* através do tempo. No Gráfico 9 é possível visualizar a concentração de médias maiores no início do período e a gradual redução ao longo do tempo.

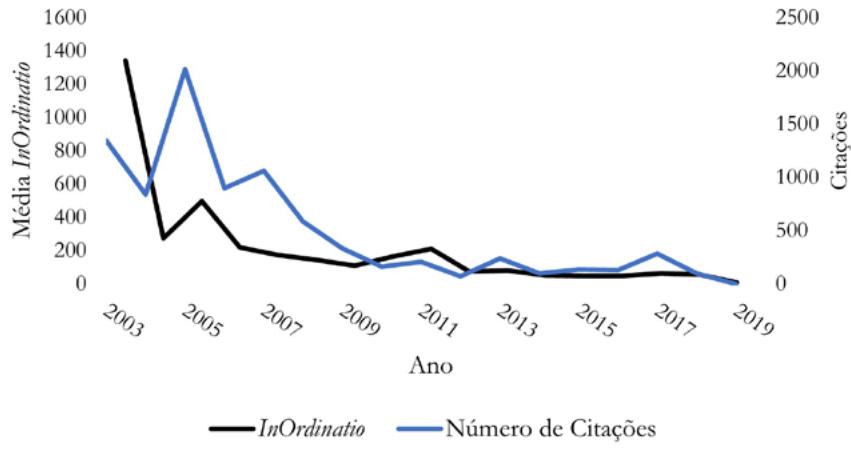
Gráfico 9 - Distribuição dos índices *InOrdinatio* ao longo do tempo.



Fonte: Autores (2021).

O Gráfico 10 mostra a existência de uma correlação entre a longevidade temporal e índice *InOrdinatio*. Aplicando o coeficiente de correlação de Pearson na comparação entre estas séries e foi encontrado um nível de co-dependência de aproximadamente 69% entre elas.

Gráfico 10 - Média dos índices *InOrdinatio* e do número de citações ao longo do tempo.



Fonte: Autores (2021).

Logo, uma conclusão possível é que publicações mais longevas possuem mais citações exatamente por possuir maior janela temporal, levando à um desbalanceamento por avaliar precariamente trabalhos mais recentes. Porém, conforme (GOOIJER; HYNDMAN, 2006), o desenvolvimento da área cresce com o aumento da eficiência da armazenabilidade de dados e o crescimento da capacidade de processamento computacional. Na mesma linha, (NOWOTARSKI; WERON, 2018) citam a ampliação de pesquisas na área de previsão de preços de energia a partir de 2014 devido à evolução de fatores operativos dos sistemas de eletricidade. Portanto, é importante o acréscimo de trabalhos recentes à pesquisa bibliográfica. No intuito de preencher esta lacuna, será dedicado um tópico para os trabalhos realizados nos últimos 5 anos no próximo capítulo.

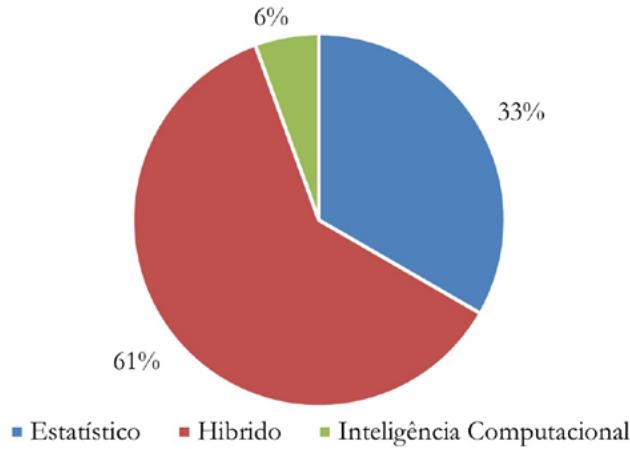
4.5 Trabalhos Recentes

Para a realização da análise dos trabalhos recentes, foram estabelecidos os mesmos critérios da pesquisa anterior, porém, levando em consideração apenas pesquisas publicadas nos últimos 5 anos.

A filtragem resultou em um total de 18 artigos veiculados de 2015 a 2020.

Verificou-se uma tendência de estudos com ferramentas híbridas, sendo que 11 dos 18 trabalhos utilizaram desta metodologia, conforme pode-se constatar no Gráfico 11.

Gráfico 11 - Divisão dos artigos de acordo com o tipo de ferramenta utilizada.



Fonte: Autores (2021).

O melhor resultado na pesquisa de trabalhos recentes ocorreu em (BENTO et al., 2017) , que apresentou um modelo híbrido. Neste sistema a escolha nas variáveis de entrada é realizada através de uma análise de correlação entre a saída e a entrada para cada conjunto de treinamento. Como resultado desta primeira etapa, os *inputs* escolhidos foram: 36 valores históricos da própria série cujas defasagens eram mais correlacionadas, a respectiva hora e dia da semana que ocorreu a observação e uma entrada binária indicando um feriado. Em seguida, a estacionariedade foi buscada através de transformada *Wavelet* e a previsão realizada por uma rede neural artificial (RNA). Os parâmetros tanto da *Wavelet* quanto da RNA foram otimizados através de um algoritmo de enxame de morcegos. Aplicado ao mercado espanhol, o modelo obteve MAPE de 0,61% no verão, 1,22% na primavera, 1,3% no inverno e 1,81% no outono, gerando uma média anual de 1,24%. Já no mercado PJM, 0,79% no inverno, 0,80% na primavera, 0,81% no verão e 0,54% no outono, com média no ano de 0,75%.

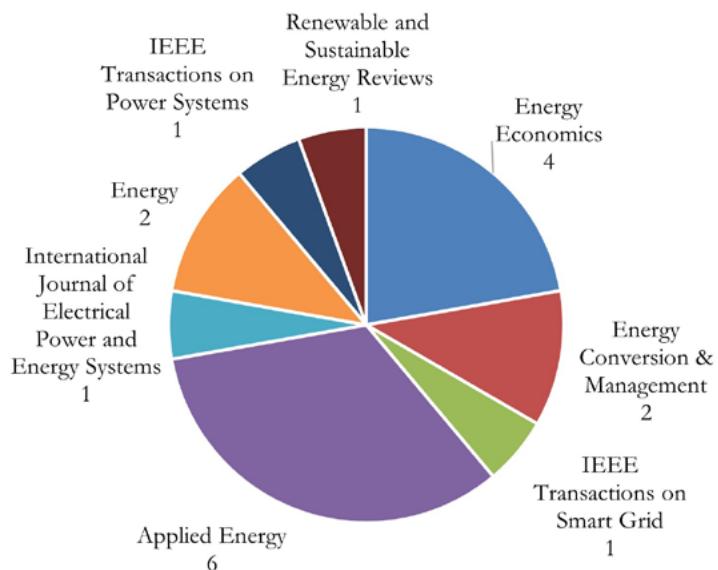
Outro destaque nesta análise decorreu da publicação de (SINGH; RANJAN MOHANTY; DEV SHUKLA, 2017). Os autores utilizaram transformada *Wavelet* para extração de características dos dados de entrada, realizando a transformada inversa para os componentes de alta e baixa frequência. Então a previsão foi realizada por uma rede neural genérica. Para o ajuste de parâmetros foi utilizado um algoritmo chamado *Improved Method of Adapting to the Environment* (IEAM). O modelo foi aplicado no mercado de Nova Gales do Sul e os MAPES foram: 4,84% no verão, 2,28% no outono, 4,38% no inverno e 5,57% na primavera.

Em relação aos mercados de aplicação, não houve nenhuma inovação em relação ao pesquisado anteriormente, o que abre margem para novas oportunidades de pesquisa. Quanto aos dados de entrada dos modelos, a maior parte continua utilizando apenas séries históricas de preços e, em algumas vezes, usando a demanda como variável exógena. Somente 3 trabalhos empregaram outras variáveis para ajuste de modelo. (ZIEL; STEINERT; HUSMANN, 2015) consideraram, além da tarifa, a capacidade de transmissão de energia entre Alemanha e Áustria. (ANEIROS; VILAR; RAÑA, 2016)

incluíram a temperatura e a velocidade do vento diária máxima (em razão das fontes renováveis de energia). Por último, (ZIEL; STEINERT, 2018) levaram em conta o clima como variável do modelo.

Quanto aos veículos de publicação, o periódico *Applied Energy* continua sendo um dos principais difusores dos artigos. Nos últimos 5 anos surgiu o periódico *Energy Economics* como a segunda revista mais utilizada dentre os estudos mais relevantes, conforme mostra o Gráfico 12.

Gráfico 12 - Distribuição dos artigos de acordo com os periódicos de publicação.



Fonte: Autores (2021).

5. Conclusão

Com a liberalização do mercado de energia, que ocorreu principalmente a partir dos anos 90, percebeu-se a necessidade de realizar uma correta previsão de preços para o gerenciamento dos custos deste produto, principalmente devido à suas características de não estocabilidade e produção, e demanda inelásticas. Estes atributos resultam em grande volatilidade de preços. Este trabalho realizou uma revisão estruturada da literatura referente a ferramentas de previsão de preços neste mercado e análise de conteúdo destas publicações.

Primeiramente foi realizada uma busca geral nos artigos que possuíssem combinações com as palavras *Forecast* e *Predict* (com as respectivas derivações), *Price* e “*Spot Price*”, e *Energy*, *Electricity* e *Electric*. Em seguida foram realizados filtros sucessivos através de palavras-chave, por exclusão de títulos e resumos que eram divergentes do tema, além de considerar a relevância dos periódicos de publicação. O resultado encontrou uma amostra de 50 trabalhos destacados segundo estes critérios. A classificação *InOrdinatio* realizou a ordenação por relevância dos estudos publicados no período de 2000 a 2020. A partir desta solução, observou-se as características em particular das ferramentas estudadas e dos locais de aplicação.

Na análise foi verificado que todos os mercados de pesquisa possuem modelo de mercado *net pool* e a comercialização principal ocorre em mercados de curto prazo, que podem ser separados em negociações para o dia seguinte ou dentro do mesmo dia de operação. A oferta de preços nestes mercados se dá através de plataformas eletrônicas presentes nas respectivas regiões de atuação e o operador do sistema leva em consideração as informações destes “contratos físicos”, que são firmados

entre os agentes.

Quanto ao tipo de ferramenta, verificou-se certo equilíbrio nas quantidades de pesquisas realizadas com computação clássica, inteligência computacional e modelos híbridos, sendo que uma maior parte, 16 trabalhos, testaram métodos referentes à primeira classificação, 13 estudos aplicaram modelos inteligentes e 21 deles métodos híbridos. Quanto às variáveis de entrada, em razão das características do processo de formação das tarifas (através de lances), verificou-se que a maioria (60%) utiliza apenas dados históricos dos preços para a realização de previsões. Somando-se a 18% que usaram tanto a variável “preço” quanto “demanda”, observa-se que 78% das pesquisas utilizam apenas estes dois fatores econômicos como insumo para os modelos/sistemas de previsão desenvolvidos. Somente 11 publicações utilizam outras variáveis. Em relação às pesquisas recentes, foi possível verificar a tendência na utilização nos modelos híbridos (61%) devido à melhoria de performance nas previsões de preços (chegando a um desvio menor que 5%, considerando a média de erro percentual).

Apesar do bom desempenho dos modelos estudados, não foi encontrada nenhuma pesquisa aplicada a mercados *gross net*, ou seja, onde o operador do sistema leva em consideração os custos reais de produção para a programação dos despachos energéticos. Tampouco discorreu sobre regiões que possuam mecanismos de compensação de diferenças, visto que, nos locais de aplicação considerados, os ajustes acontecem apenas por leilões intradiários. Ademais, em modelos *gross net*, o custo da energia pode ser influenciado, de forma significativa, por fatores produtivos diferentes do preço e da demanda, como quantidade de produção por fonte e restrições operativas.

5.1 Sugestões de trabalhos futuros

Após análise realizada neste trabalho, foi possível verificar algumas lacunas possível de serem preenchidas futuramente. Há pouca literatura no campo de previsão de preços de energia que considere diversas variáveis influenciadoras além do próprio histórico de preço e demanda. Além disso, não foram encontrados trabalhos que apliquem o sistema em mercados cujos preço de liquidação de diferenças seja calculado pelo custo da energia, e não por leilões de oferta e necessidade.

Outro ponto que poderia ser objeto de estudo é a formação e previsão dos preços utilizados nas compensações de diferenças, ou seja, em mercados que possuam este mecanismo. Este é um atributo importante para a elaboração de estratégias nas comercializadoras de energia. Portanto, estes assuntos podem ser melhor explorados futuras pesquisas.

Bibliografia

AMJADY, N. Day-ahead price forecasting of electricity markets by a new fuzzy neural network. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 21, n. 2, p. 887–896, 2006.

ANEIROS, G.; VILAR, J.; RAÑA, P. Short-term forecast of daily curves of electricity demand and price. *Electrical Power and Energy Systems*, v. 80, p. 96–108, 2016.

ARRIETA-IBARRA, I.; LOBATO, I. N. Testing for Predictability in Financial Returns Using Statistical

Learning Procedures. *Journal of Time Series Analysis*, v. 36, n. 5, p. 672–686, 2015.

BARROSO, L. A. et al. Classification of electricity market models worldwide. *International Symposium CIGRE/IEEE PES*, 2005. Anais...2005

BENTO, P. M. R. et al. A bat optimized neural network and wavelet transform approach for short-term price forecasting. *Applied Energy*, v. 210, p. 88–97, 2017.

BHATTACHARYYA, S. C. *Energy economics: Concepts, issues, markets and governance*. Londres: Springer-Verlag London Ltd., 2019.

C. GARCIA, R. et al. A GARCH Forecasting Model to Predict Day-Ahead Electricity Prices. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 20, n. 2, p. 867–874, 2003.

CAPES. Disponível em: <<http://www.capes.gov.br/component/content/article/91-conteudo-estatico/avaliacao-capes/6830-qualis-periodicos-e-classificacao-de-producao-intelectual?Itemid=1918>>. Acesso em: 17 aug. 2020.

CAPES. Periodicos Capes. Disponível em: <https://www.periodicos.capes.gov.br/index.php?option=com_pcollection&Itemid=105>. Acesso em: 16 aug. 2020.

CASTRO, N. J. DE et al. Análise comparativa internacional e desenhos de mercados atacadistas de energia. Disponível em: <http://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/25_tdse75.pdf>. Acesso em: 17 jul. 2018.

CONEJO, A. J. et al. Forecasting next-day electricity prices by time series models. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 17, n. 2, p. 342–348, 2002.

CONEJO, A. J. et al. Day-ahead electricity price forecasting using the wavelet transform and ARIMA models. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 20, p. 1035–1042, 2005.

CONTRERAS, J. et al. ARIMA models to predict next-day electricity prices. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 18, p. 1014–2020, 2003.

CRAIGMILE, P. F.; GUTTORP, P. Space-time modelling of trends in temperature series. *Journal of Time Series Analysis*, v. 32, n. 4, p. 378–395, 2011.

DI CESARE, S. et al. Positive impacts in social life cycle assessment: state of the art and the way forward. *International Journal of Life Cycle Assessment*, v. 23, p. 406–421, 2018.

DIONGUE, A. K.; GUÉGAN, D.; VIGNAL, B. Forecasting electricity spot market prices with a k-factor GIGARCH process. *Applied Energy*, v. 86, p. 505–510, 2009.

GARCÍA-MARTOS, C.; RODRÍGUEZ, J.; SÁNCHEZ, M. J. Mixed models for short-run forecasting of electricity prices: Application for the Spanish market. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 22, n. 2, p. 544–552, 2007.

GOOIJER, J. G. D.; HYNDMAN, R. J. 25 years of time series forecasting. *International Journal of Forecasting*, v. 22, n. 3, p. 443–473, 2006.

GS1 BRASIL. Índice GS1 Brasil de Atividade Industrial tem Recuo em Outubro. Disponível em: <<https://noticias.gs1br.org/indice-gs1-brasil-de-atividade-industrial-tem-recuo-em-outubro/>>. Acesso em: 15 nov. 2020.

Avança 1,2% em Novembro. Disponível em: <<https://agenciadenoticias.ibge.gov.br/agencia-sala-de-imprensa/2013-agencia-de-noticias/releases/29833-producao-industrial-avanca-1-2-em-novembro>>. Acesso em: 11 jan. 2021.

KIRSCHEN, D. S.; STRBAC, G. *Fundamentals of Power System Economics*. 2. ed. Hoboken: Wiley, 2019.

KÖCHE, J. C. *Fundamentos de Metodologia Científica*. 34. ed. Petrópolis- RJ: Ed. Vozes, 2015.

M PINDORIYA, N.; NIWAS SINGH, S.; SINGH, S. An adaptive wavelet neural network-based energy price forecasting in electricity markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 23, n. 3, p. 1423–1432, 2008.

MOHER, D. et al. Preferred reporting items for systematic review and meta-analysis protocols (PRISMA-P) 2015 statement. *Revista Espanola de Nutricion Humana y Dietetica*, v. 20, p. 148–160, 2016.

MONTGOMERY, D. C.; JENNINGS, C. L.; KULAHCI, M. *Introduction to Time Series Analysis and Forecasting*. 1. ed. Hoboken, New Jersey: Wiley, 2011.

NOWOTARSKI, J.; WERON, R. Recent advances in electricity price forecasting: A review of probabilistic forecasting. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 81, p. 1548–1568, Jan. 2018.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (ONS), EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE), C. D. C. D. E. E. (CCEE). Previsão de Carga para o Planejamento Anual da Operação Energética Ciclo 2020 (2020-2024) - 1ª Revisão Quadrimestral de 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-305/topico-498/Apresentacao_CARGA_1ª_RQ_2020_site.pdf>. Acesso em: 15 nov. 2020.

OSÓRIO, G. J.; MATIAS, J. C. O.; CATALÃO, J. P. S. Electricity prices forecasting by a hybrid evolutionary-adaptive methodology. *Energy Conversion and Management*, v. 80, p. 363–373, Apr. 2014.

PAGANI, R. N.; KOVALESKI, J. L.; RESENDE, L. M. Methodi Ordinatio: a proposed methodology to select and rank relevant scientific papers encompassing the impact factor, number of citation, and year of publication. *Scientometrics*, v. 105, p. 2019–2135, 2015.

RICE, G.; WIRJANTO, T.; ZHAO, Y. Tests For Conditional Heteroscedasticity Of Functional Data. *Journal of Time Series Analysis*, 2020.

RODRIGUEZ, C. P.; ANDERS, G. J. Energy Price Forecasting in the Ontario Competitive Power System Market. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 19, n. 1, p. 366–374, 2004.

SHAO, Z. et al. A new electricity price prediction strategy using mutual information-based SVM-RFE classification. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 70, p. 330–341, 2017.

SHAYEGHI, H. et al. Simultaneous day-ahead forecasting of electricity price and load in smart grids. *Energy Conversion and Management*, v. 95, p. 371–384, 2015.

SHAYEGHI, H.; GHASEMI, A. Day-ahead electricity prices forecasting by a modified CGSA technique and hybrid WT in LSSVM based scheme. *Energy Conversion and Management*, v. 74, p. 482–491, 2013.

SHUTTLEWORTH, G.; MCKENZIE, I. A comparative study of the electricity markets in UK, Spain,

and Nord Pool: A Report for Confindustria. *NERA Economic Consulting*, 2002.

SINGH, N.; RANJAN MOHANTY, S.; DEV SHUKLA, R. Short term electricity price forecast based on environmentally adapted generalized neuron. *Energy*, v. 125, p. 127–139, 2017.

YANG, Z.; CE, L.; LIAN, L. Electricity price forecasting by a hybrid model, combining wavelet transform, ARMA and kernel-based extreme learning machine methods. *Applied Energy*, v. 190, p. 291–305, Mar. 2017.

ZHONG, H. et al. Implications of COVID-19 for the electricity industry: A comprehensive review. *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, v. 6, n. 3, p. 489–495, 2020.

ZIEL, F.; STEINERT, R. Probabilistic mid-and long-term electricity price forecasting. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 94, p. 251–266, 2018.

ZIEL, F.; STEINERT, R.; HUSMANN, S. Forecasting day ahead electricity spot prices: The impact of the EXAA to other European electricity markets. *Energy Economics*, v. 51, p. 430–444, 2015.

ZUMSTEG, J. M.; COOPER, J. S.; NOON, M. S. Systematic Review Checklist: A Standardized Technique for Assessing and Reporting *Reviews of Life Cycle Assessment Data*. *Journal of Industrial Ecology*, v. 16, p. S12–S21, 2012.

Análise da competitividade de usinas eólicas *offshore* no mercado de energia do Setor Elétrico Brasileiro

Analysis of offshore wind plants competitiveness in the energy market of the Brazilian Electrical Sector

Lucas Hékis da Paz¹

Sumário: 1. Introdução. 2. Revisão bibliográfica. 2.1. Energia Eólica. 2.1.1. Energia eólica no mundo. 2.1.2. Energia eólica no Brasil. 2.2. Setor Elétrico Brasileiro. 2.3. Análise de investimentos. 3. Tecnologia offshore e perspectivas no SEB. 4. Desenvolvimento 4.1. Premissas. 4.2. CAPEX. 4.3. Operação e manutenção. 4.4. Financiamento. 4.5. Custo do capital próprio. 4.6. Encargos setoriais e outros custos. 4.7. Receita de venda de energia. 4.8. Deduções da DRE. 5. Resultados e sensibilidades. 5.1. Base comparativa de preços. 5.2. Resultado (caso base). 5.3. Sensibilidade 1 – dólar e combinação. 5.4. Sensibilidade 2 – CAPEX. 5.5. Sensibilidade 3 – O&M e combinação 5.6 Sensibilidade 4 – operação comercial. 6. Conclusão. Bibliografia.

Resumo: A atenção mundial voltada às mudanças climáticas motivou, recentemente, a busca pelo desenvolvimento de fontes alternativas de energia limpa, de modo a reduzir a emissão de poluentes proporcionada pelas fontes convencionais, como carvão, petróleo e derivados. Nesse cenário destaca-se a fonte eólica, que perde apenas para a fonte hidráulica em termos de capacidade instalada renovável mundial. Embora a maior parte das instalações eólicas no mundo seja *onshore*, as instalações *offshore* são destaque recente. Essa tecnologia “fora da costa”, geralmente instalada nos oceanos, enfrenta um processo construtivo mais caro, complicado e robusto. Em contrapartida, encontra melhor recurso energético – ventos mais fortes, constantes e menos turbulentos. No Brasil, a fonte eólica *onshore* é presença importante na composição da matriz geradora do Setor Elétrico Brasileiro. Impulsionada inicialmente pelo advento de políticas governamentais de incentivo, rapidamente tornou-se competitiva neste mercado, em virtude do abundante recurso energético disponível e da importante redução de custos observada nos últimos anos. Recentemente, a fonte eólica *offshore* foi incluída como candidata à expansão do parque gerador pela primeira vez no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2029, porém o documento indicou que a tecnologia não se mostrou competitiva, ainda apresentando altos custos se comparada com as demais fontes. Hoje no país, embora não tenha parque *offshore* em operação, há seis projetos em fase de licenciamento ambiental prévio. Nesse contexto, este trabalho analisa a competitividade da tecnologia eólica *offshore* no âmbito de mercado do Setor Elétrico Brasileiro, através da estimativa do aproveitamento energético em um ponto situado na costa do estado do Rio Grande do Norte. Para isso, observou-se o arcabouço regulatório desse mercado, além de referências de custos de instalação e operação. A utilização de ferramentas de análise de risco permite valorar o preço da energia a ser vendida que contempla retorno financeiro

¹ Engenheiro eletricista graduado pela Universidade Federal de Santa Catarina.
E-mail: lucas.hekis@gmail.com

atrativo ao empreendedor. Por fim, a comparação dos resultados obtidos frente a preços praticados no mercado enseja a percepção da competitividade da tecnologia offshore no Setor Elétrico Brasileiro. Os resultados mostraram que os custos de instalação praticados hoje mostram que a tecnologia não é competitiva. Entretanto, observou-se que a redução desses custos, considerando suas projeções para um horizonte de dez anos, torna o projeto competitivo dentro do cenário atual do mercado. Ademais, investigou-se que a utilização de diferentes cotações do dólar resultou em importantes sensibilidades aos resultados.

Palavras-chave: Energia eólica; Energia eólica offshore; Análise de investimentos.

Abstract: Global attention to climate change has recently motivated the pursuit for the development of alternative sources of clean energy, in order to reduce the emission of pollutants provided by conventional sources, such as coal, oil and its products. In this scenario, the wind source stands out, which is the second electrical energy source in terms of global renewable installed capacity, losing only to hydraulic. Although most wind installations in the world are onshore, offshore installations are growing worldwide. The offshore technology, usually installed in the oceans, faces a more expensive, complicated and robust construction process. On the other hand, it meets a better energy resource - stronger, more constant and less turbulent winds. In Brazil, the onshore wind source composes an important part of the generating matrix of the Brazilian Electric Sector. Initially driven by the advent of government incentive policies, it quickly became competitive in this market, due to the abundant energy resource and the important cost reduction observed in recent years. Recently, the offshore wind source was included as a candidate for the expansion of the generating matrix for the first time in the 10-year Energy Expansion Plan (PDE) 2029, however the document indicates that the technology is not competitive, still presenting high costs compared to other sources. Nowadays there are six offshore projects in the process of preliminary environmental licensing, although there is no plant in operation. In this context, this monography analyzes the offshore wind technology competitiveness in the Brazilian Electric Sector market, through the estimation of energy generation on the coast of the state of Rio Grande do Norte. For this analysis, the regulatory framework of this market was observed, in addition to installation and operation costs estimations. The use of risk analysis tools allows to value the price of the energy to be sold that has an attractive financial return. Finally, the comparison of the results with the prices practiced in the market allows examining the competitiveness of offshore technology in the Brazilian Electric Sector. The results indicated that the installation costs practiced nowadays present that the technology is not competitive. However, it was observed that the reduction of these costs, considering projections for a ten-year horizon, makes the project competitive within the current market scenario. In addition, it was investigated that the use of dollar quotations variations resulted in important sensitivity to the results.

Keywords: Wind energy; Offshore wind energy; Investment analysis.

1. Introdução

A utilização de energia através do movimento das massas de ar não é novidade - é empregada na agricultura, transporte e indústria há milhares de anos. Em contrapartida, a geração de energia elétrica através desse insumo surgiu há pouco mais de um século, no Reino Unido e nos Estados Unidos, nos anos de 1887 e 1888, respectivamente. A turbina eólica moderna de eixo horizontal, por sua vez, foi desenvolvida pela primeira vez na Dinamarca em 1891, onde também, em 1897, iniciou-se a operação de um aerogerador de aproximadamente 23 metros de altura (IEA; IRENA, 2016). Desde então, essa tecnologia vem obtendo espaço relevante no setor elétrico mundial, principalmente no século XXI, liderada por Estados Unidos, Europa e China. A capacidade instalada mundial de usinas eólicas cresceu de 7,5 GW em 1997 (IEA; IRENA, 2016) para mais de 563 GW em 2018 (IRENA, 2019b).

O rápido crescimento das usinas eólicas provocou uma escassez de áreas com viabilidade de construção de novos empreendimentos, sobretudo na Europa. Consequentemente, urgiu a necessidade de expandir essa tecnologia para fora da costa – *offshore* – onde são encontradas vantagens, como ventos mais fortes e constantes, e desvantagens, como custos de construção e operação mais altos. Em vista disso, apoiada também por políticas governamentais de incentivo, a tecnologia *offshore* cresceu de 2 GW, em 2009, para mais de 23 GW instalados em 2018, liderado por Europa e China (IEA; IRENA, 2016).

Já no Brasil, as usinas eólicas são presença consolidada e hoje compõem aproximadamente 11,6% da potência outorgada na matriz eletroenergética – todas onshore (ANEEL, 2020b). Incentivadas primeiramente pelo advento do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), o qual contratou 1.304 MW de potência dessa fonte, o segmento de energia eólica no Brasil mostra-se cada vez mais competitivo hoje, constituindo mais de 15 GW de capacidade instalada no país (ANEEL, 2020b). O sucesso dessa fonte no mercado brasileiro deu-se principalmente por rápido tempo de construção, redução dos custos de CAPEX² e OPEX³, aumento da capacidade instalada por turbina e incentivos governamentais, o que as tornou bastante competitiva frente às fontes convencionais (hidráulica e térmica).

Recentemente, a fonte eólica *offshore* foi incluída pela primeira vez no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2029, o qual estabelece as diretrizes energéticas no horizonte de médio prazo, publicado pelo Ministério de Minas e Energia (MME). Essa tecnologia foi considerada como candidata à expansão do parque gerador a partir 2027, também enfrentando perspectivas de custo-benefício entre o aproveitamento de melhor recurso energético versus custos maiores de implantação e operação.

Portanto, sob a ótica de um investidor, é de interesse analisar a competitividade da fonte eólica *offshore*, considerando os atuais patamares de custos praticados em outros mercados e o aproveitamento energético dessa tecnologia. Ademais, também é relevante perceber a influência de diferentes elementos na composição do preço da energia a ser vendida, e como variações em seus custos impactam o resultado do projeto.

2 Despesas com aquisição de bens

3 Despesas operacionais

2. Revisão bibliográfica

A análise deste trabalho está fundamentada em conhecimentos de diversas áreas. Sendo assim, este capítulo foi estruturado em três subseções. A primeira aborda aspectos físicos da energia eólica e características e custos das tecnologias *onshore* e *offshore*. A seção seguinte trata de temas do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), que permitem compreender o contexto de mercado desta análise. Já a última subseção trata de análise de investimentos, revisando conceitos de fluxo de caixa e análise econômica.

2.1 Energia eólica

Usinas eólicas geram eletricidade a partir da energia cinética do ar em movimento. Essa energia cinética é captada pela turbina eólica, através do alcance da área varrida pelo rotor e, a partir disso, é transformada em energia elétrica. Esse processo depende, dentre outras variáveis, das características técnicas dos aerogeradores, topografia do terreno e do recurso energético - velocidade do vento. Um parque eólico, por sua vez, é composto por um conjunto dessas turbinas, dispostas de forma adequada, dentro de um mesmo sítio.

Uma característica da fonte eólica é a sua intermitência, ou seja, não é uma geração despachável como as hidrelétricas com reservatório e as termelétricas. Em outras palavras, a fonte eólica só é capaz de gerar energia uma vez que há disponibilidade do recurso energético – o vento. Quando a velocidade do vento é nula, a geração de energia elétrica também é nula. Além disso, não são capazes de armazenar energia, como os reservatórios das hidrelétricas e os sistemas de bateria. Essa característica de despacho não controlável é um desafio para a operação dos sistemas de energia nos quais a fonte eólica está inserida. Embora apresente essa incerteza como ponto negativo, a energia eólica possui baixo custo de produção, e é cada vez mais competitiva no Brasil e no mundo. Queda nos preços dos componentes, bem como aumento na capacidade instalada por turbina foram determinantes para seu sucesso.

2.1.1 Energia eólica no mundo

A recente preocupação com as mudanças climáticas, acordos internacionais por redução da emissão de poluentes, bem como volatilidade nos preços do petróleo nos últimos anos exigiu o desenvolvimento de produção alternativa de energia – como as “novas renováveis” solar e eólica. Nas últimas décadas, a fonte eólica teve papel marcante na transformação energética global, considerando esses elementos elencados. Atualmente, em termos de capacidade instalada, a energia eólica perde apenas para a energia hidráulica entre as fontes renováveis de energia. Avanços na tecnologia e consequente redução dos custos foram precursores desse crescimento (IRENA, 2019a).

A fonte eólica *onshore*, comparativamente à *offshore*, apesar de apresentar menor custo de implantação, geralmente encontra obstáculos como recurso energético pior e limitação física em regiões muito povoadas. Já a tecnologia eólica *offshore*, embora apresente as vantagens energética e de espaço físico, por ser menos competitiva em custos, representa uma porção ainda tímida se comparada com a *onshore*.

A tecnologia *onshore* representa a maior parte das instalações eólicas no mundo. Naturalmente, sua construção é mais fácil por ser em terra firme, além de ser mais barata em relação à *offshore*. Cada vez mais, nos mercados globais, essa fonte se tornou competitiva, em que políticas energéticas de incentivo e metas de atingir acordos internacionais de emissão de poluentes foram catalisadores desse processo.

Além desses motivos citados, a queda nos custos de forma considerável ao longo do tempo, totalizando 70% no período de 1983 a 2017 (IRENA, 2018), foi determinante para a marca de mais de 600 GW instalados no mundo atualmente. O custo total de instalação, conforme apresentado na Tabela 1, é projetado para variar entre USD 650 a 1.000 /kW em 2050 (IRENA, 2019a). Avanços na tecnologia e em processos de fábrica permitem reduzir o custo das turbinas, as quais constituem a parte majoritária do custo total do projeto, e, consequentemente, o desenvolver essa fonte no cenário mundial.

Tabela 1 - Evolução da capacidade instalada e do custo de instalação – eólica *onshore*

Ano	Capacidade	Custo [USD ₂₀₁₈ /
	Instalada [GW]	kW]
2010	17	1913
2018	542	1497
2030	1787	800 ~ 1350
2050	5044	650 ~ 1000

Fonte: Adaptado de IRENA (2019a).

Esse custo de instalação, ao ser discriminado entre os elementos que o compõem, atribui às turbinas sua maior porção. Fundação, conexão à rede e outros custos de capital compõem as demais partes. A Tabela 2 apresenta a discriminação do custo de instalação. O custo da turbina inclui também pás, torre e transformador, enquanto a conexão à rede pode incluir transformador e subestação, além de conexão à rede.

Tabela 2 – Composição do custo total de instalação – eólica *onshore*

Custo	Parcela [%]
Turbina eólica	65 ~ 84
Conexão à rede	9 ~ 14
Custos de construção	4 ~ 16
Outros custos de capital	4 ~ 10

Fonte: IRENA (2012).

A energia eólica *offshore*, por sua vez, apresenta um cenário diferente da *onshore*. Por estar instalada fora da costa, geralmente nos oceanos, enfrenta um processo construtivo mais complicado e robusto, principalmente em virtude da fundação e do acesso. Em contrapartida, encontra melhor

recurso energético e menos restrições de conformidade de níveis de ruído e de espaço.

Nos últimos anos essa tecnologia tem apresentado diversas melhorias, as quais incluem redução de custos e ganhos de eficiência. Além disso, é uma alternativa encontrada para países muito populosos e que encontram nos oceanos oportunidade para gerar energia limpa, devido à limitação de área terrestre. Apoiada também por políticas energéticas de incentivo, China, Reino Unido e Alemanha concentram hoje grande parte da sua capacidade instalada mundial (IRENA, 2019a).

Conforme exposto anteriormente, os avanços nessa tecnologia se devem a (i) aperfeiçoamento na turbina (projetos elaborados especificamente para *offshore*), (ii) O&M e (iii) maturidade dos desenvolvedores. Entretanto, o custo médio verificado de instalação desses projetos percebeu uma queda de apenas 5%, contra 22% da *onshore*, entre 2010 e 2018. Essa tímida redução é explicada pelo desenvolvimento recente de projetos em águas mais profundas, os quais aumentaram os custos de fundação, conexão à rede e instalação, enquanto por volta de 2010 as instalações eram feitas em águas mais rasas (IRENA, 2019a). A Tabela 3 mostra, entretanto, uma projeção de redução significativa nos custos para o horizonte de médio e longo prazo, explicando o progresso projetado para essa tecnologia.

Ao discriminar esses custos, é possível observar, portanto, sua diferente composição em relação à da eólica *onshore*. Conforme supracitado, a construção é mais complexa, bem como a conexão à rede, resultando em custos mais elevados. Falta de experiência da indústria no desenvolvimento do projeto, além de complexidades no cabeamento em alto mar implicam, sobretudo, na participação maior desses custos na composição relativa do custo total (IRENA, 2012), conforme exposto na Tabela 4.

Tabela 3 – Evolução e projeção da capacidade instalada e do custo total de instalação – eólica *offshore*

Ano	Capacidade	
	Instalada [GW]	Custo [USD ₂₀₁₈ /kW]
2010	0,1	4572
2018	23	4353
2030	228	1700 ~ 3200
2050	~ 1000	1400 ~ 2800

Fonte: IRENA (2019a).

Tabela 4 – Composição do custo total de instalação – eólica *offshore*

Custo	Parcela [%]
Turbina eólica	30 ~ 50
Conexão à rede	15 ~ 30
Custos de construção	15 ~ 20

Outros custos de
capital 8 ~ 30

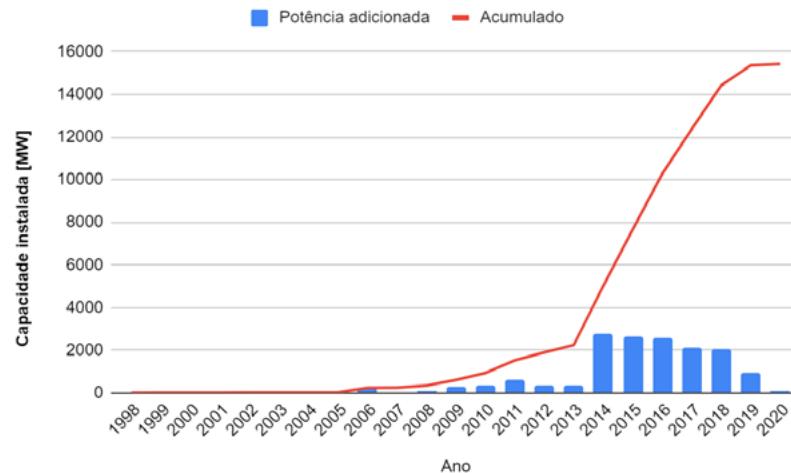
Fonte: IRENA (2012).

Já os gastos com operação e manutenção (O&M) de eólicas *offshore* são maiores que os da eólica *onshore*, em função da complexidade em acessar as turbinas em alto mar (IRENA, 2018). IRENA (2018) aponta custos estimados entre USD 109/kW/ano e USD 140/kW/ano, porém com potencial de redução para USD 79/kW/ano em 2025.

2.1.2 Energia eólica no Brasil

No Brasil, a primeira turbina eólica instalada foi em 1992 em Fernando de Noronha (PE), com um gerador de 75 kW, desenvolvida pela Universidade Federal de Pernambuco (UFPE) em parceria com a Companhia Energética de Pernambuco. Em 1994, foi instalada a primeira usina eólica conectada ao SIN, realizado pela Companhia Energética de Minas Gerais em Minas Gerais, a Central Eólica Morro do Camelinho, a qual possui 4 geradores de 250 kW cada (ANEEL, 2005). A partir disso, o país observou outras instalações, embora tímidas. O cenário, entretanto, mudou com a instituição do PROINFA, a partir da Lei nº 10.438/2002. Esse programa governamental permitiu a contratação de 1.304 MW de projetos eólicos (EPE, 2018). Posteriormente, houve a primeira participação da fonte em um leilão de energia, o Leilão de Fontes Alternativas de 2007, embora sem comercialização de energia. Essa situação veio a acontecer somente no Leilão de Reserva de 2009. A partir disso, observou-se uma grande inserção dessa fonte no país principalmente a partir de 2014, mostrado pela Figura 1, em que os principais vetores dessa expansão foram os leilões regulados e, naturalmente, a competitividade da fonte. Hoje são mais de 15 GW instalados dessa fonte na matriz elétrica brasileira, representando aproximadamente 9% de toda capacidade instalada, em que se destaca, sobretudo, o potencial eólico do Nordeste devido a seu excelente recurso energético

Figura 1 - Adição anual e acumulado de capacidade instalada de usinas eólicas



Fonte: Adaptado de ANEEL (2020a).

Destaca-se que toda essa informação apresentada para o país se refere à fonte eólica *onshore*. Salienta-se, portanto, que atualmente não há nenhum parque eólico *offshore* instalado no Brasil.

2.2. Setor Elétrico Brasileiro

O objetivo deste trabalho é analisar uma usina eólica *offshore* dentro do mercado de energia elétrica brasileiro. Portanto, serão abordados alguns aspectos inerentes ao contexto do SEB, os quais implicam de forma direta na análise.

Com a instauração do novo modelo do SEB, foram estabelecidos os ambientes de contratação – livre (ACL) e regulado (ACR). Enquanto no ACL as condições contratuais são livremente negociadas entre as partes em contratos bilaterais, no ACR as obrigações são reguladas pela ANEEL. No ACL participam os agentes geradores, comercializadores, bem como consumidores livres e especiais, em que as disposições de preço e tipo de contrato são estabelecidas livremente entre as partes (BRASIL, 2004a).

Em contrapartida, no ACR participam como vendedores as figuras de geradores e comercializadores⁴, e como compradoras as distribuidoras. Nesse ambiente, a contratação de energia é efetuada através de leilões regulados pela ANEEL e promovidos pela CCEE, nos quais os preços também são estabelecidos para cada licitação. As cláusulas contratuais são determinadas pela própria agência reguladora, e os contratos são firmados entre os agentes vendedores e as distribuidoras. Nesta esfera, as distribuidoras observam sua necessidade de compra de acordo com o crescimento de seu mercado cativo e declaram, assim, o montante de energia que desejam contratar. A partir disso, vencem os agentes que ofertam o menor preço de venda da energia, ao passo que os valores de compra da energia são repassados aos consumidores regulados, obedecendo determinadas condições. (BRASIL, 2004a).

Todos os contratos de comercialização de energia, seja no ACR ou ACL, devem ser registrados na CCEE, que verifica quanto foi efetivamente produzido ou consumido por cada agente. As diferenças entre o contratado e o medido são valoradas ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Ou seja, se um gerador produziu mais energia do que vendeu em contratos, recebe essa diferença pelo PLD.

Os contratos de compra e venda de energia, seja no ACR ou ACL, devem estar totalmente cobertos por lastro (BRASIL, 2004a). Ou seja, para um consumidor, 100% de sua carga deve estar contratada, assim como, para um gerador, todos os seus contratos de venda devem estar lastreados. Nesse sentido, pelo lado da geração o lastro é a garantia física (GF) do empreendimento. EPE (2020a) define que “a GF determina a quantidade de energia que um equipamento de geração consegue suprir, dado um critério de suprimento definido”. Sendo assim, o máximo de energia que um empreendimento de geração pode comercializar é a sua GF. Já para um consumidor lastrear sua carga, deve constitui-la com a GF de terceiros, mediante contratos de compra de energia (BRASIL, 2004a).

Para empreendimentos hidrelétricos e termelétricos despachados centralizadamente pelo ONS, a GF da usina é proporcional a sua contribuição na energia suprida pelo sistema, a partir de um critério de suprimento. Já para empreendimentos eólicos e solares, a GF é calculada a partir de dados de produção de energia, certificados por entidades independentes, considerando a disponibilidade do recurso energético no local (EPE, 2020a). Especificamente para as usinas eólicas, o cálculo da GF de

⁴ As comercializadoras podem negociar energia somente em leilões de ajuste e energia existente.

novos empreendimentos considera a produção anual de energia certificada, dada uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a 90%, bem como taxas de indisponibilidade forçada (TEIF) e programada (IP), além de consumo interno e perdas elétricas até o ponto de medição da usina, conforme descrito na Equação 3 (BRASIL, 2016).

$$GF = \frac{[P90 \cdot (1 - TEIF) \cdot (1 - IP) - \Delta P]}{8760} \quad (1)$$

Em que:

GF = garantia física [MWméd];

P90 = produção anual de energia certificada referente ao valor de energia anual com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a noventa por cento [MWh];

TEIF = taxa equivalente de indisponibilidade forçada [pu];

IP = indisponibilidade programada [pu];

ΔP = consumo interno anual e perdas elétricas até o ponto de medição da usina [MWh];

8760 = número de horas do ano.

A garantia física da usina, para fins de contabilização, deve ser discriminada em períodos de comercialização. Nesse contexto, sazonalização é a distribuição do volume anual de energia em valores mensais, enquanto a modulação é a distribuição do volume mensal de energia em valores horários (CCEE, 2020b). Assim sendo, a entrega contratual por parte do vendedor pode observar curvas de sazonalização e modulação distintas, de acordo com o contrato acordado com o comprador. Essas distribuições mensais e horárias da energia podem variar de acordo com o perfil da carga, da geração, *flat*, ou acordado entre as partes. O descasamento entre a distribuição acordada no contrato e o efetivamente entregue pelo gerador é valorada ao PLD (CCEE, 2020b).

2.3. Análise de investimentos

A análise deste trabalho é fundamentada no cálculo do preço da energia a ser vendida, considerando uma taxa de retorno dada pelo investidor. Para isso será apresentada uma Demonstração do Resultado do Exercício (DRE), a fim de resumir os resultados financeiros da empresa.

A DRE permite apurar o resumo financeiro dos resultados da empresa (GITMAN, 2010). Considera-se, portanto, receitas e despesas para auferir o resultado. A partir disso, são gerados os fluxos de caixa do projeto.

Tabela 5 - Modelo de DRE

Discriminação	Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
(+) Receita Bruta	\$	\$	\$	\$	\$	\$
(-) PIS ⁵ /COFINS ⁶	\$	\$	\$	\$	\$	\$
= Receita Líquida	\$	\$	\$	\$	\$	\$
(-) Custo Variável do Produto	\$	\$	\$	\$	\$	\$
Vendido						
= Margem de Contribuição	\$	\$	\$	\$	\$	\$
(-) Despesas variáveis	\$	\$	\$	\$	\$	\$
= Margem de Contribuição	\$	\$	\$	\$	\$	\$
Líquida						
(-) Custos e despesas fixas	\$	\$	\$	\$	\$	\$
(-) Depreciação	\$	\$	\$	\$	\$	\$
(-) Despesas Financeiras (juros)	\$	\$	\$	\$	\$	\$
= Lucro antes do IR ⁷ e CSLL ⁸	\$	\$	\$	\$	\$	\$
(-) IR	\$	\$	\$	\$	\$	\$
(-) CSLL	\$	\$	\$	\$	\$	\$
= Lucro após IR e CSLL	\$	\$	\$	\$	\$	\$

Fonte: Bourscheidt (2016).

A partir da DRE, é possível projetar o fluxo de caixa do investidor, conforme exposto na Tabela 6. Com isso, será feita a análise econômica do projeto.

Os critérios a serem utilizados são baseados, conforme supracitado, em fluxo de caixa descontado a uma determinada taxa. Essa taxa, denominada Taxa Mínima de Atratividade (TMA), deve contemplar o retorno mínimo exigido para o investidor.

Tabela 6 - Modelo de fluxo de caixa do investidor

	Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
= Lucro após IR e CSLL	\$	\$	\$	\$	\$	\$
(+) Depreciação	\$	\$	\$	\$	\$	\$
(-) Amortização do financiamento	\$	\$	\$	\$	\$	\$
(-) Investimento inicial	\$					
(+) Liberação do financiamento	\$					
(+) Valor residual						\$
= Fluxo de caixa do investidor	\$	\$	\$	\$	\$	\$

Fonte: Bourscheidt (2016).

Bourscheidt (2016) indica que a determinação da TMA é complexa e considera critérios objetivos e subjetivos, variando de acordo com cada empresa. Gitman (2010) aponta que a TMA deve considerar o custo de capital do projeto, contemplando juros de financiamento e remuneração dos acionistas, a fim de adicionar valor à firma.

5 PIS: Programa de Integração Social

6 COFINS: Contribuição para Financiamento da Seguridade Social

7 IR: Imposto de Renda

8 CSLL: Contribuição Social sobre o Lucro Líquido

Damodaran (2002) discute que há diferentes usos do fluxo de caixa descontado, com diferentes taxas de desconto. O fluxo de caixa do acionista considera a taxa de desconto do acionista, sendo o custo de capital próprio. Já o fluxo de caixa da firma utiliza a média ponderada do custo de capital (WACC) como taxa de desconto. Na modelagem do fluxo de caixa do acionista, ao contrário do fluxo de caixa da empresa, são consideradas despesas decorrentes de financiamento. Cumpre destacar que a análise deste projeto é sob a ótica do investidor; portanto, será utilizado o fluxo de caixa do acionista, conforme modelo da Tabela 6. Para atestar a viabilidade econômica do projeto, se o VPL for positivo deve-se aceitar investir no projeto, pois é capaz de gerar um retorno maior que a TMA. Caso contrário (VPL negativo), deve-se rejeitar (BRASIL, 2004b).

Assaf Neto (2008) comenta que o custo de capital próprio representa o retorno esperado pelo acionista ao investir seu capital próprio. Esse custo é descrito pela Equação 2.

$$Ke = R_f + \beta \cdot (R_m - R_f) \quad (2)$$

Em que:

β = constante que representa o risco associado ao tipo do investimento;

R_f = taxa de juros livre de risco;

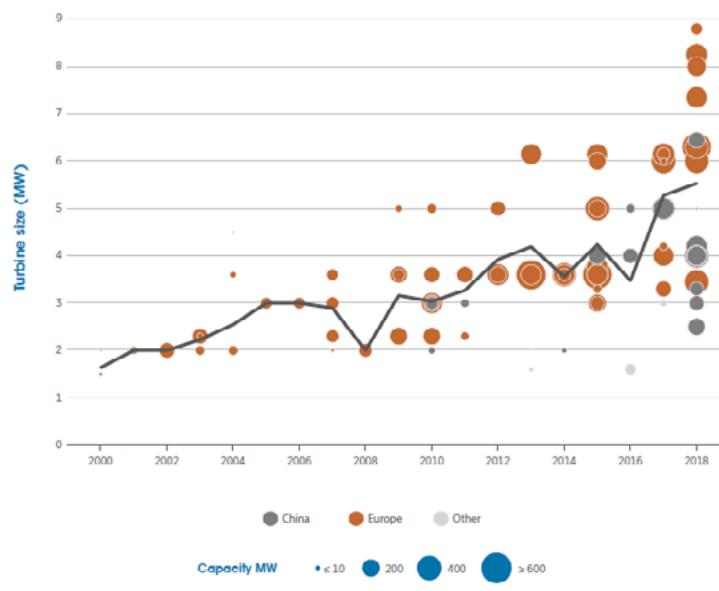
R_m = taxa de remuneração do mercado.

A taxa livre de risco é comumente utilizada como a Selic, representando um investimento sem risco. Já para taxa de remuneração de mercado pode-se utilizar a rentabilidade do índice Bovespa como referência. A constante β , por sua vez, expressa o risco associado ao investimento, em que valores maiores que 1 representam maior retorno, embora mais risco associado. Valores menores que 1 representam menos risco, embora menor retorno (ANGELOPOULOS et al, 2016).

3. Tecnologia offshore e perspectivas no SEB

As primeiras turbinas instaladas no mar foram baseadas na tecnologia *onshore* existente. Entretanto, ultimamente foram desenvolvidos projetos específicos para o uso dessa tecnologia no mar, ensejando tamanhos de turbina cada vez maiores (IRENA, 2012). Pelo fato de haver menos turbulência no mar, as pás podem girar mais próximas da base (neste caso, a água). Com isso, são verificadas turbinas com potências também maiores, conforme exposto na Figura 2, em que o eixo das ordenadas apresenta a capacidade das turbinas em MW, o eixo das abscissas representa os anos, e o tamanho do círculo é o tamanho do projeto em MW.

Figura 2 - Evolução do tamanho da turbina de projetos eólicos offshore



Fonte: IRENA (2019c).

Em relação à conexão à rede básica de transmissão do SIN, EPE (2020b) pontua algumas observações. A elevada capacidade instalada de parques *offshore*, por exemplo, provoca dificuldade em encontrar margem de escoamento em determinados pontos de conexão. Além disso, questões de segurança elétrica do sistema e ambientais também são pontos de atenção. Ademais, apesar de a regulamentação atual prever a conexão tanto de usinas *onshore* quanto *offshore*, pode haver condições específicas para facilitar a conexão das usinas *offshore*. Nesse contexto, deve-se obedecer ao critério de mínimo custo global ao sistema sob a ótica do planejador da expansão, continua EPE (2020b).

Na perspectiva ambiental, desde a fase da concepção do projeto até a entrada em operação comercial há o processo de licenciamento. Esse rito é seguido em três etapas, contemplando licenças prévia, de instalação e de operação. Para o caso da tecnologia *offshore*, por estarem localizadas em território da União, o licenciamento ambiental deve ser concedido pelo Ibama. Além disso, para estar autorizado a instalar um parque eólico no mar, o empreendedor deve ter interface com outros órgãos, como a Secretaria de Patrimônio da União e da Marinha. Há também questões ambientais relacionadas à pesca, ruído acústico, campo eletromagnético e suas relações com o habitat marinho. Outros pontos de atenção são os requisitos visuais do local, bem como rota de navios e barcos (EPE, 2020b).

4. Desenvolvimento

Conforme discutido, segundo EPE (2020b), a tecnologia *offshore* apresenta alto custo de investimento, não se mostrando candidata à expansão indicativa do PDE 2029. O objetivo, portanto, é quantificar a que preço de venda de energia um projeto se viabilizaria e, com isso, analisar a competitividade dessa fonte no mercado brasileiro. A partir disso, será observada a sensibilidade do preço da energia a variações da CAPEX, OPEX e outros parâmetros. Para elaborar a análise serão adotadas algumas premissas, como estimativa de geração eólica, garantia física e tipo de contrato.

Inicialmente foram considerados referências de CAPEX e OPEX praticados no mercado internacional. Desse modo, foi possível calcular o financiamento do projeto, respeitando determinadas premissas, detalhadas adiante. A partir disso, foi utilizada uma estimativa de geração eólica indicada por EPE (2020b), um único contrato, na modalidade quantidade, com a entrega do produto energia de

acordo com o perfil da geração. Ademais, foram calculados custos regulatórios pertinentes ao SEB, também adotando premissas que serão detalhadas.

A etapa de modelagem econômico-financeira utiliza essas considerações supracitadas, sendo possível calcular o fluxo de caixa livre do acionista. Com isso, e considerando determinada taxa de retorno, será possível calcular o preço de venda da energia que viabiliza o projeto, sob a ótica do investidor. Sendo assim, será possível compará-lo com o praticado no mercado brasileiro, tanto pela energia eólica *onshore*, quanto por outras fontes.

4.1 Premissas

Nesta Seção são descritos os dados utilizados para fins de modelagem econômico-financeira, na qual utilizou-se algumas premissas a fim de modelar a usina eólica *offshore*. Aspectos como receita de venda de energia, CAPEX e OPEX, custos regulatórios, financiamento serão abordados, os quais influenciam diretamente no preço da energia. Salienta-se que, para a resolução do problema, foi utilizado a função Solver do programa Microsoft Excel, em que foi perseguido um valor de taxa de retorno, alterando-se o preço da energia.

Como premissa, foi adotado um complexo eólico localizado no Rio Grande do Norte, de 300 MW de capacidade instalada para fins desta modelagem. Em relação à comercialização de energia, é considerada a venda de 100% da garantia física da usina, assumindo um único contrato, produto quantidade e com sazonalização e modulação da energia de acordo com o perfil da geração. Ou seja, não será examinado nesta análise compra ou venda de energia no MCP, a qual seria valorada ao PLD. A duração deste contrato será de 25 anos, equivalente ao tempo de vida da usina (EPE, 2020b). A entrada em operação comercial se dará em 2025, de acordo com prazos de desenvolvimento, pré-construção e construção apresentados por EPE (2020b).

Além disso, será utilizado para este trabalho USD 1,00 = BRL 4,00 para fins de conversão dos custos praticados nos mercados internacionais, haja vista destas referências obtidas em dólar. Ademais, para a inflação será adotado o Índice de Preços para o Consumidor Amplo (IPCA) como sendo 3,5% ao ano, conforme projeção do Boletim Focus.

4.2 CAPEX

Para o investimento total de implantação, foram observados custos praticados nos mercados internacionais, haja vista da inexistência de usinas eólicas *offshore* no mercado brasileiro atualmente. Nesse sentido, são apresentados custos médios praticados em mercados internacionais na Tabela 3, bem como projeções para o horizonte de médio e longo prazo. O empreendimento deste trabalho em análise, portanto, considera um CAPEX de USD 4.000,00 / kW, sendo este custo representativo de acordo com esse cenário praticado internacionalmente. Sendo assim, considerando a conversão exposta na Seção 4.1, o investimento será da ordem de R\$ 16.000,00 / kW.

A estrutura desse custo de investimento, portanto, é apresentada na Tabela 7, naturalmente considerando o indicado na Tabela 4. Cumpre salientar que a análise deste trabalho contempla

um projeto que possui capacidade instalada de 300 MW. Portanto, cada componente de CAPEX apresentado contempla o custo total.

Tabela 7 - Estrutura de custos do projeto

Item	%	CAPEX [R\$ milhões]
Turbina eólica	43	2.064
Fundações	24	1.152
Infraestrutura elétrica	18	864
Outros custos de capital	15	720
Total		4.800

Fonte: Elaborado pelo Autor.

4.3 Operação e manutenção

Os custos de O&M contemplam atividades de manutenção corretiva e preventiva, bem como controle de planejamento e operação da usina. Esses custos naturalmente são maiores que os praticados em projetos eólicos *onshore*, em função da dificuldade de acesso ao local e das condições impostas pelo mar, conforme discutido na Seção 2.1.1, que também apresenta estimativa desses custos já praticados em mercados internacionais.

O projeto analisado neste trabalho, portanto, exprime um custo anual da ordem de USD 100,00 /kW. Sendo assim, considerando a conversão de dólar para real, bem como a capacidade instalada do projeto em questão, expostas na Seção 4.1, o gasto anual com O&M considerado é de R\$120 milhões. Cumpre destacar que a despesa anual com seguro de operação já é englobada por esse valor.

4.4 Financiamento

A implementação do projeto fictício deste trabalho contempla um financiamento concedido pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), na modalidade de Sistema de Amortização Constante, com alavancagem de 80%. Ou seja, 80% do total do investimento do projeto será financiado pelo BNDES, enquanto os outros 20% serão providos pelos acionistas da empresa.

Essa operação leva em conta período de carência até o ano de entrada em operação comercial (2025), com pagamento de juros durante esse período, com prazo para amortização da dívida de 18 anos. A taxa de juros do financiamento é de 7,22% nominal ao ano (a.a.), considerando uma taxa de longo prazo de 2,26% a.a., IPCA de 3,5% a.a. e um *spread* do BNDES de 1,3% a.a.

4.5. Custo do capital próprio

Para calcular o preço da energia a ser vendida, deve-se atender a um critério de taxa de retorno do investimento, conforme discutido na Seção 2.3. Nesse sentido, dependendo se a análise é feita em cima do fluxo de caixa da empresa ou do acionista, há taxas de retorno diferentes. Ao efetuar a análise sob a ótica do fluxo de caixa do acionista, deve-se considerar o custo do capital próprio como taxa de retorno. Por outro lado, sob a ótica do fluxo de caixa da empresa, deve-se utilizar o WACC como taxa de retorno. Sendo assim, será calculado o custo de capital próprio.

Nesse sentido, para o cálculo do custo de capital próprio, será utilizado:

$R_m = 10,9\%$, referente à variação do índice Bovespa dos últimos 20 anos,

$R_f = 5\%$, referente à projeção para a Selic do Boletim Focus – horizonte 2022,

$Beta = 1,07$, coeficiente para a indústria de energia renovável (DAMODARAN, 2020).

Com isso, utilizando a Equação 2, o custo de capital próprio é de 11,31% nominal.

4.6. Encargos setoriais e outros custos

A estrutura dos custos setoriais a serem pagos pela usina compreende a Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE), Encargo de Uso do Sistema de Transmissão (EUST) e taxa CCEE. Referem-se a contribuições para cobertura dos custos da ANEEL e CCEE, bem como encargo pelo uso da malha de transmissão. Esses custos são apresentados na Tabela 8.

Tabela 8 - Custos e encargos setoriais

Custo regulatório	Valor anual [R\$]
EUST	R\$ 12.834.000,00
TFSEE	R\$ 917.676,00
Taxa CCEE	R\$ 229.419,00

Fonte: Elaborado pelo Autor.

A TFSEE compreende o pagamento de encargo para cobrir custos de funcionamento da ANEEL, e é paga por consumidores e agentes de geração, transmissão e distribuição. Seu custo compreende 0,4% o Benefício Econômico Típico Unitário, o qual é fixado em R\$ 764,73/kW para o exercício de 2020. Sendo assim, deve-se multiplicar pela capacidade instalada da usina para chegar ao valor anual a ser pago (BRASIL, 1996).

A taxa CCEE compreende a cobertura de custos da CCEE, pago por todos os agentes registrados. Para fins de modelagem, será adotado o equivalente a 25% da TFSEE.

O EUST contempla o pagamento da TUST, a qual é estabelecida a partir de um modelo computacional e envolve a cobertura dos custos do sistema de transmissão. Esses custos são rateados entre geradores e consumidores (50% para cada segmento) e pagos para todas as transmissoras do sistema (ANEEL, 2013). Para esta análise será utilizada a média das TUSTs definidas para as centrais geradoras participantes do Leilão de Energia Nova A-6 de 2019 (Resolução Homologatória da ANEEL nº 2.603, de 2019), equivalente a R\$ 7,13 /kWmês. Além disso, será considerado desconto de 50% na tarifa, conforme estabelece Brasil (1996). Ou seja, esse custo anual será modelado como 50% da multiplicação da capacidade instalada da usina por 7,13, multiplicado por 12 meses. Cumpre destacar que não haverá aumento real desse valor até o fim da operação da usina, sendo apenas atualizado pela inflação.

Os demais custos pertinentes ao projeto são referentes a custos administrativos e conexão à

transmissora na qual a usina irá se conectar. Os custos referentes ao Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão (CCT) são pagos à transmissora detentora do ativo do ponto de conexão da usina (subestação, por exemplo), enquanto os custos administrativos referem-se à estrutura administrativa da empresa. Para o CCT será considerado R\$ 8.000,00 por mês, de acordo com o praticado pelo mercado, enquanto os custos administrativos serão equivalentes a 1% da receita líquida.

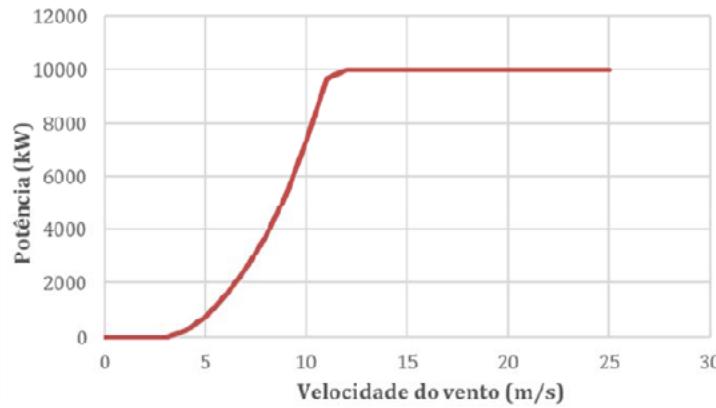
4.7. Receita de venda de energia

Conforme discutido na Seção 2.2, o máximo de energia que uma usina pode comercializar (excetuando-se contratos de compra) é a sua garantia física. Sendo assim, é necessário estimá-la. Para isso, será utilizada a Equação 1, representando a metodologia para o cálculo da garantia física de usinas eólicas. É necessário, portanto, determinar a produção anual de energia, taxas de indisponibilidade e perdas.

Para a geração de energia, EPE (2020b) indicou um fator de capacidade por região e faixa de velocidade, apresentados na Tabela 9, calculado sem incluir perdas elétricas, efeito esteira e indisponibilidade. Utilizou, para tanto, um modelo de turbina de 10 MW de potência, com sua curva de potência apresentada na Figura 3. Salienta-se que a capacidade desta turbina é representativa para as turbinas praticadas em projetos atuais. Já em relação aos dados anemométricos, EPE (2020b) utilizou a base ERA5 (Figura 4), já que esta base possui dados horários.

Isto posto, para fins desta análise será utilizado um fator de capacidade de 65% para estimar a produção de energia, devido este ser o maior, dentre às áreas aproveitáveis, identificado por EPE (2020b). Portanto, será considerado 195 MWméd como P90 da Equação 3. Também será considerado 3% para TEIF, 2% para IP e 1,5% de perdas até o ponto de medição da usina, de acordo com observado para projetos eólicos em operação. Dessa forma, a garantia física é calculada através da Equação 3.

Figura 3 - Curva de potência utilizada por EPE Roadmap



Fonte: EPE (2020b).

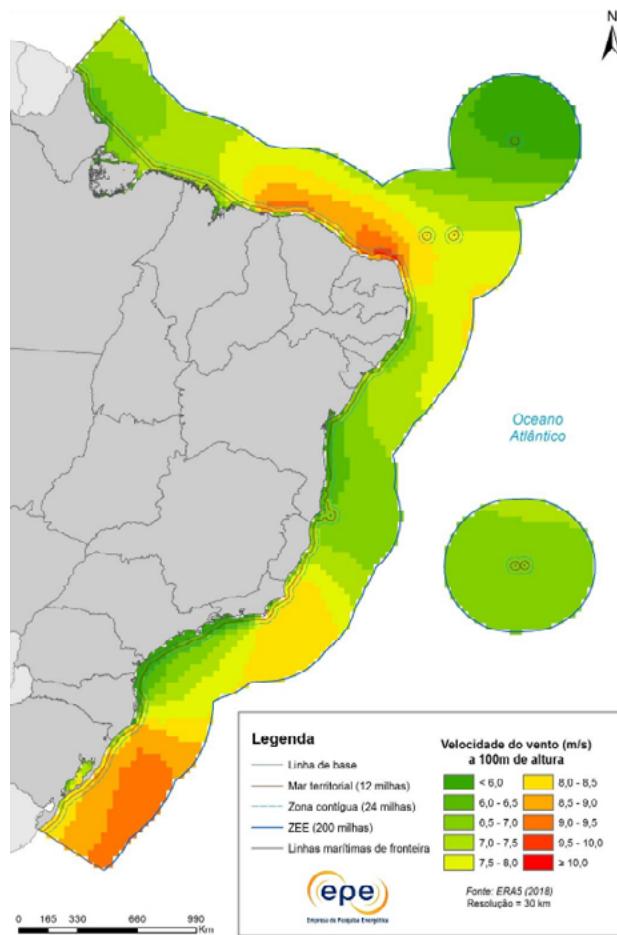
Tabela 9 - Fator de capacidade por região

Velocidade (m/s)	Fator de Capacidade			
	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul
6,0 - 6,5	22%	23%	22%	23%
6,5 - 7,0	25%	30%	32%	31%
7,0 - 7,5	32%	37%	38%	37%
7,5 - 8,0	36%	42%	43%	43%
8,0 - 8,5	40%	46%	47%	46%

8,5 - 9,0	47%	54%	49%	49%
9,0 - 9,5	53%	62%	53%	53%
9,5 - 10,0	56%	65%	56%	56%
$\geq 10,0$	59%	68%	59%	59%

Fonte: EPE (2020b).

Figura 4 - Dados anemométricos utilizados – ERA 5



Fonte: EPE (2020b).

$$GF - 1.708.200 \cdot (1 - 0,03) \cdot (1 - 0,02) - 25.623] / 8.760 = 1B2,44 \quad (3)$$

Conforme exposto na Seção 4.1, será comercializado 100% da garantia física da usina, assumindo um único contrato, produto quantidade, com sazonalização e modulação da energia de acordo com o perfil da geração. Além disso, como projeção de geração de energia será adotada a garantia física. Desta forma, não haverá exposição da usina ao MCP.

Sendo assim, a receita anual de venda da energia equivale à garantia física da usina, em MWh, multiplicada pelo preço da energia, em R\$/MWh, sendo este a variável a ser calculada. Para isso, será considerado determinado retorno esperado, já discutido na Seção 4.5.

4.8. Deduções da DRE

Sendo assim, para calcular o fluxo de caixa do projeto será utilizado um modelo de DRE, descrito na Tabela 10. Será considerado, para isso, o modelo de tributação de lucro presumido. Desta forma, supõe-se que o projeto seja dividido em Sociedades de Propósito Específico (uma por parque) de forma a se respeitar o teto da receita bruta anual de R\$ 78 milhões.

Como deduções da receita bruta, há PIS (0,65%) e COFINS (3%), bem como TFSEE e taxa CCEE, resultando na receita líquida. Assim, são descontadas despesas de O&M, EUST, administrativo e CCT. Todas essas deduções começam a partir de 2025, ano de entrada em operação comercial da usina.

A depreciação considerada é de 4% ao ano, e as despesas financeiras se referem aos juros do financiamento, que começarão a ser pagos em 2022. É deduzido, portanto, IR, calculado a partir da alíquota sobre a base de 8% da receita operacional bruta, com alíquota adicional de 10% sobre o excedente de R\$ 240.000,00. Por fim, é deduzido a CSLL, com a aplicação da alíquota de 15% sobre 8% da receita operacional bruta.

Tabela 10 - DRE do projeto

Demonstrativo de Resultado do Exercício (DRE)	
Receita com venda de energia (+)	
Receita bruta	
Deduções da receita bruta (-)	
Taxa ANEEL (-)	
Taxa CCEE (-)	
Receita Líquida	
O&M c/ seguro (-)	
EUST (-)	
Administrativo	
CCT (-)	
Custos e despesas operacionais	
EBITDA	
Depreciação (-)	
EBIT	
Despesas financeiras (-)	
EBT (Lucro Operacional)	
Imposto de renda (-)	
CSLL (-)	
Lucro Líquido	

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Para chegar ao fluxo de caixa do acionista, deve-se adicionar novamente a depreciação, subtrair investimento e amortização da dívida, descrito na Tabela 11. Dessa maneira, será possível calcular o preço da energia considerando a TIR igual ao custo do capital próprio de 11,31%, apresentada na Seção 4.5.

Tabela 11 - Fluxo de caixa do investidor para o projeto

Lucro Líquido
Depreciação (+)
Investimento (-)
Amortização (-)
Fluxo de Caixa do investidor

Fonte: Elaborado pelo Autor.

5. Resultados e sensibilidades

Neste capítulo será apresentado o resultado obtido a partir das premissas utilizadas, descritas no Capítulo 4. Nesse contexto, é perseguida uma taxa de retorno mínima descrita na Seção 4.5 a partir do fluxo de caixa do acionista, a fim de calcular o preço da energia que viabiliza o projeto. A partir disso, o preço calculado será comparado com preços praticados no mercado, os quais serão discutidos na Seção 5.1. Ainda serão apresentadas sensibilidades no modelo, relativamente à redução de custos de CAPEX, O&M e cotação do dólar.

5.1 Base comparativa de preços

Com o intuito de avaliar a competitividade da usina eólica *offshore* no SEB, deve-se comparar o preço da energia que viabiliza o projeto com preços praticados neste mercado. Nesse sentido, discute-se os preços praticados nos últimos leilões de energia nova para usinas eólicas, em que são observados preços abaixo de R\$ 100 /MWh. Esse baixo valor, no entanto, não reflete o preço que viabiliza esses projetos. Isso é explicado pela venda de pequena parte da garantia física nos certames, enquanto o restante é comercializado no ACL – encontrando preços maiores. Além disso, há outras motivações que ensejam essa estratégia de comercialização nos dois ambientes de contratação, as quais não serão discutidas neste trabalho. A Tabela 12 apresenta a relação entre a energia comercializada e a garantia física de empreendimentos eólicos nos últimos quatro leilões de energia nova.

Tabela 12 - Relação entre energia comercializada e garantia física – usinas eólicas

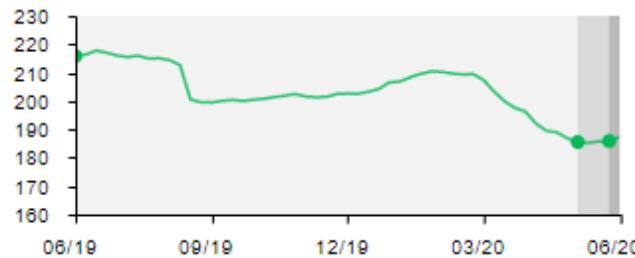
Leilão	Relação
A-4 de 2018	57,9%
A-6 de 2018	63,8%
A-4 de 2019	30,3%
A-6 de 2019	37,7%

Fonte: CCEE (2020a).

Posto isto, a competitividade do projeto eólico *offshore* será julgada com base em preços

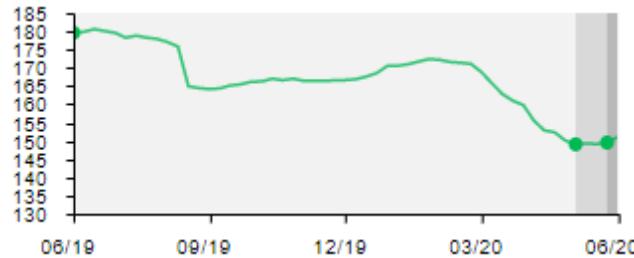
praticados no ACL. Para tanto, será utilizada a curva *forward* da empresa Dcide, que utiliza “referências de consenso diárias para negociação de energia a futuro nas fontes convencional e incentivada 50%”. Será utilizada a curva de preços de até quatro anos à frente, haja vista da indisponibilidade de dados que contemplam um horizonte maior. As Figura 5 e Figura 6 apresentam o histórico da projeção desses preços no último ano. Nota-se a queda recente dessa projeção, contemplando os efeitos da pandemia do Covid-19.

Figura 5 - Curva forward incentivada 50% – horizonte de até 4 anos



Fonte: Dcide (2020).

Figura 6 - Curva forward convencional – horizonte de até 4 anos



Fonte: Dcide (2020).

Considerando que o projeto comercializa energia incentivada 50%⁹ (BRASIL, 1996), preços de R\$ 200,00 /MWh a R\$ 215,00 /MWh serão considerados base de comparação deste trabalho, a fim de se considerar a competitividade dos resultados e sensibilidades.

5.2. Resultado (caso base)

Os parâmetros considerados para o caso base e o preço da energia estão resumidos na Tabela 13, localizada abaixo. Observa-se que o preço da energia que viabilizaria o projeto está muito acima dos praticados no mercado, o que reflete na baixa competitividade desta fonte considerando os parâmetros estabelecidos.

Tabela 13 - Parâmetros considerados para o caso base

Parâmetro	Premissa
Capacidade instalada	300 MW
Garantia física	182,44 MWméd
Entrega da energia	Perfil da geração

⁹ Considera-se que o projeto é dividido em determinado número de parques de forma a se respeitar a condição de comercialização da totalidade dessa energia como incentivada especial.

Ano de entrada em operação comercial	2025
Duração do contrato	25 anos
Dólar	R\$ 4,00
CAPEX	R\$16.000,00 /kW
O&M	R\$ 120 milhões anuais
Inflação	3,5% a.a.
Alavancagem do financiamento	80%
Taxa de juros (financiamento)	7,22% a.a.
Custo do capital próprio	11,31% a.a.
Preço da energia	R\$ 382,13 /MWh

Fonte: Elaborado pelo autor.

Esse preço elevado é consequência dos elevados valores de CAPEX e OPEX atualmente, bem como do valor do dólar. A Tabela 3 mostra as projeções estimadas por IRENA (2019a) para os anos de 2030 e 2050, em que se observa importante redução dos valores de CAPEX. Além disso, a Seção 2.1.1 ainda discute perspectivas de redução dos custos de O&M.

Portanto, serão analisadas sensibilidades envolvendo estes parâmetros, a fim de avaliar a perspectiva da competitividade desta fonte para os próximos anos. Além disso, será analisado o impacto no preço da antecipação em 1 ano da entrada em operação comercial e o tempo de duração do contrato.

5.3 Sensibilidade 1 – dólar e combinação

A sensibilidade do preço da energia que viabiliza o projeto à variação da cotação do dólar foi simulada para três cenários. Salienta-se que os parâmetros sensíveis a essa variação são (i) CAPEX e (ii) custos de O&M, dado que a referência destes custos foi obtida em dólar. A Tabela 14, apresentada abaixo, consolida os parâmetros modificados e os resultados, bem como variações em relação ao caso base. Os demais parâmetros não foram alterados. Observa-se, portanto, que o projeto analisado não é competitivo considerando essas três variações da cotação do dólar.

Tabela 14 - Sensibilidades ao dólar

Parâmetro	Premissas		
Dólar	R\$ 3,50	R\$ 3,00	R\$ 2,50
CAPEX	R\$ 14.000,00/kW	R\$ 12.000,00/kW	R\$ 10.000,00/kW
O&M	R\$ 105 milhões anuais	R\$ 90 milhões anuais	R\$ 75 milhões anuais
Variação dólar,	- 12,5%	- 25%	- 37,5%
CAPEX e O&M			

Preço da energia	R\$ 335,59 /MWh	R\$ 289,05 /MWh	R\$ 242,50 /MWh
Variação no preço	- 12,2%	- 24,4%	- 36,5%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Além disso, adicionalmente foi simulada uma combinação entre redução de (i) cotação do dólar, (ii) custos de O&M e (iii) CAPEX. Utilizou-se, para estes casos, custos de O&M de USD 79,00 /kW, considerando projeção para 2025 (IRENA, 2018), discutida na Seção 2.1.1. Para CAPEX, foi utilizada a projeção para 2030 (IRENA, 2019a), apresentada na Tabela 3. A cotação do dólar utilizada foi de USD 1,00 = BRL 3,00. O resultado é apresentado na Tabela 15, bem como variação dos valores em relação ao caso base. Para esta simulação o empreendimento mostra-se competitivo, em que o preço de R\$ 174,21 /MWh viabiliza o projeto.

Tabela 15 - Sensibilidades a variações de custos de O&M, CAPEX e dólar

Parâmetro	Valor	Variação
Dólar	R\$ 3,50	- 12,5%
CAPEX	R\$ 5.950,00 /kW	- 62,8%
O&M	R\$ 82,95 milhões anuais	- 30,9%
Preço da energia	R\$ 174,21 /MWh	- 54,4%

Fonte: Elaborado pelo autor.

5.4 Sensibilidade 2 – CAPEX

As sensibilidades às variações do CAPEX foram baseadas nas projeções indicadas na Tabela 3. Para estes casos os demais parâmetros não foram modificados. Os resultados e variações em relação ao caso base são apresentados na Tabela 16. Foram considerados custos de CAPEX de USD 2.000,00, USD 1.700,00 e de USD 1.400,00 para estas simulações. Com isso, é possível observar que já para 2030 o projeto é viabilizado a um preço competitivo, considerando a projeção de CAPEX mais otimista para este ano. Para 2050, também considerando a projeção mais otimista, o projeto também é competitivo.

Tabela 16 - Sensibilidades a variações do CAPEX

CAPEX	Variação CAPEX	Preço da energia	Variação preço
-------	-------------------	------------------	-------------------

R\$ 8.000,00 /kW	-50%	R\$ 236,60 /MWh	- 38,1%
R\$ 6.800,00 /kW	-57,5%	R\$ 214,77 /MWh	- 43,8%
R\$ 5.600,00 /kW	-65%	R\$ 192,94 /MWh	- 49,5%

Fonte: Elaborado pelo autor.

5.5 Sensibilidade 3 – O&M e combinação

Como referência para estimar uma sensibilidade de custos de O&M foi adotada a condição discutida na Seção 2.1.1. Foi considerado, portanto, USD 79,00 /kW, projeção para 2025 (IRENA, 2018). Os demais parâmetros não foram modificados em relação ao caso base.

A Tabela 17 apresenta o resultado, bem como sua variação em relação ao caso base. Nota-se, portanto, que o projeto não é competitivo considerando essa condição.

Tabela 17 - Sensibilidade à variação de custos de O&M

O&M	Variação O&M	Preço da energia	Variação preço
R\$ 94,8 milhões anuais	-21%	R\$ 365,06 /MWh	- 4,5%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Ao combinar a redução considerada para custos de O&M, aliada a uma redução de CAPEX de 50%, resulta em um preço muito próximo do adotado como referência. Portanto, é razoável considerar que neste cenário de redução de custos o projeto é competitivo. Os resultados e variações em relação ao caso base constam na Tabela 18.

Tabela 18 - Sensibilidade à variação de custos de O&M e CAPEX

Parâmetro	Premissa	Variação
O&M	R\$ 94,8 milhões anuais	- 21%
CAPEX	R\$ 8.000,00 /kW	- 50%
Preço da energia	R\$ 219,53 /MWh	- 42,6%

Fonte: Elaborado pelo autor.

5.6 Sensibilidade 4 – operação comercial

O caso base contempla a entrada em operação comercial em 2025, considerando o que foi apresentado na Seção 4.1. Sendo assim, foi considerada a antecipação em um ano da entrada em

operação comercial. A Tabela 19 mostra que o projeto não é competitivo neste cenário. Embora com importante variação, insuficiente dado o alto preço apresentado no caso base.

Tabela 19 - Sensibilidade à antecipação do ano de entrada em operação comercial

Parâmetro	Premissa	Variação
Ano de entrada em operação comercial	2024	-
Preço da energia	R\$ 365,01 /MWh	- 4,5%

Fonte: Elaborado pelo autor.

6. Conclusão

Através dessa análise, foi possível concluir que a usina eólica *offshore* no mercado de energia do SEB não é competitiva, dado o contexto apresentado no caso base do resultado. Apesar disso, verificou-se que o projeto é competitivo em alguns cenários das sensibilidades. Variação dos custos de O&M e antecipação da operação comercial representaram variações no preço insuficientes à viabilização. Por outro lado, redução na cotação do dólar e CAPEX mostraram-se propulsores fundamentais à competitividade dessa tecnologia.

Nessa perspectiva, cumpre destacar que a projeção de redução do CAPEX para 2030 resulta em um projeto competitivo, destacando a importância da discussão da inserção dessa fonte neste mercado no horizonte de médio prazo. Ademais, observou-se que a utilização de diferentes cotações do dólar resultou em importantes sensibilidades.

Há nesse contexto, naturalmente, oportunidades de aprimoramento, haja vista da utilização de algumas simplificações. Desenvolvimento específico do cálculo da geração de energia elétrica, além de questões relacionadas às incertezas na regulação do mercado e mapeamento de riscos contratuais podem ser mais bem explorados. Cita-se como limitação do trabalho, por exemplo, a falta da liquidação no MCP, resultado da utilização da garantia física como projeção da geração aliada a um contrato com sazonalização e modulação pelo perfil da geração. Além disso, não foi observado risco de crédito da contraparte contratual, que poderia eventualmente ensejar uma taxa de juros maior no financiamento, resultando em um aumento do preço de venda da energia. Também não foram consideradas degradação das pás e descomissionamento da usina ao final da sua vida útil. Por fim, a referência comparativa de preços também carece maior robustez, haja vista da indisponibilidade pública desses dados e a utilização de uma projeção no horizonte de médio prazo – e não no horizonte da vida útil do projeto em questão.

Finalmente, cumpre destacar que este trabalho está inserido dentro do atual desenho de mercado do SEB, e que a competitividade do projeto, atrelada a projeções futuras, carece de uma análise que considere as mudanças legislativas e regulatórias que irão compor o mercado. Citam-se, como exemplos, separação lastro e energia e fim dos subsídios às fontes renováveis, que constam na

agenda governamental de modernização do setor. Sugere-se, portanto, que essas mudanças sejam contempladas em estudos futuros no contexto da competitividade das usinas eólicas *offshore*.

Bibliografia

ANEEL. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil.** 2ª edição. Brasília, 2005. Disponível em: <<https://bit.ly/2N3SsLH>>. Acesso em: 09 abr. 2020. (ANEEL, 2005)

ANEEL. Resolução Normativa nº 559, de 27 de junho de 2013. Estabelece o procedimento de cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST. **Diário Oficial da União**, Poder Executivo, Brasília, 28 de junho de 2013. Disponível em: <<https://bit.ly/2AGT1sd>>. Acesso em: 02 mai. 2020. (ANEEL, 2013)

ANEEL. **Banco de Informações da Geração**, 2020a. Disponível em: <<https://bit.ly/3i7OZd8>>. Acesso em: 17 mar. 2020. (ANEEL, 2020a)

ANEEL. **SIGA – Sistema de Informações de Geração**. Brasília, 2020b. Disponível em: <<https://bit.ly/2IGf4Q0>>. Acesso em: 10 mai. 2020. (ANEEL, 2020b)

ANGELOPOULOS, Dimitrios *et al.* **The impact of risks in renewable energy investments and the role of smart policies**. Final Report. DiaCore. 2016. (ANGELOPOULOS, 2016)

ASSAF NETO, Alexandre. **Finanças corporativas e valor**. 3. ed. São Paulo: Atlas, 2008. (ASSAF NETO, 2008)

BOURSCHEIDT, Luiz Eduardo. **Análise de investimento para aquisição de frota em um operador logístico de médio porte localizado na região metropolitana de Curitiba**. 2016. 51 f. Monografia (Especialização) - Curso de Finanças, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2016. Disponível em: <<https://bit.ly/2WYNwLy>>. Acesso em: 20 mai. 2020. (BOURSCHEIDT, 2016)

BRASIL. Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Poder Executivo, Brasília, 27 de dezembro de 1996. Disponível em: <<https://bit.ly/2SKvxoX>>. Acesso em: 01 jun. 2020. (BRASIL, 1996)

BRASIL. Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Poder Executivo, Brasília, 30 de julho de 2004a. Disponível em: <<https://bit.ly/2jH9Ju0>>. Acesso em: 27 abr. 2020. (BRASIL, 2004a)

BRASIL. Portaria do Ministério de Minas e Energia nº 101, de 22 de março de 2016. Define a metodologia de cálculo da garantia física de energia de novos empreendimentos de geração de energia elétrica do SIN, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**. Brasília, 23 de março de 2016. Disponível em: <<https://bit.ly/2UP579n>>. Acesso em: 30 abr. 2020. (BRASIL, 2016)

BRASIL, Haroldo Guimarães. **Avaliação moderna de investimentos**. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2004b. (BRASIL, 2004b)

CCEE. **Leilões**. 2020a. Disponível em: <<https://bit.ly/2YGnE9e>>. Acesso em: 12 mai. 2020.

(CCEE, 2020a)

CCEE. **Regras de Comercialização**: Contratos. 2020b. Disponível em: <<https://bit.ly/2Y4w1MK>>. Acesso em: 10 jun. 2020. (CCEE, 2020b)

DAMODARAN, Aswath. **Investment valuation**: tools and techniques for determining the value of any asset. 2. ed. New York: J. Wiley, 2002. 992 p. (DAMODARAN, 2002)

DAMODARAN, Aswath. **Betas by Sector (US)**. 2020. Disponível em: <<https://bit.ly/2V5M6zZ>>. Acesso em 08 jun. 2020. (DAMODARAN, 2020)

DCIDE. Dcide LTDA. **Dashboard**: curvas forward. 2020. Disponível em: <<https://bit.ly/2YUJoOF>>. Acesso em 21 jun. 2020.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Participação de Empreendimentos Eólicos nos Leilões de Energia no Brasil**. Evolução dos projetos cadastrados e suas características técnicas. Rio de Janeiro, 2018. (EPE, 2018)

EPE. **Garantia Física**. 2020a. Disponível em: <<https://bit.ly/2QKjHL9>>. Acesso em: 20 abr. 2020. (EPE, 2020a)

EPE. **Roadmap Eólica Offshore - Brasil**. Perspectivas e caminhos para a energia eólica marítima. Rio de Janeiro, 2020b. Disponível em: <<https://bit.ly/2Y3Wav5>>. Acesso em 20 mai. 2020. (EPE, 2020b)

EPE; MME. Ministério de Minas e Energia. **Plano Decenal de Energia 2029**. Brasília, 2019. Disponível em: <<https://bit.ly/3fwAQnE>>. Acesso em 06 abr. 2020.

GITMAN, Lawrence Jeffrey. **Princípios da administração financeira**. 12 ed. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2010. (GITMAN, 2010)

IEA. International Energy Agency; IRENA. International Renewable Energy Agency. **Wind power: Technology brief**. 2016. (IEA; IRENA, 2016)

IRENA. **Renewable Energy Technologies**: Cost Analysis Series. Wind Power Volume 1: Power Sector. 2012. (IRENA, 2012)

IRENA. **Renewable Power Generation Costs in 2017**. Abu Dhabi, 2018. (IRENA, 2018)

IRENA. **Future of Wind**: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects. Abu Dhabi, 2019a. (IRENA, 2019a)

IRENA. **Renewable Capacity Statistics 2019**. Abu Dhabi, 2019b. (IRENA, 2019b)

IRENA. **Renewable Power Generation Costs in 2018**. Abu Dhabi, 2019c. (IRENA, 2019c)

Potencialidade de armazenamento geológico de CO₂ associado ao gás natural do Pré-sal: uma análise por meio da Perspectiva Multinível

*Potential for geological storage of CO₂ associated with Pre-salt natural gas:
an analysis using the Multilevel Perspective*

Luis Guilherme Larizzatti Zacharias¹

Drielli Peyerl²

Mariana Ciotta³

Talita Granzinoli Vellozo Pontes⁴

Evandro Mateus Moretto⁵

Sumário: 1. Introdução. 2. Metodologia. 3. Captura e armazenamento de carbono (CCS). 4. CCS no Brasil. 5. O gás natural do Pré-sal. 6. Potencial de armazenamento geológico do Campo de Merluza. 7. Uma análise preliminar do CCS para o gás natural do Pré-sal. 8. Conclusão. Agradecimentos. Bibliografia.

Resumo: A captura e armazenamento de carbono (carbon capture and storage - CCS) é caracterizado como uma tecnologia emergente em potencial para mitigar os efeitos do CO₂ na atmosfera, considerando especialmente o constante aumento da produção de energia vinda dos combustíveis fósseis. Assim, este trabalho tem como objetivo analisar o potencial de adoção do CCS na região de exploração do Pré-sal por meio de abordagem baseada na Perspectiva Multinível, no campo de pesquisas sobre transições sociotécnicas de sistemas. No caso analisado, observa-se que a produção de gás natural no Brasil tem aumentado significativamente devido, principalmente, ao início da exploração das reservas do Pré-sal. Contudo, o gás natural do Pré-sal encontra-se associado ao óleo com uma alta razão gás/óleo e com considerável teor de CO₂, podendo alcançar até 80%. Desta forma, as estimativas sobre oferta de gás natural do Pré-sal são dependentes dos cenários de reinjeção e das barreiras que o alto teor de CO₂ implicam na sua produção. Os resultados apontam que o CCS pode ser visto como uma tecnologia suporte para o aumento da produção de gás natural do Pré-sal nesse *sociotechnical regime* vigente. O transporte e armazenamento do CO₂ para campos depletados próximos tem o potencial de diminuir o volume de gás natural reinjetado, uma vez que permite a adequação do gás natural do Pré-sal, em termos de pureza, para a sua comercialização. À medida que a *sociotechnical landscape* energética no nível macro se modifica, com a pressão para o atendimento das metas do Acordo de Paris, surgem novas oportunidades para novas tecnologias que têm potencial variado para contribuir para a transformação do sistema energético. O CCS (*niche innovations*) está respondendo ao surgimento de novas janelas de oportunidade e às restrições no cenário ambiental em

¹ Mestrando, Research Centre for Gas Innovation, Universidade de São Paulo, guizach@usp.br

² Jovem Pesquisadora, Research Centre for Gas Innovation, Universidade de São Paulo, dpeyerl@usp.br.

³ Doutoranda, Research Centre for Gas Innovation, Universidade de São Paulo, mariana.ciotta@usp.br.

⁴ Doutoranda, Research Centre for Gas Innovation, Universidade de São Paulo, talitagvp@usp.br.

⁵ Professor Doutor da Escola de Artes, Ciências e Humanidades – EACH, Pesquisador do Research Centre for Gas Innovation, Universidade de São Paulo, evandromm@usp.br.

mudança. A alta concentração de CO₂ no Pré-sal e o constante aumento da demanda de gás natural no Brasil tem conduzido estratégias e discursos que justificam o interesse na regulação e investimento nesse tipo de tecnologia. Quando se considera o *path dependence* e o *carbon lock-in (status-quo)*, a inserção do CCS dentro do “*regime*” vigente é facilitada, pois não visa à substituição das fontes fósseis, mas sim à adaptação frente à realidade atual. Portanto, observa-se que o *regime* vigente tem sofrido pressão no nível do *landscape*, devido à crise climática, criando janelas de oportunidade que permitem a inserção de novas tecnologias como o CCS no Brasil.

Palavras-chave: Captura e armazenamento de carbono; Gás natural; Pré-sal; Sociotechnical system; Tecnologia emergente.

Abstract: Carbon capture and storage (CCS) is characterized as a potential emerging technology to mitigate the effects of CO₂ in the atmosphere, especially considering the constant increase in energy production from fossil fuels. Thus, this work aims to analyse the potential for adopting CCS in the pre-salt exploration region through an approach based on the Multilevel Perspective, in the field of research on socio-technical systems transitions. In the case analysed, it is observed that the production of natural gas in Brazil has increased significantly due, mainly to the beginning of the exploration of the pre-salt reserves. However, the pre-salt natural gas is associated with oil with a high gas/oil ratio and considerable CO₂ content, reaching up to 80% of CO₂. In this way, the estimates on the supply of natural gas in the pre-salt layer are dependent on the reinjection scenarios and the barriers that the high CO₂ content implies in its production. The results indicate that the CCS can be seen as a support technology for increasing natural gas production from the Pre-salt in this current *sociotechnical regime*. The transport and storage of CO₂ to nearby depleted fields can decrease the volume of reinjected natural gas, as it allows the adaptation of the natural gas in the pre-salt, in terms of purity, for its commercialization. As the *sociotechnical landscape* energetic at the macro-level changes, with the pressure to meet the Paris Agreement's goals, new opportunities for new technologies appear that have varied potential to contribute to the transformation of the energy system. CCS (*niche innovations*) is responding to the emergence of new windows of opportunity and constraints in the changing environmental landscape. The high concentration of CO₂ in the pre-salt layer and the constant increase in the demand for natural gas in Brazil has led to strategies and discourses that justify the interest in regulation and investment in this type of technology. When considering *path dependence* and *carbon lock-in (status-quo)*, the insertion of CCS within the current *regime* is facilitated. It does not seek to replace fossil sources but rather at adapting to the current reality. Therefore, it is observed that the current *regime* has been under pressure at the *landscape* level due to the climate crisis, creating windows of opportunity that allow the insertion of new technologies such as CCS in Brazil.

Keywords: Carbon capture and storage; Natural gas; Pre-salt; Sociotechnical system; Emerging technology.

1. Introdução

As mudanças climáticas associadas às emissões antrópicas de gases de efeito estufa (GEE) integram uma das principais problemáticas da agenda global a serem enfrentadas na atualidade. Com o objetivo de mitigar o avanço dos GEE, na 21^a Conferência das Partes (COP-21) da UNFCCC ocorrida em Paris em dezembro de 2015, foi definido o novo acordo sobre mudança global do clima e acordado compromissos, depositados pelos próprios países signatários da convenção. O compromisso brasileiro é de que em 2025 as emissões de GEE do país sejam 37% inferiores em relação aos níveis de 2005, e que, em 2030, as emissões de GEE sejam 43% menores na mesma base de comparação (EPE, 2016). Esse compromisso relaciona-se com as ações e estratégias que cada país irá tomar para limitar as suas emissões de GEE e para reduzir o ritmo das mudanças climáticas, evitando efeitos negativos para os sistemas naturais e, principalmente, para as populações em maiores situações de risco. De acordo com o relatório Global Warming 1.5 °C do IPCC, o limite global de aquecimento de 1.5°C, comparado com os 2°C, poderia reduzir em centenas de milhões o número de pessoas expostas aos riscos relacionados ao clima e de sensibilidade a pobreza até 2050 (IPCC, 2018).

As opções de tecnologia no setor de energia com potencial de contribuir para uma transição energética de baixo carbono abrangem um diverso conjunto de opções com distintos atributos, incertezas, futuras oportunidades e algumas limitações. Apesar de não existir uma solução amplamente efetiva para superar a crise climática atual, existem proeminentes tecnologias emergentes que podem ajudar a diminuir a intensidade dessa problemática atual. O carbon capture and storage (CCS) ou captura e armazenamento de carbono é caracterizado como uma tecnologia emergente em potencial para mitigar os efeitos do CO₂ na atmosfera à luz do constante aumento da produção de energia a partir do uso de combustíveis fósseis (STEPHENS, JIUSTO, 2010).

Para um país em desenvolvimento, o compromisso do Brasil é bastante ambicioso, além de ser um dos poucos países que estabeleceu uma meta absoluta. Para atingir esse objetivo, é necessário que o Brasil promova mais ações para alcançar sua meta de NDC (Contribuição Nacionalmente Determinada). E com o desenvolvimento de seu setor de óleo e gás, o CCS poderia contribuir para que o país reduza suas emissões.

O governo brasileiro divulgou, em 2017, um documento técnico contendo os custos marginais de redução e recomendações para dois cenários de política de mitigação considerados no NDC, os quais estão em discussão perante a sociedade para a implementação e financiamento do plano. Em um dos cenários, o documento considera o CCS como uma das tecnologias a ser implementadas. O documento afirma um alto potencial para o CCS, desde que mais investimentos sejam fornecidos para que essa tecnologia esteja comercialmente disponível (MCTI, 2017 apud CCP, 2018).

No contexto mundial, segundo o relatório da International Energy Agency (2019), no cenário de Desenvolvimento Sustentável desenvolvido, a captura, utilização e armazenamento de CO₂ (CCUS) precisa ser implantado de forma mais ampla para capturar uma média anual de 1,5 Gt de CO₂ entre 2019-50 para colocar o mundo no caminho certo para atender aos objetivos do Acordo de Paris. À medida que a descarbonização de setores de difícil redução se torna mais premente ao longo do

tempo, o volume de carbono capturado aumenta para 2,8 Gt em 2050, ou 28% do total de emissões de CO₂ naquele ano.

Estima-se que até 2050 a participação do CCUS como contribuição para a redução de emissões de CO₂ possa chegar a 9% das fontes analisadas (IEA, 2019). Atualmente, no mundo, cerca de 30 Mt de CO₂ são capturados de atividades industriais em instalações de grande escala do CCUS. Quase dois terços disso são capturados no processamento de gás natural, uma vez que os depósitos subterrâneos do combustível podem conter quantidades significativas de CO₂ natural que devem ser removidos para atender às especificações técnicas antes que o gás possa ser vendido ou usado. Isso produz um fluxo altamente concentrado de CO₂, que é relativamente fácil e econômico de capturar. A maior parte do CO₂ capturado é usada no processo de recuperação avançada de petróleo (IEA, 2019).

No campo das ciências relacionadas ao tema da sustentabilidade, há um interesse pela inovação tecnológica e pelo entendimento de como ocorrem as transições tecnológicas visto a necessidade de transições futuras. Devido à crescente demanda energética, à perspectiva de que a promoção de fontes renováveis não seja suficiente para suprir essa demanda, ao *path dependence*⁶ e ao *carbon lock-in*⁷, o uso de fontes fósseis continuará sendo relevante dentro da matriz energética internacional (VERBONG, GEELS, 2010). Assim, o CCS é visto como uma medida de mitigação para a emissão de CO₂ provenientes de fontes fósseis.

Nessa conjuntura, o presente trabalho busca demonstrar a potencialidade da integração de uma tecnologia emergente como o CCS com a produção brasileira de gás natural no Pré-sal. Limitamos o estudo ao gás natural do Pré-Sal considerando o desenvolvimento da produção dessas bacias e os desafios em relação ao alto teor de CO₂ presente nessa formação. Como estudo de caso, foi analisado a aplicação dessa tecnologia no campo de Merluza, visto sua proximidade ao polígono do Pré-sal. Como apoio ao estudo, será utilizada a Perspectiva Multinível (MLP) para entender possíveis dinâmicas que o CCS poderá percorrer para sua inserção na região do Pré-sal.

2. Metodologia

A abordagem por meio da MLP ou Perspectiva Multinível, proposta por Geels (2002), no campo de pesquisas sobre transições sociotécnicas de sistemas, fornece uma estrutura para entender o papel que diversos fatores contextuais desempenham na formação do curso da evolução tecnológica. Segundo o autor, as tecnologias que alcançam o domínio do mercado e a aplicação generalizada engendram formações sociais com fortes incentivos para proteger e promover o regime já estabelecido. Nesse contexto, a transição sociotécnica ocorre quando uma tecnologia de nicho ganha impulso suficiente para competir e, posteriormente, para substituir substancialmente o regime sociotécnico vigente. Observa-se que o regime vigente sofre pressão no ‘nível da paisagem’, nível mais amplo, criando janelas de oportunidade que o desestabiliza e permite a inserção de novas tecnologias.

⁶ O *path dependence* está relacionada à noção de que as escolhas feitas em um ponto anterior no tempo podem colocar em movimento um determinado curso de desenvolvimento social que pode afetar as escolhas no futuro.

⁷ O *carbon lock-in* refere-se à inércia das emissões de carbono devido as restrições físicas, econômicas e sociais que se reforçam mutuamente. Ela cria falhas persistentes de mercado e políticas que podem inibir a difusão de tecnologias de baixo carbono, apesar de suas aparentes vantagens ambientais e econômicas.

pontos fortes e fracos para cada nível na adoção das tecnologias de CCS.

3. Captura e armazenamento de carbono (CCS)

O CCS não é uma tecnologia isolada, mas um conjunto integrado de processos tecnológicos para capturar, transportar e armazenar CO₂ proveniente de uma fonte. Muito dos processos de CCS já são usados em processos de fabricação industrial ou na produção de petróleo e gás, e podem possuir diversas configurações (IPCC, 2005).

O CCS inicia-se com a captura e separação do CO₂ de outros gases originados da fonte emissora estacionária, para atingir um fluxo de alta pureza (tipicamente superior a 90%). A captura geralmente é o componente mais caro do desenvolvimento e operação do CCS. Em indústrias como siderúrgicas, cimenteiras, plantas de fertilizantes e processamento de gás natural, quantidades significativas de CO₂ podem ser produzidas e capturadas através de diferentes métodos. As tecnologias de captura têm apresentado evolução acelerada nos últimos anos, indicando que a potencialidade de se atingir status comercial possa ser uma questão de tempo (KETZER et al., 2016; BUI et al., 2018).

O transporte de CO₂, por sua vez, consiste na transferência deste gás desde a fonte emissora até o local de armazenamento, o que pode ser feito por meio de dutos, caminhões ou navios-tanque. Apesar de tecnicamente simples, os altos volumes de CO₂ que precisam ser transportados, exigem, em muitos casos, um sistema de dutos de escala semelhante ao sistema atual utilizado para o transporte de gás natural. O desenvolvimento de infraestrutura dessa magnitude geralmente enfrenta dificuldades significativas no que diz respeito a custo, localização e aceitação pública. Além disso, as tecnologias de transporte são consideradas relativamente maduras (KETZER et al., 2016, BUI et al., 2018).

Por fim, o armazenamento de carbono compreende a injeção de CO₂ no espaço poroso de diversas formações geológicas profundas, mas principalmente em bacias sedimentares, que podem armazenar o CO₂ por meio de uma camada rochosa impermeável. As principais opções geológicas para armazenamento são os campos de óleo e gás, as formações salinas profundas, as camadas de carvão, além de outras formações como as rochas maficas (ex. basalto). Ainda em fase de desenvolvimento pode-se também mencionar a estocagem a partir de mineralização. As escolhas de reservatório para estocagem dependem do contexto geológico local e de possibilidades técnicas (KETZER et al., 2016; BUI et al., 2018).

Já faz algum tempo que o CO₂ tem sido utilizado através do método de recuperação avançada de petróleo EOR (do inglês *Enhanced Oil Recovery*). Com isso, a indústria de petroleira tem adquirido experiência significativa em injetar CO₂ em formações rochosas, sendo uma oportunidade inicial para ganhar experiência para o posterior armazenamento de CO₂ em formações salinas. Os projetos em campos de óleo e gás se beneficiam fortemente dos dados geológicos adquiridos em sua exploração e desenvolvimento (KETZER et al., 2016). Contudo, ainda permanecem muitas incertezas quanto a vazamentos, contaminação das águas subterrâneas e acidificação sob condições geológicas variadas. Por fim, são necessárias medições constantes sobre a eficácia de armazenamento e o monitoramento de possíveis vazamentos de CO₂.

4. CCS no Brasil

A primeira experiência de injeção de CO₂ geologicamente no Brasil, ocorreu no campo de Araçás na Bahia em 1987. Esse primeiro projeto buscava aumentar a produção através do método de EOR, contudo, devido a problemas no fornecimento de CO₂ e a queda no preço do petróleo, foi interrompido (PETROBRAS, 2017).

Já a segunda experiência de CCS ocorreu no campo de Buracica na Bahia a partir de 1991. A injeção de CO₂ nesse campo (obtido de uma fábrica de fertilizantes nas proximidades) foi alternada com água em sete poços para obter uma maior recuperação a partir do reservatório (KETZER et al., 2016). Esse projeto obteve bons resultados, resultando na manutenção parcial da produção de petróleo do campo por cerca de 20 anos. Adicionalmente, com essa técnica foram retiradas da atmosfera cerca de 600 mil toneladas de CO₂ (Figura 1), pelo método de sequestro geológico (PETROBRAS, 2009).

Uma terceira experiência ocorreu em 1999 no campo do Rio Pojuca, entretanto, ocorreram muitos problemas (malhas não confinadas, perdas de CO₂ e descontinuidade de fornecimento de CO₂) que inviabilizaram sua continuidade (PETROBRAS, 2017).

Atualmente, desde 2013, está em operação uma instalação de captura e armazenamento de CO₂ na bacia de Santos, região do Pré-sal. Esta instalação abrange a separação de CO₂ como parte do processamento de gás natural nos campos de Lula, Sapinhoá e Lapa (GLOBAL CCS INSTITUTE, 2019).

Segundo o Global CCS Institute (2018), entre as 18 instalações de CCS em operação no mundo, o Brasil - representado pela instalação de CCS da Petrobras no Pré-sal - é a sexta com maior acumulação de CO₂ em operação. O resultado positivo atual, em termos relativos, relaciona-se com a experiência brasileira com a injeção de CO₂ por meio do EOR. Recentemente, a Petrobras alcançou o armazenamento de cerca de 10 milhões de toneladas de CO₂ na região do Pré-sal (Figura 1).

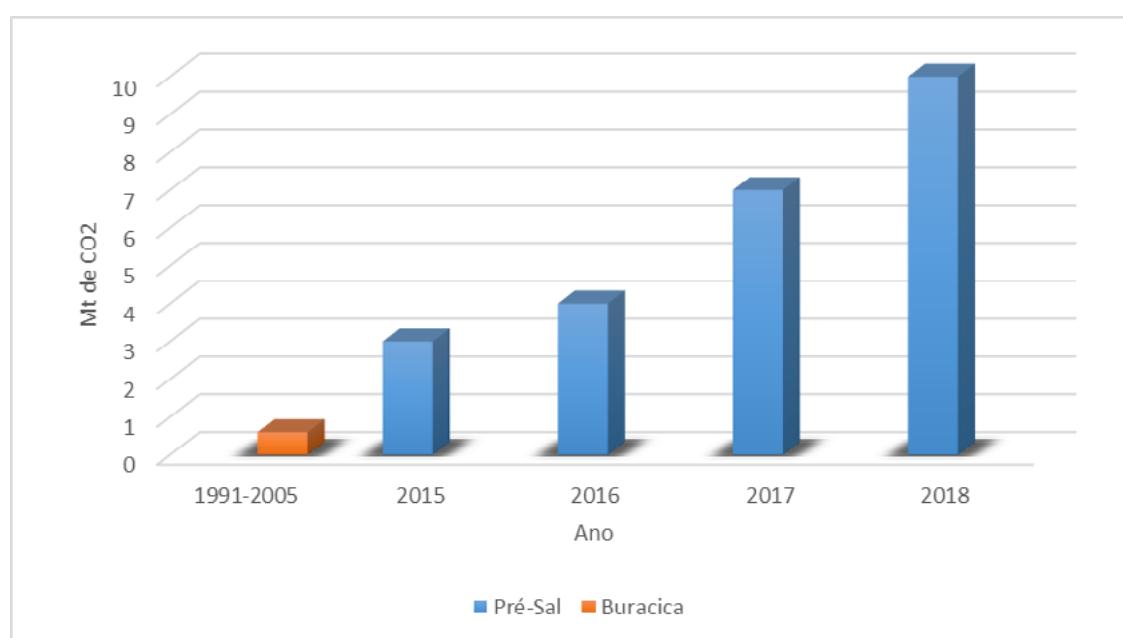


Figura 1. Armazenamento de CO₂ acumulado no Brasil por região (Elaboração própria; a partir de: GLOBAL CCS INSTITUTE, 2019, OGCI, 2019, KETZER et al., 2017).

5. O gás natural do Pré-sal

Devido, principalmente, ao início da exploração das reservas do Pré-sal, a produção de gás natural no Brasil tem aumentado significativamente (Figura 2). Contudo, o gás natural do Pré-sal encontra-se associado ao óleo com uma alta razão gás/óleo e com considerável teor de CO₂ em algumas regiões (EPE, 2019). O teor de CO₂ no gás do Pré-sal pode alcançar até 80%, a depender da localização do campo (Figura 3). Esse elevado nível de contaminação por CO₂ implica em custos elevados para separação dos contaminantes e aproveitamento do gás natural. Atualmente, a reinjeção do gás nos campos por meio do EOR tem estimulado o aumento da produção de petróleo no Pré-sal, sendo exportado o gás excedente (IBP e GEE, 2017).

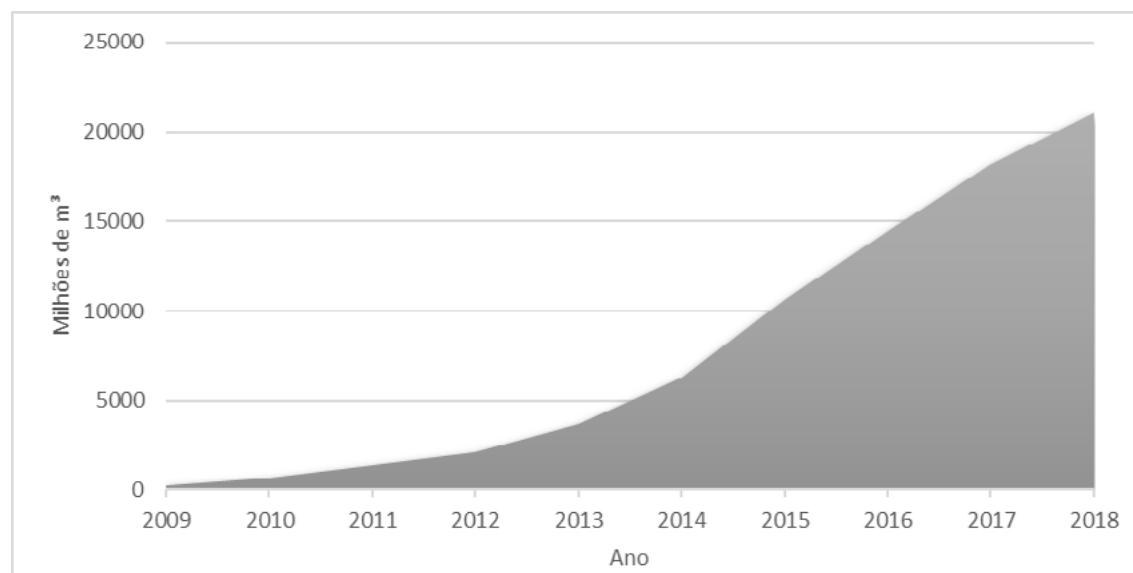


Figura 2. Produção de gás natural na região do Pré-sal (Elaborado pelos autores; dados: ANP, 2019). NOTA: O valor total da produção inclui os volumes de reinjeção, queimas, perdas e consumo próprio.

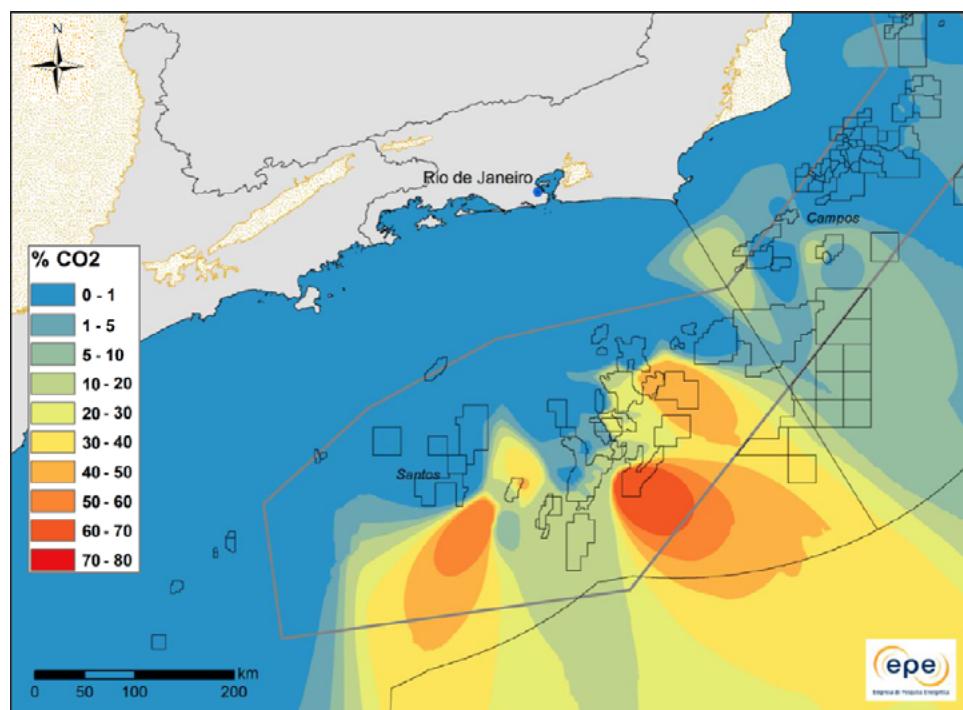


Figura 3. Teor de CO₂ presente no gás do Pré-sal (EPE, 2019, p. 6)

Além de problemas de infraestrutura de transporte do gás, o teor de CO₂ no gás natural do Pré-

sal torna muito mais difícil estimar o aproveitamento comercialmente dado que parte importante do gás produzido é comumente reinjetado para estimular a produção de petróleo (Figura 3 e 4).

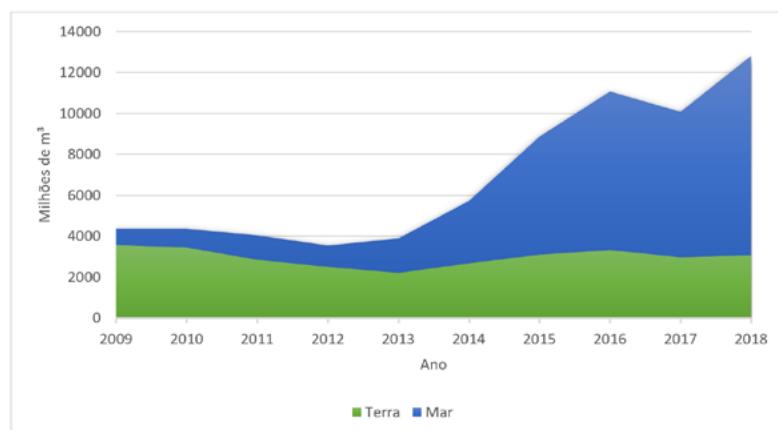


Figura 3. Evolução da reinjeção de Gás Natural no Brasil (Elaborado pelos autores; a partir de: ANP, 2019)

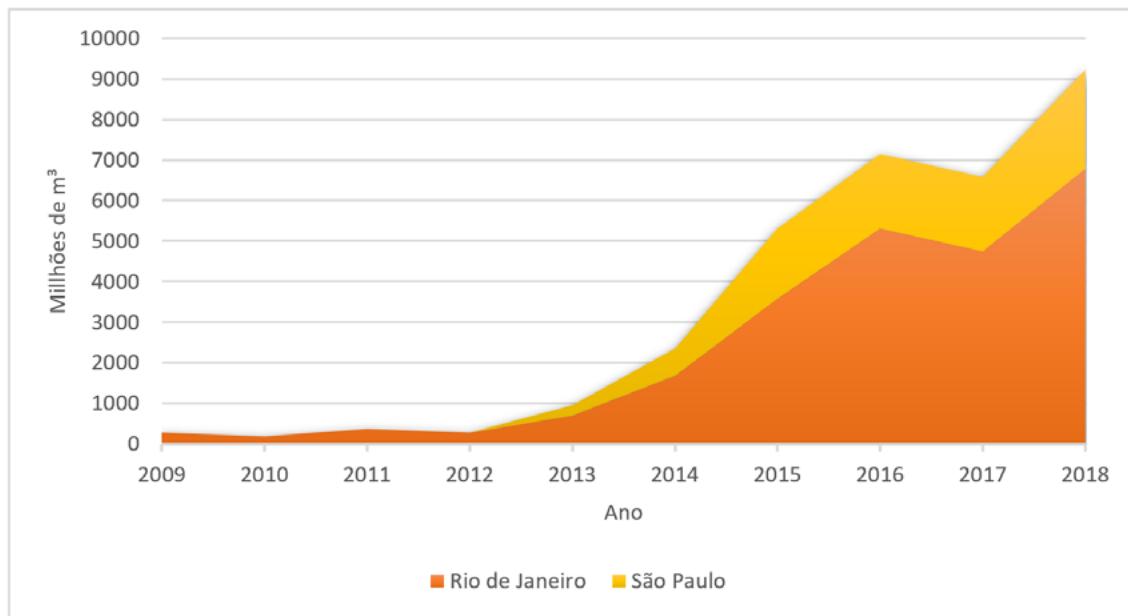


Figura 4. Evolução da reinjeção de Gás Natural nos estados de São Paulo e Rio de Janeiro (Região Pré-sal) (Elaborado pelos autores; a partir de: ANP, 2019)

Desta forma, as estimativas sobre oferta de gás do Pré-sal ainda dependem de cenários sobre a reinjeção e das barreiras que o alto teor de CO₂ implicam na sua produção.

6. Potencial de armazenamento geológico do Campo de Merluza

A busca por reservatórios adequados para armazenamento de CO₂ é parte relevante dos empreendimentos de CCS. O Campo de Merluza, escolhido como estudo de caso, possui localização privilegiada, próxima a centros produtores e consumidores de petróleo.

A plataforma de Merluza (PMLZ-1) se encontra em operação desde 1993 e produz os campos de gás natural de Merluza e Lagosta. Geograficamente, localiza-se a cerca de 180 km da costa da cidade de Praia Grande (SP), e é próxima também ao polígono do Pré-sal, sendo uma plataforma fixa em uma lâmina d'água de cerca de 131 m (PETROBRAS, 2019).

A produção dos campos de gás Merluza é escoada para o continente da plataforma até a cidade

de Cubatão, mais especificamente até a Unidade de Gás Natural da Refinaria Presidente Bernardes, via gasoduto PMLZ - RPBC de 16" de diâmetro e de 215 km de extensão, estando 28,5 km na parte terrestre e o restante na parte marítima (ANP, 2016; PETROBRAS, 2019).

Um estudo de capacidade de armazenamento estima que o campo de Merluza tem a capacidade de armazenamento de 49,90 MtCO₂, estando comparativamente a frente de muitos campos de armazenamento de CO₂ no mundo (Figura 5) (CIOTTA, TASSINARI, 2020).

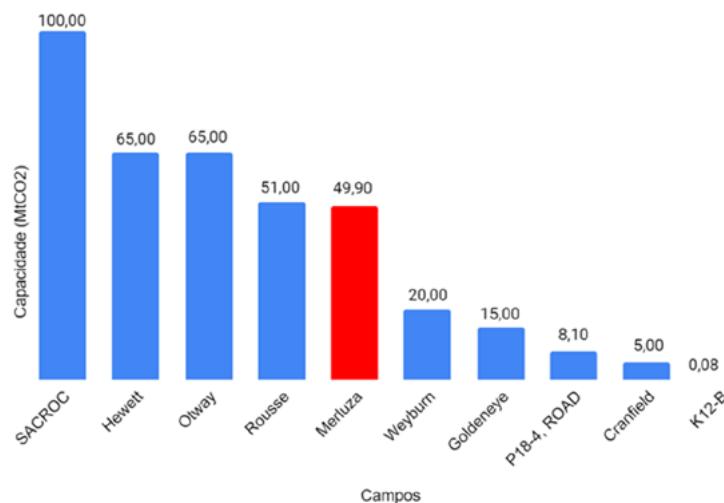


Figura 4. Capacidade de armazenamento de CO₂ do Campo de Merluza em comparação com exemplos internacionais. Dados internacionais coletados de Hannis et al (2017). (Elaborado por CIOTTA, TASSINARI, 2020, p. 65973)

Além disso, o Campo de Merluza possui considerável informação geológica disponível e o grande conhecimento da dinâmica do reservatório facilita a modelagem de comportamento do CO₂ injetado. Esse favorecimento não é apenas geológico: a presença de infraestrutura em Merluza como plataforma fixa e um gasoduto exclusivo sugere maior economia e menos impactos ambientais negativos pela adaptação de campos esgotados para uso como reservatório geológico de CO₂.

Desse modo, observa-se que o Campo de Merluza possui características técnicas e de infraestrutura para o armazenamento de CO₂.

7. Uma análise preliminar do CCS para o gás natural do Pré-sal

O CCS tem cada vez mais sido considerado um pré-requisito tecnológico para a produção contínua de energia em um mundo com restrições de carbono, além disso, ele possui uma forte rede de atores de apoio associado a um investimento financeiro significativo (STEPHENS, JIUSTO, 2009). Verifica-se que o CCS apresenta os atributos de uma tecnologia de nicho, devido à necessidade de mitigação dos gases de efeito estufa no contexto de mudanças climáticas.

À medida que a paisagem energética no nível macro se modifica, surgem novas oportunidades para novas tecnologias que têm potencial variado para contribuir para a transformação do sistema energético (VERBONG, GEELS, 2010).

O CCS (*niche innovations*) está respondendo ao surgimento de novas janelas de oportunidade e às restrições no cenário ambiental em mudança (como nesse caso: crise climática, metas do NDC,

restrições da ANP para produção). A alta concentração de CO₂ no Pré-sal e o constante aumento da demanda de gás natural no Brasil tem conduzido estratégias e discursos que justificam o interesse na regulação e investimento nesse tipo de tecnologia.

Quando se considera o *path dependence* e o *carbon lock-in (status-quo)*, a inserção do CCS dentro do *regime* vigente é facilitada, pois não visa à substituição das fontes fósseis, mas sim à adaptação frente à realidade atual. Portanto, observa-se que o *regime* vigente tem sofrido pressão no nível do *landscape*, devido à crise climática, criando janelas de oportunidade que permitem a inserção de novas tecnologias como o CCS no Brasil.

Um resumo dos pontos observados por meio da MLP pode ser visto no Quadro 1.

Quadro 1 – Os pontos fortes e fracos para a adoção de CCS no campo de Merluza conforme a perspectiva multinível.

Níveis	Pontos Fortes	Pontos Fracos
Sociotechnical Landscape (Macro)	Emergência climática e compromisso para o alcance das metas do acordo de Paris.	Pressão para substituição das fontes fósseis para renováveis, desfavorecendo o investimento em tecnologias de uso de carbono.
Sociotechnical Regime (Meso)	Experiência tecnológica adquirida na injeção de CO ₂ por EOR; Conhecimento geológico avançado do campo de Merluza; Estrutura já existente (plataforma e gasodutos); Descomissionamento do campo de Merluza; Proximidade do Pré-sal ao campo de Merluza.	Custos econômicos associados a captura, armazenamento, transporte e monitoramento do CO ₂ .
Sociotechnical Niches innovations (Micro)	Existência de janelas de oportunidades criadas pela crise climática permitem o desenvolvimento e adoção da tecnologia.	Disputa com a inserção de outras tecnologias como na área de energias renováveis.

Fonte: Elaborado pelos autores.

8. Conclusão

Desse modo, o CCS emerge como uma tecnologia promissora e como resposta para a indústria energética às crescentes preocupações da sociedade com as mudanças climáticas e às restrições governamentais que vem se estabelecendo. Assim, o CCS pode ser visto como um suporte para o aumento da produção de gás natural do Pré-sal nesse regime vigente. O CCS tem o potencial de diminuir o volume de gás natural reinjetado, uma vez que ele permite a adequação, em termos de pureza, para a sua comercialização e o aumento da recuperação de petróleo nos reservatórios. No estudo de caso, observamos que a tecnologia tem o potencial de ser implantada no campo de Merluza, aproveitando-se de todas as características pré-existentes, além dos cenários verificados nos diferentes níveis.

Agradecimentos

Os autores agradecem ao apoio da Shell Brasil e da Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP) por meio do “*Research Centre for Gas Innovation*” (RCGI) (FAPESP Proc. 2014/50279-4), Universidade de São Paulo, e a importância estratégica do apoio prestado pela ANP (Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) por meio do regulamento de cobrança de P&D. Drielli Peyerl e Luis Guilherme Larizzatti Zacharias agradecem especialmente ao atual apoio financeiro dos Processos 2017/18208-8, 2018/26388-9 e 2020/02546-4 por meio da FAPESP.

Bibliografia

ANP. Plano de Desenvolvimento: Merluza. 3p., ANP - Agência Nacional do Petróleo, Brasil, 2016.

ANP. Anuário Estatístico Brasileiro Do Petróleo, Gás Natural E Biocombustíveis, 2019. ANP - Agência Nacional do Petróleo, Brasil, 2019.

BUI, M., ADJIMAN, C. S., BARDOV, A., et al. “Carbon capture and storage (CCS): The way forward”, **Energy and Environmental Science**, v. 11, n. 5, p. 1062–1176, 2018. DOI: 10.1039/c7ee02342a.

CCP. Role of CCS in the Energy Transition. CO₂ Capture Project (CCP), 2018.

CIOTTA, M. R., TASSINARI, C. C. G. “Preliminary Basin Scale Assessment of Co2 Geological Storage Potential in Santos Basin, Southeastern Brazil: Merluza Field Study Case / Avaliação Preliminar Do Potencial Para Armazenamento Geológico De Co2 Da Bacia De Santos, Sudeste Do Brasil: Estudo De Caso Do Campo De Merluza”, **Brazilian Journal of Development**, v. 6, n. 9, p. 65961–65977, 2020. DOI: 10.34117/bjdv6n9-140.

CONAMA, Conselho Nacional do Meio Ambiente.1986. **Resolução CONAMA n. 01 de 1986**, Brasil, 1986.

EPE. O Compromisso do Brasil no Combate às Mudanças Climáticas: Produção e Uso de Energia. EPE – Empresa de Pesquisa Energética, Brasil, 2016.

EPE. Os desafios para a infraestrutura de escoamento na maximização do valor das reservas de óleo e gás do Pré-sal. Apresentação: José Mauro Coelho. EPE – Empresa de Pesquisa Energética, Brasil, 2019.

IEA. Environmental Assessment for CO₂ Capture and Storage. IEA – International Energy Agency, 2007.

IEA. World Energy Outlook 2019 - Executive Summary. IEA – International Energy Agency, 2019.

GEELS, F. W. “Technological transitions as evolutionary reconfiguration processes: A multi-level perspective and a case-study”, **Research Policy**, v. 31, n. 8–9, p. 1257–1274, 2002. DOI: 10.1016/S0048-7333(02)00062-8.

HANNIS, S., LU, J., CHADWICK, A., et al. "CO₂ Storage in Depleted or Depleting Oil and Gas Fields: What can We Learn from Existing Projects?", **Energy Procedia**, v. 114, n. November 2016, p. 5680–5690, 2017. DOI: 10.1016/j.egypro.2017.03.1707. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.1707>.

IBP e GEE. Gás do Pré-Sal: Oportunidades, Desafios e Perspectivas Cooperação e Pesquisa
IBP – UFRJ, Rio de Janeiro, 2017.

IPCC. Special Report Global Warming of 1.5 °C. IPCC - The Intergovernmental Panel on Climate Change, 2018.

IPCC. Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage, Montreal, Canadá, 2005.

KETZER, J. M. M.; MACHADO, C. X.; ROCKETT, G. C.; IGLESIAS, R. S.(organizadores.) (2016).

Atlas brasileiro de captura e armazenamento geológico de CO₂. Porto Alegre: EDIPUCRS, 2016.
95 p.

PETROBRÁS. Panorama Da Aplicação De Métodos De Recuperação Melhorada No Brasil E No Mundo. Apresentação: Adalberto José Rosa e Marcos Vitor Barbosa Machado, 2017.

PETROBRAS. Etapa 1 – Comunicação – Bacia de santos, 2019. Disponível em: <<https://www.comunicabaciadesantos.com.br/empreendimento/merluza>>. Acesso em 27 de fev. 2021.

STEPHENS, J. C., JIUSTO, S. "Assessing innovation in emerging energy technologies: Socio-technical dynamics of carbon capture and storage (CCS) and enhanced geothermal systems (EGS) in the USA", **Energy Policy**, v. 38, n. 4, p. 2020–2031, 2010. DOI: 10.1016/j.enpol.2009.12.003. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2009.12.003>.

VERBONG, G. P. J., GEELS, F. W. "Exploring sustainability transitions in the electricity sector with socio-technical pathways", **Technological Forecasting and Social Change**, v. 77, n. 8, p. 1214–1221, 2010. DOI: 10.1016/j.techfore.2010.04.008. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.techfore.2010.04.008>.

GEELS, F. W. "Technological transitions as evolutionary reconfiguration processes: A multi-level perspective and a case-study", **Research Policy**, v. 31, n. 8–9, p. 1257–1274, 2002. DOI: 10.1016/S0048-7333(02)00062-8.

Análise do desempenho de um sistema fotovoltaico conectado à rede no sul do Brasil e comparação com um sistema localizado na Holanda.

Performance analysis of a photovoltaic system connected to the network in southern Brazil and comparison with a system located in the Netherlands.

Mateus Miranda de Novaes¹

Bruna Neves Prudencio²

Sumário: 1. Introdução. 1.1. Objetivos. 2. Dados. 2.1. Materiais e Métodos 3. Resultados. 4. Conclusão. Bibliografia.

Resumo: Com o aumento da demanda por energia elétrica, a geração de energia solar fotovoltaica destaca-se por ser limpa, renovável e com acentuado perfil de geração distribuída, o que a torna um elemento importante na transição energética. Desde 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) autorizou a geração própria de energia elétrica e possibilitou o repasse do excedente à concessionária através do sistema de compensação. Porém, em outubro de 2019 uma revisão estava programada, a ANEEL apresentou um texto que faria o retorno do investimento aumentar, isso fez o setor se unir contra a taxação. O texto então foi paralisado para modificações, e com o advento da pandemia do COVID-19, foi adiado para finalização em 2021. Diante disso, o trabalho apresenta uma análise de desempenho de um sistema fotovoltaico conectado à rede, localizado no sul de Santa Catarina, na cidade de Laguna. Seguidamente, foi feito uma comparação com um sistema fotovoltaico localizado na cidade de Delft na Holanda. O período de análise compreende-se entre novembro de 2019 e setembro de 2020 para o sistema de 2,38 kWp em Laguna, e entre janeiro de 2011 e dezembro de 2018 para o sistema de 15,24 kWp em Delft. Ao final do trabalho é possível concluir que o sistema localizado em Laguna se apresenta bem dimensionado, pois os valores gerados foram maiores que os valores estimados por dois métodos. E, ao comparar com o sistema de Delft na Holanda, os dados comprovam o grande potencial solar do Brasil.

Palavras-chave: Sistemas Fotovoltaicos; Indicadores de Desempenho; Geração Distribuída

Abstract: With the increased demand for electricity, the generation of photovoltaic solar energy stands out for being clean, renewable and with a strong distributed generation profile, which makes it an important element in the energy transition. Since 2012, the National Electric Energy Agency (ANEEL) authorized the own generation of electric and made possible to transfer the surplus to the concessionaire through the compensation system. However, in October 2019 a review was scheduled, ANEEL presented a text that would increase the return on investment, this made the sector unite against taxation. The text was then paralyzed for modifications, and with the advent of the COVID-19 pandemic,

¹ Engenheiro Eletricista, UNISUL, mateusmnovaes@gmail.com.

² Graduanda em Engenharia de Energia, UFSC, nevesbrunap@gmail.com

it was postponed for completion in 2021. Therefore, the work presents an analysis of the performance of a photovoltaic system connected to the grid, located in the south of Santa Catarina, in the city of Laguna. Then, a comparison was made with a photovoltaic system located in the city of Delft in the Netherlands. The analysis period runs between November 2019 and September 2020 for the 2.38 kWp system in Laguna, and between January 2011 and December 2018 for the 15.24 kWp system in Delft. At the end of the work it is possible to conclude that the system located in Laguna is well dimensioned, since the values generated were greater than the values estimated by two methods. And, when compared to the Delft system in the Netherlands, the data prove the great solar potential of Brazil.

Keywords: Photovoltaic systems; Performance indicators; Distributed generation

1. Introdução

A crescente demanda por energia elétrica acompanhada de uma sustentabilidade ambiental fez com que a geração de energia através do Sol, especificamente a energia solar fotovoltaica, ganhasse destaque por ser limpa, renovável e com acentuado perfil de geração distribuída, o que a torna um elemento importante na transição energética sustentável.

Desde 2012, a ANEEL, por meio da Resolução Normativa (REN) nº 482 autorizou a geração própria de energia elétrica, a geração distribuída, a partir de fontes renováveis e possibilitou o repasse do excedente à concessionária através do sistema de compensação de energia elétrica. Em 2015, outras facilidades foram incorporadas à norma por meio da REN nº 687 como a duração dos créditos de energia para 5 anos, e sistemas de consumo coletivo e remoto dentro da concessão da distribuidora (ANEEL, 2012, 2015). Porém, em outubro de 2019 uma revisão da REN nº 482 estava programada, principalmente em relação ao sistema de compensação de energia elétrica que deixava a energia solar fotovoltaica atrativa aos consumidores (ABSOLAR, 2019). A ANEEL apresentou um texto que faria com que o retorno do investimento aumentasse, isso fez o setor solar constituído de empresas e autônomos se unirem contra essa taxação.

O texto então foi paralisado para modificações, e com o advento da pandemia do COVID-19, foi adiado para finalização em 2021. Segundo levantamentos da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), em 2019 a energia solar fotovoltaica distribuída no Brasil representava apenas 0,26 % da geração de energia elétrica (EPE, 2019). Isso significaria que essa taxação precoce limitaria a ascensão da tecnologia que vem sendo estimulada pelo consecutivo aumento das tarifas de energia elétrica no país.

1.1 Objetivos

O objetivo deste trabalho é apresentar uma análise de desempenho de um sistema fotovoltaico conectado à rede, localizado no sul de Santa Catarina, na cidade de Laguna. E, seguidamente realizar uma comparação com um sistema fotovoltaico localizado na cidade de Delft na Holanda.

2. Dados

Os dados do sistema de Delft foram provenientes da versão demo do *pvSpot* da *SolarGIS*. A

SolarGIS é uma empresa que oferece sistemas de informações geográficas projetados para atender as necessidades da indústria de energia solar (SOLARGIS, 2020). Para o sistema em Laguna usou-se os dados de geração de energia elétrica registrados pelo monitoramento *wi-fi* do inversor, comparando com os dados da geração estimados através do Centro de Referência para a Energia Solar e Eólica Sérgio Brito (CRESESB). O centro visa promover o desenvolvimento das energias solar e eólica através da difusão de conhecimentos, da ampliação do diálogo entre as entidades envolvidas e do estímulo à implementação de estudos e projetos (CRESESB, 2020). E, também por meio do *software System Advisor Model* (SAM), que é um modelo de *software* técnico-econômico gratuito desenvolvido pela *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) que facilita a tomada de decisões para pessoas na indústria de energia renovável, principalmente na solar fotovoltaica (SAM, 2020). Os dados oriundos do sistema em Delft e do sistema em Laguna, foram tratados, analisados e realizados a elaboração dos gráficos através do *software Microsoft Excel*.

2.2 Materiais e Métodos

Foram utilizados índices de desempenho que representam equipamentos, tecnologias ou sistemas de acordo com a sua eficiência de conversão de energia. Para um sistema fotovoltaico conectado à rede, os indicadores podem ser empregados a quaisquer configurações de sistemas fotovoltaicos, refletindo a energia, eficiência, produtividade, desempenho e as perdas do sistema (Rampinelli, 2010).

Utilizou-se neste trabalho o Fator de Capacidade (FC), em porcentagem, que é determinado pela razão entre a energia elétrica convertida pelo sistema fotovoltaico (kWh) e a energia elétrica convertida caso o sistema operasse em potência nominal durante todo o período analisado, na condição padrão de irradiância solar de 1.000 W/m², temperatura de 25º C e massa do ar AM 1,5 (Lima et al. 2017). De acordo com Kromann et al. (2014) os sistemas fotovoltaicos conectados à rede instalados no Brasil apresentam FC entre 13% e 18%. Aplicou-se também a Produtividade (Y) que é definida pela razão entre a energia elétrica convertida (kWh) pelo sistema e a potência nominal do mesmo (kWp). Esse indicador pode ser determinado em diferentes bases temporais como horária, diária, mensal e anual (Machado, 2016).

O período de análise do estudo compreende-se entre novembro de 2019 e setembro de 2020 para o sistema de 2,38 kWp em Laguna, e entre janeiro de 2011 e dezembro de 2018 para o sistema de 15,24 kWp em Delft, do qual realizou-se uma média dos meses citados para poder-se efetuar a comparação com o sistema anterior.

3. Resultados

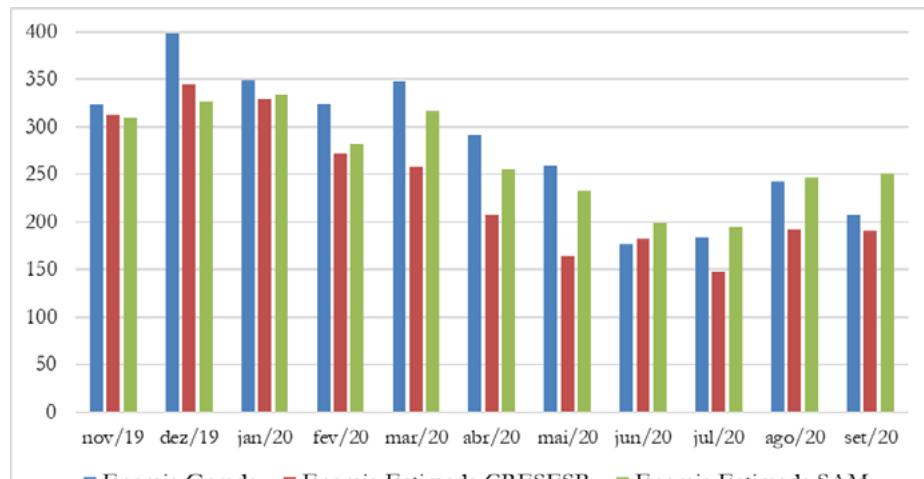
Como expõe o Gráfico 1, o sistema solar fotovoltaico em Laguna apresentou uma produção de energia elétrica maior que o estimado pelos dois métodos nos meses de novembro a maio. No mês de junho obteve uma produção de energia um pouco abaixo dos dois métodos, e de julho a setembro expressou produção de energia elétrica maior que o método do CRESESB, porém abaixo do método SAM.

O FC no período analisado teve uma média de 16,26 %, atingindo o valor máximo de 22,50 % no

mês de dezembro e obteve seu valor mínimo de 10,69 % em junho, como mostra o Gráfico 2.

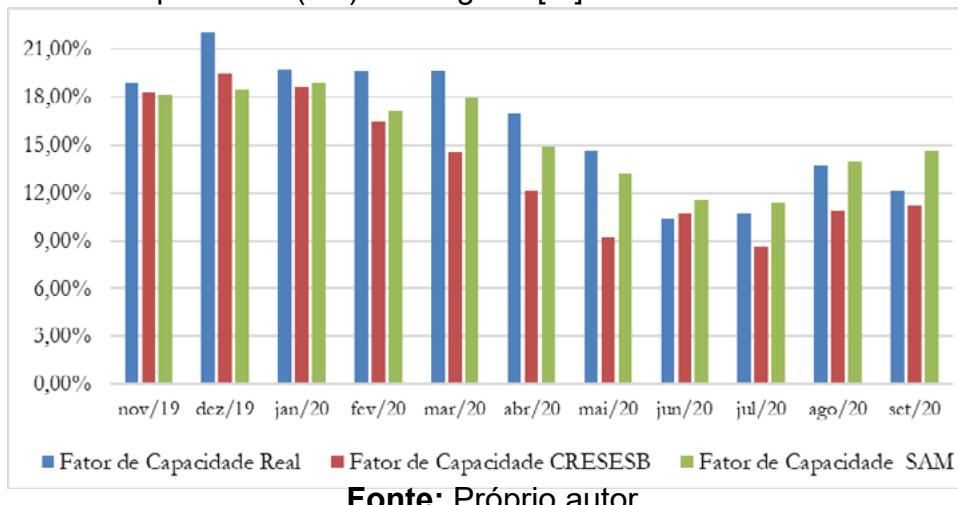
A produtividade teve uma média de 118,61 kWh/kWp, como ilustra o Gráfico 3, atingindo seu valor máximo de 167,37 kWh/kWp no mês de dezembro e obteve seu valor mínimo de 74,59 kWh/kWp em junho.

Gráfico 1 – Produção Gerada em Laguna [kWh/mês] x Produções Estimadas em Laguna [kWh/mês]



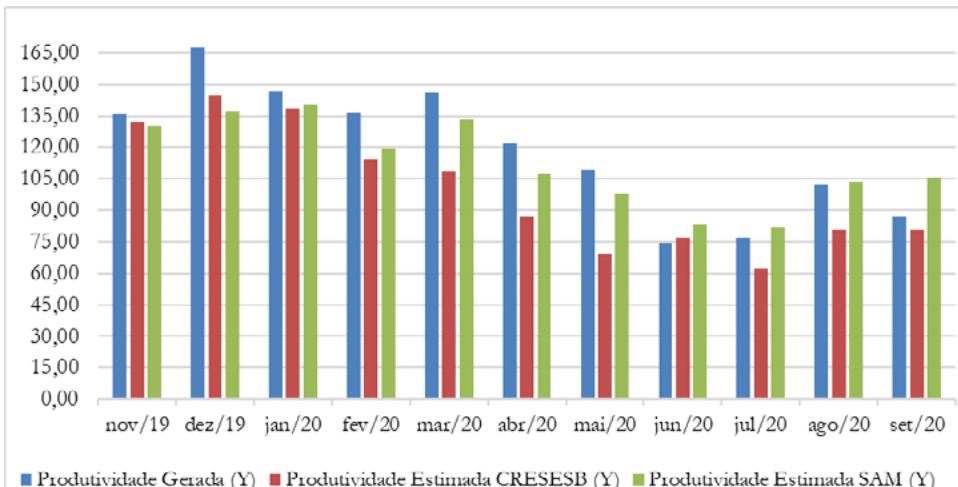
Fonte: Próprio autor.

Gráfico 2 – Fator de Capacidade (FC) em Laguna [%]



Fonte: Próprio autor

Gráfico 3 – Produtividade Gerada (Y) em Laguna [kWh/kWp] x Produtividades Estimadas em Laguna (Y) [kWh/kWp]

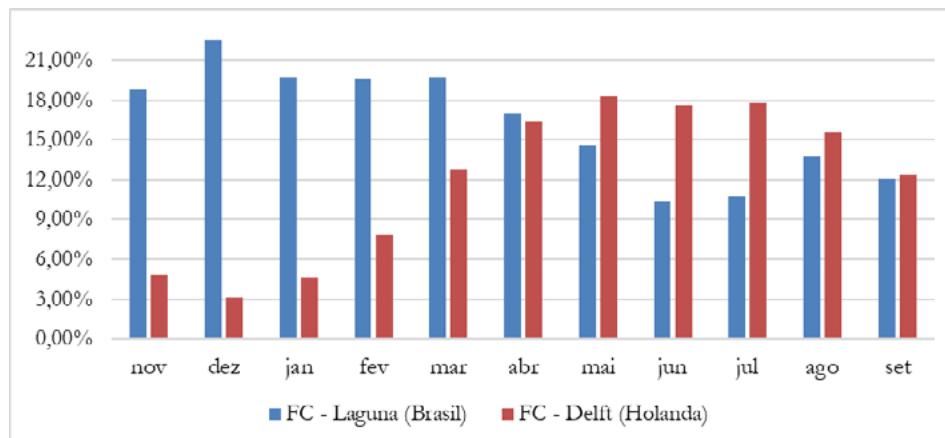


Fonte: Próprio autor.

Observando o Gráfico 4, tem-se a comparação em relação ao FC com o sistema fotovoltaico conectado à rede em Delft. Nos meses de novembro a março, houve uma aparente superioridade do fator de capacidade em Laguna no tocante ao fator de capacidade em Delft, atingindo uma média 13,44 % maior na cidade de Laguna. Nota-se que os meses subsequentes de abril a setembro, período que a radiação solar aumenta no hemisfério norte, não há uma aparente superioridade do fator de capacidade em Delft comparado com o FC de Laguna, como houve de maneira oposta.

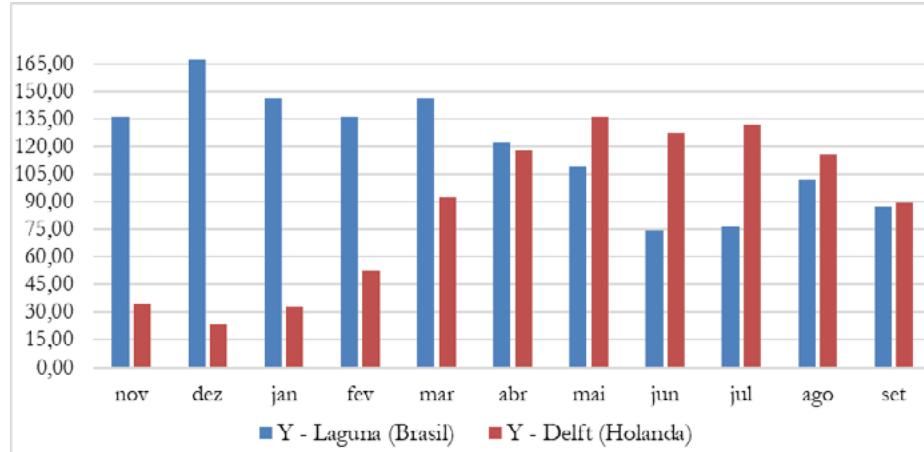
Analizando o Gráfico 5, tem-se a comparação em relação a produtividade. Novamente nota-se que nos meses de novembro a março o sistema em Laguna possui uma superioridade evidente, atingindo uma produtividade média de 99,37 kWh/kWp maior que o sistema localizado em Delft. E, nos meses seguintes, os valores de produtividade de Laguna não caem significativamente.

Gráfico 4 – FC Laguna - Brasil [%] x FC Delft - Holanda [%]



Fonte: Próprio autor.

Gráfico 5 – Y Laguna – Brasil [kWh/kWp] x Y Delft – Holanda [kWh/kWp]



Fonte: Próprio autor.

4. Conclusão

Este trabalho apresentou uma análise de um sistema solar fotovoltaico conectado à rede localizado na região sul do Brasil, na cidade de Laguna no estado de Santa Catarina. E, posteriormente realizou-se uma comparação com um sistema solar fotovoltaico conectado à rede localizado na cidade de Delft na Holanda. A análise e comparação ocorreram por meio dos indicadores de desempenho, que permitem a monitoração e comparação de sistemas independente de sua potência e localização geográfica.

O sistema localizado em Laguna se apresentou bem dimensionado, pois os valores gerados foram, em 10 de 11 meses, maiores que os valores estimados por dois métodos diferentes de estimativas de geração de energia. E, ao comparar com o sistema em Delft, principalmente em relação à média da produtividade que atingiu um valor de 99,37 kWh/kWp maior em Laguna, os dados corroboram com a conclusão do grande potencial solar do Brasil, que poderia ser muito mais aproveitado. Visto que a Europa possui um potencial muito menor e dispõe de muito mais sistemas instalados.

As energias renováveis estão em constante crescimento, os sistemas fotovoltaicos estão consolidados no Brasil como tecnologia dominante na geração distribuída, pois tem a vantagem de possuir facilidade de instalação e harmonia com a arquitetura das edificações, o que contribui para o seu crescimento (Prudencio e Rampinelli, 2020).

Os benefícios a longo prazo da energia solar fotovoltaica devem ser levados em conta, como os socioeconômicos e ambientais que superam, em muito, os custos investidos. A nova regulamentação não deve limitar essa ascensão e crescimento da tecnologia, e sim impulsionar essa forma de geração de energia limpa e renovável. Essa impulsão pode ser feita, por exemplo, através de um marco regulatório legal para a geração distribuída, que faria com que os benefícios contassem com um grau maior na hierarquia das leis

Bibliografia

ABSOLAR. Mudança regulatória traz desequilíbrio ao consumidor de energia solar da geração distribuída, 2019. Disponível em: <http://absolar.org.br/noticia/noticias-externas/mudanca-regulatoria-traz-desequilibrio-ao-consumidor-de-energia-solar-da-geracao-distribuida.html>. Acesso em: 04/01/2021

ANEEL. Resolução Normativa nº 482. ANEEL, 2012.

ANEEL. Resolução Normativa nº 687. ANEEL, p. 24, 2015.

CRESESB. Missão do CRESESB. Disponível em: <https://cresesb.cepel.br/>. Acesso em: 04/01/2020

EPE. Balanço Energético Nacional, 2019. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-ben>>. Acesso em: 07/12/2020

KORMANN, L. et al. “Desenvolvimento de Mapas de Avaliação do Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos em Diferentes Ângulos de Inclinação e de Azimute”, ASADES, v. 18, p. 04.01-04.08, 2014.

LIMA, L. C. DE et al. Performance Analysis of a Grid Connected Photovoltaic System in Northeastern Brazil. Energy for Sustainable Development - Elsevier, v. 37, p. 79-85, abr. 2017.

MACHADO, A. B. Análise Temporal e Espacial de Indicadores de Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos de Geração VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar – Fortaleza, 01 a 05 de junho de 2020.

PRUDENCIO, B. N.; RAMPINELLI, G. A. Monitoramento e Análise de Índices de Mérito de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede na Europa e no Brasil. In: XII Congresso Brasileiro de

Planejamento Energético, 2020. Anais do XII CBPE, 2020.

RAMPINELLI, G.A. "Estudo De Características Elétricas E Térmicas De Inversores Para Sistemas Fotovoltaicos Conectados À Rede", 2010. 285 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2010.

SAM. System Advisor Model, 2020. Disponível em: <https://sam.nrel.gov/>. Acesso em: 05/01/2021

SOLARGIS. PVspot SolarGIS, 2020. Disponível em: https://solargis.info/pvspot/system-24/month.htm;jsessionid=C43AC0AD900F5C6F0A8987235F39EB3A.pvspot_janus#2021-01. Acesso em: 08/01/2021

Transição Energética No Brasil: O Renovabio E Análise Das Variáveis Espaciais

Energetic Transition in Brazil: The Renovabio Program and an Analysis of Spatial Variables

Regina Neves Batista¹

Karina Ninni Ramos²

Hirdan Katarina de Medeiros Costa³

Sumário: 1. Introdução. 2. Transição Energética: O Renovabio. 2.1 Desafios tributários e de mercado. 3. Descrição da Metodologia. 3.1 Sistematização dos dados 3.2 Análise exploratória. 4. Resultados e Discussão. 5. Considerações Finais. 6. Agradecimentos. 7. Bibliografia.

Resumo: A expansão da produção de etanol, da qual depende o sucesso do programa Renovabio, conta com uma série de variáveis: entre elas econômicas, ambientais e geográficas. Do ponto de vista geográfico, a espacialização da produção e da participação das usinas no Renovabio é fundamental para compreender como se deu os primeiros passos do programa e quais tendências e potenciais de expansão apresenta. A espacialização dos fenômenos através de ferramentas de geoprocessamento também permite compreender melhor os aspectos econômicos e ambientais que influenciam o sucesso do Renovabio, uma vez que o Brasil é dividido em regiões bem delineadas e a produção de biocombustíveis acompanha esse comportamento. Como a maior parte dos participantes do programa é formada por usinas produtoras de etanol e as condições de produção deste são diferentes das condições de produção do biodiesel e do biogás, decidiu-se por realizar um recorte focando no etanol que também é, dentre os combustíveis participantes o mais expressivo economicamente no Brasil. Esse trabalho se propôs a analisar a espacialização das variáveis envolvidas na emissão de certificados do programa Renovabio, a fim de compreender a distribuição do potencial de descarbonização do programa em relação à produção nacional de etanol. Com isso, contribuiu-se com a literatura que trata do RenovaBio e de emissões de GEEs no Brasil.

Palavras-chave: geoprocessamento, transição energética, etanol, análise espacial

Abstract: The expansion of ethanol production, on which the success of the Renovabio program depends, has a number of variables: including economic, environmental and geographical. From a geographical point of view, the spatialization of production and participation of plants in Renovabio is fundamental to understand how the first steps of the program were made and what trends and potniais of expansion presents. The spatialization of events through geoprocessing tools also allows a better

1 Qualificação: Graduanda em Geografia, filiação: FFLCH – USP, e-mail: regina.batista@usp.br.

2 Qualificação: Doutoranda em Energia, filiação: IEE – USP, e-mail: karinaninni@usp.br.

3 Qualificação: Pós Doutora em Energia, Pós Doutora em Sustentabilidade; Mestre e Doutora em Energia; Mestre em Direito, filiação: Pesquisadora Visitante PRH 33.1/ ANP/ FINEP, Professora e Orientadora IEE/USP, Pesquisadora RCGI/ USP, e-mail: hirdan@usp.br.

understanding of the economic and environmental aspects that influence the success of Renovabio, since Brazil is divided into well-delineated regions and the production of biofuels accompanies this behavior. As most of the participants of the program are formed by ethanol producing plants and the production conditions of this are different from the production conditions of biodiesel and biogas, it was decided to carry out a cut-off focusing on ethanol, which is also, among the most economically expressive participants fuels in Brazil. This work aimed to analyze the spatialization of the variables involved in the issuance of certificates of the Renovabio program, in order to understand the distribution of the decarbonization potential of the program in relation to the national ethanol production. Thus, the literature on RenovaBio and GHG emissions in Brazil was contributed.

Keywords: geoprocessing, energetic transition, ethanol, spatial analysis

1. Introdução

Em 2017 foi publicada a Lei Federal n. 13.576, que criou o programa RenovaBio. Fruto do compromisso de descarbonização assumido pelo Brasil no Acordo de Paris, o programa é uma medida com o objetivo de colaborar para o cumprimento das metas de redução das emissões de gases de efeito estufa (GEEs). O RenovaBio consiste na certificação da produção de biocombustíveis com atribuições de notas diferentes para cada produtor e importador de biocombustível, que depois serão convertidas em ativos financeiros negociáveis na bolsa de valores, os créditos de descarbonização (CBIOs).

No setor de cana-de-açúcar, até agora, há 220 produtores nacionais de biocombustíveis autorizados pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) a emitir CBIOs, e mais 28 em fase de certificação. Os biocombustíveis ainda são parte pouco expressiva da matriz energética nacional, mas um dos objetivos do RenovaBio é mudar esse quadro. É necessário, portanto, que se pense como serão explorados os recursos para atingir a meta de redução estabelecida pela ANP.

Desse modo, o objetivo deste trabalho é analisar o potencial de descarbonização do programa RenovaBio para o setor de cana-de-açúcar, através de ferramentas de análise espacial e geoestatística, levando em consideração as principais diferenças regionais e as dinâmicas territoriais que envolvem as distribuidoras certificadas ou em processo de certificação. Considerando as limitações dessa pesquisa, o foco será o setor da cana. Trabalharemos mapeando e georreferenciando as usinas que já têm autorização para emitir CBios.

2. Transição energética: o renovabio

Por transição energética pode-se entender a incorporação de energias renováveis na matriz energética dos países, com uma ampla incorporação de tecnologias de descarbonização das economias (FERRAÇO, 2016). González (2020) observa que, historicamente, as transições energéticas são fenômenos de longo prazo. De fato, a inserção de energias renováveis na matriz energética mundial tem sido paulatina, haja vista o predomínio do petróleo e do gás natural (SAUER, 2016). Com a

incorporação do Acordo de Paris no âmbito dos Estados-Nação, no entanto, verifica-se a inclusão das contribuições nacionalmente determinadas, as NDCs.

O Brasil tem NDCs ambiciosas⁴ e o RenovaBio é uma das políticas públicas idealizadas para tentar cumprir esses compromissos, ao reconhecer o papel de todos os biocombustíveis, tais como etanol, biodiesel, biometano, bioquerosene, segunda geração, entre outros, na matriz energética brasileira (MME, 2020). O objetivo inseri-los na demanda nacional de combustíveis, contribuindo assim para atingir as metas de descarbonização assumidas pelo Brasil no Acordo de Paris.

O RenovaBio é estruturado em três eixos: 1) Metas de Descarbonização; 2) Certificação da Produção de Biocombustíveis; e 3) Crédito de Descarbonização (CBIO) (MME, 2020). Grosso modo, a ideia básica do programa é que os distribuidores de combustíveis fósseis cumpram suas metas de descarbonização comprando os créditos de descarbonização (CBIOs) dos produtores de biocombustíveis.

Considerando as metas de descarbonização, o Governo disciplina para o período decenal aquelas que são desdobradas obrigatoriamente para os distribuidores de combustíveis fósseis (MME, 2020). Para o segundo eixo, os produtores, ao certificar sua produção, recebem notas de eficiência energético-ambiental. No terceiro eixo, as notas são multiplicadas pelo volume de biocombustível comercializado, resultando na quantidade de CBIOs que determinado produtor poderá emitir e vender no mercado (MME, 2020). Um CBIO equivale a uma tonelada de emissões evitadas. Segundo o MME, até 2029, o programa pretende compensar emissões de GEEs que representam o plantio de 5 bilhões de árvores.

Os cálculos das notas de eficiência energética são feitos por meio da RenovaCalc, que contabiliza as emissões de GEEs de cada processo do ciclo de vida do biocombustível, estimadas segundo o IPCC. Com lembram Matsuura et al (2018), “a somatória destas emissões resulta na intensidade de carbono do biocombustível em gCO₂eq/MJ que, subtraída da intensidade de carbono do seu combustível fóssil equivalente, gera a nota de eficiência energético-ambiental do biocombustível.”

2.1 Desafios tributários e de mercado

Vale lembrar que a regulação da Política Nacional dos Biocombustíveis ainda está em plena discussão, com destaque para a tributação dos CBIOs, tema polêmico que divide opiniões. Uma tributação especial de 15% sobre a emissão CBIOs por produtores e importadores de biocombustíveis foi incluída pelo Congresso Nacional na medida provisória do crédito rural (a então MP do Agro, agora já transformada em Lei), mas vetada pelo presidente Jair Bolsonaro.

Segundo informa a newsletter NovaCana (2020), sem a alteração, a tributação (Imposto de Renda) sobre a comercialização dos créditos de carbono seria de 34%, considerada muito alta, e cogita-se sobre a possibilidade dessa alíquota reduzir a atratividade dos ativos. Além dos 34% haveria ainda, de acordo com o economista Haroldo Torres, mais 9,25% de PIS COFINS (EpBR, 2020).

⁴ Redução de 37% de emissões até 2025 e de 43% até 2030. Nos comprometemos, entre outras coisas, a zerar o desmatamento ilegal e reflorestar 12 milhões de hectares para usos diversos até 2030.

Do ponto de vista do mercado há desafios também. Os primeiros CBIOs comercializados na bolsa de valores (B3), em junho de 2020, foram vendidos a um preço de aproximadamente USD 10 cada, valor que muitos consideram aquém dos benefícios do ativo, e ponderam que também pode concorrer para desestimular o interesse pelos créditos de descarbonização. Mais tarde, outra leva foi negociada a R\$ 15 por título, equivalente a USD 2,77 no câmbio do dia 25 de junho (R\$ 5,40 por dólar). Matéria da agência E&P Brasil informa que foram comercializados quatro mil créditos, totalizando R\$ 60 mil (E&P Brasil, 2020).

Para completar o cenário desafiador, no início de julho de 2020 foi encerrada uma consulta pública do MME (consulta pública 94 de 05/06/2020) sobre a redução de 50% nas metas já estipuladas pelo RenovaBio para o ano corrente, por conta da pandemia de COVID-19: de aproximadamente 29 milhões de créditos de carbono (CBIOs) para 14,5 milhões, conforme mostra a tabela:

Tabela 1 - Proposta do Comitê RenovaBio ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), em unidades de CBIOs.

Ano	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Meta Anual (milhões de CBIOs)	14,53	24,86	34,17	42,35	50,81	58,91	66,49	72,93	79,29	85,51	90,67
Intervalos de Tolerância (limites superior e inferior)	-	-	42,67	50,85	59,31	67,41	74,99	81,43	87,79	94,01	99,17
	-	-	25,67	33,85	42,31	50,41	57,99	64,43	70,79	77,01	82,17

Fonte: Coordenação do Comitê Renovabio, 2020

Vale lembrar que, em junho de 2019, o (CNPE) determinou, para 2029, uma redução 11% na quantidade de CO₂ equivalente que os combustíveis brasileiros podem emitir a cada megajoule de energia. O valor passará paulatinamente de 74,25 gCO₂eq/MJ (intensidade de carbono média da matriz nacional de combustíveis em 2017), para 66,1 gCO₂eq/MJ em 2029 (BiodieselBR, 2019).

Em resumo: espera-se que os produtores de combustíveis sejam mais eficientes ao longo do tempo, mesmo em um ambiente de mercado até agora pouco atrativo, com inseguranças tributárias e regulatórias ainda em jogo.

Como se verá adiante, a eficiência energético-ambiental da produção do biocombustível, medida pela RenovaCalc, que determina a nota das usinas e a quantidade de créditos de descarbonização (CBios) que poderão emitir, não guarda necessariamente relação com a maior a presença de usinas em uma determinada região. Assim, a concentração da presença de usinas certificadas no Sudeste, sobretudo em São Paulo, como se demonstrará a seguir, não indica, necessariamente, uma maior aptidão da região para a participação no programa.

Pelo exposto, entende-se que este artigo apresenta uma contribuição para o RenovaBio ao verificar que concentração espacial de usinas certificadas e eficiência energético-ambiental da produção do biocombustível não necessariamente andam juntas, além de trazer recomendações referentes à expansão das possibilidades iniciais do programa.

3. Descrição da metodologia

Para que as metas de descarbonização estabelecidas sejam de fato atingidas é necessário que se leve em questão fatores como o potencial produtivo das áreas exploradas, a rede logística por onde serão transportados os insumos e a capacidade geradora de energia (livre de CO₂) do combustível produzido. Verificou-se que o cálculo de CBiOs, da forma elaborada pela EMBRAPA e pela ANP já levava em consideração os dados de logística e variáveis ambientais de maneira satisfatória. Portanto, ao invés desses dados, que seriam coletados individualmente para cada usina, utilizou-se a Nota de Eficiência Energético-Ambiental, medida em gCO₂eq/MJ.

Para entender melhor se a presença de usinas certificadas estava limitada à produtividade de etanol local, foram utilizados dados do 1º Levantamento da Safra 2020/2021 de cana-de-açúcar, no dia 5 de maio (CONAB, 2020).

O processo metodológico se dividiu em duas partes: a primeira foi o levantamento e a organização dos dados e da bibliografia necessários, bem como a organização e o mapeamento dos dados das usinas certificadas para o programa RenovaBio. Utilizando bases de dados geográficos de domínio público disponibilizadas pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) e outros órgãos, cruzamos os dados de potencial produtivo das lavouras de cana e redes de transporte com as informações de produtividade disponibilizadas pelas distribuidoras.

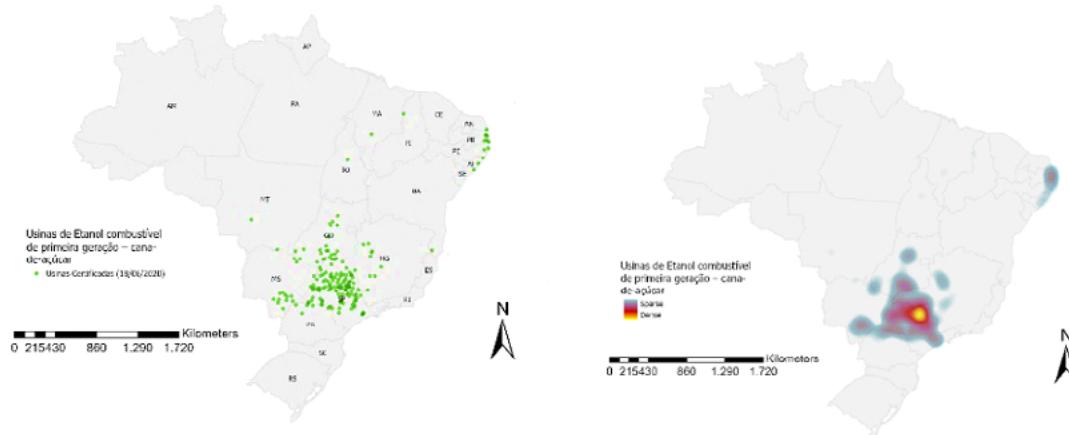
Esta pesquisa pretende servir como um modelo de análise de emissões evitadas, especificamente no setor de transporte, quando do incremento das usinas autorizadas dentro da lógica de emissão de CBiOs, considerando-se a visão por região, em uma base georreferenciada.

3.1 Sistematização dos dados

Utilizando o endereço, foram mapeadas 187 das 194 usinas disponíveis, tendo sido desconsideradas aquelas em recuperação judicial e outras cujo endereço não era reconhecido pelos softwares ArcGIS Online e Google Earth. Dessa usinas foi coletado o nome, o endereço, a nota de eficiência energético-ambiental calculada pelo RenovaCalc e o tipo de combustível produzido, sendo selecionadas apenas as produtoras de etanol de cana-de-açúcar (Mapa 1).

Mapa 1 – Usinas produtoras etanol certificadas.

Mapa 2 – Mapa de calor da presença de usinas produtoras de etanol certificadas.



Fonte: Elaboração própria.

O Mapa 1 mostra a localização das usinas de etanol certificadas pelo Renovabio até a data de 18 de junho de 2020, apontando uma concentração no noroeste paulista e na costa do nordeste brasileiro.

Utilizando a base cartográfica de unidades federativas disponibilizado pelo IBGE, foi criado um mapa com as informações de estimativa de produtividade de etanol por estado do Brasil para a safra de 2020/2021, substituindo por 0 os valores não disponibilizados pela CONAB (Tabela 2)

Tabela 2 – Dados da safra 2020/2021 por estado

Nº ESTADO	Safra 19/20	Safra 20/21	Variação Absoluta	Variação %
AM	8816	10432,88442	1616,88442	18,34034052
AP	0	0	0	0
PA	58301	43035,19174	-15265,80826	-26,18447069
TO	166370	170080,5292	3710,529155	2,230287405
MA	168061	150183,0758	-17877,92416	-10,637759
PI	46457	28034,17954	-18422,82046	-39,65563953
CE	0	0	0	0
RN	124398	100054,5723	-24343,42772	-19,56898641
PB	442746	407447,413	-35298,58697	-7,972649549
PE	450730	297088,8793	-153641,1207	-34,08717429
AL	522528,75	332116,6459	-190412,1041	-36,44050285
SE	111163	101690,232	-9472,768	-8,521511654
BA	249021	262868,3968	13847,3968	5,560734555
MT	1180190	1084435,036	-95754,96444	-8,11352108
MS	3341313	2942760,124	-398552,8758	-11,92803176
GO	5249027	4819582,613	-429444,3866	-8,181409366
MG	3590993	2795536,746	-795456,2543	-22,15142871
ES	118918	116799,8263	-2118,173722	-1,781205303
RJ	57374	64482,7569	7108,756898	12,39020619
SP	16489386	14133768,93	-2355617,068	-14,28565665
PR	1624187	1428348,18	-195838,82	-12,05765223
SC	0	0	0	0
RS	1638	1628,811714	-9,188286371	-0,560945444

Fonte: CONAB, 2020.

Os dados disponibilizados pela CONAB apontam o centro-sul brasileiro como região que mais produz etanol de cana-de-açúcar para a safra de 2020/2021. Se destaca também o estado de Alagoas. Há valores nulos em estados do Norte e do Sul do país, mostrando a pouca expressividade da produção de etanol nessas regiões.

3.2 Análise exploratória

A partir dos pontos, calculou-se a média da nota de elegibilidade por estado. Também se calculou

a presença de usinas certificadas por estado (Tabela 3).

Tabela 3 – Usinas por estado⁵

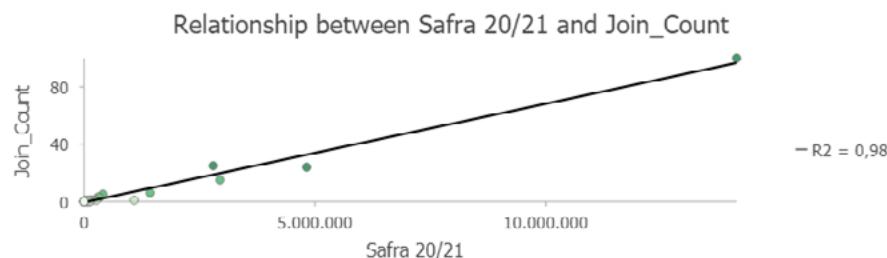
Qtde. Usinas	UF	REGIAO
100	SP	SUDESTE
25	MG	SUDESTE
24	GO	CENTRO-OESTE
15	MS	CENTRO-OESTE
6	PR	SUL
5	PB	NORDESTE
3	PE	NORDESTE
3	AL	NORDESTE
1	TO	NORTE
1	MA	NORDESTE
1	PI	NORDESTE
1	RN	NORDESTE
1	BA	NORDESTE
1	MT	CENTRO-OESTE
0	AM	NORTE
0	PA	NORTE
0	AP	NORTE
0	CE	NORDESTE
0	SE	NORDESTE
0	ES	SUDESTE
0	RJ	SUDESTE
0	SC	SUL
0	RS	SUL
0	RD	NORTE
0	AC	NORTE
0	RR	NORTE
0	DF	CENTRO-OESTE

Fonte: Elaboração Própria a partir de CONAB, 2020.

A tabela confirma o que antes já havia sido apontado pelo mapa: o Centro-Sul brasileiro acumula o maior número de usinas certificadas no país, sendo São Paulo o estado com o maior número.

Através do software ArcGIS e da ferramenta R, foi analisada a presença de usinas por estado, para dimensionar o nível de regionalização. Também foi verificada a correlação (R^2) da presença de usinas certificadas com a produtividade estimada para a safra 20/21 por estado.

Gráfico 1 – Correlação entre produtividade e Contagem de Usinas

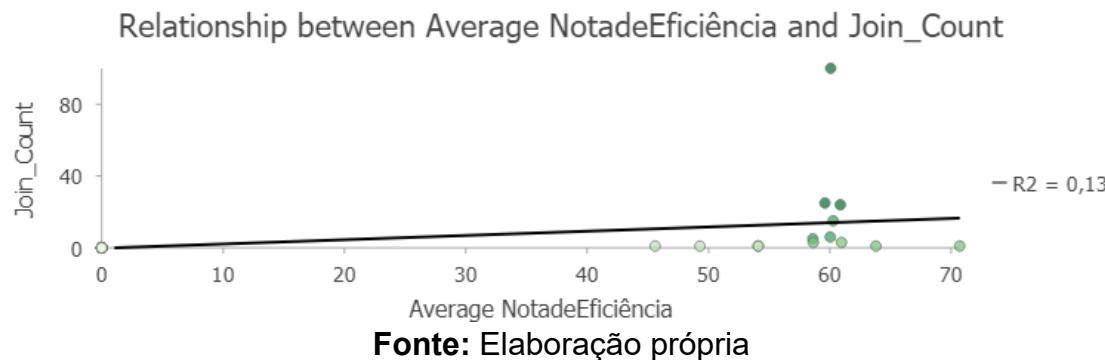


Fonte: Elaboração própria.

⁵ Os valores equivalentes a 0 foram ocultados

O gráfico 1 mostra que há forte correlação entre a produtividade de etanol da safra 20/21 e a presença de usinas certificadas. Entretanto, a correlação entre a média da Nota de Eficiência Energético-Ambiental das usinas certificadas e a contagem de usinas certificadas por estado é bastante fraca, como demonstra o gráfico abaixo.

Gráfico 2 – Correlação entre Média por estado da nota de eficiência e contagem de usinas



Fonte: Elaboração própria

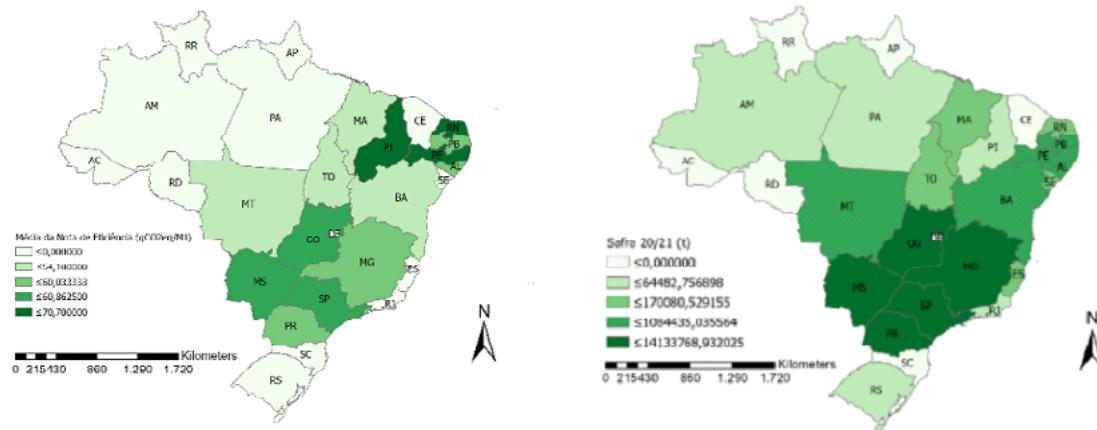
Assim, observou-se que a presença de usinas certificadas está mais fortemente conectada à produtividade do que à eficiência energético-ambiental das mesmas. Ante o exposto, nosso artigo demonstra, por fim, que a maior presença de usinas não indica, necessariamente, uma maior aptidão para a participação no programa e o consequente cumprimento das metas de descarbonização. E que há boas oportunidades para produção de CBIOS fora da região Sudeste.

4. Resultados e Discussão

Foi elaborado um mapa para facilitar a visualização da dispersão das médias da Nota de Eficiência Energético-Ambiental($\text{gCO}_2\text{eq/MJ}$).

Mapa 3 - Distribuição da média das notas de eficiência por estado.

Mapa 4 - Estima da Produtividade por Estado para 20/21



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados da ANP e da CONAB.

O Mapa 3 aponta uma regionalização de notas de eficiência altas no nordeste e outra, mais abrangendo o centro-sul do país. O Mapa 4 aponta a distribuição de estimativa de produtividade de etanol por unidade federativa. Ele aponta uma forte concentração da produção de etanol no centro-

sul brasileiro, mas também aponta tendências para estados do Nordeste. Após a análise dos mapas e dos gráficos, observa-se que há uma regionalização da produção do etanol a partir da cana de açúcar no Brasil, concentrando-se no centro-sul do país, mas que as usinas certificadas concentram-se primordialmente em duas regiões distintas: o oeste paulista e a costa nordestina, salvo o estado da Bahia. É curioso observar como o papel das duas regiões se inverte conforme a variável há notas de eficiência mais altas no Nordeste e maior produtividade no Centro-sul.

5. Considerações finais

Uma leitura menos acurada do cenário da produção de etanol no país nos levaria a crer que a redução de emissões proposta pelo RenovaBio depende muito, principalmente, das usinas paulistas, que têm a missão de cumprir suas metas, mantendo e/ou expandindo a produtividade sem expandir a fronteira agrícola em direção a ecossistemas naturais, e fazendo um esforço para melhorar suas notas de eficiência energético-ambiental.

Entretanto, como vimos, embora São Paulo e a região Sudeste detenham o maior número de participantes no programa, não possuem necessariamente melhores médias das notas de eficiência ambiental nos parâmetros da RenovaCalc. Vimos também que, pelos preços de comercialização dos primeiros CBIOs e pela celeuma em torno da tributação do ativo, ele pode enfrentar dificuldades no sentido de ter o apelo que deveria junto aos players do setor.

Sendo assim, entendemos que a melhora na eficiência energético-ambiental da produção do biocombustível não se dará independentemente do mercado, antes, pelo contrário, um mercado robusto é condição para que a política floresça, mas, ironicamente, argumentos meramente mercadológicos também não explicam a maior eficiência energético-ambiental, uma vez que no maior mercado produtor do país não se encontrou conexão forte entre presença de usinas certificadas e maiores notas obtidas na RenovaCalc.

Além disso, como já foi mencionado, o estabelecimento de um mercado de CBIOs, além de desafios tributários, também foi impactado pela pandemia de COVID-19. A atratividade dos CBIOs, como ativos negociáveis em bolsa, vem sendo questionada e revista. A própria RenovaCalc vem sendo aprimorada, e já está em sua quinta versão desde o lançamento do programa. O ambiente, portanto, está longe de ser o ideal no plano da implementação do programa como um todo.

Mesmo assim, pode representar uma oportunidade já que, ao analisar a baixa correlação entre a nota de descarbonização das usinas e a presença de usinas certificadas por unidade da federação, notou-se um potencial grande em áreas como a costa do Nordeste e o Sul de Goiás, locais em que, apesar da concentração mais baixa de usinas certificadas, observou-se vocação para participar do programa, por conta das notas de eficiência-energética obtidas via RenovaCalc.

Os resultados talvez sugiram a necessidade de incentivo maior à indústria sucro-energética no NE, grande polo produtor, de maneira a criar mecanismos para que a produção se expanda sem comprometer as metas de descarbonização, e o monitoramento acurado da expansão da cana para o Centro Oeste, tendo em vista as ameaças ao bioma cerrado, já muito bem documentadas pela

academia e pela mídia.

Por fim, chamamos a atenção também para a necessidade de mais dados a respeito do programa e das safras de agroenergia no Brasil. A análise feita a partir dos dados estatais é um começo, mas se os dados de produtividade fossem disponibilizados por municípios seria possível observar com muito mais precisão a dimensão da regionalização do programa e seu potencial regional futuro.

6. Agradecimentos

Agradecemos o apoio do Projeto Gasbras Convênio Finep 01.14.0215.00 e ao CNPq. Também, agradecemos ao “Centro de Pesquisa em Inovação em Gás - RCGI” (Fapesp Proc. 2014 / 50279-4), apoiado pela FAPESP e Shell, organizado pela Universidade de São Paulo, e pela importância estratégica do apoio concedido pela ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis do Brasil) através da cláusula de P&D. Agradecemos o apoio do Programa de Recursos Humanos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (PRH-ANP), financiado com recursos oriundos do investimento de empresas petrolíferas qualificadas nas cláusulas R, D & I da Resolução ANP nº 50/2015 (PRH 33.1 - Referente ao Edital nº 1/2018 / PRH-ANP; Outorga FINEP / FUSP / USP Ref. 0443/19).

Bibliografia

AMORIM, João Pacheco de. A Constituição Económica Portuguesa Enquadramento dogmático e princípios fundamentais. *Revista da Faculdade de Direito da Universidade do Porto*, Coimbra, a.8, pp. 31-106, 2011.

CAVALCANTI, Caio César Torres. Anais da Conferência Ibero-Brasileira de Energia – CONIBEN Lisboa 2019, 1^a ed., Porto: IBEROJUR. Disponível em: https://iberojur.com/wp-content/uploads/2020/08/Anais-CONIBEN_.pdf. Acesso em: 10/09/2020.

CARMONA, Carlos Alberto. *Arbitragem e Processo*: um comentário à Lei 9.307/96. São Paulo: Editora Atlas, 2011.

DÍEZ-PICAZO Y PONCE DE LEÓN, Luis. *Fundamentos del Derecho Civil patrimonial*, vol. I, Ed. Aranzadi, 6^a edición, Navarra, 2007.

GOMES, Orlando. *Contratos*. 26^a ed. Rio de Janeiro: Editora Forense, 2008.

GRAU, Eros Roberto. *A ordem econômica na Constituição de 1988*. 14^a ed. São Paulo: Malheiros Editores, 2010.

GUTINIEKI, João Otávio Bacchi; VEIGA, Fábio da Silva. Contextualização do direito concorrencial brasileiro. In: *Estudios de Derecho Iberoamericano*, vol. 1, Madrid: Dykinson, pp. 21-30, 2019.

HERRERO DE MIÑON, Miguel. “La constitución económica: desde la ambigüedad a la integración”. In: *Revista Española de Derecho Constitucional*, ano 19, n. 57, set.-dez., 1999, pp. 11-32.

JOERGES, Christian. “¿Qué tiene de social-demócrata la constitución económica europea?”. In: *Revista Española de Derecho Constitucional*, nº. 73, 2005, pp. 9-53.

MACHADO, Maíra Rocha. O estudo de caso na pesquisa em direito. In: MACHADO, Maíra Rocha (Org.). *Pesquisar empiricamente o direito*. São Paulo: Rede de Estudos Empíricos em Direito, 2017. Cap. 11. pp. 357-389. Disponível em: <http://reedpesquisa.org/publicacoes/volume-2-no-1-2014/>. Acesso em: 24/04/2020.

SAIZ MORENO, Fernando. “Orden público económico y restricciones de la competencia”. In: *Revista de Administración Pública*, Sep 1, 1977, pp. 597-643.

TREMPS, Pablo Pérez. “Constitución Española y Unión Europea”. In: *Revista Española de Derecho Constitucional*, n. 71, 2004, pp. 103-121.

Environmental Impact Assessment in CO₂ geological storage projects: an approach to evaluate key issues through the DPSIR framework

Talita Granzinoli Vellozo Pontes¹

Luis Guilherme Larizzatti Zacharias²

Drielli Peyerl³

Evandro Mateus Moretto⁴

Summary: 1. Introduction 2. Research Method 3. Results and Discussion 4. Final Considerations.
Acknowledgements. References.

Abstract: Carbon dioxide emissions (CO₂) from burning fossil fuels are a major contributor to global warming and need to be reduced. Thus, carbon capture and storage (CCS) emerges as an internationally recognized transition technology to reduce CO₂ in the atmosphere and mitigate climate change. Furthermore, CO₂ geological storage, inherent to CCS activities, has been adopted as a mitigation option to reduce the levels of this gas in the environment. In this context, the role of Environmental Impact Assessment (EIA) is to previously assess the origins of the possible impacts , to propose alternatives and to define measures to avoid, reduce, repair and compensate significant adverse impacts on the environment. Therefore, this work aims to identify the main environmental key issues using the DPSIR (Drivers, Pressures, States, Impacts and Responses) framework for geological storage activities. The DPSIR, adopted by European Environment Agency (EEA), is a tool that considers an integrated assessment approach to environmental data, assisting in its communication. Also, it highlights the main cause-effect relationships underlying environmental problems; as well as promoting the organization of information, supporting the identification and resolution of problems; and supports the development of environmental strategies and policies. Thereby, data from the literature were assessed to preliminarily identify the main environmental “key issues” for this specific activity. The literature reports the impact indicators by environmental compartments (atmosphere, subsurface and underground), but not precisely for the risks associated with the CO₂ leakage causes of the geological storage activities. The data demonstrate that not all leakage pathways are widely reported. The DPSIR approach can assist in the implementation of projects, contributing to minimize the potential environmental impacts inherent to offshore geological storage of CO₂.

Keywords: Carbon Capture and Storage; CO₂ Geological Storage; Environmental Impact Assessment; DPSIR framework.

¹ DSc Student, RESEARCH CENTRE FOR GAS INNOVATION, PROCAM-IEE, USP - talitagvp@usp.br

² MSc Student, RESEARCH CENTRE FOR GAS INNOVATION, USP - guizach@usp.br

³ Postdoc RESEARCHER AT THE RESEARCH CENTRE FOR GAS INNOVATION, USP - dpeyerl@usp.br

⁴ Associate Professor at EACH and PROCAM-IEE, USP, RESEARCHER AT THE RESEARCH CENTER FOR GAS INNOVATION, USP - evandromm@usp.br

1. Introduction

The Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) and the International Energy Agency (IEA) propose, among the plans and approaches for reducing greenhouse gases (GHG) concentration levels and minimizing climate impacts, the growth in other renewable energies and further decarbonization of energy use (IEA GHG, 2007; IPCC, 2018).

The IPCC describes CCS as a “process consisting of the separation of CO₂ from industrial and energy-related sources, transport to a storage location and long-term isolation from the atmosphere” (page 3 - *Summary for Policymakers*) (IPCC, 2005a). Therefore, there are diverse categories and mechanisms for CO₂ storage, among them the industrial uses, mineral carbonation and geological storage, including physical-chemical and biological procedures (IEA GHG, 2007; OLAJIRE, 2013).

Regarding the CCS policy and legal-regulatory framework, according to (OECD/IEA, 2010) to move towards a low-carbon society in the medium to long-term, it is necessary to consider all approaches (socioeconomic to environmental) in the CCS projects development, which can assist in reducing GHG emissions. Furthermore, the political-legal factors are important for evaluating the regulatory framework and the incentives for CO₂ storage (ROMASHEVA; ILINOVA, 2019). Also, the storage activities should be organized and schematized based on other nation’s experience (such as the United States, Canada, Norway, United Kingdom, Germany and Australia). The CCS projects generally are local; however, they can be carried out in a context of broader interests. Therefore, in addition to involving all stakeholders, organized efforts are necessary for the success of CCS activities (ROMASHEVA; ILINOVA, 2019).

Considering the environmental regulatory framework, for the Environment Protection and Heritage Council of Australia (EPHC, 2009), for instance, the CCS projects, including the CO₂ storage activities, may be subject to principles. These are the Ecologically Sustainable Development, Occupational Health and Safety, and Stakeholder Engagement, which support the environmental protection regulatory framework.

Therefore, the implementation of activities inherent to CCS technology can potentially cause impacts (direct and/or indirect), considering social, economic and environmental aspects, as well as, contribute to the incidence of cumulative impacts (IEA GHG, 2007; YANAGI; NAKAMURA; KOMATSU, 2019). Thus, it is extremely important to apply an EIA process in each type of CCS Project previously, in order to identify the main environmental impacts during the activity licensing/permit process (IEA GHG, 2007; OECD/IEA, 2010).

The Environmental Impact Assessment (EIA) is a key procedure to support regulatory and licensing requirements (IPCC, 2005b). The EIA is a tool to assess the environmental positive and negative impacts of a project (intended/future), considering legislative requirements, and to support decision-making on environmental licensing/permit (DIXON; HAVERCROFT, 2015; KOORNNEEF et al., 2012; KOORNNEEF; FAAIJ; TURKENBURG, 2008; MANUILOVA; SUEBSIRI; WILSON, 2009; MORGAN, 2012; MORRISON-SAUNDERS; SADLER, 2010; SÁNCHEZ, 2020). This systematic framework tool helps to identify the safest ways to develop a specific process for the activities of planning, implementation, operation and decommissioning. It also assists in possible sources of impacts,

suggesting measures/alternatives in order to avoid, reduce, repair and compensate significant adverse impacts (BARROS; OLIVEIRA; SOUSA, 2012; BOND; POPE, 2012; KIM et al., 2016; KOORNNEEF et al., 2012; KOORNNEEF; FAAIJ; TURKENBURG, 2008; SÁNCHEZ, 2020; SNELL; COWELL, 2006).

The large-scale implementation of CCS and its activities in several projects can lead to a wider scope of environmental assessment. In that case, the Strategic Environmental Assessment (SEA) tool can be more adherent in a broader context of environmental regulation (SÁNCHEZ, 2020; ZAKKOUR; HAINES, 2007). However, the focus of this work is the EIA key-issues approach in the context of a single project. The authors YANAGI; NAKAMURA; KOMATSU (2019), for instance, propose an EIA analytical framework that emphasizes the importance of this tool and its potential uses in a project.

Thus, to assist the EIA methodological process, the DPSIR (Driving forces, Pressures, States, Impacts and Responses) can be used. It is a comprehensive conceptual model that considers an integrated assessment approach to environmental data, composed of five categories of information. These categories aim to identify: the events and forcing (anthropic) inducers of change in a given environment; the pressures in the studied scenario; the state of that environment in this scenario; the resulting impacts; and society's responses to the observed changes (EEA, 1999, 2020). Therefore, through this model, it is possible to observe the origins and consequences of environmental problems, assisting, in this case, in the identification of important aspects of EIA for CO₂ geological storage and, consequently, in the decision-making process with society. In addition, this tool has been constantly used to assist in the structuring of environmental public policies and can be of great value when applied in the context of integrated management (ATKINS et al., 2011; EEA, 2020; MORRISON-SAUNDERS; SADLER, 2010; NESS; ANDERBERG; OLSSON, 2010).

Finally, the objective of this work is to evaluate environmental key issues approach for offshore geological storage of CO₂ using the DPSIR tool to identify significant environmental subjects to assist in the EIA process. For this purpose, an assessment of the main key issues of this context is carried out, in a macro way, through the identification in the literature of the main risks and impacts on the marine environment inherent.

2. Research Method

The DPSIR framework is a conceptual tool to describe environmental Drivers, Pressures, States, Impacts and Responses, adopted by European Environment Agency (EEA), assessing the causal chain of interactions between socioeconomic and environmental systems (EEA, 2020). This framework was derived from OECD (Organization for Economic Co-operation and Development) model (OECD, 1993).

As a first step, data and information about the different DPSIR chains elements are collected. Then possible connections between these different aspects were postulated. With the DPSIR modelling framework, it is possible to evaluate the effectiveness of the responses put into practice (EEA, 1999, 2020). It consists of five information categories (EEA, 2020), which aim to identify (Figure 1):

- **Drivers**, events and forcing change (anthropic origin) in a given environment;
- **Pressures** active in the studied scenario;

- **State** of the environment in this scenario;
- Resulting **impacts**;
- **Responses** of the environment and society in the face of the changes observed, in the form of actions and policies).

Thus, from this model, it is possible to describe the relationships between the origins and consequences of environmental problems, capturing the key relationships between the environment and society in a simplified way (EEA, 1999, 2020).

The DPSIR framework supports the planning of environmental assessments, the categorization of indicators and the presentation and communication of conclusions. According to EEA (2020), the DPSIR has provided the base for national and international initiatives and is usually applied in integrated environmental risk assessment studies, as well as Strategic Environmental Assessment (SEA) and Integrated Environmental Assessment (IEA) studies. It supports the integration of socio-economic and environmental practices to comprehend the forces that drive patterns of environmental changes (EEA, 1999).

This model can be used to systematically review environmental processes through scientific collected works and literature on CO₂ geological storage activities. Moreover, it can be assessed if there is a critical knowledge gap about environmental impacts which may delay the implementation of projects inherent to CCS activities (KOORNNEEF et al., 2011).

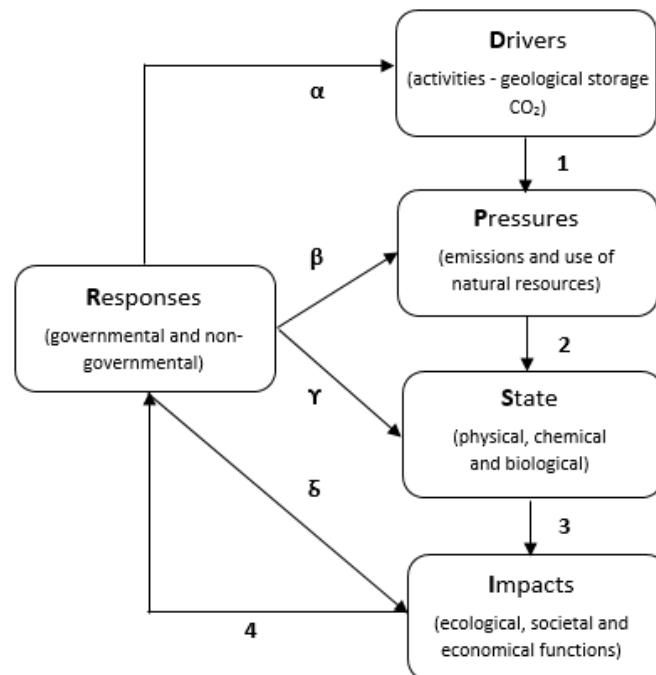


Figure 1 - DPSIR framework for identifying environmental key issues, concerning EIA of CO₂ geological storage, adapted from (EEA, 1999, 2020; KOORNNEEF et al., 2011).

Thus, in this study, the DPSIR is used to identify the key environmental issues assessed in the CO₂ storage activity literature. The numbers 1, 2, 3 and 4, in Figure 1, represent the links (qualitative/quantitative) between the DPSIR indicators, which demonstrates the interrelationship among the elements. The Responses are indicated by the letters (α, β, γ e δ), that represent the society response in general to environmental impacts, which can be through the legislation and environmental policies

formulation (EEA, 2020; KOORNNEEF et al., 2011).

3. Results and Discussion

To identify environmental key issues by the DPSIR conceptual model, were considered: the risks associated with CO₂ leakage and impacts on the marine environment in the implementation of CO₂ geological storage projects. The environmental key issues concerning this approach identified in this study are presented in item 3.2.

3.1 Risks associated with CO₂ leakage and impacts on the marine environment

In evaluating the risks and mechanisms associated with the CO₂ leakage, they are intrinsically associated with the trajectory (pathways) and effects of the circulation of the CO₂ injected underground and the risks of CO₂ leakage out of the storage area, whether for shallower geological formations or even for the atmosphere. Furthermore, it is relevant to comprehend how the dynamics of CO₂, inherent to chemical and/or physical reactions, can influence other fluids' performance. Additionally, it is worth evaluating that the human safety factor must be considered in the impact assessment, concerning exposure to CO₂ itself, as well as to other potential risks, when combined with other risks, such as the movement of the subsoil and the contact with the biota and ecosystems (EC, 2011).

The CO₂ that is injected into deep geological formations can possibly leak into the paths of wells and wellhead failure, caprock, geological faults, and fractures (CHAE; LEE, 2015; KOORNNEEF et al., 2011, 2012; LI; LIU, 2015). Such leakage could allow the CO₂ to move into shallow geological formations or the atmosphere, thereby polluting shallow underground water, soil, rivers, lakes, and air, all of which could damage the ecological system and cause hazards to human health (LI; LIU, 2015). Thus, the main potential CO₂ leakage pathways (wells, caprock or seals, geological faults, and fractures) leading to potential impacts to the marine environment on the operational phase (LI; LIU, 2015; OSPAR, 2007).

Considering the CCS Directive (EC, 2011), a geological formation should only be considered as a storage location if, for its use, there are no meaningful leakage risks and, mainly, if there are no significant risks to the environment and human health. Remembering that by the definition of "leakage", CO₂ release does not essentially occur only for the atmosphere.

Broadly, there are two groups of health, safety and environmental effects associated with the CO₂ leakage risk from geological storage: global risks/effects and local risks/effects (or potential impacts) (EC, 2011; IPCC, 2005a; WILSON; JOHNSON; KEITH, 2003). The "global risks/effects" are mainly correlated to CO₂ containment efficiency, considering their uncertainties (WILSON; JOHNSON; KEITH, 2003), so the "global effects" result from the CO₂ stored liberation to the atmosphere (EC, 2011; IPCC, 2005a). The "local risks/effects" classified as health, environment and safety aspects are related to three broad processes (Table 3) (WILSON; JOHNSON; KEITH, 2003).

Table 1 - Local risks and effects (health, safety and environmental) associated with the CO₂ leakage risk from geological storage formations.

Local risks	Local effects/potencial impacts (health, safety and environmental)
Atmosphere: CO ₂ flux	Atmosphere effects as a result of CO ₂ concentrations elevation (gas phase) by the CO ₂ flux through the shallow subsurface (nearby surface environment) to the atmosphere
Subsurface: dissolved CO ₂	Water contamination (chemical) effects Environmental risks - acidification, pollution and others relating to ecosystem, due to dissolved CO ₂ in groundwater
Underground: injected CO ₂	Fluids movement effects due to the injected CO ₂ Leakage/ displacement - oil/gas and other formation fluids, due to ground movement and induced seismicity

Source: Elaborated by the authors based on EC, 2011; IPCC, 2005; Wilson et al. 2003.

The main effects and impacts on the environment were addressed considering the CO₂ leakage risk. Leakage from offshore geological storage sites may pose a hazard to benthic and pelagic ecosystems (PAULLEY et al., 2013), as well as other legitimate uses of the maritime area. In the event of CO₂ leakage or any incidental associated substances, it can move from geological formations through benthic sediments into the sea (OSPAR, 2007). A variety of receptor classes was recognized as essential for assessing impacts associated with marine environments (PAULLEY et al., 2013). The examples of marine receptor classes are benthic biota, pelagic biota, biogenic calcifying habitats, localized sensitive populations and biogeochemical cycle. The receptor characteristics vary across receptor environments according to differences in climate and marine conditions (PAULLEY et al., 2013).

Recent studies have shown that seawater acidification could extensively reduce the biodiversity in seabed sediments (BLACKFORD et al., 2009; JONES et al., 2015). The impacts of high CO₂ on the physiology of marine invertebrates (as well as in the cell function, respiration and immune response) can be responsible for these biodiversity reductions (JONES et al., 2015) (BLACKFORD et al., 2009). Table 2 summarizes the main environmental impacts identified due to the potential sources and pathways of CO₂ leakage into the marine environment.

Table 2 - Main environmental impacts on the marine receptors identified for CO₂ geological storage activities due to the potential sources and pathways of CO₂ leakage to the marine environment.

Main Potential sources and pathways of CO ₂ leakage	Marine Receptors	Impacts
<ul style="list-style-type: none"> - Leakage along well, wellhead failure, or wellbores - Caprock failure - Leakage through faults or fractures - Leakage along with spill point - Fracture or permeability 	<ul style="list-style-type: none"> - Benthic biota - Pelagic biota - Biogenic calcifying habitats - Localized sensitive populations - Biogeochemical cycle 	<ul style="list-style-type: none"> Acidification of seawater: - Affects the physiology of marine organisms (cell function, respiration, and immune response) - Disrupts certain ecosystem functions - Reductions in biodiversity
Koornneef et al. (2011, 2012); Chae & Lee (2015); Li & Liu (2015)	Paulley et al. (2013)	Blackford et al. (2009); Jones et al. (2015); Kim et al. (2016)

Furthermore, according to the evaluation of potential environmental impacts on the ecosystems of CO₂ leakage (BLACKFORD et al., 2009; JONES et al., 2015; KIM et al., 2016), more researches are important on:

- the main variables (physical-chemical and ecological) sensitive or indicative of gas leakage (measurements in offshore monitoring);
- the responses of the ecosystem and organisms to an environmental condition similar to that of CO₂ leakage (experiments);
- the associated impacts to predict how they serve as indicators of short- and long-term exposure to gas and to discuss simulation models to produce realistic leakage scenarios of the marine environment.

To this end, a factor important to consider is that the marine system is complex and partially understood. This complexity can serve to either attenuate or intensify effects from CO₂ storage projects.

3.2 Key environmental issues

The findings of this study allowed to map the main macroprocesses that need to be considered in an environment assessment of CO₂ geological storage. Thus, in evaluating the main aspects of the geological storage activity, it is important to consider its characteristics and risks, the environment in which the activity is inserted (its features and sensitivities), for a better assessment of the appropriate site selection for CO₂ geological storage.. Likewise, the wide dissemination of reports, guides and legislation on the topic should be carefully considered in this process.

Table 3 – Key environmental issues of CO₂ storage activity identified through the DPSIR framework.

Indicator * (D, P, S, I)	Responses * (α, β, γ e δ)
D. Injection of CO ₂ – geological storage activities	α. Presence of practice manuals and guidelines for CO ₂ injection
*Link 1 (D-P). Failure scenarios typically identified: leakage along well, wellhead failure or wellbores, caprock failure, leakage through faults or fractures and leakage along with spill point.	
P. Flows (for ex., CO ₂ and brine) and their characteristics (composition, quantity and speed) can be quantified in the environmental compartments (atmosphere, subsurface and underground). Emissions and their characteristics can be quantified.	β. Reporting guidelines for describing detailed characteristics of the injected CO ₂ are not available. Standardized methodology for reporting failure scenarios (CO ₂ leakage) generally presented.
*Link 2 (P-S). Models identified: CO ₂ dispersion and transport models, reservoir models, but they are not validated for long-term CO ₂ storage. Integrated models for subsurface is at an initial stage.	
S. The physical (flows) and chemical state (CO ₂ concentration and pH) of environmental compartments (atmosphere, subsurface and underground). The biological (ecosystem) state of the environmental compartment (water and seabed).	γ. Reporting standards and limits for fluxes and chemical state of environmental compartments almost absent. Standards/guidelines for monitoring among compartments not always reported. Uniform atmospheric CO ₂ concentration limits is used in risk assessment. The biological (ecosystem) state of the environmental compartment (water and seabed) reported in specific studies.
*Link 3 (S-I). Response models for target species (or ecosystems) should be developed depending on the environmental compartment.	
I. Impact indicators by compartment are reported although not precisely for risks associated with the failure causes of the geological storage activities.	δ. Reporting limits standards specifically for each compartment are absent. Safety Standard for environmental distances are not formulated. Not all impacts corresponding to the all leakage pathways are widely identified and reported.
*Link 4 (I-R). The impacts of the activity are reported through articles (models), technical reports, guidelines and environmental studies, but not systematically.	

* Indicators: Driver, Pressure, State and Impact. Links: can be considered the tools and models to determine the linkage among the DPSIR indicators. Responses: can be viewed as the best practices and regulations.

Source: (BLACKFORD et al., 2009; CHAE; LEE, 2015; EPHC, 2009; FORBES et al., 2008; JONES et al., 2015; KIM et al., 2016; KOORNNEEF et al., 2011, 2012; LI et al., 2017; LI; LIU, 2015; OSPAR, 2007; PAULLEY et al., 2013; WIDDICOMBE; BLACKFORD; SPICER, 2013).

4. Final Considerations

The preliminary identification of the main key issues shows that much information about the risks and impacts of geological storage activity is available in the literature through technical reports, guidelines and articles. However, issues associated with standards and limits to be adopted more widely still need to be standardized. The impact indicators by environmental compartments (atmosphere, subsurface

and underground) are reported, although not precisely for risks associated with the CO₂ leakage and failure causes of the geological storage activities. It is noticed that not all leakage pathways are widely identified and reported.

Thus, the DPSRI approach contributes to a more comprehensive (qualitative) assessment of the environmental issue from a temporal, spatial and, mainly, ecosystemic point of view. As noted, more studies are fundamental in the main sensitive physical-chemical and ecological variables of gas leakage, considering measurements and offshore monitoring. The standardization of indicators associated with impacts is also important and discusses models simulation to produce realistic leakage scenarios from the marine environment.

Therefore, proper impact assessment is essential for the procedures associated with decision-making, such as environmental licensing and project development (Sanchez, 2020), allowing adequate monitoring, mitigation and environmental compensation. Finally, this methodology can contribute to the projects' implementation, to the environmental licensing, and to minimize the potential environmental impacts inherent to offshore geological storage of CO₂.

Acknowledgements

The authors gratefully acknowledge the current financial support of process 2014/50279-4 of São Paulo Research Foundation (Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo - FAPESP), through the "Research Centre for Gas Innovation (RCGI) and FUSP hosted by the University of São Paulo"; the support from SHELL Brazil (subsidiary company of Royal Dutch Shell) and the Institute of Energy and Environment (PROCAM and PPGE programs), University of São Paulo. Drielli Peyerl e Luis Guilherme Larizzatti Zacharias are especially grateful for the current financial support of the Processes 2017/18208-8, 2018/26388-9 e 2020/02546-4 through the FAPESP.

References

ATKINS, Jonathan P.; BURDON, Daryl; ELLIOTT, Mike; GREGORY, Amanda J. Management of the marine environment: Integrating ecosystem services and societal benefits with the DPSIR framework in a systems approach. **Marine Pollution Bulletin**, [S. I.J, v. 62, n. 2, p. 215–226, 2011. DOI: 10.1016/j.marpolbul.2010.12.012. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.marpolbul.2010.12.012>.

BARROS, N.; OLIVEIRA, G.; SOUSA, M. Environmental Impact Assessment of Carbon Capture and Sequestration : General overview Introduction World Energy demand and supply GHG concentration in atmosphere and CCS CCS legal framework. **IAIA12 Conference Proceedings**, [S. I.J, n. June, p. 1–6, 2012. Disponível em: http://www.iaia.org/conferences/iaia12/uploadpapers/Final_papers_review_process/Oliveira_Gisela_EIA.pdf?AspxAutoDetectCookieSupport=1.

BLACKFORD, J.; JONES, N.; PROCTOR, R.; HOLT, J.; WIDDICOMBE, S.; LOWE, D.; REES, A.

An initial assessment of the potential environmental impact of CO₂ escape from marine carbon capture and storage systems. **Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy**, [S. I.], v. 223, n. 3, p. 269–280, 2009. DOI: 10.1243/09576509JPE623.

BOND, Alan; POPE, Jenny. The state of the art of impact assessment in 2012. **Impact Assessment and Project Appraisal**, [S. I.], v. 30, n. 1, p. 1–4, 2012. DOI: 10.1080/14615517.2012.669140.

CHAE, Kwang-seok; LEE, Jea-woo. Risk Analysis and Simulation for Geologic Storage of CO₂. In: ADVENCES IN CIVIL, ENVIRONMENTAL AND MATERIALS RESEARCH (ACEM15) 2015, Incheon, Korea. **Anais** [...]. Incheon, Korea p. 20.

DIXON, Tim; HAVERCROFT, Ian. Legal and Regulatory Developments on CCS. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, [S. I.], v. 40, p. 431–448, 2015. DOI: 10.1016/j.ijggc.2015.05.024.

EC. Implementation of Directive 2009 / 31 / EC on the Geological Storage of Carbon Dioxide: CO₂ Storage Life Cycle Risk Management Framework. [s.l.: s.n.]. DOI: 10.2834/9801. Disponível em: <https://www.globalccsinstitute.com/resources/publications-reports-research/implementation-of-directive-2009-31-ec-on-the-geological-storage-of-carbon-dioxide-guidance-document-1-co2-storage-life-cycle-risk-management-framework/>.

EEA. Environmental Indicators: Typology and Overview. Copenhagen.

EEA. The DPSIR framework. [s.l.: s.n.]. Disponível em: <https://www.eea.europa.eu/publications>.

EPHC. Environmental Guidelines for Carbon Dioxide Capture and Geological Storage - 2009. [s.l.: s.n.]. Disponível em: http://www.ephc.gov.au/sites/default/files/Climate_GL__Environmental_Guidelines_for_CCS_200905_0.pdf <http://www.ephc.gov.au/taxonomy/term/25%5Cnhttp://www.scew.gov.au/system/files/resources/afb015f4-8b55-6904-716c-d26bcf317c86/files/environmental-guide>.

FORBES, Sarah M.; VERMA, Preeti; CURRY, Thomas E.; FRIEDMANN, S. Julio; WADE, Sarah M. **CCS Guidelines Guidelines for Carbon Dioxide Capture, Transport, and Storage.** [s.l.: s.n.]. Disponível em: http://pdf.wri.org/ccs_guidelines.pdf.

IEA GHG. Environmental Assessment for CO₂ Capture and Storage. [s.l.: s.n.]. Disponível em: www.ieagreen.org.uk.

IPCC. IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Prepared by working group III of the intergovernmental panel on climate change. [s.l.: s.n.].

IPCC. Carbon dioxide and capture (Bert Metz, Ogunlade Davidson, Heleen de Coninck, Manuela Loos, Leo Meyer, Org.). United Kingdom and New York: Cambridge University Press, 2005. b. Disponível em: <http://www.ipcc.ch/>.

IPCC. IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change. Special Report 2018 - Chapter 3 - Impacts of 1.5°C of Global Warming on Natural and Human Systems. IPCC SPECIAL REPORT Global Warming of 1.5 °C. [S. I.], 2018.

JONES, D. G. et al. Developments since 2005 in understanding potential environmental impacts of CO₂ leakage from geological storage. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, [S. I.], v. 40, p. 350–377, 2015. DOI: 10.1016/j.ijggc.2015.05.032. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijggc.2015.05.032>.

ijggc.2015.05.032.

KIM, Hyewon; KIM, Yong Hoon; KANG, Seong Gil; PARK, Young Gyu. Development of environmental impact monitoring protocol for offshore carbon capture and storage (CCS): A biological perspective. **Environmental Impact Assessment Review**, [S. I.], v. 57, n. April, p. 139–150, 2016. DOI: 10.1016/j.eiar.2015.11.004. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.eiar.2015.11.004>.

KOORNNEEF, Joris; FAAIJ, André; TURKENBURG, Wim. The screening and scoping of Environmental Impact Assessment and Strategic Environmental Assessment of Carbon Capture and Storage in the Netherlands. **Environmental Impact Assessment Review**, [S. I.], v. 28, n. 6, p. 392–414, 2008. DOI: 10.1016/j.eiar.2007.08.003.

KOORNNEEF, Joris; RAMÍREZ, Andrea; TURKENBURG, Wim; FAAIJ, André. The environmental impact and risk assessment of CO₂ capture, transport and storage- An evaluation of the knowledge base using the DPSIR framework. **Energy Procedia**, [S. I.], v. 4, p. 2293–2300, 2011. DOI: 10.1016/j.egypro.2011.02.119. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2011.02.119>.

KOORNNEEF, Joris; RAMÍREZ, Andrea; TURKENBURG, Wim; FAAIJ, André. The environmental impact and risk assessment of CO₂ capture, transport and storage - An evaluation of the knowledge base. **Progress in Energy and Combustion Science**, [S. I.], v. 38, n. 1, p. 62–86, 2012. DOI: 10.1016/j.pecs.2011.05.002. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.pecs.2011.05.002>.

LI, Q.; LI, X.; LIU, G.; LI, X.; CAI, B.; LIU, L. C.; ZHANG, Z.; CAO, D.; SHI, H. Application of China's CCUS Environmental Risk Assessment Technical Guidelines (Exposure Draft) to the Shenhua CCS Project. In: ENERGY PROCEDIA 2017, **Anais** [...]. [s.l.: s.n.] p. 4270–4278. DOI: 10.1016/j.egypro.2017.03.1567.

LI, Qi; LIU, Guizhen. Risk Assessment of the Geological Storage of CO₂ : A Review. In: V. VISHAL, T. N. Singh (eds. ... (org.). **Geologic Carbon Sequestration: Understanding Reservoir Behavior**. [s.l.] : Springer International Publishing Switzerland 2016, 2015. p. 37. DOI: 10.1007/978-3-319-27019-7.

MANUILOVA, Anastassia; SUEBSIRI, Jitsopa; WILSON, Malcolm. Should Life Cycle Assessment be part of the Environmental Impact Assessment? Case study: EIA of CO₂ Capture and Storage in Canada. **Energy Procedia**, [S. I.], v. 1, n. 1, p. 4511–4518, 2009. DOI: 10.1016/j.egypro.2009.02.269. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2009.02.269>.

MORGAN, Richard K. Environmental impact assessment : the state of the art Environmental impact assessment : the state of the art. **Impact Assessment and Project Appraisal**, [S. I.], v. 5517, 2012. DOI: 10.1080/14615517.2012.661557.

MORRISON-SAUNDERS, Angus; SADLER, Barry. results of a survey of IAIA members. **Impact Assessment and Project Appraisal**, [S. I.], v. 28, n. 1, p. 77–82, 2010. DOI: 10.3152/146155110X488835.

NESS, Barry; ANDERBERG, Stefan; OLSSON, Lennart. Structuring problems in sustainability science: The multi-level DPSIR framework. **Geoforum**, [S. I.], v. 41, n. 3, p. 479–488, 2010. DOI: 10.1016/j.geoforum.2009.12.005. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.geoforum.2009.12.005>.

OECD/IEA. **Carbon Capture and Storage Model Regulatory Framework**. [s.l.: s.n.]. Disponível em: https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/model_framework.pdf.

OECD. OECD Core Set of Indicators for Environmental Performance Reviews. A Synthesis Report by the Group on the State of the Environment. Paris.

OLAJIRE, Abass A. Journal of Petroleum Science and Engineering A review of mineral carbonation technology in sequestration of CO₂. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, [S. I.J], v. 109, p. 364–392, 2013. DOI: 10.1016/j.petrol.2013.03.013. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.petrol.2013.03.013>.

OSPAR. MEETING OF THE OSPAR COMMISSION. OSPAR Guidelines for Risk Assessment and Management Preliminary considerations Scope of the Guidelines III. Risk Assessment and Management of CO₂ storage projects. Ostend, Belgium. Disponível em: <https://www.ospar.org/about/publications>.

PAULLEY, A.; METCALFE, R.; EGAN, M.; MAUL, P. R.; LIMER, L.; GRIMSTAD, A. A. Hypothetical impact scenarios for CO₂ leakage from storage sites. **Energy Procedia**, [S. I.J], v. 37, p. 3495–3502, 2013. DOI: 10.1016/j.egypro.2013.06.240.

ROMASHEVA, Natalia; ILINOVA, Alina. CCS projects: How regulatory framework influences their deployment. **Resources**, [S. I.J], v. 8, n. 4, 2019. DOI: 10.3390/RESOURCES8040181.

SÁNCHEZ, Luis Enrique. **Avaliação de Impacto Ambiental: Conceitos e métodos**. 3^aED. ed. [s.l.] : Oficina de Textos 2020, 2020.

SNELL, Tim; COWELL, Richard. Scoping in environmental impact assessment: Balancing precaution and efficiency? **Environmental Impact Assessment Review**, [S. I.J], v. 26, n. 4, p. 359–376, 2006. DOI: 10.1016/j.eiar.2005.06.003.

WIDDICOMBE, Stephen; BLACKFORD, Jerry C.; SPICER, John I. Assessing the environmental consequences of CO₂ leakage from geological CCS: Generating evidence to support environmental risk assessment. **Marine Pollution Bulletin**, [S. I.J], v. 73, n. 2, p. 399–401, 2013. DOI: 10.1016/j.marpolbul.2013.05.044.

WILSON, Elizabeth J.; JOHNSON, Timothy L.; KEITH, David W. Regulating the ultimate sink: Managing the risks of geologic CO₂ storage. **Environmental Science and Technology**, [S. I.J], v. 37, n. 16, p. 3476–3483, 2003. DOI: 10.1021/es021038+.

YANAGI, Kenichiro; NAKAMURA, Akihiro; KOMATSU, Eiji. The importance of designing a comprehensive Strategic Environmental Assessment (SEA) & Environmental Impact Assessment (EIA) for carbon capture and storage in Japan. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, [S. I.J], v. 91, n. August, 2019. DOI: 10.1016/j.ijggc.2019.102823.

ZAKKOUR, Paul; HAINES, Mike. Permitting issues for CO₂ capture, transport and geological storage: A review of Europe, USA, Canada and Australia. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, [S. I.J], v. 1, n. 1, p. 94–100, 2007. DOI: 10.1016/S1750-5836(06)00008-9.



EVEEx 2020

Energy Virtual
Experience

ISBN 978-989-33-2532-2



9 789893 325322