

revista brasileira de
ENERGIA



Sociedade Brasileira de
Planejamento Energético

Volume 27, Nº 4, 4º Trimestre de 2021

Diagramação

Kelly Fernanda dos Reis

Revisão

Arnaldo Walter e Kelly Fernanda dos Reis

**Revista Brasileira de Energia
Vol. 27 - nº 4**

Itajubá, 2021 - SBPE

Editor: Arnaldo Walter
222 p.

1 - Energia - artigos

2 - Publicação científica

ISSN: 2317-6652

É permitida a reprodução parcial ou total da obra, desde que citada a fonte.

revista brasileira de
ENERGIA

A Revista Brasileira de Energia tem como missão: “divulgar trabalhos acadêmicos, estudos técnicos e resultados de pesquisas relacionadas ao planejamento energético do país e das suas relações regionais e internacionais”.

Editor Responsável

Arnaldo Walter

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4931-1603>

Lattes: <http://lattes.cnpq.br/1348339517901277>

Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP

Comitê Editorial

Alexandre Salem Szklo

Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ

Annemarlen Gehrke Castagna

Universidade Tecnológica Federal do Paraná - UTFPR

Edmilson Moutinho dos Santos

Universidade de São Paulo - USP

Helder Queiroz Pinto Junior

Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ

Joaquim Eugênio Abel Seabra

Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP

Kamyla Borges da Cunha

Instituto Clima e Sociedade - iCS

Luiz Augusto Horta Nogueira

Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI

Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP

Mônica Cavalcanti Sá de Abreu

Universidade Federal do Ceará - UFC

Sergio Valdir Bajay

Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP

Virgínia Parente

Universidade de São Paulo - USP

A Revista Brasileira de Energia (RBE) é uma publicação da Sociedade Brasileira de Planejamento Energético (SBPE), editada trimestralmente.

Diretoria da SBPE

Presidente: Edson da Costa Bortoni

Vice-Presidente: Rubem César Rodrigues Souza

Diretora de Eventos: Juliana Klas

Diretor de Publicações: Arnaldo Walter

Diretor Administrativo: Paula Meyer Soares

Conselho Fiscal

Eduardo Mirko Valenzuela Tundera

Ivo Leandro Dorileo

Jamil Haddad

Conselho Consultivo

Afonso Henriques Moreira Santos

Célio Bermann

Edmilson Moutinho dos Santos

Ivan Marques de Toledo Camargo

Jamil Haddad

José Roberto Moreira

Luiz Pinguelli Rosa

Maurício Tiommo Tolmasquim

Oswaldo Lívio Soliano Pereira

Sergio Valdir Bajay

Secretaria Executiva da SBPE

Kelly Fernanda dos Reis e Lúcia Garrido Rios

Endereço: Av. BPS, 1303 – Pinheirinho

Itajubá – MG – CEP:37.500-903

E-mail: exec@sbpe.org.br

Os artigos podem ser enviados por meio do site da SBPE

www.sbpe.org.br

EDITORIAL

Este é o quarto número publicado em 2021 pela Revista Brasileira de Energia (RBE), o que atesta, até este momento, o cumprimento de um dos objetivos assumidos pelo Comitê Editorial: o de se ter, ao menos, quatro edições anuais. O atual Comitê segue trabalhando para que a RBE publique com regularidade, reduza o tempo entre a submissão e a decisão editorial final, e para o aumento do interesse da comunidade para com a RBE, resultado que já pode ser percebido pelo crescimento do número de submissões em relação aos anos anteriores. Efetivamente, em um ano de atuação, os principais objetivos da equipe têm sido alcançados, mas ainda há muito a ser feito.

Neste número estão sendo publicados nove artigos, que são apresentados de acordo com a sequência cronológica das submissões e com o momento em que as decisões de aprovação foram tomadas.

O artigo de Marco Pereira de Souza e coautores analisa a localização ótima de unidades de geração solar fotovoltaica no estado do Rio de Janeiro, tendo sido empregados critérios ambientais, técnicos e econômicos, que foram combinados pelos autores em Sistema de Informações Geográficas (SIG).

Já a contribuição de Alexandre Sylvio Vieira da Costa e Jéssica Rodrigues Andrade versa sobre o potencial energético, mais especificamente para a geração de eletricidade, considerando a disponibilidade de resíduos sólidos municipais na microrregião de Teófilo Otoni, em Minas Gerais.

Em outro artigo, Alexandre da Costa e coautores tratam mais um tema que foi desenvolvido com foco específico em Minas Gerais, ao caracterizar a produção de aguardente e estimar o potencial de produção de biogás a partir da vinhaça efluente do processo industrial.

Daniel Morais de Souza e coautores contribuem com uma avaliação das elasticidades, renda e preço da demanda residencial de eletricidade, utilizando variáveis explanatórias defasadas espacialmente. Para tanto, a técnica de análise de dados em painel foi utilizada.

Por sua vez, Laurene Desclaux e Helder Queiroz Pinto Júnior analisam iniciativas que visaram estimular a produção e o consumo de biogás no Brasil, e concluem que a falta de adequada coordenação das políticas e programas, tanto na formulação quanto na implementação, impactou negativamente nos resultados alcançados.

A validação de dados de reanálise meteorológica e a possibilidade de utilizá-los na estimativa do potencial eólico em duas regiões do estado do Rio de Janeiro é o tema do artigo de Rosa Angela Hilda Wanzeler Braga e coautores. A conclusão do trabalho é que os

dados reproduzem adequadamente os ciclos sazonais e horários, mas com tendência a superestimar a velocidade do vento e, conseqüentemente, o potencial eólico.

William Hornburg Santestevan e coautoras também apresentam contribuição relativa à energia eólica em artigo no qual analisam a potencialidade e os desafios da geração em empreendimentos *offshore* no Brasil. O estudo é baseado em análise bibliométrica e na aplicação da técnica SWOT – *Strengths, Weaknesses, Opportunities e Threats* – em associação às contribuições relativas à tecnologia.

Júlio César Pinheiro Pires e Branca Freitas de Oliveira apresentam os conceitos que foram aplicados e os resultados alcançados no desenvolvimento de um simulador que permite a avaliação do potencial de geração distribuída de eletricidade, e seus resultados econômicos básicos, considerando o emprego de energia solar fotovoltaica, eólica e de sistemas híbridos.

Por fim, o artigo de Bruna Coelho da Conceição Pôjo e Pedro Manuel Soares Moura contribui com a identificação da potencial complementariedade de sistemas de geração eólica e solar fotovoltaica com a capacidade já instalada de geração hidrelétrica. Na pesquisa os autores trabalharam com dados históricos de geração nos diversos subsistemas elétricos do país.

Desejo a todos, boa leitura!

Arnaldo Walter

Editor Responsável da Revista Brasileira de Energia

SUMÁRIO

ANÁLISE PARA A LOCALIZAÇÃO ÓTIMA DE UMA USINA SOLAR FOTO-VOLTAICA NO ESTADO DO RIO DE JANEIRO.....08

Marco Pereira de Souza, Luis Claudio Bernardo Moura, Carlos Alberto Nunes Cosenza

POTENCIAL ENERGÉTICO DOS RESÍDUOS SÓLIDOS URBANOS GERADOS NA MICRORREGIÃO DE TEÓFILO OTONI, MINAS GERAIS.....38

Alexandre Sylvio Vieira da Costa, Jéssica Rodrigues Andrade

CARACTERIZAÇÃO DA PRODUÇÃO DE CACHAÇA EM MINAS GERAIS E O POTENCIAL DE GERAÇÃO DE BIOGÁS A PARTIR DA VINHAÇA.....57

Alexandre Sylvio Vieira da Costa, Daniela Cristina Souza Oliveira, Marcus Henrique Canuto, Arlete Barbosa Reis

ELASTICIDADES DA DEMANDA RESIDENCIAL DE ELETRICIDADE NO BRASIL: UMA ANÁLISE A PARTIR DE MODELOS ESPACIAIS.....81

Daniel Morais de Souza, Rogério Silva de Mattos, Eduardo Simões de Almeida

POLÍTICAS PÚBLICAS EM CONTEXTOS INTERSETORIAIS: O DESAFIO DA COORDENAÇÃO E EXEMPLO DO BIOGÁS.....108

Laurene Desclaux, Helder Queiroz Pinto Júnior

VALIDAÇÃO DE DADOS DE VENTO DA REANÁLISE ERA5-LAND PARA ESTIMATIVA DE POTENCIAL EÓLICO NO ESTADO DO RIO DE JANEIRO.....142

Rose Angela Hilda Wanzeler Braga, Eliane Barbosa Santos, Matheus Ferreira de Barros

POSSIBILIDADES E DESAFIOS PARA INSERÇÃO DA GERAÇÃO EÓLICA OFFSHORE NO BRASIL.....167

William Hornburg Santestevan, Drielli Peyerl, Carla de Abreu D'Aquino

PROPOSTA DE UM SIMULADOR DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA RENOVÁVEL.....186

Júlio César Pinheiro Pires, Branca Freitas de Oliveira

USINAS HIDRELÉTRICAS DA AMAZÔNIA: ADAPTANDO O SETOR DE ENERGIA PARA A SEGURANÇA ENERGÉTICA.....205

Bruna Coelho da Conceição Pôjo, Pedro Manuel Soares Moura

ANÁLISE PARA A LOCALIZAÇÃO ÓTIMA DE UMA USINA SOLAR FOTOVOLTAICA NO ESTADO DO RIO DE JANEIRO

Marco Pereira de Souza¹
Luis Claudio Bernardo Moura¹
Carlos Alberto Nunes Cosenza¹

¹Universidade Federal do Rio de Janeiro

DOI: 10.47168/rbe.v27i4.491

RESUMO

A energia solar fotovoltaica está se tornando uma alternativa viável para a geração de energia elétrica frente aos combustíveis fósseis. Tendo isto em vista, este estudo tem como objetivo indicar as melhores localizações para a instalação de uma usina solar fotovoltaica no Estado do Rio de Janeiro, no Brasil, através de critérios ambientais, técnicos e econômicos. A lógica *fuzzy*, com suas funções de pertinência, foi utilizada para gerar os critérios que foram aplicados no Sistema de Informações Geográficas (SIG). A revisão de artigos que utilizaram o Método Analítico de Hierarquias permitiu a definição do grau de importância dos critérios selecionados. Cada um dos critérios, combinado com a sua importância relativa, gerou o mapa das regiões mais adequadas para a localização da usina solar fotovoltaica. Os resultados mostram que o Estado do Rio de Janeiro tem um ótimo potencial para a geração de energia solar fotovoltaica, em especial no litoral norte, próximo à cidade de Campos dos Goytacazes, com potencial mais reduzido na região serrana, devido a menor insolação e maior declividade.

Palavras-chave: Energia Solar; SIG; Rio de Janeiro.

ABSTRACT

Photovoltaic energy is becoming a viable alternative for generating electricity to replace fossil fuels. In the light of this fact, this study aims to find the most suitable locations for the installation of a photovoltaic solar plant in the state of Rio de Janeiro, Brazil, considering environmental, technical and economic criteria. The fuzzy logic, with its pertinence functions, was used to compute the criteria that were applied in the Geographic Information System (GIS). The review of papers using the Analytic Hierarchy Process provided the degree of importance for each selected criterion. Each of the criterion, combined with their relative

importance, generated a map of the most suitable regions for the location of the photovoltaic solar plant. The results show that the state of Rio de Janeiro has a great potential for photovoltaic solar energy generation, especially in the north coast, near the city of Campos dos Goytacazes, with the lowest potential in the mountainous region, due to less sunstroke and greater slope.

Keywords: Solar Energy; GIS; Rio de Janeiro.

1. INTRODUÇÃO

Singh (2002) afirma que a energia é fator primordial para o desenvolvimento e melhoria da qualidade de vida das sociedades atuais e, segundo Goldemberg (2003), o aumento da demanda e consumo de energia elétrica têm como causas o progresso tecnológico e o avanço do desenvolvimento da humanidade. Consequentemente, obter esse recurso de maneira sustentável e competitiva é crucial (TSOUTSOS et. al. 2005).

De acordo com Pereira et al. (2006) e Santos et al. (2015), o aumento da demanda de energia, somado com a crescente preocupação ambiental, são incentivos à pesquisa e ao desenvolvimento de fontes de energia menos poluentes e renováveis.

O Banco Mundial (2019), através de relatórios disponíveis em seu site, afirma que os combustíveis fósseis utilizados na geração de energia elétrica, inclusive no Brasil, são os grandes responsáveis pelas emissões de CO₂ e, por consequência, pelas mudanças climáticas. A ONU (Organização das Nações Unidas) afirmou que o investimento em energias renováveis para diminuir a utilização dos combustíveis fósseis é a melhor maneira de reduzir a emissão de gases causadores do efeito estufa e manter a elevação da temperatura global abaixo de 1,5°C, a níveis anteriores à revolução industrial (ONU, 2015).

A energia nuclear é mencionada como uma fonte “limpa” de energia elétrica por não provocar a emissão de gases de efeito estufa para a atmosfera. Contudo, ela não tem sido bem aceita pela sociedade civil em razão do questionamento sobre os riscos associados (vazamento e, por consequência, a contaminação por material radioativo) e ao problema do armazenamento dos rejeitos radioativos gerados (PEREIRA et al., 2006).

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) afirma que a geração de energia elétrica através de hidroelétricas, compoendo cerca de 65% da matriz energética brasileira (EPE, 2018 – A) tem o seu maior potencial inexplorado, majoritariamente na Região Norte do Brasil, o que traz diversos desafios, em especial no que tange às questões ambientais (EPE 2018 – B). Brignol (2014) complementa que ainda há o imbróglio do tempo para construção de novas centrais hidroelétricas.

A energia solar tem destaque nesse cenário, pois está disponível em muitos locais da Terra, tornando-a uma fonte de energia acessível e inexaurível (RAMEDANI et al., 2013, AL-SHAMISI et al., 2013 e JAIN R, 2009). Thirugnanasambandam et al. (2009) acrescentam que se somente 0,1% dessa energia fosse convertida em eletricidade com uma eficiência de 10%, seria suficiente para suprir a demanda do planeta diversas vezes.

As duas principais maneiras de se gerar energia através da fonte solar são através de processos termais (energia solar concentrada) ou através de painéis fotovoltaicos (FV) (ASAKEREH et al., 2014). Há de se ressaltar que as usinas de calor concentrado necessitam de condições muito específicas que, no caso brasileiro, são encontradas somente na região do semiárido (MARTINS, 2012).

Segundo a IRENA (*International Renewable Energy Agency*), a energia solar FV vem se tornando cada vez mais competitiva devido à redução do seu custo (IRENA, 2018). Pesquisas afirmam que os custos dos sistemas FV caíram mais de 100 vezes desde 1950, sendo que entre 1980 e 2013 a redução foi de aproximadamente 21,5% (NEMET, 2006 e EPE 2018 – C). É esperado que os custos de investimento de sistemas FV sejam reduzidos cerca de 30% entre 2020 e 2050 (EPE, 2018 - C) e, de acordo com a IRENA (2018), em 2020 espera-se que as grandes usinas FV gerem energia a um custo de aproximadamente 0,06 dólar por kWh, competindo com as tradicionais fontes geradoras de energia.

O Brasil contava, em 2018, com apenas 0,13% da sua capacidade de geração elétrica proveniente da energia solar (EPE, 2018 - A), embora o potencial de geração seja consideravelmente superior ao de países do hemisfério norte, quando comparados os níveis de irradiação solar (MARTINS et al., 2007). Vale destacar que se espera que a demanda mundial de energia elétrica cresça cerca de 200% até 2050 (EPE, 2018 – C) e que uma das maneiras de se atender esse crescimento é a diversificação da matriz energética (BRIGNOL et al., 2014).

Segundo a Fundação CEPERJ (Fundação Centro Estadual de Estatísticas, Pesquisas e Formação de Servidores Públicos do Rio de Janeiro), o Rio de Janeiro tem área de 43.752,8 km², sendo o vigésimo quarto estado brasileiro em extensão territorial. Faz parte da Região Sudeste, que é considerada a mais desenvolvida do país, e possui limites territoriais com todos os estados que a compõem (CEPERJ, 2019). A sua população é, de acordo com o IBGE (Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística), de 17,2 milhões de pessoas (IBGE, 2019). Com relação a sua economia, a Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro (FIRJAN) afirma que o PIB per capita é 25% superior à média brasileira (FIRJAN, 2018). A Figura 1 (CEPERJ, 2019) mostra a divisão do Estado do Rio de Janeiro em municípios e regiões.



Figura 1 – Mapa do Estado do Rio de Janeiro, com seus municípios e regiões

Com base nesta realidade, é evidente a necessidade de se investir em pesquisas na área da energia FV e, nesse sentido, este artigo visa contribuir para este fim. Para se conhecer a localização ótima de uma usina solar FV no Estado do Rio de Janeiro, será utilizado, neste artigo, o método analítico de hierarquias, a lógica *fuzzy* e os sistemas de informação geográfica (SIG). A escolha justifica-se, pois, a localização de usinas solares FV tem sido objeto de diversos estudos e os SIG, em combinação com as ferramentas de análise de decisão multicritério, são o procedimento frequente devido a possibilidade de aliar os dados espaciais, quantitativa e qualitativamente (ASAKEREH et al., 2017). A versão resumida deste trabalho foi publicada pelos autores no *International Journal of Development Research*, em 2019.

Inicialmente é apresentada a metodologia, o que inclui o Método Analítico de Hierarquias, a lógica *fuzzy* e o SIG. A seguir é reportado o desenvolvimento, com a revisão dos artigos, a seleção dos fatores de localização e a importância destes. Na sequência tem-se a aplicação do método, com a geração dos mapas para cada um dos fatores de localização selecionados. O resultado final e a conclusão são as partes finais deste artigo.

2. METODOLOGIA

Para determinar a localização de uma usina solar FV no Estado do Rio de Janeiro serão seguidas as seguintes etapas:

- Revisar artigos acadêmicos para a seleção dos fatores de localização que serão considerados;
- Alocar peso aos fatores de localização a partir dos artigos que utilizaram o método analítico de hierarquias;
- Determinar as zonas de restrição, que são os locais nos quais a usina solar não poderá ser instalada;
- Utilizar a lógica *fuzzy* para determinar as funções de pertinência dos fatores de localização selecionados;
- Gerar no SIG todas as camadas dos fatores de localização escolhidos;
- Gerar no SIG uma camada final ponderando os pesos de todos os fatores, identificando, desta maneira, as regiões mais propícias para a usina.

Importa destacar que definir a localização de uma usina solar FV não é tarefa simples. Segundo San Cristóbal (2012), a tomada de decisão passa por identificar e escolher alternativas com o objetivo de encontrar a melhor solução. Para tal é necessário considerar uma diversidade de fatores e o ambiente. Esse ambiente é o resultado de uma coleção de informações, alternativas, valores e preferências disponíveis em um determinado momento.

Em alguns casos, os locais com maior incidência de luz solar não são as melhores localizações em virtude de outros fatores, que têm papel significativo na localização dessas usinas. É necessário, portanto, levar em consideração a complexidade do processo, que envolve fatores sociais, ambientais e econômicos. Por isso, a definição da localização da usina solar é um dos fatores essenciais para se levar em consideração e maximizar seu desempenho (CHEN et. al., 2014; VON HAAREN et al., 2011; YUN-NA et al.; 2013). Desse modo, fica evidente a necessidade de se seguir as etapas acima mencionadas a fim de definir a localização ótima de uma usina FV no Estado do Rio de Janeiro.

2.1 Método analítico de hierarquias

O método analítico de hierarquias é uma das ferramentas mais utilizadas para eleger alternativas, de maneira estruturada, diante de diversos objetivos. Este método permite a combinação de dados quantitativos e qualitativos, o que oferece uma estrutura robusta para lidar

com problemas complexos (AL GARNI et al., 2017).

De uma maneira simples, o método funciona através da comparação par a par dos critérios selecionados para a determinação do peso final de cada um. Ao final há um teste de consistência para avaliar se o julgamento dos especialistas está condizente (SAATY, 1980).

2.2 Lógica *fuzzy*

A lógica binária admite apenas os opostos (verdadeiro e falso). Portanto, não admite intervalos de verdade entre esses dois extremos. Desse modo, a lógica clássica não admite a imprecisão da verdade. Na contramão da lógica clássica tem-se que quanto mais complexo é um sistema, mais impreciso e inexato é a informação que está disponível para caracterizá-lo (ROSS, 2010). Essa limitação em descrever esses sistemas é chamada de “Princípio da Incompatibilidade” (TANAKA, 1997).

Uma vantagem da lógica *fuzzy* é formalizar o pensamento humano, de maneira a transcrever a linguagem cotidiana (DERNON-COURT, 2013). No cotidiano é comum utilizar conceitos subjetivos para classificar ou considerar certas situações, tais como (AGUIAR et al., 1999) as palavras “bonito” e “novo”, que dependem do julgamento do indivíduo. Por exemplo, uma pessoa de 30 anos pode ser considerada jovem em um cruzeiro, mas não em uma discoteca (TANAKA, 1997).

Um conjunto *fuzzy* A em um universo U é definido por uma função de pertinência μ_A que assume valores em um intervalo $[0,1]$, que determina o grau em que um determinado elemento pertence a um conjunto (GOMIDE et al., 1995). As funções de pertinência podem assumir as mais diferentes formas para atingir a medida subjetiva que estão mensurando (CORREIA, 2016) e, segundo Tanscheit (2004), estas podem ser definidas a partir da experiência e da perspectiva das pessoas.

Portanto, a utilização da lógica *fuzzy* se faz necessária para determinar a localização de uma usina solar FV devido à sua flexibilidade diante aos mais diversos fatores de localização que serão elencados.

2.3 Sistema de informações geográficas

Um SIG é um sistema projetado para trabalhar com dados referenciados por coordenadas espaciais ou geográficas. Esses sistemas são utilizados para armazenamento, gerenciamento, análise e exibição de dados geograficamente referenciados, sendo ferramentas valiosas para planejamento e tomada de decisão em múltiplos contextos nos quais dados georreferenciados desempenham um papel relevante (SANCHEZ-LOZANO et al., 2014), e tem sido cada vez mais utili-

zados para a determinação da localização ótima de projetos de energia renovável (LEWIS et al., 2014).

Isto é, um SIG pode ser definido como um conjunto de ferramentas para analisar e editar mapas e dados espaciais, de maneira geral. Nesse mapa digital há um banco de dados associado e georreferenciado para cada camada gerada (GARCÍA-CASCALES et al., 2013). Para este trabalho o software utilizado foi o QGIS, que é de livre acesso e permite editar, analisar, visualizar e publicar informações geoespaciais.

3. DESENVOLVIMENTO

3.1 Revisão de artigos

Foram revisados 20 artigos acadêmicos, conforme relação apresentada na Tabela 1, que abordam a localização de usinas solares FV, sendo que a maior parte deles utiliza a combinação de SIG com o método analítico de hierarquias. Os outros métodos utilizados foram o PROMETHEE e o ELECTRE, tendência confirmada por Pohekar (2004) quando analisou diversos artigos sobre localização de centrais que utilizam energia renovável.

Tabela 1 - Lista de artigos revisados

Artigo	Periódico
A fuzzy AHP and GIS-based approach to prioritize utility-scale solar PV sites in Saudi Arabia	2017 IEEE International Conference on Systems, Man, and Cybernetics (SMC)
Solar PV power plant site selection using a GIS-AHP based approach with application in Saudi Arabia	Applied Energy
Spatial matching of large-scale grid-connected photovoltaic power generation with utility demand in Peninsular Malaysia	
Land suitability analysis for solar farms exploitation using GIS and fuzzy analytic hierarchy process (FAHP): A case study of Iran	Energies
Evaluation of natural conditions for site selection of ground-mounted photovoltaic power plants in Serbia	Energy
GIS-based site selection methodology for hybrid renewable energy systems: A case study from western Turkey	Energy Conversion and Management
A fuzzy multi-criteria spatial decision support system for solar farm location planning	Energy Strategy Reviews
Optimization of photovoltaic solar power plant locations in northern Chile	Environmental Earth Sciences

Tabela 1 - Lista de artigos revisados (continuação)

Artigo	Periódico
Selection of potential sites for solar energy farms in Ismailia Governorate, Egypt using SRTM and multicriteria analysis	International Journal of Advanced Remote Sensing and GIS
The evaluation of solar farm locations applying Geographic Information System and multi-criteria decision-making methods: Case study in southern Morocco	Renewable and Sustainable Energy Reviews
Potential survey of photovoltaic power plants using Analytical Hierarchy Process (AHP) method in Iran	
Multi-Criteria Decision Making (MCDM) methods for the evaluation of solar farms locations: Case study in south-eastern Spain	
Utility-scale implementable potential of wind and solar energies for Afghanistan using GIS multi-criteria decision analysis	
Environmental decision-support systems for evaluating the carrying capacity of land areas: Optimal site selection for grid-connected photovoltaic power plants	
Assessment of solar energy potential over the United Arab Emirates using remote sensing and weather forecast data	
PV site suitability analysis using GIS-based spatial fuzzy multi-criteria evaluation GIS-assisted multi-criteria evaluation	Renewable Energy
GIS-based photovoltaic solar farms site selection using ELECTRE-TRI: Evaluating the case for Torre Pacheco, Murcia, southeast of Spain	
Solar power potential of Tanzania: identifying CSP and PV hot spots through a GIS multicriteria decision making analysis	
A GIS-based Fuzzy-AHP method for the evaluation of solar farms locations: Case study in Khuzestan province, Iran	Solar Energy
A GIS-AHP combination for the sites assessment of large-scale CSP plants with dry and wet cooling systems. Case study: Eastern Morocco	

3.2 Seleção dos fatores de localização

A escolha dos fatores de localização de uma usina FV no Estado do Rio de Janeiro foi feita com base no levantamento dos artigos referidos, considerando aqueles fatores presentes em 40% ou mais dos artigos analisados, isto é, oito ou mais artigos. Os fatores que aparecem com menor representatividade serão analisados como peculiaridades locais, como a poeira em locais desérticos ou a existência de recursos hídricos. A Figura 2, gerada pelos autores, mostra o resultado da contabilização dos fatores de localização observados nos artigos.

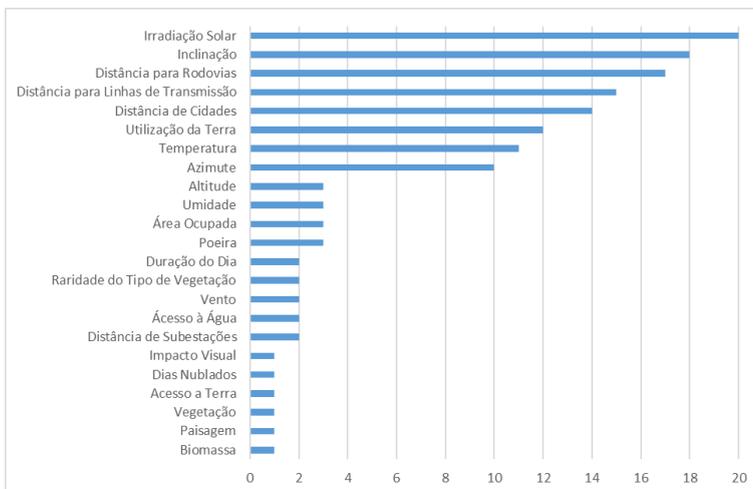


Figura 2 – Contabilização dos fatores de localização

Desse modo, evidenciam-se, a seguir, os fatores de localização escolhidos, quais sejam:

- Irradiação Solar: o Banco Mundial (2011) afirma que altos índices de irradiação solar é o fator mais básico para se desenvolver um projeto de usina solar FV em uma região, afirmação corroborada por Lubitz (2011). Em uma determinada área, quanto maior a irradiação solar, maior é o potencial de geração FV de energia elétrica (ARNETTE et al. 2011).

- Temperatura média: dentre os fatores de perda para a geração de energia solar FV destaca-se a redução da eficiência elétrica das células e módulos FV com o aumento da temperatura de operação (SIMIONI, 2017). Portanto, quanto maior a temperatura ambiente, maior a temperatura dos módulos e, por consequência, menor sua eficiência (RADZIEMSKA, 2003, HUL et al., 2015; YELMEN et al., 2016).

- Proximidade a Linhas de Transmissão: Azevêdo (2016) afirma que os quesitos para a interligação da usina solar com o sistema elétrico são semelhantes aos das usinas termoeletricas. É, portanto, crucial utilizar linhas com capacidade de carga suficiente e/ou subestações o mais próximo possível da usina solar, visto que os custos de construção de novas linhas são, via de regra, elevados e dependem do nível de voltagem da linha e de seu comprimento.

- Proximidade a Rodovias: outro fator relevante na implantação das usinas solares é a facilidade de acesso, particularmente pela necessidade de transportar equipamentos. Deste modo, a proximidade de infraestrutura de transporte ao local de implantação da usina é um requisito relevante e poderá apresentar reflexos no custo geral de operação e construção (AZEVEDO, 2016). Além disso, a proximidade da infraestrutura de transporte já existente evita custos adicionais (ALY et al., 2017).

- Proximidade de Centros Urbanos: a EPE (2018-B) afirma que a geração de energia distribuída pode ser localizada mais próxima a centros urbanos, isto é, próximo aos locais que demandam mais energia elétrica, o que traz o benefício da redução das perdas elétricas.

- Inclinação do terreno: os painéis devem, preferencialmente, ser localizados em regiões planas. De acordo com o Banco Mundial (2011), o terreno plano ainda reduz significativamente os custos de instalação e manutenção.

- Azimute: o Banco Mundial (2011) afirma que, no hemisfério sul, os painéis devem ser voltados para o norte a fim de receberem a maior radiação solar possível.

- Utilização da terra: a maior parte dos artigos considerou que o fator “utilização da terra” tem relação com a fertilidade do solo. Isto é, solos férteis e aptos para a agricultura, representam um fator restritivo para a localização de uma usina solar FV.

Todos os artigos consideraram zonas de restrição, isto é, regiões em que a usina solar FV não poderia se localizar, seja por questões legais ou por uma restrição física. Neste quesito tem-se as seguintes restrições para a localização de uma usina solar FV:

- Áreas protegidas;
- Florestas e matas;
- Territórios Indígenas;
- Territórios Quilombolas;
- Áreas urbanas, e
- Corpos d’água.

3.3 Importância dos fatores de localização

Dos 20 artigos, nove foram excluídos para a análise da importância dos fatores de localização pois não utilizaram o método analítico de hierarquias ou, quando utilizaram, agruparam os fatores de localiza-

ção, tornando inviável isolá-los para a determinação da importância individual.

A partir dos 11 artigos restantes foi feita a média aritmética dos pesos de cada fator de localização e, depois, estes valores foram corrigidos para a soma totalizar 100%, conforme resultados apresentados na Tabela 2.

Tabela 2 - Peso dos fatores de localização

Irradiação Solar	42,41%
Temperatura	11,34%
Inclinação	13,69%
Azimute	8,50%
Distância para rodovias	5,33%
Distância para Linhas de Transmissão	9,12%
Distância de Cidades	5,68%
Utilização da Terra	3,92%
Total	100%

Analisando a Tabela 2, percebe-se que, relativamente, a irradiação solar corresponde a cerca de 42% da importância para a localização de usinas solares FV. Os fatores que dependem da intervenção humana, majoritariamente relativos à presença ou não de infraestrutura, como a distância de rodovias e linhas de transmissão, somam 20,13%. Isto é, os fatores relativos ao meio ambiente e geografia correspondem a aproximadamente 80% da importância para a determinação da usina solar FV, enquanto fatores humanos e de infraestrutura representam cerca de 20% dessa fração.

4. APLICAÇÃO DO MÉTODO

4.1 Fonte dos dados georreferenciados

Os dados georreferenciados, que foram utilizados no SIG, vêm de diversas fontes, em sua maior parte de órgãos do governo federal, conforme apresentado a seguir.

- Divisão Territorial do Estado do Rio de Janeiro

Conteúdo: Limite dos municípios

Instituição: IBGE (2015)¹

- Zonas Urbanas e Rurais

Conteúdo: Setores censitários de classificação urbana e rural

Instituição: IBGE (2010)²

- Irradiação Solar

Conteúdo: Contém as médias anuais e mensais do total diário da irradiação Global Horizontal, Difusa, Direta Normal, no Plano Inclinado e PAR, em Wh/m²/dia, em resolução espacial de 0,1° x 0,1° (aproximadamente 10 km x 10 km)

Instituição: INPE (2017)³

- Unidades de Conservação

Conteúdo: Unidades de conservação federais, estaduais e municipais do Estado do Rio de Janeiro

Instituição: Ministério do Meio Ambiente (MMA – 2019)⁴

- Mata Atlântica

Conteúdo: Zonas de Mata Atlântica remanescente do Estado do Rio de Janeiro

Instituição: ONG SOS Mata Atlântica (2016)⁵

- Territórios Indígenas

Conteúdo: Relação dos Grupos Indígenas Brasileiros

Instituição: FUNAI (2019)⁶

- Territórios Quilombolas

Conteúdo: Relação dos Grupos Quilombolas do Estado do Rio de Janeiro

Instituição: INCRA (2019)⁷

1 <https://mapas.ibge.gov.br/bases-e-referenciais/bases-cartograficas/malhas-digitais.html>

2 <https://mapas.ibge.gov.br/bases-e-referenciais/bases-cartograficas/malhas-digitais.html>

3 http://labren.ccst.inpe.br/atlas_2017.html

4 <http://mapas.mma.gov.br/i3geo/datadownload.htm>

5 http://mapas.sosma.org.br/dados/solicitacao_mapas/

6 <http://www.funai.gov.br/index.php/servicos/geoprocessamento>

7 http://certificacao.incra.gov.br/csv_shp/export_shp.py

- Recursos Hídricos

Conteúdo: Relação dos recursos hídricos (rios, lagos, lagoas...) do Estado do Rio de Janeiro

Instituição: IBGE (2015)¹

- Rodovias

Conteúdo: Relação das rodovias estaduais e federais do Rio de Janeiro

Instituição: IBGE (2016)² e DNIT (2015)³

- Linhas Elétricas

Conteúdo: Linhas, Seccionadoras e Subestações do Sistema Elétrico do Estado do Rio de Janeiro.

Instituição: IBGE (2018)⁴

- Temperatura

Conteúdo: Temperatura do ar, em graus Celsius x 10, obtida a 10 m da superfície do solo – valores anuais e mensais. As grades de clima recortadas para o Brasil e Amazônia Legal correspondem a dados de observação, representativos de 1950 a 2000

Instituição: INPE⁵

- Inclinação (Declividade)

Conteúdo: A grade de declividade foi gerada a partir da grade de altitude, e os valores estão expressos em porcentagem

Instituição: INPE⁶

- Aptidão Agrícola:

Conteúdo: Classificação dos solos do Brasil segundo o potencial agrícola

Instituição: Ministério do Meio Ambiente (MMA, 2002)⁷

- Azimute:

Conteúdo: Ângulo em graus da orientação geográfica

Instituição: INPE⁸

1 ftp://geoftp.ibge.gov.br/cartas_e_mapas/bases_cartograficas_continuas/bc250/versao2015/Shapefile/

2 ftp://geoftp.ibge.gov.br/cartas_e_mapas/bases_cartograficas_continuas/bc25/rj/versao2016/shapefile/

3 <http://www.dnit.gov.br/mapas-multimodais/shapefiles>

4 ftp://geoftp.ibge.gov.br/cartas_e_mapas/bases_cartograficas_continuas/bc25/rj/

5 <http://www.dpi.inpe.br/Ambdata/download.php>

6 <http://www.dpi.inpe.br/Ambdata/download.php>

7 <http://mapas.mma.gov.br/i3geo/datadownload.htm>

8 <http://www.dpi.inpe.br/Ambdata/download.php>

4.2 Geração dos mapas georreferenciados

Conforme já mencionado, através do SIG é possível processar e analisar os fatores de localização. Cada um desses fatores é uma camada (*layer*) que serviu como base de análise. Para facilitar a análise e processamento dos dados, o Estado do Rio de Janeiro foi dividido em um *grid* de 1 km x 1 km. Cada uma das células desse *grid* recebeu o valor dessas camadas.

4.3 Delimitação da zona de restrição

O primeiro passo é analisar as regiões em que a usina solar não poderá ser localizada, com base nas zonas de restrição elencadas no item 3.2 (áreas protegidas; florestas e matas; territórios indígenas; territórios quilombolas; áreas urbanas; corpos d'água). A Figura 3 mostra essas zonas de restrição.

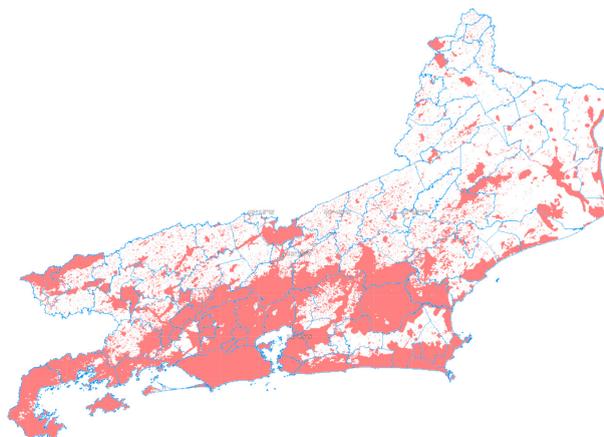


Figura 3 – Zonas de restrição para instalação da unidade de geração

Analisando a Figura 3, elaborada a partir dos dados do IBGE (2015), MMA (2019), SOS Mata Atlântica (2016), FUNAI (2019), INCRA (2019), percebe-se que há, de acordo com os critérios selecionados para restringir a localização de uma usina solar FV, a impossibilidade de localizá-la na maior parte da região metropolitana da cidade do Rio de Janeiro, devido ao elevado grau de urbanização, e, também, a impossibilidade da localização em grande parte da Região Serrana e

da Costa Verde, em virtude das zonas de conservação ambiental.

Em seguida é necessário averiguar as zonas onde é possível localizar a usina solar. Vale ressaltar que, segundo Charabi e Gastli (2011) esses fatores dependem da localização geográfica, atributos físicos, socioeconômicos e da infraestrutura das regiões a serem analisadas.

A lógica *fuzzy* e as funções de pertinência foram usadas para criar todas as camadas, que representam cada fator de localização a ser utilizado no SIG. Cada camada tem um valor entre zero e um. Quanto maior o valor, maior é a adequação do fator de localização para a instalação da usina solar FV. E, usando os pesos de cada fator de localização, com base nos estudos anteriores, forma-se a camada final em que se tem as melhores localizações para a usina solar FV. Vale ressaltar que as funções de pertinência *fuzzy* foram desenvolvidas a partir dos fatores de localização escolhidos através da análise dos artigos revisados.

4.4 Aplicação aos fatores de localização selecionados

Os graus de pertinência *fuzzy* foram determinados através da revisão dos artigos para cada um dos fatores de localização selecionados.

- Irradiação solar: A energia gerada pela usina solar FV é diretamente proporcional à irradiação solar de uma determinada localidade. Os valores anuais entre 5000 e 5500 Wh/m² são considerados ótimos de acordo com os artigos revisados. Por este motivo tomou-se 5200 Wh/m² (próximo do valor máximo encontrado no Estado do Rio de Janeiro) para o grau de pertinência deste fator de localização. O grau de pertinência *fuzzy* cai a zero com níveis de irradiação solar nulos. A equação abaixo mostra a função de pertinência para a irradiação solar.

$$\mu(X) = \frac{X}{5200}$$

Sendo X a irradiação solar.

A Figura 4, elaborada a partir de dados da INPE (2017), mostra ao lado esquerdo os níveis de irradiação solar, e do lado direito os graus de pertinência da irradiação solar. Ao analisá-la, percebe-se que os maiores níveis de irradiação estão na Região Norte do Rio de Janeiro.

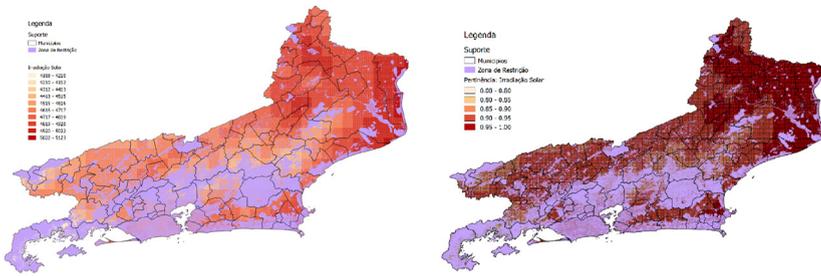


Figura 4 – Irradiação solar no Estado do Rio de Janeiro

- Temperatura média: A energia gerada pela usina solar FV é inversamente proporcional a temperatura ambiente e, por este motivo a função de pertinência *fuzzy* para a temperatura, mostrada na equação abaixo, diminui conforme a temperatura aumenta. Tem-se grau de pertinência máximo para zero grau, e mínimo para 30 graus centígrados.

$$\mu(X) = 1-0,0334X$$

Sendo X = temperaturas superiores em graus centígrados.

A Figura 5, também elabora a partir de dados do INPE (2017), mostra ao lado esquerdo a temperatura média, e do lado direito os graus de pertinência da temperatura média. Ao analisá-la, percebe-se que a região central do Estado do Rio de Janeiro (conhecida como Região Serrana), tem os maiores graus de pertinência *fuzzy* para a temperatura, enquanto a porção norte os menores.

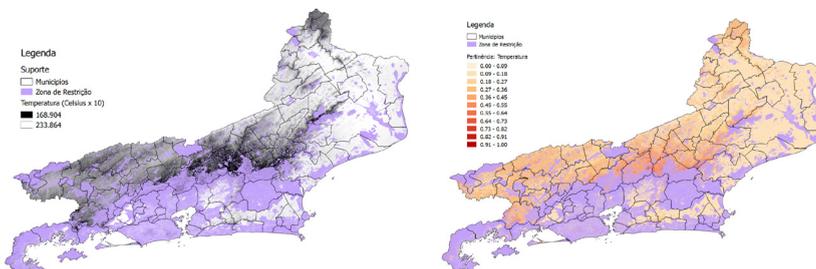


Figura 5 – Temperatura média no Estado do Rio de Janeiro

- Proximidade a linhas de transmissão: Nos artigos revisados a usina solar FV deve se localizar próxima à linhas de transmissão e, por este motivo, o grau de pertinência *fuzzy*, indicado pela equação abaixo, reflete os benefícios dessa proximidade, com valores máximos entre 0 e 5 km e mínimos para distâncias superiores à 20 km.

$$\begin{aligned}\mu(X) &= 1 \text{ para } 0 < X < 5 \text{ km} \\ \mu(X) &= 0,75 \text{ para } 5 < X < 10 \text{ km} \\ \mu(X) &= 0,5 \text{ para } 10 < X < 15 \text{ km} \\ \mu(X) &= 0,25 \text{ para } 15 < X < 20 \text{ km} \\ \mu(X) &= 0 \text{ para } X > 20 \text{ km}\end{aligned}$$

A Figura 6, elaborada a partir de dados do IBGE (2018), mostra, ao lado esquerdo, as linhas de transmissão no Estado do Rio de Janeiro e, do lado direito, os graus de pertinência da distância de linhas de transmissão. Ao analisá-la, percebe-se que o Estado do Rio de Janeiro tem uma ampla malha de transmissão, porém um pouco mais concentrada nas proximidades dos centros urbanos.

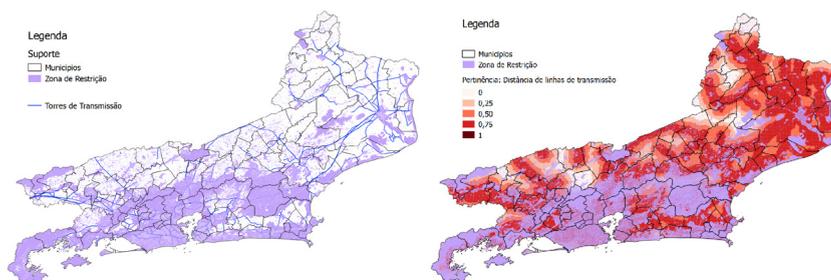


Figura 6 – Proximidade de linhas de transmissão

- Proximidade a rodovias: Assim como para as linhas de transmissão, nos artigos revisados a usina solar FV deve se localizar próxima às rodovias e, por este motivo, o grau de pertinência *fuzzy*, estimado pela equação abaixo, reflete os benefícios dessa proximidade, com valores máximos entre 0 e 2,5 km e mínimos para distâncias superiores a 12,5 km.

$$\begin{aligned}\mu(X) &= 1 \text{ para } 0 < X < 2,5 \text{ km} \\ \mu(X) &= 0,8 \text{ para } 2,5 < X < 5 \text{ km} \\ \mu(X) &= 0,6 \text{ para } 5 < X < 7,5 \text{ km} \\ \mu(X) &= 0,4 \text{ para } 7,5 < X < 10 \text{ km} \\ \mu(X) &= 0,2 \text{ para } 10 < X < 12,5 \text{ km} \\ \mu(X) &= 0 \text{ para } X > 12,5 \text{ km}\end{aligned}$$

A Figura 7, elaborada a partir de dados do IBGE (2016) e DNIT (2015), mostra, do lado esquerdo, a malha rodoviária do Estado do Rio de Janeiro e, do lado direito, os graus de pertinência da distância desta malha. Ao analisá-la, percebe-se que o Estado do Rio de Janeiro tem uma ampla malha rodoviária, com poucas regiões com graus de pertinência abaixo de 0,6.

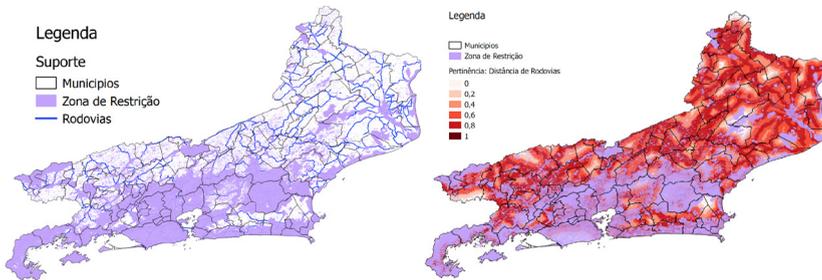


Figura 7 – Proximidade de rodovias

- Proximidade de centros urbanos: Nos artigos revisados a proximidade de centros urbanos é considerada vantajosa para a instalação de usinas solares fotovoltaicas. A função de pertinência, indicada pela equação abaixo, reflete tal aspecto. Para distâncias de até 5 km a função de pertinência é máxima, e cai até zero para locais com mais de 15 km de distância dos centros urbanos.

$$\begin{aligned}\mu(X) &= 1 \text{ para } 0 < X < 5 \text{ km} \\ \mu(X) &= 0,66 \text{ para } 5 < X < 10 \text{ km} \\ \mu(X) &= 0,33 \text{ para } 10 < X < 15 \text{ km} \\ \mu(X) &= 0 \text{ para } X > 15 \text{ km}\end{aligned}$$

A Figura 8, elaborada a partir de dados do IBGE (2010), mostra, do lado esquerdo, os setores censitários com características urbanas e, do lado direito, o grau de pertinência *fuzzy* relativo à proximidade dos centros urbanos. Ao analisá-la, percebe-se que as Regiões Norte e Noroeste apresentam os menores graus de pertinência, enquanto ao redor da região metropolitana os valores são maiores.

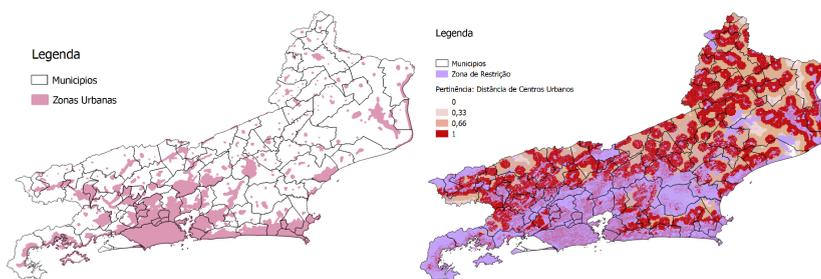


Figura 8 – Proximidade de centros urbanos

- Inclinação do terreno: A inclinação do terreno aumenta os custos de construção e manutenção da usina solar FV. De acordo com os artigos revisados, o valor máximo aceitável é de 10%, que é o valor de pertinência zero indicado pela equação abaixo. Inclinações de 0% tem valor de pertinência máximo.

$$\mu(X) = 1-10X, \text{ onde } X \text{ é percentual de inclinação. Se } x > 10, \mu(X)=0$$

A Figura 9, elaborada a partir de dados do INPE (2017), mostra, do lado esquerdo, a inclinação (em %) do terreno no Estado do Rio de Janeiro e, do lado direito, o grau de pertinência da inclinação. Ao analisá-la, percebe-se que a Região Norte apresenta os maiores graus de pertinência.

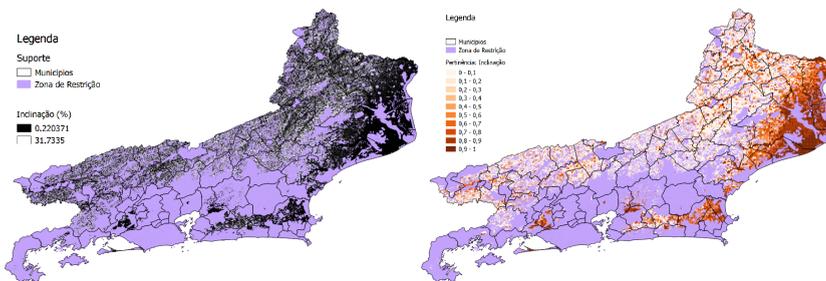


Figura 9 – Inclinação do terreno no Estado do Rio de Janeiro

- Azimute: Para obter a máxima irradiação solar, a inclinação do terreno deve estar direcionada para o norte ou o terreno deve ser plano. A função de pertinência *fuzzy* indicada pela equação abaixo reflete essas necessidades. Para inclinações inferiores a 2%, ou azimute do terreno na direção norte, tem-se valores máximos, já para o azimute na direção sul tem-se os valores mínimos.

Se inclinação do terreno $< 2\%$, $\mu(X) = 1$

Azimute = Norte, $\mu(X) = 1$

Azimute = Nordeste, $\mu(X) = 0,7$

Azimute = Noroeste, $\mu(X) = 0,7$

Azimute = Leste, $\mu(X) = 0,5$

Azimute = Oeste, $\mu(X) = 0,5$

Azimute = Sudeste, $\mu(X) = 0,3$

Azimute = Sudoeste, $\mu(X) = 0,3$

Azimute = Sul, $\mu(X) = 0$

A Figura 10, elaborada a partir de dados do INPE (2017), mostra, no lado direito, o azimute do Estado do Rio de Janeiro e, do lado esquerdo, a função de pertinência do azimute. Ao analisá-la, percebe-se que a Região Norte apresenta os maiores graus de pertinência.

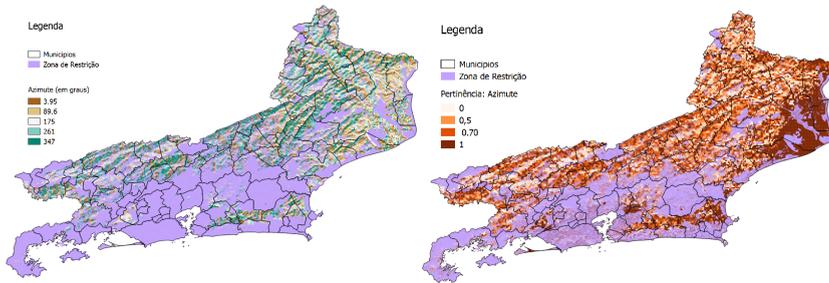


Figura 10 – Azimute do Estado do Rio de Janeiro

- Utilização da terra: Segundo os artigos revisados, a usina solar fotovoltaica deve se localizar preferencialmente em zonas com pouca aptidão agrícola, devido ao tamanho da sua área ocupada. A função de pertinência indicada pela equação abaixo reflete esta necessidade, sendo que para aptidão agrícola muito baixa tem-se grau de pertinência *fuzzy* máximo e, para aptidão agrícola alta, tem-se o grau de pertinência *fuzzy* mínimo.

$$\begin{aligned} \text{Aptidão Agrícola} = \text{Muito Baixa, } \mu &= 1 \\ \text{Aptidão Agrícola} = \text{Baixa, } \mu &= 0,66 \\ \text{Aptidão Agrícola} = \text{Média a Alta, } \mu &= 0,33 \\ \text{Aptidão Agrícola} = \text{Alta, } \mu &= 0 \end{aligned}$$

A Figura 11, elaborada a partir de dados do MMA (2002), mostra, do lado direito, a aptidão agrícola do Estado do Rio de Janeiro e, do lado esquerdo, a função de pertinência desta aptidão. Ao analisá-la, percebe-se que a Região Norte apresenta os maiores graus de pertinência e a maior parte do estado apresenta o valor 0,66.

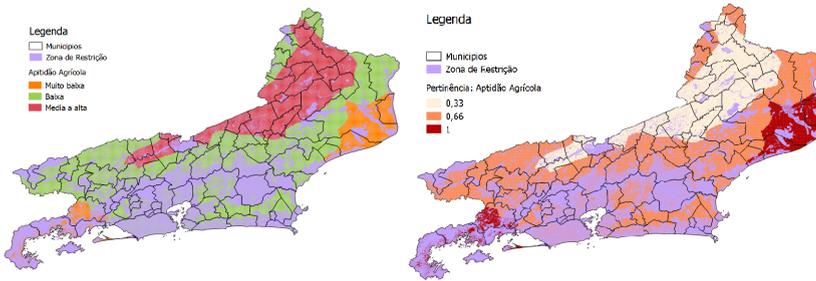


Figura 11 – Utilização da terra

5. RESULTADOS

Para cada célula de 1 x 1 km gerada no mapa, os fatores de localização foram ponderados da seguinte maneira:

$$\sum_n^1 (\text{grau de pertinência fuzzy}) \times (\text{peso do fator de localização})$$

sendo N = fatores de localização

Fica claro que as possibilidades de resposta para a equação acima variam entre zero e 1, sendo os valores mais próximos de 1, preferencialmente acima de 90%, os melhores resultados.

O resultado da aplicação da equação para todas as células de 1x1 km do Estado do Rio de Janeiro podem ser observados na Figura 12, elaborada pelos autores.

Analisando a figura, percebe-se que a região mais propícia para receber projetos de grande porte de energia solar FV é o município de Campos dos Goytacazes e arredores (destacada no mapa), com aptidão maior que 90%. Outras regiões bastante propícias são uma área próxima da região metropolitana da cidade do Rio de Janeiro e outra no interior da Região dos Lagos, ambas com aptidão maior do que 80%. A Região Serrana do estado teve os menores índices para a aptidão da usina solar fotovoltaica, assim como as cidades de Resende, Volta Redonda e arredores. Outro aspecto que chamou atenção foi a extensão da zona de restrição, que ocupa parte considerável do estado. Isto se deve, em especial, pela existência de unidades de con-

servação ambiental e das zonas urbanas.

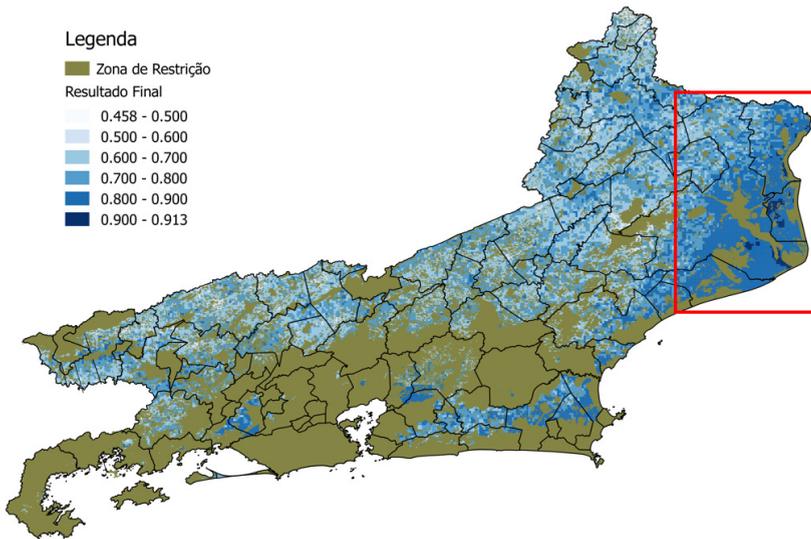


Figura 12 – Resultado final com indicação das regiões mais aptas

6. CONCLUSÕES

As questões ambientais vêm ganhando cada vez mais importância no cenário mundial. O aquecimento global, em especial, é o principal foco dessas preocupações, em vista dos prejuízos materiais e humanos, como também para a flora e a fauna. O Acordo de Paris, assinado em 2015, tem como objetivo frear esse aquecimento de modo a restringir o aumento da temperatura média da Terra a não mais do que 1,5°C. Vale ressaltar que a produção de energia elétrica no mundo é uma das maiores fontes de emissão de CO₂, principal gás responsável pelo efeito estufa, com um papel significativo no Brasil também. Existe, portanto, um dilema: “como suprir a demanda crescente por energia sem a degradação ambiental resultante do uso de combustíveis fósseis”?

A energia solar entra nesse cenário como uma alternativa não poluente e que vem se tornando cada vez cada vez mais competitiva economicamente diante das fontes de geração tradicionais (combustíveis fósseis, hidroelétrica e nuclear). Essa redução no custo de gera-

ção da energia solar fotovoltaica se deve majoritariamente a dois fatores: aumento da eficiência energética de conversão e a redução dos custos de produção dos painéis.

A geração de energia solar no Brasil ainda corresponde a um percentual pequeno na sua matriz energética, apesar de preencher todos os requisitos básicos para geração em maior escala. Estes são os motivos que levaram ao desenvolvimento deste artigo: descobrir os melhores locais para se instalar uma usina solar fotovoltaica no Estado do Rio de Janeiro.

Para localizar uma usina solar fotovoltaica não basta levar em consideração apenas a irradiação solar incidente. Há outros fatores relevantes. Para este trabalho foram elencados, através da revisão bibliográfica, oito fatores de localização determinantes: irradiação solar, proximidade de centros urbanos, proximidade de rodovias, proximidade de linhas de transmissão, inclinação do terreno, azimute, a utilização da terra (fertilidade) e a temperatura média. Além disso, zonas de restrição, onde a usina não poderia ser localizada, também foram definidas.

O Rio de Janeiro possui diversos fatores que favorecem a instalação de uma usina solar fotovoltaica: ampla infraestrutura rodoviária e rede elétrica, diversos centros urbanos e um litoral bastante ensolarado (em especial na Região Norte).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGUIAR, HIME E OLIVEIRA JR. *Lógica Difusa: Aspectos Práticos e Aplicações*. 1ª Edição. Editora Interciência. 1999.

AL GARNI, HASSAN; AWASTHI, ANJALI. Solar PV power plant site selection using a GIS-AHP based approach with application in Saudi Arabia. In: *Applied Energy*. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S030626191731437X?via%3Dihub>>. Acesso em: set. de 2019.

AL-SHAMISI MH; ASSI, AH; HEJASE, HAN. Artificial Neural Networks for Predicting Global Solar Radiation in Al Ain City – UAE. *Int. J. Green Energy*; 10:443–56. 2013. Disponível em: <<https://doi.org/10.1080/15435075.2011.641187>>. Acesso em: set. de 2019.

ALY, AHMED; JENSEN, STEEN; PEDERSEN, ANDERS. Solar Power Potential of Tanzania: Identifying CSP and PV Hot Spots through a GIS Multicriteria Decision Making Analysis. *Renewable Energy*. 2017.05-077. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148117304718>>. Acesso em: set. de 2019.

ARNETTE, A.N.; ZOBEL, C.W. Spatial Analysis of Renewable Energy Potential in the Greater Southern Appalachian Mountains. *Renewable Energy* 36, 2785–2798. 2011. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148111001960>>. Acesso em: set. de 2019.

ASAKEREH, A.; OMID, M.; ALIMARDANI, R.; SARMADIAN, F. Developing a Gis-Based Fuzzy AHP Model for Selecting Solar Energy Sites in Shodirwan Region in Iran. *IJAST* 68, 37–48. 2015. Disponível em: <https://pdfs.semanticscholar.org/cfbc/5b016c6eede063d3d0374d2271bd4f4d5042.pdf?_ga=2.267730892.319028039.1568931397-600012443.1568931397>. Acesso em: set. de 2019.

ASAKEREH, ABBAS; SOLEYMANI, MOHSEN; JAVAD SHEIKHDAVOODI, MOHAMMAD. (2017). A GIS-Based Fuzzy-AHP Method for the Evaluation of Solar Farms Locations: Case Study in Khuzestan Province, Iran. *Solar Energy*. 155.342-353.10.1016/j.solener.2017.05.075. 2017. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0038092X17304851>>. Acesso em: set. de 2019.

AZEVEDO, V W B. Estudo de Localização de Usina Solar Termoelétrica no Estado De Pernambuco. Dissertação de Doutorado. UFPE. Programa de Pós-Graduação em Tecnologias Energéticas e Nucleares. 2016. Disponível em: <<https://repositorio.ufpe.br/bitstream/123456789/17712/1/TESE%20N%20127%20-%20PROTEN%20DEN%20UFPE%20-%20VERONICA%20AZEVEDO.pdf>>. Acesso em: set. de 2019.

Banco Mundial – Disponível em: <<https://data.worldbank.org/indicator/en.co2.etot.zs?end=2014&start=1960&view=chart>>. Acessado em: mar. de 2019

BRIGNOL, W S; CANHA, L; BARIN, A. SANTOS, A. C; CARLI, M. Diversificação da Matriz Energética a Partir da Conexão de Fontes de Geração Distribuída Abastecidas com Biogás de Dejetos Suínos. *Revista Brasileira de Energia*. Volume 20, No2. 2014. CEPERJ. Disponível em: <<http://www.ceperj.rj.gov.br/Conteudo.asp?ident=81>>. Acesso em: mai. de 2019.

CEPERJ. 2019. Disponível em: <http://arquivos.proderj.rj.gov.br/sefaz_ceperj_imagens/Arquivos_Ceperj/ceep/informacoes-do-territorio/cartografia-fluminense/Mapa%20das%20Regi%C3%B5es%20de%20Governo%20e%20Munic%C3%ADpios%20do%20Estado%20do%20Rio%20de%20Janeiro%20-%202019%20-%20CEPERJ.pdf>. Acesso em: fev. de 2021.

CHARABI, Y; GASTLI, A. PV Site Suitability Analysis Using GIS-Based Spatial Fuzzy Multi-Criteria Evaluation. *Renewable Energy* 36, 2554–2561. 2011. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148111000760>>. Acesso em: set. de 2019.

CHEN, C-R;HUANG, C-C; TSUEI, H-J. A hybrid MCDM Model for Improving GIS-Based Solar Farms Site Selection. *Int J Photo* 2014. 2014. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/273597325_A_hybrid_MCDM_model_for_improving_GIS-based_solar_farms_site_selection>. Acesso em: set. de 2019.

CORREIA, M. F. Z. Proposta de Aplicação da Lógica Fuzzy nos Materiais Cirúrgicos do Almoarifado Central do HCUFF para Auxiliar a Tomada de Decisão Concernente ao Controle de Estoques. Tese de Mestrado em Engenharia de Produção. COPPE – UFRJ. 2016. Disponível em: <<http://www.pep.ufrj.br/index.php/br/teses-e-dissertacoes/teses-e-dissertacoes/mestrado/2016-1/229--198>>. Acesso em: set. de 2019.

DERNONCOURT, FRANCK. *Introduction to Fuzzy Logic*. MIT. 2013.

SANTOS, I. F. S.; FILHO, G. L.; BARROS, R. M. Análises Econômicas, de Sensibilidade e Elasticidade em Projetos de Energias Renováveis no Brasil. *Revista Brasileira de Energia*. Volume 21, No2. 2015. Disponível em: <<https://sbpe.org.br/index.php/rbe/article/view/345/326>>. Acesso em: set. de 2019.

EPE (EMPRESA DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO). *Balanco Energético Anual de 2018*. 2018 – A.

EPE (EMPRESA DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO). *Premissas e Custos da Oferta de Energia Elétrica*. 2018 – B.

EPE (EMPRESA DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO). *Premissas e Custos da Oferta de Energia Elétrica no Horizonte 2050*. 2018 – C.

FIRJAN (FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO). *Retratos Regionais: Perfil Econômico Regional*. 2018.

GARCÍA-CASCALES; M. SOCORRO; SÁNCHEZ-LOZANO, J.M. Geographical Information Systems (GIS) and Multi-Criteria Decision Making (MCDM) Methods for the Evaluation of Solar Farms Locations: Case Study in South-Eastern Spain. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2013. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032113001780>>. Acesso em: set. de 2019.

GOLDEMBERG, J.; VILLANUEVA, L. D. *Energia, Meio Ambiente e Desenvolvimento*. São Paulo: EDUSP. 2003.

GOMIDE, F. A. C.; GUDWIN, R. R.; TANSCHKEIT, RICARDO. Conceitos Fundamentais da Teoria de Conjuntos Fuzzy, Lógica Fuzzy e Aplicações. Sixth International Fuzzy Systems Association World Congress/Tutorials - IFSA95, pages 01 – 38, July 1995. Disponível em: <<http://www.calhau.dca.fee.unicamp.br>>. Acesso em: set. de 2019.

HULD, T.; AMILLO, A.M.G. Estimating PV Module Performance Over Large Geographical Regions: The Role of Irradiance, Air Temperature, Wind Speed and Solar Spectrum. *Energies*. 8, 5159–5181. 2015. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/279171402_Estimating_PV_Module_Performance_over_Large_Geographical_Regions_The_Role_of_Irradiance_Air_Temperature_Wind_Speed_and_Solar_Spectrum>. Acesso em: set. de 2019.

IBGE (INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA) Disponível em: <<https://www.ibge.gov.br/apps/populacao/projecao/>>. Acesso em: fev. de 2019.

INTERNATIONAL FINANCE CORPORATION (BANCO MUNDIAL). Utility-Scale Solar Photovoltaic Power Plants. 2011.

LUBITZ, WILLIAM. Effect of Manual Tilt Adjustments on Incident Irradiance on Fixed Tracking Solar Panels. *Applied Energy*. 2011. Disponível em: <<https://ideas.repec.org/a/eee/appene/v88y2011i5p1710-1719.html>>. Acesso em: set. de 2019.

IRENA (INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY). Renewable Power Generation Costs in 2017. 2018.

JAIN, R. MEHTAK; MITTAL S.K. Modeling Impact of Solar Radiation on Site Selection for Solar PV Power Plants in India. *Int J Green Energy*. 8:486–98. 2009. Disponível em: <<https://www.tandfonline.com/doi/abs/10.1080/15435075.2011.576293>>. Acesso em: set. de 2019.

LEWS, S. M, FITTS, G., KELLY, M, DALE, L. A fuzzy logic-based spatial suitability model for drought-tolerant witch grass in the United States. *Comput Electron Agric* 2014; 103:39–47.

MARTINS, F. R., ABREU, S. L., PEREIRA, E. B. Scenarios for solar thermal energy applications in Brazil. *Energy Policy*, Guildford, v. 48, p. 640-649, 2012. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421512005113>>. Acesso em: set. de 2019.

MARTINS, F. R., PEREIRA, E. B., ABREU, S.L. “Satellite-derived solar resource maps for Brazil under SWERA project”, *Solar Energy*, v. 81, pp. 517–528, Set. 2007. Disponível em: <[http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/periodicos/SolarEnergy_2007_v81\(4\)_p517-528.pdf](http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/periodicos/SolarEnergy_2007_v81(4)_p517-528.pdf)>. Acesso em: set. de 2019.

MIRHOSSEINI, M., SHARIFI, F., SEDAGHAT, A., 2011. Assessing the wind energy potential locations in province of Semnan in Iran. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 15, 449– 459 Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032110003163>>. Acesso em: set. de 2019.

NEMET, G. F. Beyond the learning curve: factors influencing cost reductions in photovoltaics. *Energy Policy*, v. 34, p. 3218-3232, 2006. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421505001795>>. Acesso em: set. de 2019.

PEREIRA, Enio Bueno. MARTINS, Fernando Ramos. Abreu, Samuel Luna. Ruther, Ricardo. Atlas Brasileiro de Energia Solar. 1ª Edição. 2006. INPE.

POHEKAR, S.D. & RAMACHANDRAN, M. (2004). Application of Multi-criteria Decision Making Tosustainable Energy Planning - A Review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews.* 8. 365-381. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032104000073>>. Acesso em: set. de 2019.

RADZIEMSKA, E. The effect of temperature on the power drop in crystalline silicon solar cells. *Renew. Energ.* 2003, 28, 1–12. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148102000150>>. Acesso em: set. de 2019.

RAMEDANIR, Z; OMIDO, M, KEYHANI, A. Modeling solar energy potential in Tehran province using artificial neural networks. *Int J Green Energy* 2013; 10:427–41. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/236345200_Modeling_Solar_Energy_Potential_in_a_Tehran_Province_Using_Artificial_Neural_Networks>. Acesso em: set. de 2019.

TANSCHUIT, Ricardo. SISTEMAS FUZZY, PUC-RJ, 2004, Disponível em: <<http://www2.ica.ele.puc-rio.br/Downloads%5C41/LN-Sistemas%20Fuzzy.pdf>>. Acesso em: mar. de 2019.

ROSS, Timothy J., *Fuzzy Logic With Engineering Applications*, 3a Edição, Editora Wiley, 2010

SAATY TL. *The analytic hierarchy process: planning, priority setting, resources allocation.* New York: McGraw-Hill; 1980.

SAN CRISTÓBAL R. J. *Multi Criteria Analysis in the Renewable Energy Industry*, IX. Springer. 2012.

SANCHEZ-LOZANO, J.M. & ANTUNES, Carlos & GARCIA-CASCALLES, M. Socorro & DIAS, Luis. (2014). GIS-based photovoltaic solar farms site selection using ELECTRE-TRI: Evaluating the case for Torre Pacheco, Murcia, Southeast of Spain. *Renewable Energy*. 66. 478-494. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148114000093>>. Acesso em: set. de 2019.

SANTOS, I. F. S.; FILHO, G. L.; BARROS, R. M. Análises Econômicas, de Sensibilidade e Elasticidade em Projetos de Energias Renováveis no Brasil. *Revista Brasileira de Energia*. Volume 21, No2. 2015. Disponível em: <<https://sbpe.org.br/index.php/rbe/article/view/345/326>>. Acesso em: set. de 2019.

SIMIONI, Tássio. O Impacto da Temperatura para o Aproveitamento do Potencial Solar Fotovoltaico do Brasil. COPPE-UFRJ. Dissertação de Mestrado. 2017. Disponível em: <http://www.ppe.ufrj.br/images/publica%C3%A7%C3%B5es/mestrado/T%C3%A1ssio_Simioni.pdf>. Acesso em: set. de 2019.

SINGH, J.M., 2002. On Farm Energy Use Pattern in Different Cropping Systems in Haryana, India (MS. Thesis). International Institute of Management, University of Flensburg.

TANAKA, Kazuo – An Introduction to Fuzzy Logic For Practical Applications – Springer, 1997

Thirugnanasambandam, Mirunalini & Iniyar, S. & Goic, Ranko. (2010). A review of solar thermal technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 14. 312-322. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032109001750>>. Acesso em : set. de 2019.

TSOUTSOS, T.; FRANTZESKAKI, N.; GEKAS, V. Environmental impacts from the solar energy technologies. *Energy Policy*, Volume 33, Issue 3, February 2005, Pages 289-296. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421503002416>>. Acesso em: set. de 2019.

UNITED NATIONS (UN). Adoption of the Paris Agreement. In Proceedings of the Conference of the Parties, Paris, France, 30 November–11 December 2015. Disponível em: <https://unfccc.int/sites/default/files/english_paris_agreement.pdf>. Acesso em: set. de 2019.

VAN HAAREN, V. Fthenakis, GIS-based wind farm site selection using spatial multi-criteria analysis (SMCA): evaluating the case for New York State, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 15 (7) (2011) 3332e3340. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S136403211100147X>>. Acesso em: set. de 2019.

W. Yun-na, Y. Yi-sheng, F. Tian-tian, K. Li-na, L. Wei, F. Luo-jie, Macro-site selection of wind/solar hybrid power station based on Ideal Matter-Element Model, *Int. J. Electr. Power & Energy Syst.* 50 (2013) 76e84, Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061513000847>>. Acesso em: set. de 2019.

YELMEN, B.; ÇAKIR, M.T. Influence of temperature changes in various regions of Turkey on powers of photovoltaic solar panels. *Energy Sources Part A Recover. Util. Environ. Eff.* 2016, 38, 542–550. Disponível em: <<https://www.tandfonline.com/doi/abs/10.1080/15567036.2011.551925>>. Acesso em: set. de 2019

POTENCIAL ENERGÉTICO DOS RESÍDUOS SÓLIDOS URBANOS GERADOS NA MICRORREGIÃO DE TEÓFILO OTONI, MINAS GERAIS

Alexandre Sylvio Vieira da Costa¹
Jéssica Rodrigues Andrade²

¹*Universidade Federal dos Vales do Jequitinhonha e Mucuri*

²*Centro Universitário de Caratinga*

DOI: 10.47168/rbe.v27i4.506

RESUMO

O crescimento populacional e a melhora da qualidade de vida têm contribuído para o aumento da geração de resíduos e, conseqüentemente, a geração de gases que potencializam o efeito estufa. Este trabalho teve como objetivo caracterizar a composição gravimétrica dos resíduos sólidos urbanos das cidades da microrregião de Teófilo Otoni, em Minas Gerais, e estimar a geração de metano e de energia elétrica até 2055. A coleta dos dados da composição gravimétrica dos resíduos foi realizada na Associação dos Municípios do Mucuri, enquanto a estimativa total de produção de resíduos foi feita considerando a população urbana dos municípios e a estimativa de crescimento. No cálculo da taxa de geração de metano foi utilizado o modelo do Banco Mundial. Verificou-se, pelas projeções, que a microrregião produziria aproximadamente 40 mil toneladas de matéria orgânica em 2045, ano de fechamento do aterro. Nesse mesmo ano estima-se a produção de 767,5 mil m³ de gás metano e potencial de geração de quase 1.850 MWh/ano, suficiente para atender as necessidades de 894 residências/mês.

Palavras-chave: Metano; Composição gravimétrica; Matéria orgânica; Aterro sanitário.

ABSTRACT

Population growth and improved quality of life have contributed to the increase in waste generation and, consequently, the generation of gases that potentiate the greenhouse effect. This work aimed to characterize a gravimetric composition of urban solid waste in cities in the micro-region of Teófilo Otoni, Minas Gerais, and also estimate the generation of methane and electricity until 2055. Data collection on the gravimetric composition of waste was carried out at Association of Municipalities of Mucuri, while the total estimate of waste production was made consi-

dering the urban population of the municipalities and the estimated growth. In calculating the methane generation rate, the World Bank model was used. According to projections, the microregion would produce approximately 40 thousand tonnes of organic matter in 2045, the year the landfill would be closed. In that same year, the production of 767,5 thousand m³ of methane gas is estimated, with a potential generation of almost 1,850 MWh/year, enough to meet the needs of 894 homes/month.

Keywords: Methane; Gravimetric composition; Organic matter; Sanitary Landfill.

1. INTRODUÇÃO

Em todo o mundo, por consequência do expressivo aumento do consumo nos centros urbanos, os problemas relacionados à disposição final dos resíduos têm ganhado destaque nas discussões relativas às questões ambientais (PECORA; FIGUEIREDO; VELASQUEZ, 2006). Pedott e Aguiar (2014) ressaltam que o fato da alternativa de aterramento do lixo ser a mais utilizada em relação às outras opções existentes, para destinação final dos resíduos, se deve a questões de ordem técnica, ambiental, econômica e social. Dos métodos existentes, o aterro sanitário é o mais adequado, pois entre suas fases de execução têm-se a impermeabilização do solo e cobertura dos resíduos, evitando a contaminação do solo e dos aquíferos (PECORA et al., 2008).

No Brasil, a disposição final dos resíduos sólidos urbanos (RSU) ocorre em lixões, aterros controlados e aterros sanitários, porém, em relação ao potencial poluidor pós descarte, e comparando as formas de destinação final mais adequadas, e como previsto na legislação, a melhor alternativa são os aterros sanitários (ARAÚJO et al., 2020).

No Brasil, levantamento junto aos municípios indica que o aterro sanitário é o sistema mais utilizado para a disposição dos RSU (ABRELPE, 2020). A opção pelos aterros sanitários também permite o reaproveitamento dos compostos gerados.

Entretanto, segundo o Relatório do Panorama da Destinação dos Resíduos Sólidos Urbanos no Estado de Minas Gerais, da Fundação Estadual de Meio Ambiente (FEAM) (MINAS GERAIS, 2016), na região do Vale do Mucuri, que tem 29 municípios, apenas três destinam seus RSU de forma regularizada, com 26 municípios apresentando destinação irregular, com disposição principalmente em lixões.

Os principais materiais que compõem os RSU no Brasil são metais, papel, papelão, plástico, vidro e matéria orgânica. Segundo levantamento da ABRELPE (2012), a matéria orgânica representa, em

média, 51,4% da massa total.

Segundo Cabral (2007), os RSU apresentam grande heterogeneidade, sendo de extrema importância conhecer a composição gravimétrica dos mesmos. A composição gravimétrica indica o percentual de cada componente do resíduo em relação à massa total da amostra.

A degradação da matéria orgânica proveniente do resíduo sólido urbano tem como um de seus produtos finais o biogás. Ao ser disposto sem cobertura, pode ser verificado olfativamente o início do processo de produção do biogás. Quando realizada a cobertura do resíduo, o biogás continua sendo produzido, e com decréscimo de produção ao longo dos anos (BORBA, 2006).

Em um aterro sanitário, durante a decomposição da matéria orgânica, ocorrem basicamente dois processos: a decomposição aeróbica e a anaeróbica. No início do período de deposição do resíduo, a decomposição aeróbica ocorre com posterior diminuição da presença do oxigênio, seguido do predomínio do processo de decomposição anaeróbica (BORBA, 2006).

Os principais constituintes do biogás gerado no processo de biodegradação dos resíduos, em um aterro sanitário, são: metano, dióxido de carbono, oxigênio, sulfeto de hidrogênio, amônia, hidrogênio e monóxido de carbono. Dentre eles, os mais abundantes são o dióxido de carbono (40% - 60%), com maior produção na decomposição aeróbica, e o metano (45% - 60%), preponderante na etapa de decomposição anaeróbica (MELLO; GRASSI, 2014).

A presença do metano no biogás faz com que este seja uma fonte alternativa para gerar energia elétrica, considerando que seu poder calorífico é 35,7 MJ/Nm³. Sendo assim, constata-se que quanto maior a proporção de metano presente no biogás, maior pode ser a produção de energia (FIGUEIREDO, 2007).

De acordo Dalpaz (2019), o aproveitamento do biogás pode ser na produção de energia térmica, na queima direta em fogões, caldeiras e aquecedores. O biogás pode ser usado em motores após passar por tratamentos de purificação (KONRAD, 2016).

Segundo Soares (2014), a captação do biogás em aterros sanitários é viável do ponto de vista econômico, energético e ambiental, e pode trazer redução de custos para a gestão pública. Apesar do custo de implantação um sistema gerador de energia elétrica nos aterros sanitários, utilizando o biogás, é importante ressaltar que a eletricidade gerada pode ser consumida localmente e, eventualmente, o excedente poderá ser comercializado. Assim, haveria o benefício econômico e ambiental, pela redução das emissões de GEE (Gases do Efeito Estufa) (MARTINS; SILVA; VELAME, 2016).

Para estimar a viabilidade energética e econômica, o potencial de geração do gás deve ser calculado. A previsão é realizada através de estimativas que indicam a produção do gás e seu perfil temporal, ou

seja, o tempo de produção e seus picos (PEDOTT; AGUIAR, 2014).

Os modelos numéricos mais utilizados para o cálculo da geração de biogás em aterros sanitários são as metodologias desenvolvidas pelo Banco Mundial, o IPCC e pela Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos (US-EPA) (MELLO; GRASSI, 2014).

Este artigo teve como objetivo avaliar o potencial de geração de biogás proveniente da disposição dos RSU gerados na Microrregião de Teófilo Otoni, bem como o seu potencial de geração de energia elétrica.

2. MATERIAIS E MÉTODOS

Situada na Mesorregião Vale do Mucuri (Figura 1), no Nordeste de Minas Gerais, a Microrregião de Teófilo Otoni, é composta pelos municípios (Figura 2¹) de Ataléia, Catuji, Franciscópolis, Frei Gaspar, Itaipé, Ladainha, Malacacheta, Novo Oriente de Minas, Ouro Verde de Minas, Pavão, Poté, Setubinha e Teófilo Otoni (IBGE, 2016). A cidade de Teófilo Otoni é considerada polo da microrregião, com uma população de 141.505 habitantes, estimada em 2016, e uma área territorial de 3.241 km² (IBGE, 2016).

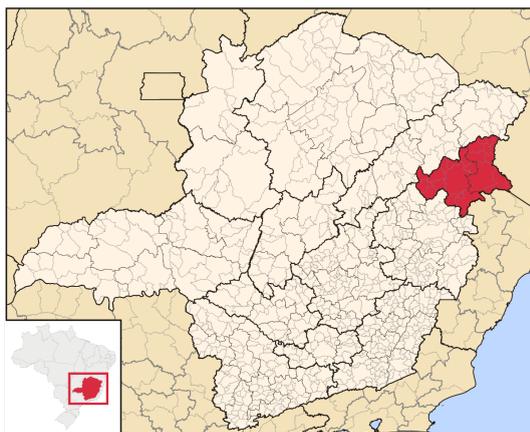


Figura 1 - Localização da Mesorregião do Vale do Mucuri em Minas Gerais

1 <https://www.brasilchannel.com.br/>

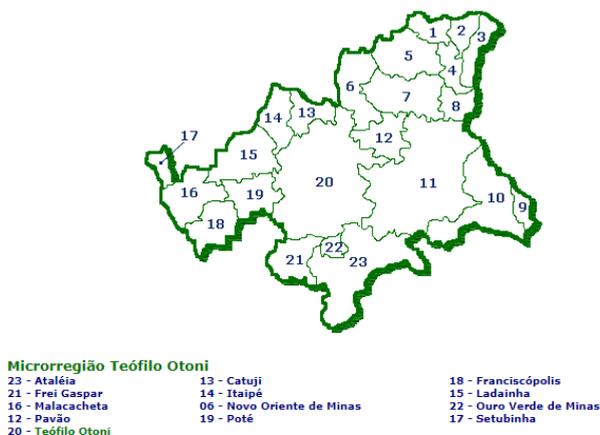


Figura 2 - Cidades que compõem a Microrregião de Teófilo Otoni em Minas Gerais

O levantamento das informações da microrregião de Teófilo Otoni foi realizado em etapas. Os dados da composição gravimétrica dos RSU de Teófilo Otoni foram obtidos na Prefeitura Municipal da cidade. Um arquivo elaborado em 2015 identificou as frações percentuais dos diferentes tipos de resíduos sólidos enviados para disposição final. As avaliações foram realizadas pela empresa responsável pela coleta de resíduos sólidos da cidade. As amostras foram analisadas utilizando o método de quarteamento, sendo divididas em quatro quadrantes, descartando dois deles e analisando os restantes, conforme metodologia descrita pela Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT NBR 10007) (ABNT, 2004).

Os dados da composição dos RSU das demais cidades da microrregião foram fornecidos pela AMUC (Associação dos Municípios do Mucuri). As informações foram tabuladas por município, incluindo dados de geração per capita de RSU, peso específico médio dos RSU das respectivas amostras e o percentual de resíduo nas classes orgânica e inorgânica.

Após a tabulação das informações foi realizada a seleção do modelo matemático para o cálculo de geração do metano, considerando a disponibilidade dos dados obtidos. O modelo matemático adotado para estimar a geração de gás metano foi o desenvolvido pelo Banco Mundial.

O arquivo de dados tabulados continha o percentual dos resíduos divididos nas seguintes categorias: matéria orgânica, poda, plás-

tico, papel e papelão, vidro, metal ferroso, metal não-ferroso, pedra, terra, louça e cerâmica, madeira, couro, borracha, têxtil, contaminantes biológicos, contaminantes químicos, equipamentos eletrônicos e diversos.

O número de amostras dos RSU variou entre as cidades. Visando a obtenção da porcentagem média de material orgânico que é enviado ao destino final das cidades, foi realizada a soma da matéria orgânica presente nos resíduos sólidos urbanos para cada amostra de cada cidade. Posteriormente, foi calculada a média das amostras, bem como o desvio padrão e o coeficiente de variação das amostragens.

Para o cálculo da massa de RSU produzida por ano, foram estimadas as taxas anuais de crescimento populacional. Para isso, foi feita uma projeção em 30 anos (2015 a 2045), tempo médio da vida útil de um aterro. Os dados populacionais de referência foram obtidos a partir das informações do Censo 2010, disponibilizados pelo IBGE, e a estimativa da população em 2015 é a do mesmo instituto. Assim, foi calculada a taxa de crescimento anual da população em cada cidade até 2045. A quantidade anual de RSU produzido, em toneladas, foi calculada pela Equação 1:

$$RTA = (PTA \times GRPP \times 365 \text{ dias}) \times 1000^{-1} \quad (1)$$

Sendo:

RTA = Resíduo total no ano (toneladas)

PTA = População total no ano (habitantes)

GRPP = Geração de resíduos per capita (kg.dia⁻¹)

Foi realizada consulta ao site do Atlas do Desenvolvimento Humano no Brasil (2013), no qual foi obtida a porcentagem da população urbana de cada município. Em seguida, através do banco de dados do Sistema Nacional de Informações sobre Saneamento (SNIS), foi obtida a taxa de cobertura da coleta de resíduos sólidos domiciliares em relação à população urbana, no intuito de discernir a quantidade de matéria orgânica que realmente é coletada, considerando que no meio rural a coleta não é realizada. Entretanto, para cidades como Ataléia, Ladainha, Novo Oriente de Minas, Ouro Verde de Minas e Setubinha a informação não estava disponível no SNIS. Como estimativa, foi realizada a média aritmética com os dados existentes das cidades de mesmo porte, da mesma microrregião.

Os valores de matéria orgânica e do resíduo sólido domiciliar total, em toneladas, estimados para cada ano, foram multiplicados pelas porcentagens da população urbana e pelas taxas de cobertura

da coleta de resíduos sólidos domiciliares em relação à população urbana. Dessa forma, obteve-se para todos os municípios, durante 30 anos, as estimativas das quantidades totais coletadas de matéria orgânica e RSU, em toneladas. Ao final, foi realizada a soma anual de todos as estimativas de matéria orgânica e RSU em cada município das cidades da microrregião de Teófilo Otoni, de 2015 a 2045.

O modelo do Banco Mundial (*Scholl Canyon*) para estimativa da produção de metano está descrito no *Handbook for the Preparation of Landfill Gas to Energy Projects in Latin America and the Caribbean*, de 2004. Esse modelo baseia-se na premissa de que há uma fração constante de material biodegradável no aterro, por unidade de tempo (BORBA, 2006). O método propõe o valor da taxa de geração de metano em relação à precipitação anual e o potencial de geração de metano, em função da degradabilidade do resíduo. O modelo é representado pela Equação 2.

$$Q_{(CH_4)_i} = k \times L_0 \times m_i \times e^{-kt} \quad (2)$$

Sendo:

$Q_{(CH_4)_i}$ = metano produzido no ano i ($m^3 \cdot ano^{-1}$)

k = taxa de geração de metano (ano^{-1}).

L_0 = potencial de geração de metano por tonelada de resíduo depositado ($m^3 \cdot t^{-1}$).

m_i = massa de resíduo disposta no ano i ($t \cdot ano^{-1}$).

t = anos após o fechamento (ano).

A partir da Equação 2 foi realizado o cálculo da quantidade de metano gerada (em m^3) por ano. Os parâmetros “ k ” e “ L_0 ” dependem da degradabilidade dos resíduos, e seus valores foram definidos a partir dos parâmetros apresentados nas Tabelas 1 e 2, extraídas do relatório do Banco Mundial (2004).

Tabela 1 - Valores de k propostos pelo Banco Mundial

Precipitação anual	k (Intervalo de valores)		
	Relativamente inerte	Moderadamente degradável	Altamente degradável
< 250mm	0,01	0,02	0,03
>250 a <500 mm	0,01	0,03	0,05
>500 a <1000 mm	0,02	0,05	0,08
>1000 mm	0,02	0,06	0,09

Tabela 2 - Valores de L_0 em função da degradabilidade do resíduo sólido

Caracterização dos resíduos	Valor mínimo de L_0	Valor máximo de L_0
Resíduos relativamente inertes	5	25
Resíduos moderadamente degradáveis	140	200
Resíduos altamente degradáveis	225	300

Em função da composição gravimétrica dos resíduos dos municípios, e baseando-se em Banco Mundial (2004), os resíduos foram classificados como moderadamente degradáveis. Foi determinada uma média dos valores máximo e mínimo de L_0 , e o valor adotado foi 170.

Em relação ao parâmetro k , e considerando que a região possui uma precipitação média anual acima de 1000 mm (FERRAZ; ANDRADE; COSTA, 2016), o valor adotado foi 0,06. Para o parâmetro t foi adotado 0, considerando que o cálculo é realizado para aterro ativo em 30 anos.

Considerando o fechamento do aterro em 2045, foi realizada uma projeção de 10 anos de geração de gás metano após seu fechamento. Dessa forma, o parâmetro t da componente exponencial em 2046 é $t = 1$, e sucessivamente para os demais anos, mantendo então o valor da massa de resíduos no aterro sanitário constante entre de 2045 e 2055.

Nesse contexto, a partir dos valores provenientes do cálculo da geração do metano, foi possível calcular o potencial energético e a energia disponível da microrregião de Teófilo Otoni por meio das Equações 3 e 4 (PECORA; FIGUEIREDO; VELASQUEZ, 2006).

A potência elétrica que poderia ser gerada é estimada por:

$$P_x = (Q_x \times PC_{\text{metano}} \times \eta) / 860.000 \quad (3)$$

Sendo:

P_x = potência elétrica a cada ano (MW)

Q_x = vazão de metano a cada hora, em determinado ano ($\text{m}^3 \cdot \text{h}^{-1}$)

PC_{metano} = poder calorífico do metano (35.736 kJ/Nm^3)

η = eficiência do motor (0,28).

Foi considerada a utilização de motores ciclo Otto, para os quais foi adotada eficiência de 28% (PECORA, 2006).

A energia elétrica que pode ser gerada é dada por:

$$E_x = P_x \times FC \times \text{Tempo máximo de operação} \quad (4)$$

Sendo:

E_x = energia elétrica que pode ser gerada (MWh dia⁻¹)

P_x = potência elétrica (MW)

FC = fator de capacidade (87% = 0,87)

Tempo máximo de operação = 24 (h dia⁻¹)

Na estimativa da geração elétrica anual foi considerada a operação uniforme em 365 dias do ano.

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

As populações de cada cidade no ano de referência, e as taxas de crescimento estimadas, podem ser observadas na Tabela 3. Para a maioria dos municípios a taxa média anual de crescimento é positiva, tendo por base o verificado no período 2010 a 2015, exceto para as cidades de Catuji, Franciscópolis e Ataléia. Assumir a mesma taxa de crescimento (ou de decréscimo) populacional em 2015-2045, em relação ao verificado no período 2010-2015, é evidentemente uma simplificação.

A população total da microrregião em 2015 totalizava 277.293. Para 2045 a estimativa populacional é de 356.449 habitantes, ou seja, um crescimento populacional de 79.156 habitantes em 30 anos.

Tabela 3 - Projeção da população dos municípios da Microrregião de Teófilo Otoni

Cidade	Taxa de crescimento anual %	População	
		2015	2016
Ataléia	- 0,576	14.039	11.807
Catuji	- 0,075	6.683	6.535
Franciscópolis	- 0,189	5.745	5.427
Frei Gaspar	0,507	6.028	7.015

Tabela 3 - Projeção da população dos municípios da Microrregião de Teófilo Otoni (continuação)

Cidade	Taxa de crescimento anual %	População	
		2015	2016
Itaípe	1,312	12.572	18.588
Ladainha	1,156	17.976	25.375
Malacacheta	0,442	19.191	21.906
Novo O. de Minas	0,905	10.807	14.162
Ouro V. de Minas	0,372	6.128	6.851
Pavão	0,349	8.739	9.703
Poté	1,066	16.502	22.682
Setubinha	1,749	11.837	19.915
Teófilo Otoni	0,935	141.046	186.483

Na Tabela 4 são apresentadas as taxas médias de geração diária de resíduos sólidos pela população urbana das cidades avaliadas. Podemos verificar entre as cidades uma variação de valores de aproximadamente 75%, como é o caso das cidades de Franciscópolis, com uma taxa diária de geração de resíduos per capita de 0,626 kg, e Catuji com 1,182 kg. A geração média per capita de resíduos dos municípios da microrregião é equivalente a 0,827 kg/dia.

Tabela 4 - Composição gravimétrica e dados da população urbana da Microrregião de Teófilo Otoni

Cidade	Geração de resíduo per capta (Kg.dia ⁻¹)	Média de matéria orgânica (%)	Porcentagem de população urbana (%)*	Taxa de cobertura da coleta dos resíduos sólidos domiciliares em relação a população urbana (%)**
Ataléia	-	-	49,80	-
Catuji	1,182	49,26	25,22	100,00
Franciscópolis	0,626	66,90	41,34	100,00
Frei Gaspar	0,783	54,28	32,59	100,00
Itaipé	0,809	50,78	41,90	100,00
Ladainha	0,696	50,11	25,36	-
Malacacheta	0,677	54,81	62,94	100,00
Novo O. de Minas	0,905	50,56	42,76	-
Ouro V. de Minas	0,827	51,61	60,32	100,00

Tabela 4 - Composição gravimétrica e dados da população urbana da Microrregião de Teófilo Otoni (continuação)

Cidade	Geração de resíduo per capta (Kg.dia ⁻¹)	Média de matéria orgânica (%)	Porcentagem de população urbana (%)*	Taxa de cobertura da coleta dos resíduos sólidos domiciliares em relação a população urbana (%)**
Pavão	0,673	51,05	60,59	100,00
Poté	0,857	50,93	59,60	100,00
Setubinha	0,892	50,64	25,74	-
Teófilo Otoni	0,997	53,59	81,69	100,00

*Atlas do Desenvolvimento Humano no Brasil (2016).

**Sistema Nacional de Informações sobre Saneamento (2018).

Para a avaliação da produção de biogás a partir de resíduos sólidos urbanos é de grande importância o teor médio de matéria orgânica. As informações do levantamento realizado da geração de matéria orgânica dos RSU são apresentadas na Tabela 4. A composição gravimétrica dos RSU dos municípios indica acima de 49% de matéria orgânica. A menor porcentagem é a da cidade de Catuji, com 49,26%, e a maior em Franciscópolis, com 66,90%. Segundo Borba (2006), quanto maior a porcentagem de materiais biodegradáveis, maior a taxa de geração de gases. De acordo com a ABRELPE (2012), verifica-se que os principais resíduos coletados no Brasil são metais, papel, papelão, plástico, vidro e matéria orgânica, sendo a matéria orgânica o resíduo predominante, representando em média 51,4% de participação.

A variação da composição se dá por fatores culturais, renda familiar, padrão de vida e hábitos de consumo (BIDONE; POVINELLI, 1999). Os autores afirmam que quanto maior o poder econômico da população, maior será a quantidade de resíduos produzida, e que o percentual de matéria orgânica presente nos resíduos é maior em população com baixa renda.

Em relação à porcentagem da população urbana, verifica-se uma grande diversidade entre os municípios. Enquanto o município de Catuji apresentava 25,22% da sua população na zona urbana, em Teófilo Otoni essa parcela era de 81,69%. O percentual está relacionado a diversas fatores, como área territorial do município, tamanho populacional, grau de desenvolvimento, dentre outros. Outro fato a ser considerado é que de acordo com dados do SNIS, o resíduo sólido domiciliar da população urbana é coletado em 100% dos municípios estudados. Os municípios de Ataléia, Ladainha, Novo Oriente de Minas, Ouro Verde de Minas e Setubinha não informaram ao SNIS as suas porcentagens de coleta de resíduos sólidos (Tabela 4).

Os resultados dos cálculos da quantidade de matéria orgânica

total estimada na coleta e a quantidade de metano que pode ser gerada são apresentados na Tabela 5.

Estima-se que em 2045 a microrregião geraria 40 mil toneladas (40.001,976) de matéria orgânica, o que poderia promover a produção de 767, 5 mil m³ (767.496,821 m³) de metano. Considerando 10 anos após o seu fechamento, o aterro ainda produzirá 421,2 m³ (421.211,186 m³) de metano, em 2055.

Na Tabela 5 também verificamos os valores da possível geração do metano durante o período de 2015 e 2055. A produção é crescente à medida que o aterro recebe lixo, haja vista que a cada tonelada de lixo depositada aumenta-se o potencial de geração de biogás. O máximo ocorre no ano de 2045, último ano de deposição (fechamento do aterro), e posteriormente os valores apresentam um decaimento devido à interrupção do lançamento de resíduos sólidos no local.

De acordo com o Banco Mundial, o modelo de cálculo de geração de gás metano é comumente utilizado e aceito nas Américas do Norte e do Sul, por ser de fácil aplicação. Por outro lado, Borba (2006) aponta como fragilidade do modelo o fato de não considerar algumas variáveis, como teor de umidade, tamanhos das partículas, temperatura e pH. Apesar de considerar de extrema importância as observações descritas, os dados disponíveis para a região estudada são limitados, sendo necessária a adoção da metodologia descrita.

Tabela 5 - Matéria orgânica nos RSU e geração anual estimada de gás metano na Microrregião de Teófilo Otoni

Ano	Quant. total de resíduos coletados (ton.ano ⁻¹)(1)	Quant. total de matéria orgânica coletada (ton.ano ⁻¹)(2)	Quant. de metano gerado (m ³ .ano ⁻¹)(3)
2015	57470,27345	30582,859	586196,789
2016	57983,32067	30854,829	591429,871
2017	58501,34211	31129,429	596713,689
2018	59024,38796	31406,687	602048,757
2019	59552,50897	31686,629	607435,591
2020	60085,75641	31969,282	612874,715
2021	60624,18209	32254,674	618366,657
2022	61167,8384	32542,833	623911,952
2023	61716,77824	32833,785	629511,138
2024	62271,05512	33127,559	635164,762
2025	62830,72309	33424,184	640873,376
2026	63395,83678	33723,689	646637,535
2027	63966,45141	34026,102	652457,804
2028	64542,62278	34331,453	658334,752

Tabela 5 - Matéria orgânica nos RSU e geração anual estimada de gás metano na Microrregião de Teófilo Otoni (continuação)

Ano	Quant. total de resíduos coletados (ton.ano ⁻¹)(1)	Quant. total de matéria orgânica coletada (ton.ano ⁻¹)(2)	Quant. de metano gerado (m ³ .ano ⁻¹)(3)
2029	65124,4073	34639,772	664268,954
2030	65711,86197	34951,089	670260,992
2031	66305,04439	35265,433	676311,453
2032	66904,0128	35582,836	682420,931
2033	67508,82605	35903,329	688590,026
2034	68119,54362	36226,943	694819,345
2035	68736,22562	36553,709	701109,501
2036	69358,93283	36883,66	707461,115
2037	69987,72665	37216,828	713874,812
2038	70622,66916	37553,246	720351,225
2039	71263,82311	37892,946	726890,996
2040	71911,25191	38235,962	733494,769
2041	72565,01965	38582,328	740163,2
2042	73225,19113	38932,078	746896,95
2043	73891,83184	39285,246	753696,685
2044	74565,00796	39641,867	760563,081
2045	75244,78641	40001,976	767496,821
Após o fechamento do aterro			
2046	75244,78641	40001,976	722801,286
2047	75244,78641	40001,976	680708,616
2048	75244,78641	40001,976	641067,232
2049	75244,78641	40001,976	603734,383
2050	75244,78641	40001,976	568575,629
2051	75244,78641	40001,976	535464,362
2052	75244,78641	40001,976	504281,346
2053	75244,78641	40001,976	474914,286
2054	75244,78641	40001,976	447257,431
2055	75244,78641	40001,976	421211,186

(1) Valores obtidos através da Equação 1.

(2) Resultado da multiplicação da quantidade de resíduo total coletado pela porcentagem de matéria orgânica, e posterior soma.

(3) Estimativa da quantidade gerada de metano, através da Equação 2.

Verifica-se que em 2015 a estimativa de resíduo coletado nas cidades da região supera 57 mil toneladas/ano, atingindo 75 mil toneladas em 2045. Atualmente, na região estudada todo o metano gerado é liberado para atmosfera. Além da perda da energia, o metano é um

gás tóxico e que tem elevado potencial de aquecimento global. Assim, é essencial a disposição adequada do RSU, reduzir as emissões e a utilização do gás em finalidades energéticas (GOUVEIA, 2012; ALVES et al., 2008).

Com a previsão da capacidade de geração do metano, foi calculada a potência e a energia elétrica que podem ser geradas a partir da decomposição anaeróbica dos resíduos sólidos no aterro. A Tabela 6 apresenta os resultados de potência e energia elétrica calculadas para o período entre 2015 e 2055.

Com os valores obtidos de geração de gás metano têm-se um potencial disponível inicial estimado de 0,185 MW, e em 2045 de 0,242 MW. Após o fechamento do aterro, em 2045, mesmo com o decaimento da produção de metano, este ainda manteria um potencial de geração de eletricidade ao longo dos anos, atingindo 0,133 MW em 2055.

Tabela 6 - Potência e energia disponível em função da vazão do metano

Ano	Quantidade de metano gerada (m ³ /ano)	Quantidade de metano gerada (m ³ /h)	Potência Disponível (MW)(1)	Energia Disponível (MWh/ano)
2015	586.196,79	66,917	0,185	1.441,46
2016	591.429,87	67,515	0,187	1.423,86
2017	596.713,69	68,118	0,189	1.436,64
2018	602.048,76	68,727	0,19	1.449,42
2019	607.435,59	69,342	0,192	1.462,55
2020	612.874,72	69,963	0,194	1.475,63
2021	618.366,66	70,59	0,195	1.488,83
2022	623.911,95	71,223	0,197	1.502,34
2023	629.511,14	71,862	0,199	1.515,48
2024	635.164,76	72,507	0,201	1.529,35
2025	640.873,38	73,159	0,202	1.542,86
2026	646.637,54	73,817	0,204	1.556,72
2027	652.427,80	74,481	0,206	1.571,09
2028	658.334,75	75,152	0,208	1.585,19
2029	664.268,95	75,83	0,21	1.599,43
2030	670.260,99	76,514	0,212	1.613,66
2031	676.311,45	77,205	0,214	1.628,27
2032	682.420,93	77,902	0,216	1.642,86
2033	688.590,03	78,606	0,218	1.653,83
2034	694.819,35	79,317	0,22	1.672,71
2035	701.109,50	80,035	0,221	1.688,12

Tabela 6 - Potência e energia disponível em função da vazão do metano (continuação)

Ano	Quantidade de metano gerada (m ³ /ano)	Quantidade de metano gerada (m ³ /h)	Potência Disponível (MW)(1)	Energia Disponível (MWh/ano)
2036	707.461,12	80,76	0,223	1.703,45
2037	713.874,81	81,493	0,226	1.718,78
2038	720.351,23	82,232	0,228	1.734,48
2039	726.891,00	82,978	0,23	1.750,17
2040	733.494,77	83,732	0,232	1.765,87
2041	740.163,20	84,494	0,234	1.781,93
2042	746.896,95	85,262	0,236	1.798,35
2043	753.696,69	86,038	0,238	1.814,78
2044	760.563,08	86,822	0,24	1.831,20
2045	767.496,82	87,614	0,242	1.847,99
Após fechamento do aterro				
2046	722.801,29	82,512	0,228	1.740,32
2047	680.708,62	77,706	0,215	1.638,85
2048	641.067,23	73,181	0,203	1.543,58
2049	603.734,38	68,919	0,191	1.453,43
2050	568.575,63	64,906	0,18	1.369,15
2051	535.464,36	61,126	0,169	1.289,18
2052	504.281,35	57,566	0,159	1.213,99
2053	474.914,29	54,214	0,15	1.143,54
2054	445.257,43	51507	0,141	1.076,75
2055	421.211,19	48,083	0,133	1.013,97

(1) Valores de potência obtidos através da Equação 3.

(2) Valores de energia obtidos através da Equação 4.

A utilização dos resíduos como matéria-prima para conversão do gás metano em energia elétrica se torna uma alternativa sustentável (RIBEIRO; MORELLI, 2009), contribuindo para o desenvolvimento de fontes alternativas de energia elétrica na região. Conforme demonstrado neste estudo, o pico de geração de energia elétrica é de 1.847,99 MWh/ano em 2045.

No Brasil, alguns aterros já utilizam o biogás produzido para a geração de energia elétrica. O aterro sanitário da central de tratamento de resíduos de Nova Iguaçu, no estado do Rio de Janeiro, iniciou suas atividades em 2003/04, com capacidade para receber 5 mil toneladas diárias de RSU. A unidade de produção de energia elétrica utilizando o biogás iniciou suas atividades em 2019, com capacidade de geração

de 16.932 kW de energia elétrica (ANEEL, 2021). O Aterro Sanitário Metropolitano de Salvador, na Bahia, iniciou suas atividades em 1997 recebendo resíduos de aproximadamente três milhões de pessoas. A usina termelétrica instalada no local opera desde dezembro de 2010 com potência outorgada e fiscalizada de 19.730 kW (SANTOS, 2011; ANEEL, 2021).

A possibilidade do uso energético do biogás contribuiria para flexibilizar a matriz de geração de eletricidade. Além disso, o aproveitamento de materiais, até então sem utilidade, como fonte alternativa de energia elétrica limpa, contribui para com o desenvolvimento sustentável (RIBEIRO; MORELLI, 2009).

De acordo com a Pesquisa de Posse de Equipamentos e Hábitos de Uso, ano base 2005, realizado pela Eletrobrás (2007), o consumo médio residencial na região sudeste em 2005 foi 169,8 kWh por mês. Em termos comparativos, e tendo como base esse valor de consumo mensal, no ano de geração máxima de energia elétrica no aterro em Teófilo Otoni (2045), a instalação poderia suprir energeticamente 894 residências.

A eletricidade gerada pelo biogás pode ser consumida pelo próprio aterro, ou poderá ser comercializada caso haja excedentes. Juntamente com a receita da venda de energia elétrica, já houve a possibilidade de venda de créditos de carbono em função das emissões evitadas (PECORA; VELASQUEZ; COELHO, 2009).

A implantação de um sistema de geração de energia elétrica em um aterro requer investimentos consideráveis e a viabilidade econômica precisa ser analisada, o que não foi feito neste trabalho.

4. CONCLUSÕES

Neste estudo foram identificadas as características dos resíduos sólidos urbanos da microrregião de Teófilo Otoni através da composição gravimétrica e outras informações, como geração de resíduo per capita, porcentagem da população urbana, taxa da coleta de resíduos sólidos domiciliares em relação à população urbana, dados populacionais, entre outros.

Os cálculos da quantidade de matéria orgânica total que pode ser coletada na microrregião e a estimativa da geração de metano permitiram a estimativa do potencial de geração de energia elétrica.

A implantação do aterro sanitário na microrregião contribuiria com 767,5 mil m³/ano (767.496,821 m³/ano) de metano no 30° ano de funcionamento do aterro, podendo gerar quase 1.850 (1.847,99) MWh/ano de energia elétrica no mesmo ano. Após o fechamento do aterro, ainda haveria geração de 421,2 m³/ano (421.211,186) m³/ano de gás

metano dez anos após, com potencial de geração de 0,133 MW, ou o equivalente a 1.013,97 MWh/ano.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABRELPE - Associação Brasileira de Empresas de Limpeza Pública e Resíduos Especiais. Panorama dos Resíduos Sólidos no Brasil 2012. 10 ed. São Paulo. Disponível em: <<http://a3p.jbrj.gov.br/pdf/ABRELPE%20%20Panorama2012.pdf>. 2012>.

ABRELPE - Associação Brasileira de Empresas de Limpeza Pública e Resíduos Especiais. (2020). Panorama dos Resíduos Sólidos no Brasil. São Paulo. Disponível em: <<https://abrelpe.org.br/>. 2020>.

ALVES, L.; COLARES, R.; UTURBEY, W. As Atratividades Ambientais e Econômicas do Uso do Biogás Produzido pelo Aterro Sanitário de Belo Horizonte para Geração de Energia Elétrica. In: Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, SBSE 2008, Belo Horizonte, MG, p.1-7. 2008.

ANEEL. Matriz por fonte e combustível final. Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/signa>. 2021>.

ARAÚJO, L. G. S.; FERREIRA, R. P. S.; NORBERTO, A. S.; MARIANO, M. O. H.; CALLADO, N. H. Temporal analysis of environmental parameters of the leachate from the landfill in Maceió-AL, Brazil. Research, Society and Development, n.9, v.7, p.1-16, 2020.

ATLAS DO DESENVOLVIMENTO HUMANO NO BRASIL. Consulta. Disponível em: <<http://atlasbrasil.org.br/2013/>>. Banco Mundial. Manual para a Preparação de Gás de Aterro Sanitário para Projetos de Energia na América Latina e Caribe. <http://documents.worldbank.org/curated/pt/954761468011430611/pdf/332640handbook.pdf>. 2004.

BIDONE, F. R. A.; POVINELLI, J. Conceitos básicos de resíduos sólidos. São Carlos: EESC; USP. 1999.

BORBA, S. M. P. Análise de Modelos de Geração de Gases em Aterros Sanitários: estudo de caso. Dissertação (Mestrado em Ciências em Engenharia Civil) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro. 2006.

BRASIL. Lei nº 12.305/2010: Política Nacional de Resíduos Sólidos. Brasília. 2010.

CABRAL, A. E. B. Modelagem de Propriedades Mecânicas e de Durabilidade de Concretos Produzidos com Agregados Reciclados, considerando-se a Variabilidade da Composição do RCD. Tese (Doutorado em Ciências da Engenharia Ambiental) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos- SP. 254p. 2007.

DALPAZ, R. Avaliação energética do biogás com diferentes percentuais de metano na produção de energia térmica e elétrica. Dissertação (Mestrado em Sistemas Ambientais Sustentáveis) – Universidade do Vale do Taquari – UNIVATES. 2019.

ELETROBRÁS - Centrais Elétricas Brasileiras S. A., PROCEL - Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica. Pesquisa de Posse de Equipamentos e Hábitos de Uso - Ano base 2005 – Casse Residencial – Relatório Brasil. Rio de Janeiro. 2007.

FERRAZ, C. M. L.; ANDRADE, J. R.; COSTA, A. S. V. A Previsibilidade Climática e o Planejamento Hídrico: Análise Preliminar sobre a Pluviosidade em Teófilo Otoni/MG. In: I Workshop Internacional de Biorremediação de áreas Contaminadas e XI SESMA, Vila Velha, Anais. 2016.

FIGUEIREDO, N. J. V. Utilização do Biogás de Aterro Sanitário para Geração de Energia Elétrica e Iluminação a Gás - estudo de caso. 90p. Monografia (Graduação) - Universidade Presbiteriana Mackenzie, São Paulo. 2007.

GOUVEIA, N. Resíduos Sólidos Urbanos: Impactos Socioambientais e Perspectivas de Manejo Sustentável com Inclusão Social. Ciência & Saúde. São Paulo, p. 1503-1509. 2012.

IBGE. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. Resultados Censo 2010. Disponível em: <<http://censo2010.ibge.gov.br/resultados.html>>.

KONRAD, O.; GUERINI FILHO, M; LUMI, C. H. Atlas das biomassas do Rio Grande do Sul para produção de biogás e biometano. Lajeado: Ed. da Univates, 2016.

MARTINS, L. O. S.; SILVA, L. T.; VELAME, J. L. Análise da Viabilidade Econômica e Financeira da Implantação de Usina de Geração de Energia a Partir de Resíduos Sólidos Urbanos no Município de Santo Antônio de Jesus – BA. In: Congresso Internacional de administração, Natal, RN. 2016.

MELLO, A. R.; GRASSI, R. Avaliação do Potencial de Geração de Energia Elétrica a partir do Biogás Gerado no Aterro Sanitário do Município de Francisco Beltrão – PR. 81 p. Francisco Beltrão. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Ambiental) - UTF-PR, Campus Francisco Beltrão. 2014.

MINAS GERAIS. Secretaria de Planejamento e Gestão. Meso e Microrregiões do IBGE. 2016. Disponível em: <https://www.mg.gov.br/sites/default/files/paginas/arquivos/2016/ligminas_10_2_04_listamesomicro.pdf>.

PECORA, V.; FIGUEIREDO, N. J. V.; VELÁZQUEZ, S. M. S. G.; COELHO, S. T. Potência de Geração de Energia Elétrica e Iluminação a Gás por Meio do Aproveitamento de Biogás Proveniente de Aterro Sanitário. 7º Congresso Internacional sobre Geração Distribuída e Energia no Meio Rural. UNIFOR – Fortaleza – CE. 2008.

PECORA, V.; FIGUEIREDO, N. J. V.; VELÁSQUEZ, S. M. S. G. Potencial de Geração De Energia Elétrica e Iluminação a Gás por meio do Aproveitamento de Biogás Proveniente de Aterro Sanitário. São Paulo. 2006.

PECORA, V.; VELÁSQUEZ, S. M. S. G.; COELHO, S. T. Aproveitamento do Biogás Proveniente dos Resíduos Sólidos Urbanos para Geração de Energia Elétrica: Estudo de Caso Em São Paulo. São Paulo. 2009.

PEDOTT, J. G. J.; AGUIAR, A. O. Biogás em Aterros Sanitários: comparando a geração estimada com a quantidade verificada em projetos de mecanismo de desenvolvimento limpo. Revista Holos, v.4, p.195-211. 2014.

RIBEIRO, D. V.; MORELLI, M. R. Resíduos Sólidos: Problema ou Oportunidade? Rio de Janeiro: Interciência, 158 p. 2009.

SANTOS, A. C. Geração de metano devido à digestão anaeróbia de resíduos sólidos urbanos – estudo de caso do aterro sanitário metropolitano centro, Salvador–BA. Dissertação (Mestrado em Engenharia Ambiental Urbana) – Escola Politécnica, Universidade Federal da Bahia, Salvador.2021.

SOARES, H. A. Captar Biogás dos Aterros de Resíduos e Transformar em Energia Elétrica. 2014. Disponível em: <<http://livrozilla.com/doc/922683/--cened-cursos-ambientais>>.

CARACTERIZAÇÃO DA PRODUÇÃO DE CACHAÇA EM MINAS GERAIS E O POTENCIAL DE GERAÇÃO DE BIOGÁS A PARTIR DA VINHAÇA

Alexandre Sylvio Vieira da Costa Sylvio¹

Daniela Cristina Souza Oliveira¹

Marcus Henrique Canuto¹

Arlete Barbosa Reis¹

¹Universidade Federal dos Vales do Jequitinhonha e Mucuri

DOI: 10.47168/rbe.v27i4.507

RESUMO

A fabricação artesanal da cachaça é uma importante fonte de renda para pequenos e médios produtores agrícolas do estado de Minas Gerais. Na produção da bebida, um dos principais subprodutos gerados é a vinhaça, rica em nutrientes minerais como potássio, nitrogênio, fósforo, cálcio e magnésio, além de apresentar elevado teor de matéria orgânica, favorecendo sua utilização na fertirrigação de áreas cultivadas com cana. Por outro lado, a vinhaça possui um teor significativo de enxofre, baixo pH e alta Demanda Química de Oxigênio (DQO), tornando-a um produto de grande potencial poluidor. De modo geral, de 8 a 10 litros de vinhaça são gerados para cada litro de cachaça produzido. Dentre as técnicas de tratamento da vinhaça, a biodigestão anaeróbica é uma das mais eficientes, promovendo a redução dos poluentes orgânicos associados à geração de bioenergia através da produção do biogás. Logo, a produção de biogás a partir da vinhaça da cana-de-açúcar tem um enorme potencial associado a gestão econômica, energética e ambiental. O presente estudo tem como objetivo avaliar as potencialidades da aplicação da biodigestão anaeróbica no tratamento da vinhaça oriunda da fabricação de cachaça artesanal, no estado de Minas Gerais, contribuindo com informações que visam demonstrar a importância e vantagens desta técnica de obtenção de energia, o biogás. Se a totalidade da vinhaça gerada fosse utilizada na produção de biogás, a quantidade anual de metano produzido em Minas Gerais seria de aproximadamente 3,7 milhões de Nm³.

Palavras-chave: Vinhaça; Biodigestão anaeróbica; Metano; Bioenergia.

ABSTRACT

The artisanal manufacture of cachaça is an important source of income for small and medium agricultural producers in the Brazilian state of Minas Gerais. In its production one of the main by-products is vinasse, rich in mineral nutrients such as potassium, nitrogen, phosphorus, calcium and magnesium. Besides, vinasse has a high content of organic matter, favoring its use in the fertigation of cane cultivated areas. On the other hand, vinasse has a significant sulfur content, low pH and high Chemical Oxygen Demand (COD) making it a product of great polluting potential. In general, 8 to 10 liters of vinasse are generated for each liter of cachaça produced. Among vinasse treatment techniques, anaerobic biodigestion is one of the most efficient, promoting the reduction of organic pollutants associated with the generation of bioenergy through the production of biogas. Therefore, the biogas production from sugarcane vinasse has enormous potential associated with economic, energy and environmental management. The present study aim to evaluate the potentialities of the application of anaerobic biodigestion in the treatment of vinasse from the manufacture of artisanal cachaça, in the Minas Gerais state, contributing with information that aims to demonstrate the importance and advantages of this technique. If all vinasse were used in the production of biogas, the annual amount of methane produced in Minas Gerais would be 3.7 million m³.

Palavras-chave: Vinasse; Biodigestion; Methane; Bioenergy.

1. INTRODUÇÃO

O setor agroindustrial gera resíduos em grandes quantidades. A destinação dos resíduos e efluentes é um dos principais desafios enfrentados pelo setor. Efluentes industriais com elevado conteúdo orgânico têm se caracterizado como uma importante fonte de contaminação. O tratamento e a disposição inadequada desses resíduos podem contaminar o solo e os recursos hídricos, favorecendo a proliferação de insetos e vetores de doenças, além da emissão de gases promotores do efeito estufa (INOVAGRID, 2017).

A cachaça é um produto nacional que apresenta importante papel econômico, social e cultural no país. Considerando sua importância, os produtores aprimoram o sistema produtivo visando agregar qualidade e valor à bebida, mantendo a sua competitividade (NOGUEIRA LIZ et al., 2016). A capacidade de produção instalada no Brasil é de, aproximadamente, 1,4 bilhão de litros de cachaça por ano. Apesar do grande potencial, uma ínfima quantidade da produção é exportada, apenas 1%. São aproximadamente 40 mil produtores comercializando quatro mil marcas, sendo 98% correspondentes a

pequenas e microempresas. Na produção de cachaça predomina o processo de coluna ou industrial, e 30% é cachaça de alambique. A cadeia de produção da cachaça movimentava anualmente valores próximos a 7 bilhões de reais e é responsável pela geração de 600 mil empregos diretos e indiretos (PAULO et al., 2016). Os estados que lideram a produção são Pernambuco, São Paulo, Ceará, Minas Gerais e Paraíba (IBRAC, 2019).

A produção de cachaça artesanal é uma das principais fontes de renda de pequenos e médios produtores de Minas Gerais. O estado é o principal produtor da bebida, responsável por 50% da produção nacional. Calcula-se a existência de 9.000 empresas produtoras no estado, produzindo aproximadamente 200 milhões de litros por ano (SEBRAE, 2013). Campelo (2002) descreve em seu artigo que 85% dessas empresas operam sem controle oficial e fiscalização adequadas, ou seja, sem registro no Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento. Dos empreendimentos do setor em Minas Gerais, mais da metade estão localizados nas mesorregiões do Norte de Minas, Vale do Jequitinhonha e Mucuri, demonstrando a grande influência das regiões. A produção de cachaça é responsável pela geração de renda e emprego em regiões pobres do estado (BORGES & TAKEMOTO, 2019).

As etapas da produção de cachaça envolvem corte de cana-de-açúcar, moagem, diluição do caldo, fermentação e destilação. Do processo de destilação da cachaça resulta um subproduto que fica retido na panela do alambique, a vinhaça, ou vinhoto (CAMPOS, 2009). Para cada litro de cachaça produzida tem-se de 8 a 10 litros de vinhaça (OLIVEIRA et al., 2009). A vinhaça é um dos principais resíduos gerados nas indústrias sucroalcooleiras, com elevado potencial poluidor (LAMONICA, 2006).

A vinhaça pode ser usada como fertilizante, embora o seu uso ou descarte incorreto apresente uma séria ameaça ao meio ambiente, devido principalmente ao seu alto conteúdo orgânico (MORAES et al., 2017). Por outro lado, possui um elevado potencial energético, como biogás, que é composto principalmente por metano (BARROS et al., 2017)

A digestão anaeróbia, é um processo microbiológico com ampla utilização na conversão de resíduos e efluentes orgânicos em biogás. A biodigestão da vinhaça tem como produto final biogás e biofertilizante com reduzida carga orgânica, mas sem alterar suas características fertilizantes (LAMONICA, 2006). O emprego do efluente tratado, como fertilizante, diminui o uso de fontes químicas inorgânicas e concentradas, reduzindo os custos de produção dos sistemas agropecuários (BRAMLEY et al., 2011).

O objetivo deste trabalho é analisar o potencial da produção de biogás a partir da biodigestão anaeróbica da vinhaça, oriunda da fabri-

cação de cachaça nas propriedades rurais no estado de Minas Gerais

2. MATERIAL E MÉTODOS

A pesquisa bibliográfica foi realizada tendo como descritores a produção de cachaça artesanal, sistemas de biodigestão anaeróbica e aproveitamento energético do biogás. As principais bases de dados foram pesquisadas para identificação de livros e periódicos nacionais e internacionais. Também foram pesquisadas as páginas web de instituições como o MAPA - Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, FEAM - Fundação Estadual do Meio Ambiente, ANP – Agência Nacional de Petróleo, SIAM – Sistema Integrado de Informação Ambiental. A partir dos dados coletados, e com as informações da produção de cachaça e geração de vinhaça no estado de Minas Gerais, foi possível avaliar o potencial da região para produzir biogás a partir do resíduo. As pesquisas eletrônicas ocorreram no período de outubro a dezembro de 2019.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

3.1 Cachaça artesanal e aguardente

O Decreto nº 6.871, de 2009, que Regulamenta a Lei nº 8.918, de 1994, dispõe sobre a padronização, a classificação, o registro, a inspeção, a produção e a fiscalização de bebidas. O artigo 51 apresenta a seguinte definição para aguardente:

Aguardente de Cana é a bebida com graduação alcoólica de 38% vol. a 54% vol. a 20°C, obtida do destilado alcoólico simples de cana-de-açúcar ou pela destilação do mosto fermentado do caldo de cana-de-açúcar, podendo ser adicionada de açúcares até 6 g . L-1 , expressos em sacarose (BRASIL, 2009).

Já o artigo 53 define cachaça da seguinte forma:

Cachaça é a denominação típica e exclusiva da Aguardente de Cana produzida no Brasil, com graduação alcoólica de 38% V/V a 48% V/V a 20°C, obtida pela destilação do mosto fermentado do caldo de cana-de-açúcar com características sensoriais peculiares, podendo ser adicionada de açúcares até 6 g . L-1 , expressos em sacarose (BRASIL, 2009).

Existem duas tecnologias para a produção da cachaça: a tecnologia industrial, implementada nas empresas com sistemas e

equipamentos modernos, e a produção artesanal, tecnologia geralmente adotada em empresas familiares, com volume de produção reduzido, cujos processos são vinculados às tradições da região. Em 2008, no estado de Minas Gerais aproximadamente 90% da cachaça foi produzida utilizando tecnologias industriais, e o restante no sistema artesanal, também denominada cachaça de alambique (SILVA, 2009).

O principal fator que distingue o produto produzido industrialmente e o artesanal está associado ao seu sistema de produção. A produção de cachaça artesanal utiliza alambiques de cobre, e em bateladas. O equipamento é totalmente preenchido com o mosto, seguido de destilação e esvaziamento completo. No sistema em batelada são produzidas pequenas quantidades por ciclo. Na produção de aguardente de cana que utiliza sistema industrial são empregadas colunas de aço inoxidável e o fluxo é constante. Ocorre a entrada do mosto fermentado no sistema e ao final do processo ocorre a saída da cachaça destilada (processo contínuo), otimizando o sistema de produção da bebida. No processo contínuo a quantidade da bebida produzida é elevada, o que é característico do processo industrial (FEIJÓ e MACIEL, 2002; FEITOSA, 2005; TAVARES, 2010).

Em Minas Gerais, a cachaça artesanal é caracterizada conforme a Lei Estadual Nº 13.949, de 11 de julho de 2001 e regulamentada pelo Decreto 42.644, de 5 de junho de 2002, como Cachaça de Minas, conforme descrito no texto abaixo:

Cachaça de Alambique é a bebida com graduação alcoólica de 38% a 54% V/V, à temperatura de 20°C, obtida pela destilação do mosto fermentado de cana-de-açúcar, em alambique de cobre, sem adição de açúcar, corante ou outro ingrediente qualquer. A Cachaça de Minas corresponde à fração denominada “coração”, que vem a ser a parte destilada, de mais ou menos 80% do volume total que fica entre as frações “cabeça” e “cauda”, ou “água fraca”.

3.2 Panorama socioeconômico da indústria de aguardente e cachaça artesanal

3.2.1 Estabelecimentos produtores de aguardente e cachaça artesanal no Brasil e em Minas Gerais

A cachaça, uma bebida genuinamente brasileira, originou-se nos engenhos de cana no período do Brasil Colônia, em meados do século XVI. Com o passar dos séculos houve crescimento no consumo tanto no mercado nacional quanto internacional. Segundo a ABRABE (2015), a bebida ocupa a terceira posição no ranking mundial no mercado de destilados e o segundo lugar no mercado de bebidas alco-

ólicas no Brasil, liderado atualmente pela cerveja.

Na Tabela 1, os dados do Censo Agropecuário de 2017, divulgados pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, IBGE, mostram a existência de 11.028 mil estabelecimentos produtores de cachaça e aguardente de cana-de-açúcar no Brasil, com 8.664 estabelecimentos caracterizados nos modelos de agricultura familiar. O total está próximo do levantamento anterior, realizado em 2006 pelo IBGE, com 11.124 estabelecimentos produtores. Segundo o IBRAC (2019), com as estimativas obtidas das associações regionais, o número de estabelecimentos produtores é de aproximadamente 15 mil.

Tabela 1- Número de estabelecimentos agropecuários produtores de aguardente de cana e cachaça

UF	Número de Estabelecimentos		
	Total	Agricultura não familiar	Agricultura familiar
Rondônia	6	1	5
Acre	5	1	4
Amazonas	16	-	16
Pará	5	2	3
Tocantins	23	7	16
Maranhão	496	95	401
Piauí	271	49	222
Ceará	155	38	117
Rio Grande do Norte	5	4	1
Paraíba	41	32	9
Pernambuco	5	3	2
Alagoas	7	3	4
Sergipe	3	3	-
Bahia	2.890	376	2.514
Minas Gerais	5.512	1.414	4.098
Espírito Santo	147	49	98
Rio de Janeiro	104	51	53
São Paulo	196	82	114
Paraná	90	25	65
Santa Catarina	359	46	313
Rio Grande do Sul	591	58	533

Tabela 1- Número de estabelecimentos agropecuários produtores de aguardente de cana e cachaça (continuação)

UF	Número de Estabelecimentos		
	Total	Agricultura não familiar	Agricultura familiar
Mato Grosso do Sul	2	1	1
Mato Grosso	9	4	5
Goiás	87	19	68
Distrito Federal	3	1	2
Brasil	11.028	2.364	8.664

O estado de Minas Gerais possui 5.512 (49,98%) estabelecimentos produtores de aguardente e cachaça (Tabela 1), com 4.098 (74,34%) estabelecimentos caracterizados como agricultura familiar. Bahia, Rio Grande do Sul e Maranhão possuem, respectivamente, 26,2%, 5,36% e 4,5% do total de estabelecimentos. Entretanto, os dados informados pelo Ministério da Agricultura Pecuária e Abastecimento (MAPA), divulgados no Anuário da Cachaça de 2019, indicam a existência de 1.562 produtores formais de cachaça no país. Segundo o levantamento realizado em 2018, os estabelecimentos produtores de cachaça registrados no Brasil totalizam 951 e os de aguardente 611.

Considerando os números informados pelo IBGE e pelo MAPA, pode-se observar que há uma elevada taxa de informalidade no setor, aproximadamente 86% dos estabelecimentos produtores da bebida. Campelo (2002) afirma em seu trabalho que 85% das unidades produtoras atuam nas informalidade, sem registro no Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento.

Os dados divulgados pelo MAPA (BRASIL, 2019), apresentados na Figura 1, apontam liderança absoluta do estado de Minas Gerais na produção de cachaça. Na sequência aparecem os estados de São Paulo, Espírito Santo e Rio de Janeiro, caracterizando a concentração da produção de cachaça na região Sudeste, representando mais de 70% da produção nacional. Segundo o MAPA, a região Nordeste apresenta 14,5%, a região Sul 10,4%, a região Centro-Oeste 3,5% e, por fim, a região Norte, com 1,05%, das empresas do setor. Em relação ao número de estabelecimentos produtores de aguardente no Brasil registrados no MAPA, conforme Figura 2, a região Sudeste possui 290 desses empreendimentos, a região Nordeste 184, a região Sul 96, o Centro-Oeste 25 e a região Norte tem 16 empreendimentos produtores de aguardente registrados, correspondendo, respectivamente, 47,5%, 30,1%, 15,7%, 4,1% e 2,6% do total.

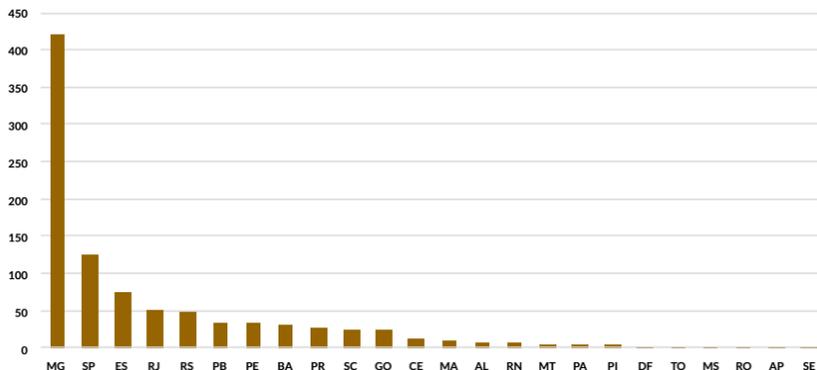


Figura 1 - Registros de estabelecimentos produtores de cachaça por estado

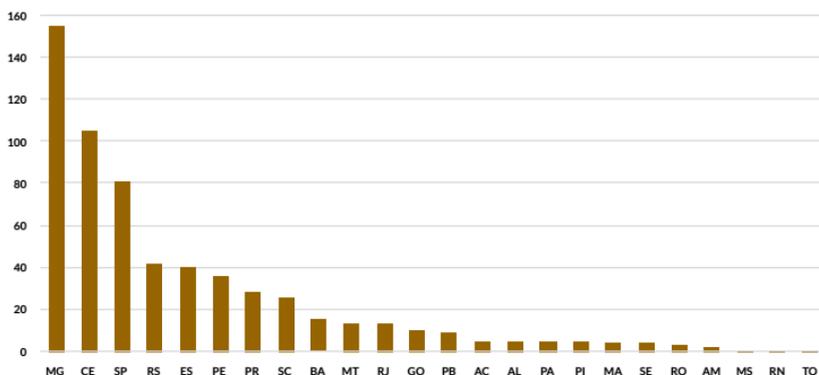


Figura 2 - Registros de estabelecimentos produtores de aguardente por estado

Há diferenças significativas entre as informações do IBGE e do Anuário da Cachaça de 2019, do MAPA. O estado do Maranhão por exemplo é reportado pelo MAPA com menos de 20 empresas de cachaça e aguardente, entretanto, segundo o Censo Agropecuário, o estado possui 496 estabelecimentos. A Bahia é outro estado em que a discrepância indica elevada quantidade de empresas na informalidade. O IBGE registrou 2.890 estabelecimentos produzindo a bebida, mas o estado tem, segundo o MAPA, 30 empresas registradas produzindo ca-

chaça e 15 empresas produzindo aguardente, totalizando 45 empresas, apenas 1,56% do total.

3.2.2. Produção de aguardente e cachaça artesanal no Brasil e em Minas Gerais

O estado de São Paulo é o maior produtor de cachaça industrial, enquanto no estado de Minas Gerais prevalece a produção de cachaça artesanal, totalizando aproximadamente 200 milhões de litros por ano (NIGRI et al., 2011). Do total de produtores mineiros, 98% correspondem a pequenas e microempresas.

A produção de cachaça artesanal é uma importante geradora de renda para os pequenos produtores e agricultores familiares, que atendem principalmente ao mercado doméstico (SILVA, 2009). Mesmo sendo a padronização do produto final uma característica positiva da cachaça industrial, quando comparado com a artesanal, e item básico para uma bebida de exportação, a cachaça artesanal tem ocupado uma fatia do mercado internacional por conta de seu aroma mais complexo e peculiar, alcançando preços maiores. Segundo a Federação Nacional das Associações de Produtores de Cachaça de Alambique, FENACA, há alguns anos a cachaça industrial era comercializada com preços médios seis vezes inferiores aos da artesanal (TAVARES, 2010; VERDI, 2006).

Na Tabela 2 (IBGE - Censo Agropecuário 2017) são apresentadas as produções de cachaça e aguardente em 2017, originária da agricultura familiar ou não. Dos 83,4 milhões de litros produzidos, segundo o IBGE (2017), 50 milhões (60,02%) foram originários das médias a grandes propriedades rurais, enquanto 33,34 milhões de litros (39,98%) de pequenos produtores e da agricultura familiar. Quando analisamos os estados individualmente, observamos uma grande discrepância na produção de aguardente e cachaça entre os produtores com maior extensão de terras e a agricultura familiar. Enquanto estados como São Paulo e Paraná apresentam predominância da produção associada aos médios e grandes produtores, estados como Santa Catarina e Rio Grande do Sul apresentam distribuição oposta, com predominância da produção pelos agricultores familiares. No estado de Minas Gerais verifica-se um equilíbrio na produção entre os segmentos avaliados. Entre os estados do Nordeste brasileiro também verificamos grandes diferenças. Enquanto no estado da Paraíba, praticamente toda bebida é produzida por médios e grandes produtores, nos estados da Bahia, Piauí e Maranhão o predomínio da produção está na agricultura familiar. Essas diferenças são decorrentes de diversos fatores, mas predominantemente pelo modelo de incentivo oferecido pelos governos estaduais às classes de produtores.

Tabela 2 - Quantidade produzida de aguardente de cana/cachaça na agroindústria rural

UF	Quantidade produzida de aguardente de cana/cachaça (Mil litros)		
	Total	Agricultura não familiar	Agricultura familiar
Rondônia	24	X	X
Acre	10	X	X
Amazonas	6	-	6
Roraima	-	-	-
Pará	44	X	X
Amapá	-	-	-
Tocantins	128	68	60
Maranhão	2.825	959	1.867
Piauí	1.068	269	799
Ceará	1.094	821	272
Rio Grande do Norte	10.047	X	X
Paraíba	3.575	3.551	25
Pernambuco	37	X	X
Alagoas	90	66	25
Sergipe	240	240	-
Bahia	7.696	2.465	5.231
Minas Gerais	38.188	19.546	18.642
Espírito Santo	3.668	2.873	795
Rio de Janeiro	1117	933	184
São Paulo	7.122	5.639	1.484
Paraná	1.683	1.319	365
Santa Catarina	1.656	285	1.371
Rio Grande do Sul	1.930	271	1.659
Mato Grosso do Sul	X	X	X
Mato Grosso	168	140	28
Goias	968	485	484
Distrito Federal	11	X	X
Brasil	83.409	50.067	33.342

X - Não caracterizado

3.3 Processo produtivo da cachaça artesanal

A cadeia produtiva completa da cachaça artesanal se caracteriza pelas etapas de plantio e colheita da cana de açúcar, recepção e armazenamento do material colhido, pré-limpeza e preparo, extração do caldo, fermentação, destilação, armazenamento, envelhecimento e envase. No processo de produção da cachaça, vários fatores contribuem para a variação da qualidade da bebida (SILVA et al., 2020).

Na extração do caldo da cana, a moagem, ocorre no moinho. Na sequência o caldo é submetido ao processo de decantação para purificação, com a retirada das impurezas e sua diluição. Segundo os modelos tradicionais de produção da cachaça o caldo de cana-de-açúcar obtido ao final do processo deve ser livre de impurezas. Na sequência do processo produtivo, o caldo é diluído até que o teor de sólidos solúveis alcance entre 14-16°Brix (BARBOSA, 2013).

A fermentação é considerada uma das operações mais importantes do processo produtivo, pois influencia diretamente na composição química e sensorial da bebida. Durante a etapa de fermentação, são produzidos os constituintes químicos que caracterizarão a bebida (CARDOSO, 2013). A fermentação é um processo de oxidação anaeróbica parcial da glicose. Pela via glicolítica, a glicose é convertida em duas moléculas de piruvato através de reações catalisadas por diferentes enzimas. As moléculas de piruvato, sob condições anaeróbicas, são descarboxiladas pela atividade da enzima piruvato descarboxilase originando duas moléculas de acetaldeído e duas de gás carbônico. As moléculas de acetaldeído são reduzidas a etanol pela enzima álcool desidrogenase (CARDOSO, 2006).

Após o processo de fermentação, o caldo é destilado em alambique de cobre. A destilação é classificada como um processo físico que otimiza separações químicas. O processo separa os compostos orgânicos de acordo com as temperaturas de ebulição, promovendo a mudança de fase dos componentes. O material fermentado possui composição complexa apresentando componentes sólidos (açúcares não fermentados, sais minerais, substâncias nitrogenadas, pectina, células e bactérias, bagacilho e argila), água e etanol (representando 99% do total), e gasosos (principalmente gás carbônico). Com a destilação obtém-se o flegma (frações “cabeça”, “coração” e “cauda”) e o material denominado vinhaça, também conhecida como vinhoto ou restilo (YOKODA, 1995). Por meio da destilação, o produto comercial final proveniente da fermentação alcoólica, com aproximadamente 8% em volume de álcool etílico, deverá produzir 15 a 17% do volume do destilado em cachaça contendo de 38 a 48% de volume em álcool (MAIA e CAMPELO, 2006).

A última etapa no processo de produção da cachaça é o seu envelhecimento, processo que consiste na reação química que ocorre nos componentes secundários da cachaça. As características específicas que a bebida adquire com o envelhecimento são desenvolvidas principalmente pela formação dos ésteres que ocorrem de maneira lenta e contínua. O envelhecimento é realizado em barris de madeira com características específicas, que facilitam o processo de oxidação pelas trocas gasosas que ocorrem através dos poros da madeira (CARDOSO, 2006).

Analisando a produção da bebida sob o ponto de vista ambiental, a fabricação de cachaça é uma atividade com alto potencial poluidor em relação aos efluentes líquidos, sendo a vinhaça o resíduo gerado em maior quantidade no processo de destilação do mosto fermentado (FEAM, 2016).

3.4 Características da vinhaça

A vinhaça pode ser definida como o resíduo final obtido durante o processo de fermentação que ocorre na produção de etanol (BARROS et al., 2017). Esse resíduo é caracterizado pelas acidez, elevados valores de DQO e DBO, odor intenso e matiz marrom escuro (CHRISTOFOLETTI et al., 2013; ESPANA-GAMBOA et al., 2011). Em função dessas características, a vinhaça apresenta elevada carga poluidora, reduzido pH e é composta por água e nutrientes como potássio, nitrogênio, fósforo, cálcio, magnésio (94 a 97%). (PINTO et al., 2018).

Segundo as informações da produção nacional de etanol (UNICA, 2013), estima-se que a produção de vinhaça no Brasil, pode atingir valores em torno de 250 milhões de m³ por ano (MORAES et al., 2015). Segundo Moraes et al. (2017), entre 1,0 e 1,7 milhão de m³ de vinhaça são reciclados no país, sendo utilizada na fertirrigação de campos de cana-de-açúcar.

As características físico-químicas da vinhaça estão intimamente associadas à matéria-prima utilizada no processo e às condições de processamento, que incluem fermentação e destilação (ESPANA-GAMBOA et al., 2012). A composição química da vinhaça depende das características do solo onde a cana foi cultivada, da variedade de cana utilizada, do período da safra e do processo industrial usado na produção do etanol. Oliveira (2012) também descreve a grande variação da composição química da vinhaça em função dos diversos fatores que envolvem a cadeia de produção da cachaça.

No Brasil, a vinhaça de cana-de-açúcar é comumente aplicada nos canaviais via fertirrigação visando a reciclagem de água, matéria orgânica e nutrientes, com atenção especial para o potássio (FUESS e

GARCIA, 2014). Embora diversos trabalhos demonstrem resultados benéficos no processo de fertirrigação (JIANG et al., 2012; SIVALOGANATHAN et al., 2013), incluindo redução de gastos com fertilizantes inorgânicos, a disposição desse material no solo pode gerar diversos impactos negativos para o sistema solo-planta no longo prazo (DE OLIVEIRA et al., 2013). A aplicação direta da vinhaça no solo reflete a subutilização de uma matéria-prima de alto teor energético. As abordagens biotecnológicas são potencialmente adequadas para o processamento desses efluentes, particularmente por meio de processos microbiológicos anaeróbios (FUESS et al., 2018).

A utilização da vinhaça in natura como fertilizante causa preocupação devido ao seu elevado potencial de impacto no meio ambiente, principalmente devido ao reduzido pH e elevada demanda química de oxigênio (DQO). A DQO pode reduzir os níveis de oxigênio, afetando a atividade dos organismos aeróbicos presentes no solo (DAMIANO, 2005). Barros et al. (2009) descrevem que a carga de DQO da vinhaça é cerca de 27.000 mg.L⁻¹, e ao atingir os cursos d'água pode impactar a fauna e a flora também devido a redução do oxigênio.

A vinhaça, em função de suas características físico-químicas, possui grande potencial para a produção de biogás, embora a sua utilização nesse contexto seja atualmente subexplorada. A vinhaça é também manejada como um aditivo para alimentação animal. O seu uso continuado como fertilizante no solo gerou preocupações com os potenciais impactos ambientais nas águas superficiais e subterrâneas, resultando na proibição do uso de vinhaça como fertilizante nos Estados Unidos e no Uruguai. Apesar das restrições de uso da vinhaça em alguns países, a sua aplicação ainda é recomendada no Brasil, na União Europeia e no Canadá.

Segundo Oliveira (2019), o processo de biodigestão da vinhaça mostrou-se eficiente não apenas em relação ao volume de gás gerado mas também na redução da carga orgânica do resíduo final com a DQO (Demanda Química de Oxigênio) reduzido em 74%. Resultados semelhantes na redução da DQO foram obtidos por Souza et al. (1992), com valores de 72% na eficiência da redução da DQO após a biodigestão da vinhaça.

3.5 Digestão anaeróbica

A digestão anaeróbica é um processo com extensa aplicação na conversão de resíduos e efluentes orgânicos em biogás. A biodigestão é comum utilizando como matéria prima resíduos rurais, como o esterco, agroindustriais (vinhaça, efluentes das indústrias de laticínios e dos matadouros), domésticos ou comunitários (lama de esgotos) e materiais vegetais, como o aguapé (MALAJOVICH, 2012; TUNES, 2017).

O processo de biodigestão anaeróbica é classificado como biológico, no qual microrganismos interagem promovendo a transformação de compostos orgânicos complexos em compostos simples, gerando como produto final principalmente metano e dióxido de carbono, além de outros gases, como amônia e gás sulfídrico. Além do biogás, o efluente resultante é um biofertilizante (MORAES et al., 2015). Neves (2015) corrobora as informações citando que o processo permite o tratamento de resíduos com elevada carga orgânica de forma a reduzir o volume final, produzindo um biofertilizante com elevada concentração de nutrientes além de gás combustível.

No processo de transformação anaeróbica da matéria orgânica são identificadas quatro etapas principais, de acordo com as reações bioquímicas às quais os compostos orgânicos são submetidos: hidrólise, acidogênese, acetogênese e metanogênese. Cinco grupos de microrganismos participam do processo (FUESS, 2017).

Os microrganismos (bactérias acidogênicas, bactérias acetogênicas e arqueas metanogênicas) são responsáveis por etapas do processo e devem estar em equilíbrio para a produção de biogás (KOTHARI et al., 2014). Os microrganismos fermentativos iniciam o complexo processo de decomposição dos substratos e geram o maior benefício energético (MORAES et al., 2015).

A primeira etapa do processo de digestão anaeróbica é a hidrólise dos polímeros de cadeia longa, realizada pelas bactérias fermentativas hidrolíticas. Devido à impossibilidade das bactérias absorverem e assimilarem a matéria orgânica particulada, inicialmente ocorre a hidrólise dos materiais complexos, os polímeros, em materiais mais simples de cadeias reduzidas. Os principais compostos hidrolisados no processo inicial de transformação são a celulose, as proteínas e os lipídios. A hidrólise desses polímeros complexos, alguns de baixa solubilidade, é catalisada por enzimas extracelulares que são excretadas pelas bactérias fermentativas como as proteases e lipases (CASTRO e SILVA, 2014).

No processo de acidogênese as bactérias acidogênicas convertem os produtos da hidrólise da matéria orgânica em ácidos orgânicos voláteis, sendo os principais o ácido acético, propiônico e butírico, além da produção de álcoois, corpos cetônicos, dióxido de carbono e hidrogênio. As reações biológicas são termodinamicamente favoráveis reduzindo o tempo de geração e elevando as taxas de crescimento dos microrganismos. A acidogênese tem a sua atividade limitada apenas se o substrato a ser degradado não for prontamente hidrolisado (MORAES et al., 2015).

Na acetogênese, terceira etapa do processo de decomposição, as bactérias acetogênicas transformam ácidos orgânicos e álcoois em ácido acético, H₂ e CO₂ (FUESS, 2017). Na etapa final, na me-

tanogênese, o acetato, hidrogênio e o dióxido de carbono são convertidos em gás metano e dióxido de carbono, através da ação dos microrganismos metanogênicos, também denominadas arqueas metanogênicas, responsáveis pela finalização do processo (TUNES, 2017).

3.6 Produção de biogás a partir de vinhaça da fabricação de cachaça

A utilização da digestão anaeróbica no tratamento da vinhaça de alta carga orgânica está associada ao aperfeiçoamento do processo ocorrido nas últimas décadas, com o desenvolvimento de tecnologias que otimizam o tempo de retenção de sólidos (biomassa) nos reatores (VAN LIER et al., 2015).

Na indústria produtora de etanol a utilização da biodigestão anaeróbica tem restrições, porque o uso do biogás na geração de eletricidade não é competitiva em relação aos sistemas de cogeração convencionais (GRANATO e SILVA, 2002). O avanço científico nessa área ainda é insatisfatório, com vários estudos conflitantes, pois há resultados que indicam vantagens do uso do biogás na geração de eletricidade e como combustível veicular. O potencial energético da vinhaça pode ser comparado às demandas elétricas de algumas pequenas cidades. Considerando esses aspectos, os conceitos de sustentabilidade envolvidos na biodigestão anaeróbica da vinhaça necessitam ser explorados de forma mais intensa nas biorefinarias de cana-de-açúcar (MORAES et al., 2015).

Granato (2003) avaliou o potencial de geração de energia elétrica pela queima do biogás oriundo da biodigestão anaeróbica da vinhaça em uma usina de etanol. Verificou que a energia elétrica potencial gerada no processo pode promover uma redução média de 62,7% na aquisição de energia elétrica pela usina. Segundo Pompermayer e Paula Júnior (2003), em um dos modelos testados para produção de biogás e geração de energia da biodigestão da vinhaça, os custos de produção variaram entre 63 US\$/tEP e 129 US\$/tEP. Em comparação ao uso de outros combustíveis, como óleo combustível, gás natural, GLP e carvão vapor, com custo médio de 150 US\$/tEP, 103 US\$/tEP, 203 US\$/tEP e 26 US\$/tEP, respectivamente, verifica-se que o custo da utilização do biogás da vinhaça é, em média, inferior as fontes estudadas, com exceção do carvão a vapor.

Os benefícios da digestão anaeróbica da vinhaça incluem baixa geração de lodo biológico, a reciclagem de nutrientes e a produção de hidrogênio e metano, que podem ser utilizados energeticamente. O processo enquadra-se no conceito de biorrefinarias, integrando a produção de etanol, a recuperação energética e o uso do efluente gerado no processo na fertirrigação de plantações de cana-de-açúcar e outras culturas (VOLPINI et al., 2018).

Para as pequenas indústrias, Satyawali e Balakrishnan (2008) descrevem que o modelo de reatores em batelada é uma técnica promissora no tratamento da vinhaça, sendo a instalação composta por um tanque receptor, um tanque de retenção intermediária, dois tanques de armazenamento e um tanque de tratamento aeróbio.

3.7 Potencial de produção de biogás de vinhaça de cachaça em MG

O estado de Minas Gerais possui uma vocação agroindustrial forte, porém ainda em trajetória de expansão, o que tornam relevantes as oportunidades no sentido de otimizar o setor de produção de cachaça e aguardente (CRUZ et al., 2010).

Com os dados referentes aos processos de regularização ambiental no estado de Minas Gerais, disponíveis no Sistema Integrado de Informações Ambientais (SIAM) que é vinculado à Secretaria de Estado de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável (SEMAD), foi elaborado um perfil da agroindústria mineira com potencial de geração de biogás. Foram avaliadas 44 atividades consideradas relevantes para a produção de biogás, considerando a geração de resíduos e efluentes com elevado conteúdo orgânico biodegradável. Entre as atividades analisadas estão as usinas processadoras de cana-de-açúcar e a indústria de fabricação de bebidas. Quanto à fabricação de bebidas, verificou-se que a maior parte dos empreendimentos está relacionada à produção de aguardente (1.027 ou 88% do total), e que possuem um significativo potencial de produção de biogás. A maioria dos empreendimentos é de pequeno porte, o que tende a direcionar a utilização do biogás para geração de energia térmica destinada ao próprio consumo, por ser uma alternativa com melhor viabilidade econômica para aplicação em projetos de pequena escala (FEAM, 2015).

Neste contexto, a implementação de empreendimentos geradores de biogás torna-se potencialmente positivo para a agroindústria do estado considerando sua adequação ambiental além de contribuir com o atendimento da demanda de energia com fontes renováveis. A implementação de tecnologias adaptadas como a biodigestão pode permitir a identificação do parque industrial mineiro com práticas sustentáveis, melhor eficiência de seu sistema produtivo e a competitividade tanto no cenário nacional quanto internacional (FEAM, 2015).

A produção de um litro de cachaça gera, em média, 14 litros de vinhaça e, de acordo com os dados de Johansson et al. (1992), 1,0 m³ de vinhaça tem potencial para produzir 14,23 m³ de metano. Com estas informações podemos estimar a quantidade de biogás que pode ser gerado a partir de vinhaça de cachaça, no estado de Minas Gerais, conforme apresentado na Tabela 3 (ABRABE, 2015).

Tabela 3 - Estimativa da produção de biogás em Minas Gerais

Quantidade de cachaça produzida em Minas Gerias	38.188 m ³
Quantidade de vinhaça gerada (relação 1:14)	534.632 m ³ de vinhaça
Volume de biogás estimado	7.607.813,37 Nm ³
Volume de biogás estimado para a agricultura familiar	3.713.859,24 Nm ³

O potencial total de produção de biogás a partir do tratamento anaeróbico de vinhaça de cachaça, pode atingir 7,6 milhões de Nm³ de biogás por ano, sendo 3,7 milhões de Nm³ em associado com a agricultura familiar. O biogás poderia ser utilizado localmente, uma vez que a fabricação de cachaça apresenta uma demanda expressiva de energia em seus processos, como no aquecimento do mosto e na destilação.

3.8 Uso do biofertilizante no canavial: economia com fertilizantes

As principais vantagens da biodigestão da vinhaça, além da produção do biogás, são a conservação dos nutrientes, principalmente o potássio, o aumento da concentração do fósforo disponível e do nitrogênio amoniacal, e a elevação do pH do efluente. A biodigestão da vinhaça favorece a aplicação dos efluentes como biofertilizante na fertirrigação (SAC/ADAS, 2007).

A qualidade do material digerido na biodigestão e o potencial para uso agrônômico dependem de diversos fatores, como a composição e variabilidade dos resíduos utilizados como substratos, tipo de biodigestor e tecnologia de biodigestão utilizada, segregação e perdas de nutrientes nas estruturas do produto final da digestão, eficiência dos sistemas pré-tratamento do substrato ou do tratamento do material digerido e da diluição da vinhaça digerida com água (KUNZ et al., 2019).

A utilização de 150 m³.ha⁻¹ de vinhaça in natura como fertilizante via fertirrigação promove a inclusão no sistema solo-planta de aproximadamente 61 kg.ha⁻¹ de nitrogênio, 40 kg.ha⁻¹ de fósforo, 343 kg.ha⁻¹ de potássio, 108 kg.ha⁻¹ de cálcio e 80 kg.ha⁻¹ de enxofre. Ressalta-se que a disponibilidade de potássio na vinhaça digerida após a biodigestão é a mesma da vinhaça antes do processo. Sem remoção de potássio durante a biodigestão, permanece a necessidade de ajustar a dosagem da vinhaça digerida de acordo com as características do solo (SALOMON et al., 2011).

3.9 Políticas de incentivo e tributação aplicada a biogás

O Brasil tem uma grande disponibilidade de matérias primas e resíduos que podem ser utilizados como fontes renováveis em sua matriz energética. Essa variedade compreende os biocombustíveis líquidos (etanol e biodiesel), os biocombustíveis sólidos (lenha e bagaço de cana) e os gasosos, com participação ainda reduzida do biogás (EPE, 2018).

O PROBIOGÁS é um projeto que teve origem na cooperação técnica entre a Secretaria Nacional de Saneamento Ambiental, do Ministério das Cidades, e o governo alemão, por meio da GIZ (*Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit*). A parceria tinha como objetivo aprimorar e ampliar o uso energético eficiente do biogás e, por conseguinte, a redução de emissões de metano e de dióxido de carbono na atmosfera. Esses projetos devem ser desenvolvidos em parcerias, em rede nos âmbitos governamental, acadêmico e empresarial.

O Brasil assumiu na COP21, em 2015, o compromisso voluntário de redução de suas emissões de gases de efeito estufa (GEE) em 43%, ano base 2005, até 2030. Para alcançar esta meta, uma série de adequações e ajustes terão de ser realizados. O RenovaBio, programa do Governo Federal, lançado pelo Ministério de Minas e Energia, em dezembro de 2017 foi criado com o objetivo de aumentar a participação da bioenergia sustentável na matriz energética brasileira para 18%, até 2030.

Segundo Burke (2001), o sistema de biodigestão anaeróbia utilizando a vinhaça como matéria prima do processo pode também ser utilizado no mercado de créditos de carbono. Anos atrás, a iniciativa de projetos inovadores utilizando biodigestores foi identificada como adequada ao programa *American Carbon Registry* (ACR), classificado no sistema de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) (CGEE, 2010).

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O biogás é uma fonte renovável de energia, podendo ser alternativa na obtenção de eletricidade, reduzindo a dependência de outras fontes energéticas e podendo ser utilizado no próprio sistema produtivo da agroindústria. Os pequenos produtores de cachaça podem suprir parcialmente suas próprias demandas realizando a queima do gás para aquecer o mosto e destilar a cachaça. A vantagem não está somente na geração de energia, mas também na possível solução dos problemas do gerenciamento do resíduo industrial. O tratamento da vinhaça a partir da biodigestão também origina fertilizantes organominerais com características mais adequadas na disponibilização dos nu-

trientes minerais para o solo e as plantas.

Os resultados demonstram que a digestão anaeróbica da vinhaça pode ser uma das formas promissoras para reduzir os impactos ambientais do rejeito oriundo da fabricação de cachaça artesanal, pela redução de sua demanda química de oxigênio (DQO).

O estado de Minas Gerais é o maior produtor de cachaça e aguardente do país, destacando-se também como grande produtor de cachaça artesanal oriundo da agricultura familiar. Considerando a grande quantidade de vinhaça produzida no estado, a estimativa de produção de biogás pelos pequenos produtores é de 3,7 milhões de Nm³.

5. AGRADECIMENTOS

O desenvolvimento deste trabalho contou com o apoio da CAPES e PRPPG-UFVJM, através de uma bolsa de doutorado.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABRABE. Associação Brasileira de bebidas. Mercado, Categorias. 2015. Disponível em:< <https://www.abrabe.org.br/categorias/>>. Acesso em: 05 de janeiro de 2020.

BARBOSA, E. A. Caracterização molecular e bioquímica de linhagens de *Saccharomyces cerevisiae* da região de Salinas para fins de identificação geográfica. 140p. Instituto de Ciências Exatas e Biológicas, Universidade Federal de Ouro Preto. 2013.

BARROS, R.; VIÉGAS, P.; HOLANDA, F. Estudo dos Efeitos da Aplicação da Vinhaça na Qualidade de Solos em Cultivo de Cana-de-Açúcar (*Saccharum officinarum* L.), e o Uso de Indicadores no Sistema de Produção. 2009.

BARROS, V. G. D. et al. Improved methane production from sugarcane vinasse with filter cake in thermophilic UASB reactors, with predominance of *Methanothermobacter* and *Methanosarcina* archaea and *Thermotogae* bacteria. *Bioresource Technology*, v.244, p. 371-381, 2017.

BORGES, A. F.; TAKEMOTO, S. N. C. Inovação no setor de cachaça artesanal: estudo de caso. *Revista Pensamento Contemporâneo em Administração*, v.13, n.1, p. 79-99, 2019.

BRAMLEY, J. et al. Agricultural biogas in the United States. A Market Assessment. Tufts University Urban & Environmental Policy & Planning.—Field Project Team, v. 6, 2011.

BRASIL. Decreto nº 6871 de 04 de junho de 2009. Regulamenta a lei nº 8918 de 14 de julho de 1994. Dispõe sobre a padronização, a classificação, o registro, a inspeção, a produção e a fiscalização de bebidas. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, 2009.

BRASIL. Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento. A cachaça no Brasil: dados de registro de cachaças e aguardentes / Secretaria de Defesa Agropecuária. – Brasília: MAPA/AECE, 27 p., 2019.

BURKE, P. E. D. A. Options for recovering beneficial products from dairy manure. Olympia: Dairy Waste Anaerobic Digestion, Handbook, 54p. 2001.

CAMPELO, E. A. P. Agronegócio da cachaça de alambique de Minas Gerais: panorama econômico e social. Informe Agropecuário, v. 23, p. 7-18, 2002.

CAMPOS, C. R. Monitoramento da microbiota e dos parâmetros físico-químicos em vinhoto. 97p. (Doutorado). UFLA, 2009.

CARDOSO, M. Production of Spirit Sugarcane: Produção de Aguardente de Cana. UFLA, Lavras, MG, Brazil, 2013.

CARDOSO, M. D. G. Produção de aguardente de cana-de-açúcar. 2ª. UFLA, 2006. 445

CASTRO E SILVA, P. Desempenho de um filtro anaeróbio de fluxo ascendente como unidade de tratamento para efluente da suinocultura. 102 Dissertação (Mestrado em Tecnologias e Inovações Ambientais). UFLA, 2014.

CHRISTOFOLETTI, C. A. et al. Sugarcane vinasse: environmental implications of its use. Waste Management, v. 33, n. 12, p. 2752-2761, 2013.

CGEE – CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS. Manual de capacitação sobre mudança climática e projetos de mecanismo de desenvolvimento limpo (MDL). Brasília, 2010.

CRUZ, A. C.; TEIXEIRA, E. C.; CASTRO, E. R. A importância do agronegócio no estado de Minas Gerais: uma análise insumo-produto. Anais do XIV Seminário sobre a Economia Mineira, Cedeplar. Universidade Federal de Minas Gerais, 2010.

DAMIANO, E. D. S. G. Tratamento da vinhaça em reator anaeróbio de leito fluidificado. Universidade de São Paulo, 2005.

DE OLIVEIRA, B. G. et al. Soil greenhouse gas fluxes from vinasse application in Brazilian sugarcane areas. Geoderma, v. 200, p. 77-84, 2013.

E SILVA, J. H. D. N.; VERRUMA-BERNARDI, M. R.; DE OLIVEIRA, A. L. Cachaça Production in Brazil and its Main Contaminant (Ethyl Carbamate). *Scientia Agricola*, v. 77, n. 2, 2020.

EPE, E. D. P. E. Análise de conjuntura dos biocombustíveis—ano 2018. Brasília. Ministério de Minas e Energia, 2018.

ESPANA-GAMBOA, E. et al. Vinasses: characterization and treatments. *Waste management & research*, v. 29, n. 12, p. 1235-1250, 2011.

ESPAÑA-GAMBOA, E. I. et al. Methane production by treating vinasses from hydrous ethanol using a modified UASB reactor. *Biotechnology for Biofuels*, v. 5, p. 82-82, 2012.

FEAM, F. E. D. M. A. Guia técnico ambiental de biogás na agroindústria. p. 11p, 2015.

FEAM. Produção de biogás a partir da vinhaça gerada em pequenas fábricas de aguardente e cachaça artesanal no estado de Minas Gerais. 2016.

FEIJÓ, A.; MACIEL, E. Cachaça artesanal: do alambique à mesa. Senac, 2002.

FEITOSA, P. C. L. A cachaça como identidade cultural. Universidade de Brasília. 2005.

FUESS, L. T. Biodigestão anaeróbia termofílica de vinhaça em sistemas combinados do tipo acidogênico-metanogênico para potencialização da recuperação de bioenergia em biorrefinarias de cana-de-açúcar de primeira geração. Universidade de São Paulo. 2017.

FUESS, L. T.; GARCIA, M. L. Implications of stillage land disposal: a critical review on the impacts of fertigation. *Journal of environmental management*, v. 145, p. 210-229, 2014.

FUESS, L. T. et al. Diversifying the technological strategies for recovering bioenergy from the two-phase anaerobic digestion of sugarcane vinasse: An integrated techno-economic and environmental approach. *Renewable Energy*, v. 122, p. 674-687, 2018.

GRANATO, E. F.; SILVA, C. L. Geração de energia elétrica a partir do resíduo vinhaça. In: Encontro de Energia no Meio Rural, 4., Anais... Campinas, p. 1-6, 2002.

GRANATO, E. F. Geração de energia elétrica pela biodigestão anaeróbica da vinhaça. 103p. (Mestrado) UNESP, 2003.

IBRAC-INSTITUTO BRASILEIRO DA CACHAÇA. Notícias do IBRAC. 2019.

IBGE, Censo Agropecuario -2017. Resultados definitivos. IBGE, 2017.

INOVAGRID. Geração de energia com biogás, 2017. Disponível em< www.inovagrid.com>. Acesso em: 06 de janeiro de 2020.

JIANG, Z.-P. et al. Effect of long-term vinasse application on physico-chemical properties of sugarcane field soils. *Sugar Tech*, v. 14, n. 4, p. 412-417, 2012.

JOHANSSON, THOMAS B.; KELLY, HENRY; REDDY, AMULYA K. N.; AND WILLIAMS, ROBERT H. "Renewable Fuels and Electricity for a Growing World Economy: Defining and Achieving the Potential," *Energy Studies Review*: v. 4, n.. 3, 1992.

KOTHARI, R. et al. Different aspects of dry anaerobic digestion for bio-energy: An overview. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 39, p. 174-195, 2014.

KUNZ, A.; STEINMETZ, R. L. R.; DO AMARAL, A. C. Fundamentos da digestão anaeróbia, purificação do biogás, uso e tratamento do digestato. Embrapa Suínos e Aves-Livro científico, 2019.

LAMONICA, H. M. Potencial de geração de excedentes de energia elétrica com o biogás produzido a partir da biodigestão da vinhaça na indústria sucro-alcooleira brasileira. *Proceedings of the 6. Encontro de Energia no Meio Rural*, 2006.

MAIA, A. B. R. D. A.; CAMPELO, E. A. P. Tecnologia da cachaça de alambique. SEBRAE-MG, 2006.

MALAJOVICH, M. A. *Biotecnologia 2011*. Rio de Janeiro, Edições da Biblioteca Max Feffer do Instituto de Tecnologia ORT, 2012.

MORAES, B. S. et al. Anaerobic digestion of vinasse from sugarcane biorefineries in Brazil from energy, environmental, and economic perspectives: Profit or expense? *Applied Energy*, v. 113, p. 825-835, 2014.

MORAES, B. S. et al. Reduction in greenhouse gas emissions from vinasse through anaerobic digestion. *Applied Energy*, v. 189, p. 21-30, 2017.

MORAES, B. S.; ZAIAT, M.; BONOMI, A. Anaerobic digestion of vinasse from sugarcane ethanol production in Brazil: Challenges and perspectives. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 44, p. 888-903, 2015.

NEVES, N. Produção de hidrogênio e metano via codigestão anaeróbia em reatores de dois estágios a partir de resíduo alimentar e lodo do tratamento de vinhaça. 2016.

NIGRI, E. M. et al. PRODUÇÃO INTEGRADA: Aplicação de Novas Tecnologias e Formas de Gestão Para Diminuição de Custos e Impactos Ambientais no Processo de Produção de Cachaça COF11-0427. 2011.

NOGUEIRA LIZ, C. et al. Produção de cachaça artesanal e seu contexto: um estudo de caso com alambiques do sul de minas gerais. Revista da UIIPS, v. 4, n. 4, 2016.

OLIVEIRA, E. L. et al. Uso da vinhaça de alambique e nitrogênio em cana-de- -açúcar irrigada e não irrigada. Pesquisa Agropecuária Brasileira, Brasília, v. 44, n. 11, p. 1.398-1.403, 2009.

OLIVEIRA, F. Vinhaça: O Futuro da Bioeletricidade, Tecnologia em Biocombustíveis. Faculdade de Tecnologia de Araçatuba, SP, 2012.

OLIVEIRA, D. C. S. Otimização da produção de biogás a partir da biodigestão da vinhaça de fabricação da cachaça artesanal. 72p. (Mestrado em Biocombustíveis), UFVJM. 2019.

PAULO, C. D. et al. Produção de cachaça artesanal com cepas de leveduras selvagens. Nativa-Revista de Ciências Sociais do Norte de Mato Grosso, v. 5, n. 2, 2016.

PINTO, M. P. M. et al. Co-digestion of coffee residues and sugarcane vinasse for biohythane generation. Journal of Environmental Chemical Engineering, v. 6, n. 1, p. 146-155, 2018.

POMPERMAYER, R. de S.; PAULA JUNIOR, D. R. Estimativa do potencial brasileiro de produção de biogás através da biodigestão da vinhaça e comparação com outros energéticos. In Proceedings of the 3. Encontro de Energia no Meio Rural, Campinas. 2000.

SAC/ADAS (2007): Nutrient Value of Digestate from Farm-Based Biogas Plants in Scotland. Report for Scottish Executive Environment and Rural Affairs Department. Department ADA/009/06. ADAS UK Ltd. Wolverhampton. Disponível em: <<http://www.scotland.gov.uk/Resource/Doc/1057/0053041.pdf>>. Acesso em: 10 de janeiro de 2020.

SALOMON, K. R. et al. Cost calculations for biogas from vinasse biodigestion and its energy utilization. Sugar Industry, v. 136, n. 4, p. 217-223, 2011.

SATYAWALI, Y.; BALAKRISHNAN, M. Removal of color from biomethanated distillery spentwash by treatment with activated carbons. Biore-source Technology, v. 98, n. 14, p. 2629-2635, 2007.

SEBRAE, Serviço Brasileiro de Apoio às Micro e Pequenas Empresas. Participação das Micro e Pequenas Empresas na Economia Brasileira. Brasília: SEBRAE, UGE - Unidade de Gestão Estratégica – Núcleo de Estudos e Pesquisas, Julho 2013. 108 p.

SILVA, D. R. D. A mitologia na representação cultural e no consumo: efeito e recepção do signo da cachaça. Universidade Federal de Pernambuco. 2009.

SIVALOGANATHAN, P. et al. Effect of dilution of treated distillery effluent (TDE) on soil properties and yield of sugarcane. *American Journal of Plant Sciences*, v. 4, n. 09, p. 1811, 2013.

SOUZA, M. E., FUZARO, G.; POLEGATO, A. R. Thermophilic Anaerobic Digestion of Vinasse in Pilot Plant UASB Reactor. *Water Science and Technology*, v. 25, n. 7, p. 191-200, 1992.

TAVARES, E. D. F. L. Desenvolvimento de eletrodo modificado com nanotubos de carbono e ácido ascórbico para determinação simultânea de cobre e chumbo em cachaça. 72p. (Mestrado em Agroquímica, Universidade Federal de Lavras, 2010.

TUNES, C. R. Produção de biogás a partir da digestão anaeróbica de efluentes orgânicos em reator UASB. 2017.

VAN LIER, J. et al. Celebrating 40 years anaerobic sludge bed reactors for industrial wastewater treatment. *Reviews in Environmental Science and Bio/Technology*, v. 14, n. 4, p. 681-702, 2015.

VERDI, A. R. Dinâmicas e perspectivas do mercado da cachaça. *Informações Econômicas*, São Paulo, v. 36, n. 2, p. 93-8, 2006.

VOLPINI, V. et al. Biomethane generation in an AnSBBR treating effluent from the biohydrogen production from vinasse: Optimization, metabolic pathways modeling and scale-up estimation. *Renewable Energy*, v. 116, p. 288-298, 2018.

YOKOYA, F. Fabricação de cachaça de cana. Campinas: Fundação Tropical. 1995.

ELASTICIDADES DA DEMANDA RESIDENCIAL DE ELETRICIDADE NO BRASIL: UMA ANÁLISE A PARTIR DE MODELOS ESPACIAIS

Daniel Morais de Souza¹
Rogério Silva de Mattos¹
Eduardo Simões de Almeida¹

¹*Universidade Federal de Juiz de Fora*

DOI: 10.47168/rbe.v27i4.512

RESUMO

Parte importante do planejamento da expansão do sistema elétrico depende de uma adequada compreensão do comportamento do consumidor residencial, dado que a classe residencial é a segunda que mais demanda energia elétrica no país. Segundo a literatura, os fatores que mais afetam o consumo residencial são a renda do consumidor e o preço da eletricidade. Contudo, recentes estudos indicaram que a demanda de eletricidade apresenta interação espacial, ou seja, a demanda de uma região pode influenciar e ser influenciada pela demanda de regiões vizinhas. Este artigo estima as elasticidades, principalmente as de preço e renda, da demanda residencial de eletricidade do Brasil levando em conta os possíveis transbordamentos espaciais. Para isso, nove modelos de dados em painel, em que seis deles consideram diferentes efeitos espaciais, são aqui propostos. O modelo que melhor se ajustou aos dados foi o SLX (que considera as variáveis explicativas defasadas espacialmente), estimado com a matriz de um vizinho mais próximo como ponderação espacial. As elasticidades preço e renda encontradas foram de -0,206 e 0,281 respectivamente, semelhantes às reportadas pela literatura. Destacam-se também o importante papel do número de unidades consumidoras e o efeito indireto das variáveis explicativas na demanda residencial de energia elétrica.

Palavras-chave: Elasticidades da demanda; Energia elétrica; Dependência espacial.

ABSTRACT

A major step in the planning activities for the Brazilian electrical power system's expansion must be a proper understanding of the residential consumer's behavior, as the residential class is the second energy

demanding group in the country. According to the literature, the factors that mostly affect residential consumption are consumer income and electricity price. However, recent studies indicate that electricity demand displays spatial interaction, that is, the demand from a region can influence over, and be influenced by, the demand from neighboring regions. This article develops elasticity estimates, mainly price and income elasticities, of residential demand for electricity in Brazil taking into account possible spatial patterns. Nine panel data models are proposed, six of which considering different spatial effects. The model that best fit the data was the SLX (which considers spatially lagged explanatory variables), estimated with a matrix of one nearest neighbor as spatial weighting. Figures obtained for price and income elasticity estimates were -0.206 and 0.281, respectively, which are similar to other elasticity estimates available in the literature. The article also highlights the importance of the number of consumer units and the indirect effect of explanatory variables for the residential electricity demand.

Keywords: Demand elasticities; Electric energy; Spatial dependence.

1. INTRODUÇÃO

Nas últimas três décadas o Brasil tem experienciado um rápido aumento na demanda de eletricidade, apresentando um crescimento médio de 3,58% ao ano. Segundo o Anuário Estatístico de Energia Elétrica de 2018, dentre os dez maiores consumidores de energia elétrica no mundo, o Brasil só perde para Índia e China em termos de crescimento de consumo de energia elétrica e, em 2015, ultrapassou o Canadá em termos absolutos (base TWh). Parte desse crescimento se deu pelos investimentos realizados na expansão da rede de transmissão de eletricidade, o que permitiu a interligação dos diversos sistemas elétricos regionais, antes isolados¹. Isto viabilizou uma maior integração espacial entre os mercados regionais de energia elétrica, proporcionando preços competitivos para os consumidores, além de qualidade e segurança no suprimento de eletricidade (MATTOS, 2016).

Depois de 2001 e 2002, anos de racionamento, todos os setores apresentaram crescimento do consumo de eletricidade, à exceção do setor industrial, afetado pela crise financeira de 2008 e pela crise política e econômica após 2014. O setor que apresentou o maior crescimento foi o residencial, quase dobrando o seu consumo bruto (subindo de aproximadamente 76 TWh para 136 TWh). Uma questão fundamental para o segmento residencial é entender como a demanda de eletricidade é influenciada pelos seus determinantes, prin-

¹ Existem 212 localidades no país que não estão conectadas ao SIN (Sistema Interligado Nacional). O consumo nessas localidades representa menos do que 1% da carga total do país.

principalmente o preço da eletricidade e a renda dos consumidores. Válidas estimativas destas elasticidades são de suma importância para a projeção de futuras demandas, o que auxilia as empresas do setor elétrico e os formuladores de políticas na avaliação de diversas questões, como bem-estar social, lucratividade, produção energética, entre outras (URH et al.; 2019).

No âmbito acadêmico, a maioria dos estudos que investigou a demanda residencial de eletricidade a considera no contexto da teoria das famílias, ou seja, as famílias combinam seus recursos para comprar uma mercadoria de energia composta (NARAYAN E SMYTH; 2005). Idealmente, um modelo empírico de demanda residencial de eletricidade deve ter a demanda em função do preço da eletricidade, renda real dos consumidores, preços da fonte substituta de energia, preços dos aparelhos elétricos, condições climáticas e outros fatores que podem impactar preferências do consumidor (AMUSA et al.; 2009). Na prática, a maioria dos estudos falha em reproduzir especificações empíricas ideais devido a restrições de dados.

Um fator que sempre foi negligenciado pelo setor e que nas últimas décadas vem ganhando cada vez mais importância é a dependência espacial. De Siano e Sapio (2020) salientam algumas características do setor elétrico que tornam fundamental a inclusão dos efeitos espaciais para o planejamento do setor em qualquer país. Uma delas é a diferença geográfica nas taxas de urbanização das regiões, o que influencia diretamente a difusão de tecnologias de geração distribuída.

Outra característica espacial importante é a interação das regiões consumidoras com as restrições à transmissão de eletricidade, isto é, se a rede de transmissão é conectada ao sistema interligado ou é um sistema isolado. A promoção da integração regional, segundo De Siano e Sapio (2020), baseia-se na presunção de que o aumento do comércio transfronteiriço promove a eficiência produtiva ao expandir o alcance das plantas mais eficientes e, conseqüentemente, melhora a eficiência alocativa ao induzir a competição entre produtores geograficamente separados.

Por último, e não menos importante, está a questão da modelagem do preço da eletricidade. Numa abordagem estrutural, o preço da eletricidade em um determinado momento e local é uma função de sua demanda, dos preços dos combustíveis, das restrições na rede de transmissão, dos componentes de fornecimento que não são estratégicos dentro de um determinado horizonte de licitação (ou seja, fontes de energia renováveis, contratos de derivativos), entre outros determinantes. Nessa abordagem, a dependência espacial entre os preços da eletricidade é comumente oriunda da dependência espacial entre estes determinantes e/ou de efeitos não-observáveis.

Ainda segundo De Siano e Sapio (2020), transbordamentos e/ou clusters espaciais podem surgir quando regiões próximas são ligadas por relações socioeconômicas. Estilos de vida semelhantes, comportamentos imitativos facilitados pela proximidade espacial e informações veiculadas por fluxos de migração, dentre outros exemplos, podem contribuir para desenvolver uma correlação espacial entre os níveis regionais de demanda de eletricidade.

Outras formas possíveis de interdependências espaciais são: i) diferenciais de preços induzidos por tarifas específicas de localização; ii) externalidades ambientais que podem afetar os comportamentos de consumo de eletricidade dentro do alcance geográfico; iii) efeitos de políticas energéticas, como por exemplo, no caso brasileiro, o programa Luz Para Todos¹.

Segundo Almeida (2012), desconsiderar os efeitos espaciais nos modelos econométricos implica relaxar algumas das hipóteses de Gauss-Markov e do modelo clássico de regressão linear, resultando em estimativas enviesadas e inconsistentes para os coeficientes. Buscando considerar os efeitos da interação espacial sobre a demanda residencial de energia elétrica (DREE), o objetivo deste artigo é estimar as elasticidades, principalmente as de preço e renda, da demanda residencial de eletricidade do Brasil levando em conta os possíveis transbordamentos espaciais. Para tanto, foi empregada a abordagem da econometria espacial, que lida com autocorrelação espacial e heterogeneidade espacial, duas questões-chave para a do mercado de energia. Mais especificamente, utilizamos a metodologia de painel de dados com e sem efeitos espaciais para as 27 unidades da federação (UF) do Brasil no período de 2003 a 2015.

Inicialmente, foram estimados três modelos de dados em painel sem dependência espacial, sendo o modelo de efeitos fixos o mais indicado pelo critério de Akaike e pelo teste de Hausman. Após a estimação, foram aplicados dois testes para checar a existência de autocorrelação espacial nos resíduos do modelo, ambos indicando a existência de autocorrelação espacial para a matriz de um vizinho mais próximo. Verificada a presença de transbordamentos espaciais, o próximo passo foi estimar seis tipos de modelos de efeitos fixos considerando diferentes efeitos espaciais. Pelo critério de Akaike, o modelo que melhor se ajustou aos dados foi o SLX (modelo que incorpora as variáveis explicativas defasadas espacialmente).

As elasticidades preço e renda encontradas foram de -0,206 e 0,281, respectivamente. Notou-se uma grande importância no número de unidades consumidoras de eletricidade, cuja elasticidade estimada

¹ O programa Luz Para Todos foi um programa governamental feito com o intuito de erradicar a exclusão elétrica no país. Segundo o Anuário Estatístico de Energia Elétrica de 2018 da ANEEL, aproximadamente 50% da população atendida pelo programa é da Região Nordeste.

foi de 1,056. As elasticidades preço e renda do vizinho mais próximo apresentaram sinais contrários aos esperados, porém com magnitudes menores, 0,080 e -0,200 respectivamente. A elasticidade de unidades consumidoras do vizinho mais próximo teve magnitude e sinal esperados, de 0,349.

Este artigo está dividido em cinco seções, incluindo esta introdução. A segunda seção faz uma revisão da literatura sobre demanda de energia elétrica. A terceira seção apresenta a metodologia utilizada e os dados. A quarta seção apresenta os resultados das estimações e a quinta, e última seção, apresenta as considerações finais.

2. REVISÃO DA LITERATURA

Esta seção apresenta os principais trabalhos sobre a demanda de energia elétrica, focando as metodologias empregadas, os períodos de análise e as estimativas de elasticidades preço e renda. A primeira subseção aborda os trabalhos internacionais e a segunda os trabalhos nacionais.

2.1 Trabalhos internacionais

O primeiro trabalho a utilizar modelos econométricos para demanda de energia elétrica foi Houthakker (1951). O autor utilizou um modelo log-log de regressão múltipla para a estimação das elasticidades preço e renda da DREE para 42 cidades do Reino Unido, no período de 1937 a 1938. As elasticidades-preço e renda encontradas foram de -0,89 e 1,17, respectivamente.

O primeiro trabalho que aplicou as técnicas de dados em painel na área de energia foi Balestra e Nerlove (1966). Os autores estimaram as elasticidades para a demanda por gás natural no período de 1950 a 1962 para os 51 estados dos Estados Unidos. As elasticidades-preço e renda encontradas foram de -0,62 e 0,62, respectivamente, ambas a longo prazo. Baltagi e Griggin (1983) utilizaram um painel de dados dos países da OCDE (Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico) no período de 1960 a 1978 para estimar a elasticidade-preço para a demanda por gasolina. Os autores encontraram um intervalo para elasticidade-preço de longo prazo de -0,55 a -0,90, dependendo do estimador aplicado. Os estimadores incluídos no estudo foram o de mínimos quadrados ordinários, o de efeitos fixos mais cinco tipos de estimadores de mínimos quadrados generalizados.

Liu (2004) também utilizou a abordagem de dados em painel para estimar as elasticidades-preço e renda da energia elétrica, gás natural e óleo diesel nos países da OCDE para o período de 1978 a

1999 nos segmentos industrial, comercial e residencial. O autor realizou uma comparação entre os estimadores de efeito fixos, efeitos aleatórios e o método dos momentos generalizados (GMM), encontrando elasticidades-preço e renda da DREE nos valores de -0,030 e 0,058 respectivamente.

Zhou e Teng (2013) utilizaram dados de pesquisas domiciliares urbanas anuais da província de Sichuan na China no período de 2007 a 2009 para estimar as elasticidades de renda e preço da DREE, junto com efeitos de variáveis relacionadas ao estilo de vida. Os resultados encontrados apontaram que a demanda de eletricidade é inelástica ao preço e à renda, com elasticidades-preço e -renda variando de -0,35 a -0,50 e de 0,14 a 0,33, respectivamente. Variáveis relacionadas ao estilo de vida, variáveis demográficas, tamanho da residência e quantidade de eletrodomésticos também se mostraram importantes determinantes da demanda residencial de eletricidade.

Após a publicação dos trabalhos de Johansen (1988 e 1991) e Johansen e Juselius (1990), que introduziram testes de cointegração e uma metodologia consistente para estimação de modelos vetoriais de correção de erros (VCE), diversos trabalhos na área de energia elétrica foram feitos visando prever a demanda de eletricidade e calcular elasticidades-preço e -renda. Jamil e Ahmad (2011) utilizaram esta metodologia para calcular as elasticidades-preço e -renda de curto e longo prazos para as seguintes classes de consumo de energia elétrica do Paquistão: residencial, comercial, industrial e agrícola. Para cada segmento, os autores encontraram uma relação de longo prazo estável entre as variáveis e, exceto para o segmento agrícola, todas as relações de longo prazo indicaram que a demanda de eletricidade é elástica tanto para a renda quanto para o preço no nível agregado. Para o setor agrícola, os autores encontraram uma demanda de eletricidade elástica à produção, mas inelástica ao preço da eletricidade.

Pourazarm e Cooray (2013) estimaram um modelo VCE para examinar as relações de curto e longo prazos entre a DREE e seus determinantes para o Irã no período de 1967 a 2009. Os resultados mostraram que o preço da eletricidade é estatisticamente irrelevante e a elasticidade-renda é inferior à unidade. O fator mais influente da demanda doméstica de eletricidade foi a temperatura. O número de aldeias eletrificadas (um indicador de progresso econômico) foi estatisticamente significativo, mostrando que o progresso econômico tem um impacto positivo na demanda de eletricidade. Lim et al. (2014) também utilizaram esta metodologia para calcular as elasticidades-preço e -renda de curto e longo prazos para a demanda comercial de energia elétrica na Coreia do Sul, no período de 1970 a 2011. Os resultados apontaram que a demanda comercial de eletricidade é inelástica às mudanças, tanto no preço quanto na receita no curto prazo, mas elás-

tica no longo prazo.

Nenhum dos trabalhos mencionados anteriormente considerou a presença de efeitos espaciais na demanda por energia elétrica. O primeiro a testar a existência destes efeitos foi o de Ohtsuka et al. (2010). Os autores compararam a capacidade preditiva do modelo Spatial autorregressive moving average (SAR-ARMA) com um ARMA(1,1) para analisar a demanda de energia elétrica das nove regiões do Japão no período de Janeiro de 1992 a Janeiro de 2003. O modelo com melhor capacidade preditiva foi o SAR-ARMA e, conseqüentemente, os autores concluíram que o modelo de espaço-tempo melhora o desempenho da previsão da demanda futura de eletricidade no Japão. Posteriormente, Ohtsuka e Kakamu (2013) utilizaram a mesma base de dados para comparar a capacidade preditiva de um modelo SAR-ARMA com um modelo vetor autorregressivo (VAR). Os autores concluíram que o modelo VAR se adequou melhor aos dados e produziu melhores previsões.

Blázquez et al. (2013) apresentaram uma análise empírica da DREE considerando a existência de efeitos espaciais para estimar suas elasticidades. A análise foi realizada com uma base de dados do tipo painel, composta por 46 províncias da Espanha no período de 2001 a 2010. Os autores compararam quatro modelos: efeitos fixos, efeitos fixos com lag espacial, efeitos fixos com erro espacial e o modelo SAC (*Spatial Autocorrelation*), sendo o último o que produziu os melhores resultados. Os resultados mostraram que a DREE é inelástica aos preços e que a elasticidade-renda é relativamente baixa. Por fim, os autores concluem que existem efeitos espaciais no consumo de eletricidade residencial espanhol.

Cho et al. (2015) analisaram a demanda de eletricidade regional da Coréia do Sul para as seguintes classes de consumo: residencial, varejo, fabricação e agrícola. Utilizando um painel dinâmico com dependência espacial SAC-AR (1), os autores calcularam os impactos diretos e indiretos do preço da energia elétrica e renda e realizaram previsões da demanda de energia para o período de 2005 a 2020 das quatro classes admitindo três cenários possíveis. Os autores apontaram três principais resultados: i) as elasticidades-preço da demanda de eletricidade diferem entre as categorias de uso. Especificamente, as demandas de eletricidade para usos na manufatura e varejo são inelásticas ao preço e perto da elasticidade unitária, respectivamente, enquanto aquelas para usos agrícolas e residenciais não são estatisticamente significativas; ii) os transbordamentos espaciais na demanda de eletricidade variam entre as classes e; iii) os resultados da simulação sugerem que as variações espaciais entre as demandas de eletricidade por classe sob uma política de preços de eletricidade com variação regional diferem daquelas sob uma política de preços de eletricidade

uniforme regionalmente.

Com o intuito de analisar a eficiência energética regional chinesa, Lv et al. (2016) averiguaram os determinantes da eficiência energética considerando possíveis efeitos espaciais entre as 31 províncias da China durante o período de 2001 a 2010. Os autores aplicaram três técnicas de painel de dados com dependência espacial, a saber: SAR (*Spatial Autoregressive*), SEM (*Spatial error model*) e efeitos acumulativos. Os resultados indicaram disparidades nos efeitos cumulativos de eficiência energética entre as regiões orientais, centrais e ocidentais, e que existem evidências de efeitos espaciais significativos na eficiência energética entre as regiões da área Ocidental e entre as regiões das áreas Oriental e Ocidental. Os principais determinantes da eficiência energética foram a estrutura de energia, o preço da energia, o desenvolvimento de transporte ferroviário e o estoque de pesquisa e desenvolvimento (P&D). Como extensão do artigo anterior, Song et al. (2018) replicam a abordagem econométrica do estudo de Lv et al. (2016) para o período de 2001 a 2014. Os resultados encontrados pelos autores foram similares aos de Lv et al. (2016), contudo os principais determinantes da eficiência energética foram a estrutura industrial, a intensidade de energia e o progresso tecnológico.

Akarsu (2017) analisou os fatores econômicos que afetaram a demanda regional de eletricidade da Turquia levando em conta as interdependências espaciais. Para isto, o autor utilizou um painel de dados de consumo de eletricidade, PIB, tarifa de eletricidade, temperatura e número de habitantes das 26 regiões da Turquia para o período de 1990 a 2001. Os resultados do modelo dinâmico com defasagem espacial apontaram a existência de efeitos espaciais, bem como efeitos diretos e indiretos de fatores econômicos. As elasticidades-renda e preço de longo-prazo se mostraram moderadas, e com os sinais esperados, enquanto em curto-prazo a demanda regional de eletricidade se mostrou inelástica à renda e ao preço de eletricidade.

2.2 Trabalhos nacionais

O primeiro trabalho de modelagem econométrica da demanda por energia elétrica no Brasil foi de Modiano (1984). Neste estudo, o autor estimou um modelo de regressão múltipla usando o método dos mínimos quadrados ordinários (MQO) para analisar a sensibilidade do consumo à atividade econômica e aos preços da energia elétrica para todas as classes de consumo do Brasil no período de 1963 a 1981.

Andrade e Lobão (1997) utilizaram pela primeira vez um modelo VAR para explicar o consumo residencial de energia elétrica do Brasil. Como variáveis explicativas, os autores utilizaram o preço de eletricidade, a renda dos consumidores e o estoque de eletrodomésticos

para o período de 1963 a 1995.

Após Andrade e Lobão (1997), vários outros estudos usando modelos VAR foram feitos, seja para atualizar a equação para o consumo residencial brasileiro (SILVA, 2001; SCHMIDT e LIMA, 2004; OLIVEIRA et al, 2010; VIANA e SILVA, 2014), seja para estender a aplicação para outros segmentos de consumo ou ainda replicar para estados e regiões brasileiras. Nesse sentido, modelos VCE foram estimados por Mattos (2005) para o consumo industrial brasileiro e, no caso do Estado de Minas Gerais, Mattos e Lima (2005) para o consumo residencial, Mattos et al. (2005) para o consumo industrial, e Mattos et al. (2006) para o consumo comercial. Siqueira et al. (2006) e Irffi et al. (2009) também estimaram modelos VCE para os três segmentos de consumo de eletricidade no Nordeste. Amaral e Monteiro (2010) estimaram as elasticidades-preço e -renda pré e pós apagão de 2001-2002 para a DREE do Brasil para o período de 1974 a 2008.

A literatura nacional apresenta poucos trabalhos empregando a metodologia de dados em painel para a previsão da demanda de energia elétrica. Gomes (2010) estimou as elasticidades-preço e -renda da DREE utilizando um banco de dados formado por 63 distribuidoras de energia elétrica, para o período de 1999 a 2006. Os resultados encontrados pela autora sugerem que a DREE é inelástica a variações na renda dos consumidores e ao preço da eletricidade.

Cabral et al. (2017) propuseram um método alternativo para aplicar o teste de I de Moran na análise exploratória da autocorrelação espacial em uma base de dados do tipo painel. Com este novo método, os autores encontraram evidências de que o consumo regional de eletricidade no Brasil é espacialmente dependente, apresentando um padrão de dissimilaridade entre as regiões. Além disso, foram comparadas as performances preditivas de dois modelos para o consumo regional de eletricidade: espacial ARIMA (ARIMASp) e ARIMA. O modelo ARIMASp apresentou melhores resultados preditivos.

Urh et al. (2017) utilizaram um painel de dados das 27 UFs do Brasil no período de 2004 a 2014 para estimar as elasticidades de curto e longo prazos da DREE. Os autores usaram a abordagem de painel dinâmico e aplicaram o método GMM (*generalized method of moments*) de Arellano e Bond (1991). As elasticidades-preço e -renda de curto prazo variaram de -0,13 a -0,18 e de 0,08 a 0,12 respectivamente, enquanto as elasticidades de longo prazo encontradas variaram de -0,617 a -1,472, para o preço da energia, e de 0,324 a 1,095, para a renda.

O primeiro trabalho nacional a utilizar microdados para a estimação das elasticidades da DREE foi Urh et al. (2019). Os autores utilizaram dados a nível residencial da Pesquisa de Orçamento Familiar (POF) realizada pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE)

nas temporadas 1998/1999 e 2008/2013, para a área metropolitana de São Paulo, o que lhes permitiu a adoção dos procedimentos de estimação para dados em painel. As elasticidades-preço e -renda encontradas variam de -0,46 a -0,56, e de 0,20 a 0,32, respectivamente. Adicionalmente, os autores aplicaram o método de regressão quantílica, de modo a investigar possíveis efeitos heterogêneos ao longo dos quantis. Os resultados indicaram que um aumento no preço de eletricidade impacta diferentemente a DREE para diferentes quantis, ou grupos econômicos, de modo que a redução da DREE é mais forte para os quantis menores, ou seja, para as residências com menor poder aquisitivo.

Cabral et al. (2020) ajustaram o modelo SDM (*Spatial Durbin model*) dinâmico para a demanda regional de eletricidade do Brasil utilizando um painel de dados das cinco macrorregiões do Brasil no período mensal de 2004 a 2014. Os resultados apresentaram inelasticidade da DREE em relação ao preço de eletricidade e à renda dos consumidores, contudo um significativo efeito da temperatura e do número de residências conectadas ao grid de eletricidade.

A Tabela 1, elaborada pelos autores, traz uma síntese dos principais resultados dos trabalhos que não incorporaram a presença de efeitos espacial, enquanto a Tabela 2, também elaborada pelos autores, traz a síntese dos trabalhos que consideraram estes efeitos.

Tabela 1- Trabalhos relativos à demanda por energia elétrica que não incorporam efeitos espaciais, com valores estimados de elasticidade preço e renda

Autor	Método	Preço	Renda	Classe/energético	Região
Experiência nacional					
Modiano (1984)	VAR	-0,403	1,130	Residencial	Brasil
Andrade e Lobão (1997)	VAR	-0,051	0,213	Residencial	Brasil
Silva (2001)	VAR	-0,270	0,937	Residencial	Brasil
Schmidt e Lima (2004)	VAR	-0,085	0,539	Residencial	Brasil
Mattos (2005)	VAR	-0,489	1,588	Industrial	Brasil
Mattos e Lima (2005)	VAR	-0,258	0,532	Residencial	Minas Gerais
Mattos et al. (2005)	VAR	-0,250	0,539	Industrial	Minas Gerais
Mattos et al. (2006)	VAR	-0,772	0,778	Comercial	Minas Gerais
Siqueira et al. (2006)	VAR	-0,412	1,400	Residencial	Nordeste
Irffi et al. (2009)	VAR	-0,504	0,876	Residencial	Nordeste
Gomes (2010)	Painel	-0,111	0,102	Residencial	Brasil

Tabela 1- Trabalhos relativos à demanda por energia elétrica que não incorporam efeitos espaciais, com valores estimados de elasticidade preço e renda (continuação)

Autor	Método	Preço	Renda	Classe/energético	Região
Experiência nacional					
Amaral e Monteiro (2010)	VAR	-0,431	0,613*	Residencial	Brasil
Oliveira et al. (2010)	VAR	-0,391	0,964	Residencial	Brasil
Viana e Silva (2014)	VAR	-0,707	1,790	Residencial	Brasil
Urh et al. (2017)	Painel	(-1,47;-0,62)	(0,32;1,10)	Residencial	Brasil
Urh et al. (2019)	Painel	(-0,56;-0,46)	(0,20;0,32)	Residencial	Brasil
Experiência internacional					
Houthakker (1951)	Painel	-0,893	1,166	Residencial	Inglaterra
Balestra e Nerlove (1966)	Painel	-0,630	0,620	Gás natural	Estados Unidos
Baltagi e Griggin (1983)	Painel	(-0,55;-0,90)**	(0,54;0,89)**	Gasolina	OCDE
Liu (2004)	Painel	-0,030	0,058	Energia elétrica	OCDE
Jamil e Ahmad (2011)	VAR	0,070	0,490	Residencial	Paquistão
		-0,310	0,050	Comercial	
		-0,060	0,640	Industrial	
		-0,190	0,240	Agrícola	
Pourazarm e Cooray (2013)	VAR	0	0,580	Residencial	Irã
Zhou e Teng (2013)	Painel	(-0,35;-0,5)**	(0,14;0,33)**	Residencial	China
Lim et al. (2014)	VAR	-1,002	1,090	Energia elétrica	Coréia do Sul

Nota: * após 2000. ** Limites inferior e superior das elasticidades.

Com base na revisão da literatura, é possível concluir que: i) a maioria dos trabalhos ignora as interações espaciais no cálculo das elasticidades da demanda. Um possível motivo para isso é o fato da econometria espacial conquistar o mainstream da economia apenas a partir do século XXI; ii) existe uma predominância em estudos na literatura nacional com dados em séries de tempo, utilizando a metodologia VAR/VCE. No caso brasileiro, apenas Gomes (2010), Urh et al. (2017), Urh et al. (2019) e Cabral et al. (2020) estimaram elasticidades da demanda por energia elétrica utilizando painel de dados, sendo Cabral et al. (2020) o único a considerar os possíveis efeitos espaciais na DREE.

Tabela 2 - Trabalhos relativos à demanda por energia elétrica que incorporam efeitos espaciais

Autor	Método	Região	Principais resultados
Ohtsuka et al. (2010)	SAR-ARMA; ARMA	9 distribuidoras japonesas	O modelo SAR-ARMA(1,1) mostrou melhor capacidade preditiva que o modelo ARMA(1,1).
Ohtsuka e Kakamu (2013)	SAR-ARMA; VAR	9 distribuidoras japonesas	O modelo VAR(1) mostrou melhor capacidade preditiva que o modelo SAR-ARMA(1,1).
Blázquez et al. (2013)	SARAR (SAC)	46 províncias espanholas	A elasticidades-renda foi moderada e a elasticidade-preço foi pequena. Verificaram uma forte presença de efeitos espaciais na DREE.
Cho et al. (2015)	SAC-AR	16 regiões sul-coreanas	Foram encontrados efeitos espaciais positivos na DREE.
Akarsu (2017)	SDM dinâmico	26 regiões turcas	As elasticidades-renda e preço de longo-prazo se mostraram moderadas e as de curto-prazo pequenas
Cabral et al. (2017)	ARIMASp; ARIMA	5 regiões brasileiras	O modelo ARIMASp foi o modelo com melhor capacidade preditiva.
Cabral et al. (2020)	SDM dinâmico; SAC-AR	5 regiões brasileiras	SDM dinâmico foi o modelo com melhor capacidade preditiva.

3. METODOLOGIA E BASE DE DADOS

Esta seção está dividida em duas partes. A primeira descreve a metodologia e o procedimento de especificação para a obtenção do melhor modelo. A segunda apresenta a base de dados.

3.1 Metodologia

3.1.1 Especificação da Demanda Residencial por Energia Elétrica (DREE)

Esta subseção apresenta o modelo teórico da demanda de eletricidade proposto por Andrade e Lobão (1997). As hipóteses básicas propostas pelos autores, adaptadas ao intuito deste artigo, são:

- i. A energia elétrica demandada pelos consumidores residenciais ligados à rede de distribuição é plenamente atendida. Ou seja, de uma forma geral ou para grande parte dos consumidores, não existe o problema de demanda reprimida e a oferta do serviço é infinitamente elástica. Com esta hipótese, pode-se usar a quantidade consumida como uma boa aproximação para a quantidade demandada;

ii. A demanda residencial das UFs é influenciada por três variáveis fundamentais: o preço cobrado pelo serviço, a renda familiar e o número de unidades consumidoras residenciais. Teoricamente, espera-se que o consumo reaja negativamente às variações do preço e positivamente às variações da renda e do número de unidades consumidoras.

Com base nestas hipóteses, a representação da DREE pode assumir a seguinte forma geral:

$$DREE_t = f(\text{Preço}_t, \text{Renda}_t, \text{Unidades}_t) \quad (1)$$

em que $DREE_t$ é a quantidade demandada de energia elétrica, Preço_t o preço de energia elétrica, Renda_t a renda dos consumidores, Unidades_t o número de unidades consumidoras residenciais e t um índice de tempo. Para a função $f(\cdot)$, Andrade e Lobão (1997) assumem que o modelo teórico é uma função tipo Cobb-Douglas:

$$DREE_t = \beta_0 \text{Preço}_t^{\beta_1} \text{Renda}_t^{\beta_2} \text{Unidades}_t^{\beta_3} e_t \quad (2)$$

Onde $\beta_0, \beta_1, \beta_2$ e β_3 são parâmetros a serem estimados e e_t é o termo de erro aleatório. A equação (2) constitui um modelo de elasticidade constante no tempo, sendo β_1 a elasticidade preço, β_2 a elasticidade renda e β_3 a elasticidade unidades consumidoras. Para obter as elasticidades, basta estimar (2) na forma logarítmica:

$$\log(DREE_t) = \log(\beta_0) + \beta_1 \log(\text{Preço}_t) + \beta_2 \log(\text{Renda}_t) + \beta_3 \log(\text{Unidades}_t) + \log(e_t) \quad (3)$$

A equação (3), assim, representa um modelo de regressão linear múltipla que pode ser estimado por diferentes métodos. Por sua vez, os parâmetros estimados β_1 e β_2 seriam aproximações das elasticidades -preço e -renda da DREE. A próxima subseção apresenta os modelos de dados em painel e os principais modelos da econometria espacial.

3.1.2 Modelos de dados em painel

O objetivo do modelo de dados em painel é capturar relações dinâmicas a partir de informações ao longo do tempo para as mesmas unidades de uma seção transversal. Este tipo de modelo utiliza dados que possuem tanto a dimensão de corte transversal (indivíduos, cidades, estados) quanto a temporal. Isto permite que estes modelos consigam captar as variações entre as observações e no tempo. Outra vantagem que modelos de dados em painel possuem é o controle da regressão por características não observáveis, isto é, o controle da heterogeneidade dos indivíduos. Seguindo a metodologia de Wooldridge (2010), o modelo de dados em painel para a DREE é dado por:

$$Y_{it} = X'_{it}\beta + \alpha'_i + e_{it} \quad (4)$$

em que Y_{it} representa a DREE para a UF i no tempo t . Na aplicação feita neste artigo, o termo X'_{it} possui quatro regressores: o vetor de 1's para a constante, o vetor da renda dos consumidores residenciais ($Renda_{it}$), o vetor dos preços médios de energia elétrica ($Preço_{it}$) e o vetor das unidades consumidoras ($Unidades_{it}$). O efeito específico da UF é representado por α'_i , chamado de componente não observado. O termo de erro e_{it} é identicamente e independentemente distribuído com média zero e variância constante, além de não possuir autocorrelação serial com nenhuma defasagem.

O primeiro passo destes modelos é verificar se os efeitos específicos não observados das UFs são relevantes no modelo. Para isto, o teste comumente utilizado é o de Breusch-Pagan, que é um teste de multiplicador de Lagrange cuja hipótese nula é de que a variância dos resíduos devidos aos efeitos específicos é zero, ou seja, $\sigma^2_{\alpha} = 0$. Se não for rejeitada a hipótese nula, é aconselhado estimar o modelo por MQO para dados agrupados (*Pooled OLS*); caso contrário, deve-se estimar o modelo de efeitos fixos e o modelo de efeitos aleatórios.

Caso seja necessário estimar os modelos de efeitos fixos e aleatórios, após a estimação dos mesmos a literatura recomenda o teste de Hausman para descobrir qual é o modelo mais apropriado. A diferença entre o modelo de efeitos fixos e o de efeitos aleatórios é que no primeiro a correlação entre os regressores e os efeitos específicos é diferente de zero, enquanto no segundo é igual a zero. As hipóteses do teste de Hausman captam esta diferença: $H_0: Cor(X_{it}, \alpha_i) = 0$, significa que as estimativas de ambos modelos são iguais, porém o modelo de efeitos aleatórios produz estimativas mais eficientes dado que utiliza o método de mínimos quadrados generalizados; $H_1: Cor(X_{it}, \alpha_i) \neq 0$, signifi-

ca que o modelo de efeitos aleatórios é inconsistente e o de efeitos fixos é consistente.

Para checar a existência de autocorrelação espacial, foram feitos dois testes: LM2 e CLM Lambda propostos por Baltagi et al. (2003). Caso seja acusada a dependência espacial, são necessários modelos alternativos aos de dados em painel. A próxima subseção apresenta os principais modelos da econometria espacial para dados em painel.

3.1.3 Modelos de dados em painel com dependência espacial

O modelo de dados agrupados com dependência espacial geral é representado por:

$$Y_{it} = \rho WY_{it} + X_{it}\beta + WX_{it}\tau + \xi_{it} \quad (5)$$

$$\xi_{it} = \lambda W\xi_{it} + e_{it} \quad (6)$$

em que a matriz W é uma matriz quadrada de dimensão 27×27 , sendo w_{ij} o grau de conexão entre as UFs i e j , WY_{it} é a defasagem espacial da DREE para a UF i no tempo t . As variáveis explicativas exógenas (constante, renda dos consumidores residenciais, preço médio de energia elétrica e número de unidades consumidoras) defasadas espacialmente são representadas por WX_{it} , os erros defasados espacialmente são simbolizados por $W\xi_{it}$. Os parâmetros ρ e λ são escalares espaciais, ao passo que τ é um vetor de coeficientes espaciais. Os modelos de efeitos fixos com dependência espacial são representados pelas equações (7) e (8).

$$Y_{it} = \alpha_i + \rho WY_{it} + X_{it}\beta + WX_{it}\tau + \xi_{it} \quad (7)$$

$$\xi_{it} = \lambda W\xi_{it} + e_{it} \quad (8)$$

em que α_i é o efeito específico da i -ésima UF. O modelo de efeitos aleatórios com dependência espacial é representado por:

$$Y_{it} = \rho WY_{it} + X_{it}\beta + WX_{it}\tau + \xi_{it} \quad (9)$$

$$\xi_{it} = \alpha_i + \lambda W \xi_{it} + e_{it} \quad (10)$$

É possível extrair vários modelos de painel de dados com dependência espacial. Para isto, basta impor diferentes restrições nos parâmetros espaciais dos modelos acima. Este artigo explora seis modelos de painel de dados espaciais: i) modelo SAR (*Spatial Autoregressive*), que considera apenas a dependência espacial da variável dependente; ii) modelo SEM (*Spatial error model*), que considera apenas a dependência espacial dos termos de erro; iii) modelo SAC (*Spatial Autocorrelation*), que considera a dependência espacial da variável dependente e dos termos de erro; iv) modelo SDM (*Spatial Durbin model*), que considera a dependência espacial da variável dependente e das variáveis explicativas; v) SDEM (*Spatial Durbin error model*), que considera a dependência espacial das variáveis explicativas e dos termos de erro; e vi) SLX (*Spatial cross-regressive*), que considera apenas a dependência espacial das variáveis explicativas.

De posse dos modelos de efeitos não observados com dependência espacial, a escolha do melhor modelo para explicar a DREE se deu pelo critério AIC (*Akaike information criteria*), o de uso mais comum na literatura.

3.2 Base de dados

As variáveis utilizadas na estimação da DREE foram: consumo residencial de energia elétrica (em MWh), preço da energia elétrica (em R\$/MWh de 2015), PIB estadual (em milhões R\$ de 2015) e número de unidades consumidoras conectadas ao sistema de eletricidade (quantidade). As observações são em nível de UF (N=27) e compreendem o período de 2003 a 2015 (T=13). Como nos demais trabalhos da literatura, este trabalho assume como hipótese de identificação do modelo que todas as variáveis independentes são exógenas, inclusive o preço da eletricidade.

A variável dependente DREE foi representada pelo consumo de energia elétrica residencial, pois assume-se que toda energia elétrica demandada pelos consumidores residenciais é efetivamente fornecida. Os dados anuais de consumo de energia elétrica residencial foram obtidos na Eletrobrás e os de PIB estadual a preços correntes (em milhões R\$) foram retirados do IBGE.

Não foi possível obter dados anuais para o preço residencial de energia elétrica e para o número de unidades consumidoras a nível de UF. Contudo, foi possível obter na ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) os valores anuais para cada distribuidora. Deste modo,

para a construção dos dados anuais do número de unidades consumidoras a nível de UF foi necessário somar o número de unidades das distribuidoras em uma mesma UF¹. Para o preço residencial de energia elétrica, foi adotado o seguinte procedimento: caso a UF possuísse apenas uma distribuidora de energia elétrica, o preço da UF é igual ao preço desta distribuidora; caso a UF possuísse mais de uma distribuidora, foi calculada uma média ponderada dos preços de energia elétrica das distribuidoras pelo seu número de unidades consumidoras, resultando no preço médio residencial de energia elétrica da UF².

Para a construção dos dados anuais do número de unidades consumidoras em nível de UF, foi necessário somar o número de unidades das distribuidoras em uma mesma UF.

Para trabalhar com valores reais de preço de energia elétrica e PIB foi utilizado o IPCA do IBGE para deflacionar as séries, utilizando como ano base o ano de 2015. A Tabela 3, elaborada pelos autores, traz as principais estatísticas descritivas do banco de dados utilizado.

Tabela 3 – Estatísticas descritivas das variáveis no período de 2003 a 2015

Variáveis	Mínimo	1° Quartil	Média	3° Quartil	Máximo	Desvio-Padrão
DREE (GWh)	156,5	883	3.809,3	3.933,1	3.9412,4	6.329,62
Renda (milhões R\$)	5,23	35,55	186	183,9	2057	329,1
Preço (R\$/MWh)	233,9	380,7	433,5	483,7	483,7	75,4
Unidades (milhões)	0,8	7,1	24,4	29,1	192,9	33,1

Nota: Optou-se por apresentar a DREE em GWh ao invés de MWh.

1 Foram adotados os seguintes passos para as distribuidoras que possuíam unidades consumidoras em mais de uma UF: i) para cada ano coletamos no IBGE a população de cada município e de cada estado; ii) agregamos todos os municípios referentes às distribuidoras para cada UF e; iii) a partir da porcentagem da população destes municípios, no estado, calculamos a porcentagem das unidades consumidoras da distribuidora para aquele mesmo estado.

2 Também foi calculada a média ponderada das tarifas de energia elétrica pelo consumo de energia de cada distribuidora. As estimações com as diferentes médias ponderadas obtiveram coeficientes semelhantes.

4. RESULTADOS

Primeiramente, foram ajustados três modelos sem dependência, a saber: *Pooled OLS*, efeitos fixos e efeitos aleatórios. Neste artigo, todos os testes e estimações foram construídos no software R. As estimações foram realizadas através do método de máxima verossimilhança¹ e estão apresentadas na Tabela 4, elaborada pelos autores. Nota-se um bom ajustamento por parte dos modelos de efeito fixos e o de aleatórios, sendo um indício de que os efeitos não observados são relevantes. Para verificar se estes efeitos são estatisticamente significativos, foi empregado o teste de Breusch-Pagan ao modelo *Pooled OLS*, encontrando-se um valor da estatística de teste de 11,41 com um p-valor de $2,2 \cdot 10^{-16}$. Com isto, pode-se concluir a um nível de 5% de significância que há efeitos não observados no modelo.

Tabela 4 – Estimativas dos modelos de painel sem dependência espacial

Parâmetros	Dados Agrupados	Efeitos Fixos	Efeitos Aleatórios
Constante	-7,313***	-	-10,498***
	(0,300)		(0,403)
Preço	-0,277***	-0,162***	-0,225***
	(0,047)	(0,027)	(0,033)
Renda	0,557***	0,200***	0,450***
	(0,018)	(0,037)	(0,037)
Unidades	0,390***	1,200***	0,685***
	(0,019)	(0,056)	(0,048)
Qualidade de ajustamento			
R^2	0,984	0,952	0,938
\bar{R}^2	0,983	0,948	0,937
AIC	-342,64	-1032,35	-850,09

Nota: Valores com *, ** e *** são significativos a 10, 5 e 1% respectivamente. Valores entre parênteses representam o erro padrão da estimativa.

Verificada a presença dos efeitos não observados no modelo, o teste de Hausman indicou um χ -valor de 304,03, com um p-valor de $2,2 \cdot 10^{-16}$. Logo, conclui-se que há evidências para rejeitar a hipótese de

¹ Para mais detalhes sobre o método de máxima verossimilhança para estes modelos, ver Millo e Piras (2012).

que a correlação entre as variáveis explicativas e os efeitos específicos seja igual a zero, ou seja, é preferível o modelo de efeitos fixos.

Dois testes foram feitos para checar a existência de autocorrelação espacial do modelo de efeitos fixos, os testes LM2 e CLM Lambda propostos por Baltagi et al. (2003). Estes testes são multiplicadores de Lagrange (LM) adaptados à econometria espacial para testar se existe autocorrelação espacial entre as unidades da *cross-section*. A única diferença entre eles é que o LM2 assume que não existem efeitos não observados na *cross-section*, sendo um teste menos poderoso. A Tabela 5, elaborada pelos autores, apresenta os resultados destes testes.

Tabela 5 – Testes para verificar a autocorrelação espacial

Matriz de ponderação espacial	LM2	CLM Lambda
Torre	3,60***	0,48
Rainha	3,60***	0,48
Distância Inversa	2,64***	4,88***
1 Vizinho	3,62***	1,69**
2 Vizinhos	2,51**	0,04
3 Vizinhos	4,35***	0,02
4 Vizinhos	3,73***	0,49
5 Vizinhos	4,51***	1,20

Nota: Valores com *, ** e *** são significativos a 10, 5 e 1% respectivamente

Pela Tabela 5, pode-se afirmar que o teste LM2 rejeitou a hipótese de inexistência de autocorrelação espacial entre as unidades da *cross-section* para todas as matrizes de ponderação espacial a um nível de 5% de significância. Já o teste CLM Lambda rejeitou a mesma hipótese apenas para as matrizes de ponderação espacial de distância inversa e de um Vizinho mais próximo ao mesmo nível de significância.

Deste modo, foram estimados seis modelos de efeitos fixos com diferentes tipos de dependência espacial considerando as matrizes de ponderação espacial de distância inversa e de um Vizinho mais próximo, dado que ambas indicaram autocorrelação espacial em todos os testes. Pelo critério de Akaike, os modelos considerando a matriz de um Vizinho mais próximo mostraram ser preferíveis; logo, todas as estimações apresentadas a seguir são baseadas nestes modelos. O método de estimação utilizado foi o de máxima verossimilhança, que é o método alternativo ao MQO mais eficiente. Segundo Millio e Piras (2012), o MQO é ineficiente para modelos com componente de erros

autocorrelacionados espacialmente.

A Tabela 6, elaborada pelos autores, apresenta os resultados dos modelos de efeitos fixos com os diferentes tipos de dependência espacial considerando a matriz de um vizinho mais próximo. WDREE representa a DREE defasada espacialmente, WResíduos representa o termo de erro defasado espacialmente, WPreço representa o preço residencial de eletricidade defasado espacialmente, WRenda representa a renda dos consumidores defasada espacialmente, WUnidades representa o número de unidades consumidoras defasado espacialmente.

Tabela 6 – Modelos de efeitos fixos com dependência espacial

Parâmetros	SAR	SEM	SAC	SDM	SDEM	SLX
Preço	-0,151***	-0,165***	-0,151***	-0,204***	-0,207***	-0,206***
Renda	0,157***	0,214***	0,159**	0,270***	0,283***	0,281***
Unidades	1,182***	1,174***	1,182***	1,056***	1,055***	1,056***
WDREE	0,053*	-	0,052	0,026	-	-
WPreço	-	-	-	0,085**	0,080**	0,080**
WRenda	-	-	-	-0,205***	-0,199***	-0,200***
Wunidades	-	-	-	0,332***	0,345***	0,349***
WResíduos	-	0,067	-0,003	-	0,014	-
AIC	-981,01	-976,11	-978,96	-1014,92	-1013,83	-1069,84

Nota: Valores com *, ** e *** são significativos a 10, 5 e 1% respectivamente.

Os resultados dos modelos de painel espacial são satisfatórios dado que a maior parte dos coeficientes são significativos, relativamente semelhantes aos encontrados na literatura e possuem os sinais esperados. A variável DREE defasada espacialmente (WDREE) teve significância estatística apenas no modelo SAR a um nível de 10% de significância. O termo de erro defasado espacialmente (WResíduos) não teve significância estatística em nenhum modelo e as variáveis explicativas defasadas espacialmente tiveram significância estatística em todos os modelos considerados, sendo que o preço de energia defasada espacialmente (WPreço) teve significância estatística a um nível de 5% e as demais a um nível de 1%.

Nota-se que, segundo o critério de informação de Akaike, o modelo de efeitos fixos com as variáveis explicativas defasadas espacialmente (SLX) foi o que melhor se ajustou aos dados. Nitidamente,

há um ganho de ajuste quando incorporadas as variáveis explicativas defasadas espacialmente. Contudo, é importante salientar que apenas o modelo SLX, dentre os que consideraram dependência espacial, teve melhor performance no critério AIC que o modelo de efeitos fixos tradicional (SLX -1069,84, efeitos fixos -1032,35). Para verificar a existência de autocorrelação espacial no modelo SLX, foram aplicados os testes LM2 e CLM Lambda mencionados anteriormente. Ambos não rejeitaram a hipótese de que existe autocorrelação espacial a um nível de 5% de significância¹. Deste modo, todas as conclusões acerca das elasticidades a seguir serão baseadas no modelo SLX.

A elasticidade-preço encontrada pelo modelo foi de -0,206, sendo significativa a 1%. Os estudos realizados no Brasil mostraram as seguintes estimativas: -0,051 por Andrade e Lobão (1997), -0,027 por Silva (2001), -0,085 por Schmidt e Lima (2004), -0,111 por Gomes (2010) e -0,51 por Urh et al. (2019), sendo todas significativas. Neste sentido, aumentos no preço residencial de eletricidade fazem com que os consumidores reduzam o consumo de energia elétrica, porém com pequena magnitude, ou seja, a DREE é inelástica em relação ao seu preço.

A elasticidade-renda foi de 0,281, sendo significativa a 1%. Este valor é comparável às estimativas encontradas por Andrade e Lobão (1997), Schmidt e Lima (2004), Gomes (2010) e Urh et al. (2019), respectivamente 0,213, 0,539, 0,102, e 0,26, indicando que uma variação positiva na renda dos consumidores residenciais tem um efeito positivo moderado na DREE. A elasticidade do número de unidades consumidoras foi alta (1,056), mostrando que a DREE é elástica em relação ao número de unidades.

A elasticidade preço defasada espacialmente foi de 0,080, sendo significativa a 5%. As elasticidades renda e unidades consumidoras defasadas espacialmente apresentaram estimativas de -0,2 e 0,349, respectivamente, sendo ambas significativas a 1%. As elasticidades preço e renda do vizinho mais próximo apresentaram sinais contrários aos esperados, porém com magnitudes pequenas. Já a elasticidade de unidades consumidoras do vizinho mais próximo teve magnitude e sinal esperados.

Na literatura não existem elasticidades destas variáveis defasadas espacialmente, o que torna a corroboração difícil. Resultado mais próximo que se pode comparar é o de Cabral (2017), que por meio da estatística I de Moran univariada encontrou dependência espacial negativa entre as 5 regiões brasileiras no consumo de eletricidade,

¹ Além dos testes para verificar a autocorrelação espacial foram realizados o teste de Breusch-Pagan para verificar a homoscedasticidade dos resíduos e o teste de Breusch-Godfrey/Wooldridge para verificar a autocorrelação serial dos resíduos. Ambos não rejeitaram a hipótese nula e indicaram que os resíduos são homocedásticos e descorrelacionados serialmente.

no preço da eletricidade e no número de residências consumidoras, e apenas o PIB não se mostrou significativo. No contexto bivariado, o autor encontrou um padrão de dissimilaridade do consumo de eletricidade com as demais variáveis. Nesse sentido, os resultados encontrados neste trabalho, aliados aos encontrados por Cabral (2017), Cabral et al. (2017) e Cabral et al. (2020) evidenciam a necessidade da inclusão de interações espaciais no estudo da demanda de eletricidade por parte dos agentes do setor elétrico brasileiro. A omissão das mesmas pode acarretar estimativas enviesadas e ineficientes, o que geraria perdas de eficiência na produção, alocação e segurança do sistema elétrico brasileiro.

Para dar robustez aos resultados encontrados pelo modelo SLX, a Tabela 7, elaborada pelos autores, apresenta o resultado do ajuste deste mesmo modelo para quatro painéis de dados com períodos amostrais diferentes, a saber: para os anos de 2004 a 2014 (1), para todos os anos pares (2), para todos os anos ímpares (3) e, para os anos a partir de 2003 de três em três (4).

Tabela 7 - Testes de robustez do modelo SLX

Variáveis	SLX	(1)	(2)	(3)	(4)
Preço	-0,206***	-0,213***	-0,200***	-0,237***	-0,215***
Renda	0,281***	0,237***	0,319***	0,228**	0,354***
Unidades	1,056***	1,131***	1,091***	1,054***	1,018***
WPreço	0,080**	0,125***	0,116*	0,034	0,069
WRenda	-0,200***	-0,174**	-0,202*	-0,192**	-0,229*
Wunidades	0,349***	0,323***	0,296*	0,379***	0,339***

Nota: Valores com *, ** e *** são significativos a 10, 5 e 1% respectivamente.

Pode-se notar pela Tabela 7 que os resultados do modelo SLX são robustos aos diferentes períodos amostrais. Todas as elasticidades diretas se mostraram significativas a um nível de 1% de significância (exceto para a elasticidade-renda do modelo (3), que foi relevante a 5% de significância). As elasticidades-renda e -preço variaram entre 0,228 a 0,319 e entre -0,200 a -0,237, respectivamente, apresentando uma pequena variabilidade. Apenas o modelo (3) apresentou divergência em relação à relevância estatística da elasticidade-preço indireta, ou seja, defasada espacialmente. Pode-se concluir que os resultados obtidos pelo modelo SLX produzem elasticidades robustas.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este artigo apresentou uma análise econométrica da demanda residencial de energia elétrica no Brasil considerando os possíveis efeitos espaciais. Para isto, uma base de dados em painel das 27 unidades da federação no período de 2003 a 2015 foi utilizada para a estimação das equações de demanda residencial com foco sobre as elasticidades-preço e -renda. O modelo apresentando melhor ajuste aos dados foi o SLX, que incorpora as variáveis explicativas defasadas espacialmente. As estimativas das elasticidades preço e renda foram -0,206 e 0,281, respectivamente, sendo ambas significativas a um nível de 5%. Estes valores são semelhantes aos estudos de Andrade e Lobão (1997), Silva (2001), Schmidt e Lima (2004), Gomes (2010) e Urh et al. (2019). A elasticidade da demanda residencial de eletricidade em relação ao número de unidades consumidoras foi de 1,056, sendo também significativa.

As elasticidades das variáveis defasadas espacialmente apresentaram magnitudes menores e, para o caso das elasticidades-preço e -renda, sinais contrários aos das respectivas variáveis não defasadas espacialmente. As elasticidades-preço, -renda e em relação às unidades consumidoras defasadas espacialmente foram 0,058, -0,209 e 0,358, respectivamente, sendo as primeiras elasticidades espaciais estimadas na literatura brasileira. Estas elasticidades podem ser úteis à ANEEL, por exemplo, nas atividades de planejamento e regulação das tarifas de energia elétrica das distribuidoras de eletricidade.

Até o momento, poucos trabalhos consideraram os efeitos espaciais na demanda de energia elétrica para sua previsão e estimação das elasticidades-preço e -renda. Este artigo testou de forma pioneira a dependência espacial na demanda residencial de eletricidade entre as UFs brasileiras, chegando à conclusão de que existe um ganho em poder de ajuste quando são consideradas as variáveis explicativas defasadas espacialmente (no caso deste artigo, as variáveis explicativas da unidade da federação vizinha mais próxima).

É importante mencionar que este trabalho assume a limitação do recorte do painel (27 unidades da federação), dada a dificuldade de se obter variáveis a níveis mais desagregados. Como possíveis trabalhos futuros, podem-se apontar: i) a construção de um modelo econométrico espacial para a demanda de eletricidade das 104 distribuidoras de energia elétrica do Brasil, possibilitando capturar um grau ainda maior de dependência espacial entre as mesmas; ii) a comparação do desempenho preditivo de modelos econométricos tradicionais e modelos da econometria espacial para a demanda de eletricidade do Brasil.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ARELLANO, M.; BOND, S. Some tests of specification for panel data: Monte Carlo evidence and an application to employment equation. *Review Economic Studies*, v. 58, p. 277-297, 1991.

AKARSU, G. Analysis of regional electricity demand for Turkey. *Regional Studies, Regional Science*, v. 4, n. 1, p. 32–41, 2017.

ALMEIDA, E. *Econometria Espacial Aplicada*. Campinas: Alínea Editora, 2012.

AMARAL, R. M.; MONTEIRO, M. V. S. P. A demanda por energia elétrica residencial no Brasil: Estimativa das elasticidades renda e preço após o apagão. In: *Anais do 30º Encontro Nacional de Engenharia de Produção*. São Carlos: Maturidade e desafios da Engenharia de Produção: competitividade das empresas, condições de trabalho, meio ambiente, 2010.

ANDRADE, T. A.; LOBÃO, W. J. A. Elasticidade renda e preço da demanda residencial de Energia Elétrica no Brasil. Rio de Janeiro: IPEA, 1997. (Texto para discussão, n. 489).

BALESTRA, P.; NERLOVE, M. Pooling cross-section and time-series data in the estimation of a dynamic model: the demand for natural gas. *Econometrica*, v. 34, p. 585-612, 1966.

BALTAGI, B. H.; GRIFFIN, J. M. Gasoline demand in the OECD: An application of pooling and testing procedures. *European Economic Review*, v. 22, p. 117-137, 1983.

BALTAGI, B.H.; SONG, S.H.; KOH, W. Testing panel data regression models with spatial error correlation. *Journal of Econometrics*, v. 117, p. 123–150, 2003.

BLÁZQUEZ, L. M. G.; FILIPPINI, M.; HEIMSCH, F. Regional impact of changes in disposable income on Spanish electricity demand: A spatial econometric analysis. *Energy Economics*, v. 40, p. S58-S66, 2013.

CABRAL, J. A. Demanda de eletricidade regional no Brasil: uma análise espaço-temporal. 81 p. Tese (Doutorado em Planejamento Energético) - Pós-graduação em Planejamento Energético, COPPE-UFRJ, Rio de Janeiro, 2017.

CABRAL, J. A.; LEGEY, L. F. L.; CABRAL, M. V. F. Electricity consumption forecasting in Brazil: A spatial econometrics approach. *Energy*, v. 126, p. 124-131, 2017.

CABRAL, J. A.; CABRAL, M. V. F.; JÚNIOR, A. O. P. Elasticity estimation and forecasting: An analysis of residential electricity demand in Brazil. *Utilities Policy*, v. 66, p. 101108, 2020.

CHO, S. H.; TAEYOUNG, K.; HYUN, J. K.; KIHUN, P.; ROLAND, K. R. Regionally-varying and regionally-uniform electricity pricing policies compared across four usage categories. *Energy Economics*, v. 49, p. 182-191, 2015.

DE SIANO, R.; SAPIO, A. Spatial Econometrics in Electricity Markets Research. *Handbook of energy finance: theory. Practices and simulations: World Scientific Publishing*, pp. 121–156, 2020.

ELHORST, J. P. Spatial panel data models. In: FISCHER, M. M.; GETIS, A. (ed). *Handbook of Applied Spatial Analysis: Software Tools, Methods and Applications*. Berlim: Springer, 2010.

GOMES, L. S. F. A demanda por energia elétrica residencial no Brasil: 1999-2006: uma estimativa das elasticidades-preço e renda por meio de painel. *Dissertação (Mestrado em economia aplicada) - Faculdade de Economia, administração e contabilidade de Ribeirão Preto*. São Paulo, 2010.

HOUTHAKKER, H. S. Some calculations of electricity consumption in Great Britain. *Journal of The Royal Statistical Society- Series A*, v.114, n. 3, p. 359-371, 1951.

IRFFI, G., CASTELAR, I.; SIQUEIRA, M. L.; LINHARES, F. Previsão da demanda por energia elétrica na Região Nordeste, usando OLS dinâmico e mudança de regime. *Economia Aplicada*, v. 13, n.1, p. 69-98, 2009.

JAMIL, F.; AHMAD, E. Income and price elasticities of electricity demand: Aggregate and sector-wise analyses. *Energy Policy*, v. 39, p. 5519-5527, 2011.

JOHANSEN, S. Estimation and hypothesis testing of cointegrating vectors in Gaussian vector autoregressive models. *Econometrica*, v. 59, p. 1551-1580, 1991.

JOHANSEN, S. Statistical analysis of cointegration vectors. *Journal of Economic Dynamics and Control*, v. 12, p. 231-254, 1988.

JOHANSEN, S.; JUSELIUS, K. Maximun likelihood estimation and inference on cointegration, with application to the demand for Money. *Oxford Bulletin of Economics and Statistics*, v. 52, p. 169-210, 1990.

LIM, K-M.; LIM, S-Y.; YOO, S-H. Short- and long-run elasticities of electricity demand in the Korean service sector. *Energy Policy*, v. 67, p. 517-521, 2014.

LIU, Gang. Estimating Energy Demand Elasticities for OECD Countries – A Dynamic Panel Data Approach. Statistics Norway, Research Department, 2004. (Discussion Papers. n. 373)

LV, K.; YU, A.; BIAN, Y. Regional energy efficiency and its determinants in China during 2001–2010: a slacks-based measure and spatial econometric analysis. *Journal of Productivity Analysis*, v. 47, n. 1, p. 65-81, 2017.

MATTOS, L. B. Uma Estimativa da Demanda Industrial de Energia Elétrica no Brasil: 1974-2002. *Organizações Rurais e Agroindustriais*, v. 7, n. 2, p. 238-246, 2005.

MATTOS, L. B.; LIMA, J. E. Demanda Residencial de energia elétrica em Minas Gerais. *Nova Economia*. v. 15, n. 3, p. 31-52, 2005.

MATTOS, L.B.; REIS, B. S.; LIMA, J. E.; LÍRIO, V. S. Demanda industrial de energia elétrica em Minas Gerais, 1970-2002. *Revista de Economia e Agronegócio*, v. 3, n.1, p. 97-120, 2005.

MATTOS, L.B.; REIS, B. S.; LIMA, J. E.; LÍRIO, V. S. Demanda de energia elétrica pelo setor comercial em Minas Gerais, 1970-2002. *Revista GEPEC*, v. 10, n. 1, p. 9-27, 2006.

MATTOS, R. S. Um modelo para análise de impactos da integração interna de mercados regionais de eletricidade no Brasil. *Revista Brasileira de Energia*, v. 22, n.1, p. 74-99, 2016.

MILLO, G.; PIRAS, G. splm: Spatial Panel Data Models in R. *Journal of statistical software*, v. 47, n.1, p. 1-38, 2012.

MODIANO, E. M. Elasticidades-renda e preços da demanda de energia elétrica no Brasil. PUC-Rio/Departamento de Economia, 1984. (Texto para Discussão n. 68)

OHTSUKA, Y.; KAKAMU, K. Space-Time Model Versus VAR Model: Forecasting Electricity Demand in Japan. *Journal of Forecasting*, v. 32, p. 75-85, 2013.

OHTSUKA, Y.; OGA, T.; KAKAMU, K. Forecasting electricity demand in Japan: A Bayesian spatial autoregressive ARMA approach. *Computational Statistics and Data Analysis*, v. 54, p. 2721-2735, 2010.

OLIVEIRA, B. H. A. M.; DAMÁZIO, J. M.; LEONE, R. J. G.; LERMONTOV, M., MACHADO, M. A. S. Um modelo de previsão do consumo residencial de energia elétrica no Brasil. *Cadernos do IME – Série Estatística*. v. 28, p. 15-31, 2010.

PESARAN, M.H. Testing Weak Cross-Sectional Dependence in Large Panels. *Econometric Reviews*, v. 34, n. 6-10, p. 1089-1117, 2015.

POURAZARM, E.; COORAY, A. Estimating and forecasting residential electricity demand in Iran. *Economic Modelling*, v.35, p. 546-558, 2013.

SCHMIDT, C. A. J.; LIMA, M. A. M. A demanda por energia elétrica no Brasil. *Revista Brasileira de Economia*, v. 58, n. 1, p. 68-98, 2004.

SCHUTZE, A. M. A demanda de energia elétrica no Brasil. Tese (Doutorado em economia). PUC-Rio. Rio de Janeiro, 2015.

SILVA, S.M. Análise econométrica da demanda de energia elétrica nos setores residencial-urbano e rural do Brasil, 1970/1999. Dissertação (Mestrado em economia rural). UFV. Viçosa, 2001.

SIQUEIRA, M. L.; CORDEIRO JR, H. D. H.; CASTELLAR, I. A demanda por energia elétrica no Nordeste brasileiro após o racionamento de 2001-2002: previsões de longo prazo. *Pesquisa e Planejamento Econômico*, v. 36, n. 1, p. 131-178, 2006.

SONG, M.; CHEN, Y.; AN, Q. Spatial econometric analysis of factors influencing regional energy efficiency in China. *Environmental Science and Pollution Research*, v. 25, n. 14, p. 13745-13759, 2018.

URH, D. A. P.; CHAGAS, A. S.; URH, J. G. Z. Demand for residential energy in Brazil revisited: a dynamic panel data approach. *The empirical Economics letters*, v. 16, p. 747-753, 2017.

UHR, D. A. P.; CHAGAS, A. L. S.; UHR, J. G. Z. Estimation of elasticities for electricity demand in Brazilian households and policy implications. *Energy Policy*, v. 129, p. 69-79, 2019.

VIANA, G. I. M. N.; SILVA, A. L. M. Um modelo para projeções para demanda por energia elétrica, 2009-2017 para o setor residencial no Brasil. *Revista Brasileira de Energia*, v. 20, p. 107-126, 2014.

WOOLDRIDGE, J. M. *Econometrics Analysis of Cross Section and Panel Data*. 2. Ed. Cambridge: MIT Press, 2010.

ZHOU, S.; TENG, F. Estimation of urban residential electricity demand in China using household survey data. *Energy Policy*, v. 61, p. 394-402, 2013.

POLÍTICAS PÚBLICAS EM CONTEXTOS INTERSETORIAIS: O DESAFIO DA COORDENAÇÃO E EXEMPLO DO BIOGÁS

Laurene Desclaux¹
Helder Queiroz Pinto Júnior¹

¹*Universidade Federal do Rio de Janeiro*

DOI: 10.47168/rbe.v27i4.584

RESUMO

Um dos principais traços marcantes do processo de transformação da matriz energética mundial, visando a redução da participação de combustíveis fósseis, está relacionado com as oportunidades de ampliação da oferta e demanda de novos combustíveis. Uma ilustração exemplar desse movimento diz respeito a expansão observada, ao longo dos últimos anos, da produção e consumo, em vários países, do biogás. Esta fonte de energia possui potencial para contribuir para a redução das emissões de gases de efeito estufa, a segurança energética, a universalização do acesso à energia sustentável, a promoção do saneamento e a gestão de resíduos de diversos setores integrada com a produção de energia e de biofertilizantes. Entretanto, o desenvolvimento do biogás enfrenta barreiras devidas às suas características técnico-econômicas, diversidade de matérias-primas, usos e escalas possíveis, heterogeneidade de retorno financeiro entre os projetos, que dificultam a identificação e abordagem integrada por meio de políticas públicas e regulações. Este artigo propõe, através da análise do conjunto de políticas, programas e instrumentos de incentivo ao biogás no Brasil, a identificação das lacunas e problemáticas de coerência desse conjunto e dos mecanismos possíveis para remediar esses problemas. Resultados mostram que apesar do grande número de programas e instrumentos de incentivo à produção e consumo de biogás, a falta de uma abordagem completa dos diferentes aspectos do biogás e de uma de coordenação intersetorial entre políticas e programas reduz o potencial de expansão e de aproveitamento dos benefícios associados. Essas limitações podem ser explicadas pela falta de mecanismos de coordenação tanto na fase de formulação de políticas públicas, tradicionalmente elaboradas setorialmente e com pouca interação entre setores, quanto na implementação dos programas por meio de regulações e instrumentos de incentivo.

Palavras-chave: Biogás; Política energética; *Policy mix*.

ABSTRACT

One of the main striking features of the transformation process of the world energy matrix, aimed at reducing the share of fossil fuels, is related to the opportunities for expanding the supply and demand for new fuels. An exemplary illustration is the development, during the last few years, of biogas production and consumption in several countries. This biofuel holds a great potential to contribute to reduction of greenhouse gases emissions, energy security, universal access to sustainable energy, promotion of sanitation and waste management in various economic sectors, together with energy and biofertilizer production. However, biogas development faces barriers due to its technical and economic characteristics, large range of feedstocks, uses and scales, heterogeneity in financial returns between projects, hampering its identification and integrated approach by public policies. This article, based on the analysis of the existing public policies and incentives direct or indirectly aimed at biogas production and consumption in Brazil, identifies the characteristics of the set of instruments in terms of comprehensiveness and coherence. Although the research showed a large number of programs and regulations are involved in the development of biogas in Brazil, the lack of a complete approach considering all aspects of biogas and of coordination between the policies create gaps and a lack of coherence within this policy landscape. These limitations can be explained by a lack of coordination mechanisms in policy formulation, traditionally undergone within specific sectors, as well as in its implementation.

Keywords: Biogas; Energy policy; policy mix.

1. INTRODUÇÃO

Um dos principais traços marcantes do processo de transformação da matriz energética mundial, visando a redução da participação de combustíveis fósseis, está relacionado com as oportunidades de ampliação da oferta e demanda de novos combustíveis. Uma ilustração exemplar desse movimento diz respeito à expansão observada, ao longo dos últimos anos, da produção e consumo, em vários países, do biogás (IEA, 2020). Esta fonte de energia possui potencial para contribuir para a redução das emissões de Gases de efeito estufa (GEE) (UNFCCC, 2019), a segurança energética, a universalização do acesso à energia sustentável, a promoção do saneamento e a gestão de resíduos de diversos setores, integrada com a produção de energia e de biofertilizantes (Cecci e Caninato, 2015; IEA, 2020).

O biogás pode ser usado para diversos fins, sendo os principais

a produção de eletricidade e calor, ou após purificação para obtenção de biometano, como substituto do gás natural e como gás de processo. Ele ainda é produzido por meio de uma tecnologia simples e facilmente adaptada em escalas diversas, podendo ser implementada de maneira descentralizada e adequada às necessidades e especificidades de cada região. Entretanto, o biogás ainda é pouco desenvolvido e depende da atuação do Estado para ser mais amplamente difundido (IEA, 2020). Em particular, diversos países, incluindo membros da União Europeia (WELLISCH et al., 2020 e FERREIRA et al., 2012) ou ainda a China (GIWA et al., 2020) desenvolveram políticas públicas com o intuito de apoiar o biogás.

A multiplicidade de matérias-primas, usos e escalas possíveis e benefícios dificultam o enquadramento do biogás em uma política setorial tradicional, pois envolve as competências de diversos setores e níveis de governo de maneira coordenada. Desta forma, no Brasil o biogás é objeto de diversos instrumentos de incentivo no âmbito de políticas energética, ambiental, agrícola ou de gestão de resíduos, porém carece de uma abordagem coordenada e completa que facilitaria o seu desenvolvimento aproveitando todas suas dimensões (DESCLAUX, 2019¹).

A questão da coordenação institucional na área de políticas públicas, seja na dimensão intersetorial, entre níveis de governo, ou ainda entre atores governamentais e não governamentais, especialmente no contexto do desenvolvimento sustentável, entrou na agenda de pesquisa sobre políticas públicas nos anos 2010, impondo a necessidade de uma nova visão e de mudanças nos processos de formulação e implementação de políticas públicas (PETERS, 2018). Esses processos tradicionalmente seguem decisões dos governos centrais relativas a um setor específico da economia e envolvem ministérios e agências regulatórias do setor, com pouco envolvimento de organizações não governamentais ou de representantes de outros setores (IBID).

Para fomentar o desenvolvimento do biogás de forma a aproveitar os seus benefícios, seria necessária uma coordenação entre políticas públicas nos setores de energia, meio ambiente, resíduos sólidos e saneamento básico, com instrumentos de incentivo financeiro levando em conta cada benefício, bem como instrumentos regulatórios adaptados às especificidades desta tecnologia e outros instrumentos de apoio. Ainda poderiam ser melhorados arranjos de coordenação entre órgãos de governo, atores econômicos e sociais a diferentes níveis para identificar e implementar oportunidades de uso adequado e vantajoso do biogás (DESCLAUX, 2019; IEA, 2020).

1 Para mais detalhes sobre este aspecto ver, por exemplo, a dissertação de mestrado de Desclaux (2019), intitulada "Desafios para o desenvolvimento do biogás no Brasil: a importância da coordenação na formulação de políticas públicas e na regulação (2019).

Este trabalho busca identificar futuros aprimoramentos do processo de formulação de políticas públicas mais favoráveis a uma transição para uma economia sustentável, apoiando-se no exame das vantagens técnico-econômicas e nas barreiras à difusão do biogás. A próxima seção introduzirá os principais conceitos teóricos permitindo a análise dos aspectos de coordenação na formulação e implementação de políticas públicas, com foco nas abordagens institucionalistas e nos aportes teóricos articulados em torno do conceito de “*policy mix*”. A terceira seção apresentará as principais características técnico-econômicas da produção e uso do biogás, exemplo que será usado na quarta seção para ilustrar os desafios encontrados na formulação e implementação de conjuntos de políticas intersetoriais no Brasil. A quinta seção concluirá este trabalho.

2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS – POLÍTICAS PÚBLICAS EM AMBIENTES MULTISSETORIAIS E COORDENAÇÃO

2.1. Políticas públicas: principais aportes da literatura

O conceito de Política Pública recebeu diversas definições, todas tendo como conceito central as políticas públicas como forma de ação do governo.

Souza (2006) apresenta modelos que contribuem para explicar por que e como determinadas políticas públicas são desenvolvidas. A abordagem do ciclo da política pública propõe uma forma de descrever as políticas públicas como um processo dinâmico, identificar os atores e descrever os diferentes processos envolvidos. Raeder (2014) levanta diferentes versões de descrição do ciclo das políticas públicas e propõe uma descrição em cinco etapas:

- i. a percepção dos problemas e definição da eventual necessidade de atuação do governo;
- ii. a definição das políticas que serão perseguidas, decisão tomada pelo governo, com a participação de grupos de interesse, movimentos sociais e a sociedade civil em geral;
- iii. a formulação das políticas públicas, definida por Souza (IBID) como o “estágio em que os governos democráticos traduzem seus propósitos e plataformas eleitorais em programas e ações que produzirão resultados ou mudanças no mundo real” (p 26). Outras organizações dos governos estão envolvidas neste processo de formulação, e existe uma dimensão essencial das instituições e regras nos ciclos de políticas públicas;

- iv. a implementação das políticas públicas, uma vez formuladas, por meio de diversos tipos de instrumentos;
- v. o acompanhamento e a avaliação das políticas.

Apesar da política pública ter sido definida como uma atuação do governo, pode ser notada a participação de atores não governamentais nas diferentes etapas do ciclo: grupos de pressão compostos de atores do mercado, organizações não governamentais (ONG), associações ou acadêmicos. As etapas de formulação e implementação podem contar com a participação da sociedade por meio de consultas públicas. Finalmente, especialmente no caso do desenvolvimento de novas tecnologias e produtos, a implementação depende da participação dos atores do mercado e investidores.

O foco deste trabalho reside nas etapas ii – definição das políticas perseguidas, iii – formulação de políticas públicas e iv – implementação.

Para entender os fatores e condições influenciando essas etapas, correntes institucionalistas e neoinstitucionalistas destacam a importância do papel das instituições na decisão, formulação e implementação das políticas públicas.

Os estudos sobre instituições e seu papel no desenvolvimento econômico também se interessam pelos processos de mudança institucional¹, como elemento promovendo desenvolvimento econômico e possibilitando a adoção de novas tecnologias, mas também como resultado da implementação de políticas públicas e das mudanças tecnológicas e nos mercados que essas provocam.

Além da necessidade de se criar novos arranjos institucionais, a introdução de uma nova tecnologia teria também, segundo Richard Nelson (2007, 2008), o potencial de promover mudanças institucionais. Neste contexto, o autor usa o conceito de “tecnologias sociais” – forma como as coisas são feitas em contextos onde as ações e interações de várias partes determinam o que é alcançado – a partir de dois aspectos da teoria do desenvolvimento: (i) a inovação tecnológica é o principal vetor do desenvolvimento econômico e (ii) o papel das instituições é primordial para o funcionamento da economia e elas evoluem ao decorrer do processo de desenvolvimento econômico.

Assim, mudanças de “tecnologias físicas” possuem um papel no processo de mudança institucional, afetando a organização e a or-

1 Ver North (1991) para definições e papel de constrangimento das instituições, e Chang e Evans (2005) sobre os seus papéis “possibilitador” e “constitutivo”. Na escola da Nova Economia Institucional, Williamson (2000) apresenta os níveis de análise social das instituições, levando ao enquadramento das políticas públicas nos terceiro e quarto níveis, enquanto Menard (2004) detalha o potencial das políticas públicas em introduzir mecanismos de redução de custos de transação ou de incentivo, ou possibilitando novas formas de contratos. O Institucionalismo Legal, como ilustrado por Deakin et al. (2016), considera a lei e seus derivados, tais como regulações, como instituição fundamental para o funcionamento da economia e instrumentos de implementação das políticas públicas.

dem social das atividades econômicas. Novas instituições aparecem no processo de implementação e consolidação de novas tecnologias, sendo como pré-requisito para esse surgimento ou como sua consequência.

A decisão de promover o biogás no âmbito de uma estratégia de desenvolvimento econômico e de proteção do meio ambiente se insere em uma mudança de paradigma na avaliação dos retornos das tecnologias para a sociedade, levando em conta na avaliação dos retornos econômicos as externalidades dos outros combustíveis, bem como os retornos positivos em outros setores. Desta forma, faz-se necessária uma análise das políticas e programas em desenvolvimento atualmente no Brasil para avaliar de qual forma as inovações institucionais necessárias estão sendo perseguidas.

Para empreender tal análise, é necessário um entendimento mais detalhado da forma de atuação do Estado por meio das políticas públicas, que foi denominada de “Estado Regulador” no âmbito da teoria de Evans (2004). Na maioria dos países democráticos, o Estado, na sua forma de atuação na economia, pode ser denominado de “Estado Regulador”, a regulação sendo a principal forma de intervenção possibilitando o desenvolvimento de novas tecnologias e inibindo práticas nocivas ao interesse público.

A regulação pode ser, desta forma, definida como uma ação do Estado restringindo as ações dos agentes econômicos e permitindo, assim, a operação de mercados (“*enabling*”), pois além de impor uma série de regras, ela pode definir incentivos econômicos, fornecer estruturas contratuais e facilitar o acesso à informação para a sociedade em geral.

Deste modo, o Estado, em vez de intervir de maneira direta na economia, age como agente articulador e facilitador da atuação dos atores privados, induzindo o desenvolvimento de mercados e uma atuação das firmas seguindo linhas diretrizes por ele determinadas. A regulação desenvolve assim um papel essencial para possibilitar as inovações organizacionais e tecnológicas necessárias para o desenvolvimento do biogás, já que o maior problema não é a rentabilidade financeira.

Na prática, a regulação é geralmente exercida por Agências Reguladoras autônomas com atuação focada em um setor. Ela adquiriu primeiramente um papel normativo e fiscalizador, sendo encarregada de emitir normas e regras e controlar a sua aplicação evitando práticas anticoncorrenciais e protegendo os consumidores, garantindo preços justos, qualidade e acesso universal aos serviços contemplados.

Martins (2011) observa que no âmbito da atuação do Estado Regulador, as agências reguladoras se encarregam da implementação

de Políticas Públicas por meio de “políticas regulatórias”, com a criação de normas e regulamentos visando induzir decisões de investimento e comportamento dos atores do mercado visado pela política, fornecendo incentivos, medidas autorizativas (outorgas e cassação de outorgas) e segurança jurídica e financeira para os investidores e consumidores.

Apesar da relevância dos aspectos acima, cabe notar que essas abordagens teóricas não apresentam um quadro de análise específico para os casos, apresentando características de intersetorialidade. Nesses casos, o uso de políticas unisetoriais e planejadas de maneira isolada leva a um esgotamento da capacidade de apoio eficiente por parte do Estado para a introdução de novas tecnologias em contextos completos, requerendo inovações tanto institucionais, organizacionais e tecnológicas.

Desta forma, faz-se necessário o uso de teorias preocupadas com a questão da intersetorialidade e da complexidade institucional e técnica atrelada a esta. O conceito de “*policy mix*” foi desenvolvido em resposta a essas questões e permite caracterizar e analisar conjuntos de políticas e instrumentos, sua eficiência e os conflitos e desafios que os são atrelados.

2.2. *Policy mix*: definição e características

Tradicionalmente, políticas públicas tendem a considerar somente um setor e uma atividade específica. Entretanto, no contexto da necessária transição para uma economia sustentável, da complexidade dos problemas envolvidos e correspondente necessidade de visão sistêmica para a formulação de políticas públicas, existe a necessidade de considerar essas em conjunto, como parte de uma estratégia geral, multisetorial e examinando problemas complexos e diversos, e potenciais soluções podendo ter objetivos e efeitos complementares, porém também contraditórios ou adversos (ROGGE & REICHARDT, 2015).

A atuação do Estado deve então incluir conjuntos de políticas públicas incentivando transições que atendam todos ou parte desses objetivos em diversos setores da economia, integrando a dimensão temporal, atentando-se à evolução das necessidades para o desenvolvimento sustentável, como justificado por Huttunen et al. (2014)¹.

Essas transições incluem a introdução de novas tecnologias que possuem o potencial de desempenhar papel relevante para alcançar esses objetivos e atingem setores diversos da economia. É o caso do desenvolvimento da produção de biogás, para o qual os setores de produção de energia, saneamento ambiental, agricultura e transporte

¹ “Transitions towards more sustainable societies involve policy changes cutting across multiple sectors and taking on a more systemic perspective” (Huttunen et al., 2014, p 14).

devem ser almeçados.

Diferentes políticas públicas almejando a mesma tecnologia para responder a seus objetivos podem assim coexistir de maneira independente, o que potencialmente cria conflitos. Pfau et al. (2017) ilustraram esse risco com o exemplo do biogás, considerado pelas políticas de energias renováveis e bioeconomia na União Europeia (UE), criando conflitos de alocação de recursos.

Além do aspecto multisetorial e dos objetivos diversos para algumas das tecnologias para as quais uma transição é desejável, em muitos casos são necessários conjuntos de programas e instrumentos – denominados “*policy mix*” em inglês – para almejar diversos tipos de falhas impedindo transições tecnológicas. Essas falhas podem ser falhas de mercado, falhas institucionais ou ainda falhas sistêmicas (ROGGE E REICHARDT, 2016). Cada tipo de falha pode ser abordado por meio de programas ou instrumentos específicos, tais como incentivos fiscais, mandatos de participação de um produto no seu mercado, regulações, proibições, investimento público em inovação, licitação de infraestrutura de apoio, e informação, por exemplo.

O “*policy mix*”, além de um conjunto de instrumentos de política, também é definido pelos processos pelos quais tais instrumentos são criados e interagem entre si, e as noções de evolução ao decorrer do tempo e de interação entre os instrumentos são parte integrante do conceito. Para subsidiar a análise de determinadas *policy mix*, Rogge e Reichardt (2015), especialmente, propõem as características de “consistência, coerência, credibilidade, estabilidade e completude”.

A coerência é a característica mais relevante no contexto da preocupação com a interação de instrumentos e o aspecto multisetorial de algumas transições tecnológicas.

Policy coherence means that policy goals, instruments and other policy-related signals [...] are consistent with each other (May et al., 2006) and that this compatibility occurs across substantive policy domains. Ideally, this leads to an increasing likelihood that policies will reach their intended outcomes, such as more sustainable societal change. (Huttunen et al., 2014, p. 15-16).

Ainda de acordo com esses autores, a coerência pode ser analisada com três dimensões:

- i. interna: em um dado setor, com a comparação dos objetivos em relação aos outros, o alinhamento entre objetivos e seus instrumentos e os resultados das políticas em relação aos objetivos;

- ii. externa: a coerência externa visa a comparação dos objetivos, instrumentos e implementação entre diferentes setores;
- iii. temporal: diz respeito à consistência e à previsibilidade das políticas ao decorrer do tempo. Ela é ligada ao aspecto dinâmico dos *policy mix*.

A coordenação é apontada por Rogge & Reichardt (2015) como uma das ferramentas para melhorar a coerência e a completude dos *policy mix*, procurando alinhamento das tarefas e estratégias das organizações governamentais, especialmente com mecanismos formais para melhorar os fluxos de informação entre eles.

2.3. Aspectos de coordenação da formulação e implementação de políticas públicas

A coordenação é outro conceito que recebe diversas definições; podemos selecionar algumas adaptadas ao caso estudado. “Em geral, coordenação se refere à disposição ordenada, coerente e metódica de determinado sistema. Através da coordenação busca-se alinhar estruturas e atividades, com o intuito de reduzir sobreposições e duplicações, garantindo que os objetivos da ação sejam atingidos” (BAKVIS E JUILLET (2004) apud CASTRO E YOUNG, 2017, p. 34-35). Uma definição mais concisa ainda pode explicitar a coordenação como o “gerenciamento de interdependências entre atividades”.

Desta forma, na fase de formulação de políticas públicas, o uso da coordenação é essencial para promover uma visão sistêmica e intersetorial, permitindo que todos os setores envolvidos sejam alcançados por políticas apropriadas participando de um *mix* completo e evitando sobreposições. A coordenação na fase de implementação também desempenha um papel crucial, com objetivo de assegurar a coerência entre os objetivos das políticas e os instrumentos derivando desses objetivos, a eficiência desses instrumentos em influenciar as decisões dos atores envolvidos e gerenciando as interações com instrumentos de outras políticas – já existentes no setor ou ainda de outros setores. A regulação, como explicitado mais acima, desempenha atualmente, no contexto do Estado Regulador, o principal vetor de implementação de políticas públicas.

As definições gerais da coordenação podem ser desenvolvidas no contexto das políticas públicas, destacando quatro níveis de coordenação, de acordo com Peters (2004):

- i. a coordenação negativa, em que os atores governamentais e programas não se atrapalham;

- ii. a coordenação positiva, por meio da qual existe uma colaboração para a implementação dos diferentes programas, porém cada organização continua perseguindo seus objetivos específicos;
- iii. a integração de políticas, que procura uma compatibilização dos objetivos das diferentes políticas, levando a coordenação ao nível da formulação dos objetivos e políticas, e não somente ao nível da implementação;
- iv. o desenvolvimento de estratégias de governo, que além de integrar políticas de setores diversos e seus objetivos, pressupõe uma visão clara de futuro para desenvolver soluções completas aos problemas públicos a longo prazo.

De acordo com Magro et al. (2014), a coordenação pode ser externa, quando políticas envolvem organizações independentes que devem se organizar para gerenciar atividades que envolvem interações, ou interna, quando se trata das atividades gerenciadas por uma organização única. Eles ainda introduzem os conceitos de modos e mecanismos de coordenação:

- i. Modos de coordenação respondem às falhas que surgem por causa da complexidade do contexto de políticas públicas. Os principais modos apresentados são: a coordenação vertical, que diz respeito à colaboração entre organizações governamentais em diferentes níveis de governo, e a coordenação horizontal, que corresponde à interação entre organizações de setores diferentes a um mesmo nível de governo.
- ii. Mecanismos de coordenação são referentes aos instrumentos ou instituições que são criados para responder às falhas que ameaçam a coerência e completude dos conjuntos de políticas e os seus objetivos. Alguns exemplos são comitês e conselhos reunindo representantes dos atores envolvidos com as políticas, acordos bilaterais, redes ou ainda agências, consultas e reuniões públicas.

Os atores restringiram a sua análise aos modos de coordenação entre atores governamentais, mas a coordenação pode envolver também a sociedade civil e o mercado.

3. CARACTERÍSTICAS TÉCNICO-ECONÔMICAS E VANTAGENS DO BIOGÁS: OPORTUNIDADES E BARREIRAS NO BRASIL

3.1. Características gerais do biogás

O biogás é uma fonte de energia renovável na forma de um gás bruto, produzido por digestão anaeróbia (conversão de material or-

gânico em dióxido de carbono, metano e lodo através de bactérias, em um ambiente pobre em oxigênio), a partir de substratos com alto teor orgânico. A sua composição é variável, porém contém uma maior proporção de metano (CH_4), podendo variar entre 55 e 70%, dióxido de carbono (CO_2), entre 30 e 45%, e pequenas quantidades de vapor d'água (H_2O), gás sulfídrico (H_2S), nitrogênio (N), oxigênio (O_2), hidrogênio (H_2) e outros gases. O biometano pode ser produzido por meio de purificação do biogás, visando um produto com mais de 95% de metano, que pode ser usado como substituto do gás natural, com poder calorífico e índice de pureza similares. O processo de produção de biogás possui como coproduto um lodo que pode ser usado como biofertilizante pelo setor agrícola (BRASIL, 2015).

Uma grande variedade de substratos pode ser empregada como matéria-prima para a produção de biogás. A pecuária produz uma larga gama de resíduos com vocação para produzir biogás, destacando-se os dejetos e esterco da criação de bovinos, suínos e aves, ramos da pecuária mais relevantes no Brasil. Os resíduos pecuários com possibilidade de aproveitamento são somente os resíduos de criações pecuárias confinadas, em que é tecnicamente viável a instalação de um sistema de coleta de rejeitos e existe maior necessidade de tratamento dos rejeitos (BRASIL, 2016a).

A produção de biogás e biometano a partir dos substratos apresentados acima cumpre as seguintes etapas (FNR, 2013): tratamento dos substratos, biodigestão anaeróbia (principal etapa de formação do biogás), tratamento do biogás: secagem e dessulfurização preliminar, e tratamento do lodo (preparação para uso como biofertilizante). Para uso como combustível ou para injeção na rede de distribuição, o biogás deve passar por um processo de purificação adicional, obtendo-se biometano, que alcança um teor em metano de mais de 95% e um poder calorífico e Índice Wobbe similares aos do gás natural (BRASIL, 2016b).

Cabe observar, assim, que o biogás é um combustível versátil que pode ser aproveitado de maneiras e em escalas variadas, de acordo com o tipo de produtor, suas necessidades energéticas e a infraestrutura existente, e as necessidades de outros consumidores de energia ou de biofertilizante da região.

Pode ser usado pelo seu próprio produtor ou distribuído por meio de redes de cooperativas de produtores rurais, para geração de eletricidade ou de calor, como gás de cocção (especialmente no caso de aproveitamentos de escala residencial) ou como combustível veicular para frota de caminhões e tratores em produções agrícolas (WBA, 2017; SCARLAT et al., 2018).

Caso o biogás seja aproveitado como combustível na geração de eletricidade, a energia produzida pode ser injetada na rede de distri-

buição e gerar reduções nas contas de energias dos produtores, ou ser vendida no Ambiente de Comercialização Livre (ACL), no Ambiente de Comercialização Regulado (ACR) ou ainda vendida diretamente para a distribuidora local, dependendo da potência injetada e do perfil de consumo do gerador (TAVARES, 2019).

O biometano, caso atenda as regulações em vigor, pode também ser usado como combustível ou como matéria-prima no âmbito da “bioeconomia”, para produção de produtos tais como bioplásticos, ou comercializado e injetado em redes existentes de distribuição de gás natural (WBA, 2017).

3.2. Benefícios do biogás para o desenvolvimento

A expansão da produção e do uso do biogás potencialmente traria diversas vantagens para o desenvolvimento sustentável do Brasil, dos pontos de vista ambiental, econômico e social, mas também em termos de segurança energética.

As vantagens ambientais derivam de três dinâmicas:

- i. a substituição de combustíveis fósseis ou biocombustíveis de primeira geração;
- ii. a valorização de resíduos com alto teor orgânico em vez do seu descarte inadequado;
- iii. a substituição de fertilizantes tradicionais por biofertilizantes.

Os benefícios resultantes são a diminuição das emissões de GEE e outros poluentes, a poluição evitada de aquíferos e solos e o uso evitado de terras para cultivo de matérias-primas agrícolas (PAOLINI et al., 2018).

Como apresentado acima, o biogás pode substituir combustíveis fósseis em diversos usos: como combustível veicular, e para produção de calor ou de eletricidade. Desta forma, emissões de GEE são reduzidas, pois o ciclo de vida do biogás promove emissões de GEE muito abaixo das suas alternativas (BRASIL, 2015). No caso da substituição da lenha, ainda existe a vantagem de diminuir o desmatamento causado pela extração da lenha (WORLD BANK, 2014).

O Brasil encontra também grandes dificuldades para o gerenciamento de Resíduos Sólidos Urbanos (RSU), que é percebido como um custo para os municípios. O descarte inadequado dos resíduos com alto conteúdo orgânico promove a emissão de metano, gás com forte potencial causador do efeito estufa, em decorrência do processo de degradação dos seus compostos (TAVARES, 2019). Caso seja realizada a biodigestão desses resíduos, a emissão de CO₂ resultante da combustão do metano contido no biogás resulta na diminuição das emis-

sões de carbono equivalente, pois o metano possui um efeito estufa muito superior ao CO₂. O descarte inadequado de resíduos promove também a poluição dos aquíferos e solos, com consequências diretas para os ecossistemas locais e a saúde humana (WORLD BANK, 2014).

O biogás ainda apresenta uma vantagem em relação a bio-combustíveis de primeira geração, tais como o etanol de cana ou biodiesel de soja (os mais produzidos no Brasil), pois não necessita de uso dedicado de solo, água, fertilizantes ou pesticidas para o cultivo de matéria-prima (GIUNTOLI et al., 2015; TAMBONE et al., 2015).

Finalmente, o uso de biofertilizantes em substituição de fertilizantes clássicos diminui as emissões de dióxido de nitrogênio (NO₂) (GIUNTOLI, 2015).

A produção de biogás ainda promove benefícios econômicos para os produtores e a economia nacional, em geral. O uso direto do biogás ou da eletricidade produzida localmente promove uma diminuição relevante dos custos de energia dos produtores, enquanto o uso do biofertilizante reduz os custos de compra de fertilizantes. Em caso de sobra, a venda de energia (sob forma de biometano ou eletricidade) e de biofertilizantes geram receitas adicionais e são fontes de economias de escopo para os produtores. Do ponto de vista macroeconômico, a produção nacional de biogás e biometano pode substituir importações de gás natural e diesel, com efeitos positivos na balança comercial do país. De maneira geral, o investimento em instalações de produção de biogás e purificação de biometano representa uma nova atividade econômica com possibilidade de estimular a indústria nacional (caso os equipamentos sejam produzidos no Brasil) e criar empregos em diversos setores (World Bank, 2014; WBA, 2017).

Em relação à segurança energética, o Brasil enfrenta desafios ligados ao aumento da demanda tanto de energia elétrica quanto de combustíveis, e ao esgotamento da infraestrutura de importação de combustíveis e de transmissão e distribuição de energia elétrica. Para resolver esses problemas, é necessário diversificar as fontes de energia, favorecendo fontes renováveis locais e com menor impacto ambiental. Também é necessário favorecer uma organização descentralizada de produção de energia. O biogás pode ser produzido na quase totalidade do território nacional e em sinergia com a atividade econômica local, em escalas adaptadas ao fluxo de resíduos, respondendo ela mesma às suas necessidades energéticas por meio da valorização dos seus resíduos (SÄRKILAHTI et al., 2017).

3.3. Capacidade atual de produção de biogás, biometano e potencial de desenvolvimento

Segundo o Balanço Energético Nacional (BEN 2020) da EPE,

em 2019 foram produzidos cerca de 269 mil tep de biogás no Brasil, por meio de projetos de reaproveitamento de resíduos de agricultura, pecuária, lodo de esgoto e RSU, contra 204 mil tep em 2018 (31,8% de crescimento) (EPE, 2020)¹.

O potencial de geração de biogás no Brasil foi avaliado pela EPE e pela Abiogás (Associação Brasileira de Biogás e Biometano), com ordens de grandeza similares: cerca de 39 bilhões de m³ por ano contra 45 bilhões de m³ de biometano, respectivamente; a avaliação da Abiogás equivale a cerca de 82 milhões de m³ de biogás (ABIÓGÁS, 2018). No caso da EPE, o potencial técnico de produção de biometano foi avaliado em 1.570 milhões de m³/ano com biodigestão de RSU (EPE, 2014a), 5.040 milhões de m³/ano por biodigestão de vinhaça, 12.920 milhões de m³/ano por biodigestão de resíduos agropecuários e 17.450 milhões de m³/ano com biodigestão de resíduos agrícolas (EPE, 2014b).

O projeto Probiogás (BRASIL, 2016a) e a experiência dos atores do setor permitiram destacar alguns desafios encontrados para o desenvolvimento desta fonte de energia no Brasil. As incertezas sobre a atratividade financeira dos projetos de produção de biogás são apontadas com uma das principais barreiras ao seu desenvolvimento no Brasil, desestimulando potenciais investidores e agentes financeiros, assim como o número limitado de projetos bem sucedidos como referência. A falta de conhecimento sobre o biogás tende a piorar essa situação. As especificidades do mercado de energia e de gás não são adequadas para as características do biogás. A multiplicidade e heterogeneidade das possíveis matérias-primas, usos, arranjos e escala de projetos, dificultam o enquadramento do biogás em uma política pública determinada, como será observado na próxima seção. Os atores e o Probiogás detectaram a falta de uma política pública específica para o biogás (ABIÓGÁS, 2018; BRASIL, 2016b).

4. ANÁLISE DO QUADRO DE POLÍTICAS DO BIOGÁS

Tal como destacado acima, existem inúmeras vantagens potenciais associadas à produção e uso do biogás no Brasil. Entretanto, sua participação na matriz energética brasileira ainda permanece pequena e tributária de instrumentos de políticas públicas e regulação articuladas e coordenadas visando sua expansão. No Brasil, várias iniciativas existem e já estão em curso, porém com baixo grau de efetivi-

¹ Uma lista dos projetos de geração de biogás no Brasil pode ser encontrada no mapa Webmap da EPE ([gisepeprd2.epe.gov.br > WebMapEPE](http://gisepeprd2.epe.gov.br/WebMapEPE)). A capacidade de produção diária de biogás em maio de 2019 era de cerca de 1,37 milhão de m³, equivalente a cerca de 500 milhões de m³ por ano. Essa capacidade anual equivale a cerca de 455 mil tep, apresentando um aumento significativo em relação às produções anuais descritas acima, porém ainda muito aquém do potencial estimado.

dade decorrente, sobretudo, de problemas de coordenação interinstitucional.

Esta seção objetiva realizar um levantamento das políticas de Estado, políticas de governo (também denominadas programas), instrumentos e ações que incentivam direta ou indiretamente a produção de biogás no Brasil.

4.1. Levantamento das políticas nacionais setoriais com objetivos compatíveis

Foram identificadas as principais políticas de Estado para as quais o biogás, considerando as suas propriedades e vantagens, pode contribuir a atingir os objetivos.

Tabela 1 – Políticas nacionais cujos objetivos podem ser atingidos com a participação do biogás

Nome	Objetivos motivando o incentivo ao biogás
PNMC – Política Nacional de Mudanças Climáticas	- Diminuir as emissões de GEE, em particular nos setores de energia, agropecuária, transporte e indústria (Lei nº 12.187, de 29 de dezembro de 2009)
Política Energética Nacional	- Utilizar fontes alternativas de energia - Aumentar a participação dos biocombustíveis na matriz energética - Garantir o fornecimento de biocombustíveis em todo o território - Incentivar a geração de energia elétrica a partir da biomassa - Diminuir as emissões de GEE e de poluentes nos setores de energia e de transportes, inclusive com o uso de biocombustíveis (Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997).
PNRS – Política Nacional de Resíduos Sólidos	- Favorecer o gerenciamento adequado de resíduos sólidos - Tratamento dos resíduos sólidos (inclusive incentivo ao aproveitamento energético de resíduos) - Proteção da saúde pública e da qualidade ambiental (Lei nº 12.305, de 2 de agosto de 2010)
PNSB – Política Nacional de Saneamento Básico	- Promover a universalização do acesso aos serviços de saneamento básico (Lei nº 11.445, de 5 de janeiro de 2007) - Fomento à eficiência energética e o reuso de efluentes sanitários (Lei nº 14.026 de 2020)
Políticas macroeconômicas	- Reduzir a dependência das importações de combustíveis

Seguindo esses objetivos, os ministérios responsáveis pelos setores envolvidos e os órgãos governamentais relacionados desenvolveram programas, planos, instrumentos de incentivo e regulações. Entretanto, nem todas essas instituições consideram ou deram origem a programas ou instrumentos promovendo o desenvolvimento do biogás. Enquanto alguns programas e instrumentos derivados dessas po-

líticas visam especificamente o biogás, também podem ser mencionados programas e instrumentos que o incentivam indiretamente ou não de maneira específica. Observamos por exemplo incentivos à produção de energia com uso de fontes renováveis, em geral, ou à tecnologias contribuindo à redução das emissões de GEE, objetivos nos quais o biogás se enquadra, sem que esse seja especificamente considerado.

Além das políticas setoriais no âmbito federal, alguns Estados desenvolveram políticas estaduais especificamente para incentivar a produção de biogás. A Tabela 2 abaixo apresenta um levantamento das políticas, programas e respectivos instrumentos cujos objetivos ou efeitos tendem a favorecer o desenvolvimento do biogás, com suas principais características: alcance, tipo de atuação, produtos e matérias-primas, e perfil dos atores atingidos.

Tabela 2 - Políticas, programas e instrumentos com impacto potencial no desenvolvimento do biogás no Brasil

Política / programa	Instrumentos	Órgão responsável	Alcance	Tipo	Produto atingido	Matéria-prima almejada	Perfil dos beneficiários
RenovaBio (Política Nacional de Biocombustíveis)	Metas de redução de emissões de GEE, Créditos de Descarbonização (CBIO)	MME/ANP	Federal	Econômico-financeiro	Biometano	Todas (mas vinhaça e torta de filtro são melhor atingidas)	Produtores de biocombustíveis em grande escala
Política energética	Desconto na TUST e TUSD	ANEEL	Federal	Econômico-financeiro	Eletricidade	Todas	Produtores de eletricidade em grande escala (>5MW)
Política energética	Leilões de energia	MME/ANEEL	Federal	Oportunidade de mercado	Eletricidade	Todas	Produtores de eletricidade em grande escala (>5MW)
Política energética	REIDI	MME	Federal	Econômico-financeiro	Eletricidade	Todas	Produtores de eletricidade em grande escala (>5MW)
Política energética	Autorização para produzir eletricidade com biogás	ANEEL	Federal	Facilitador	Eletricidade	Todas	Produtores de eletricidade de pequeno e grande porte
Política energética	Sistema de Compensação para Geração distribuída de eletricidade	ANEEL	Federal	Facilitador	Eletricidade	Todas	Consumidores de eletricidade
Programa Paulista de biogás	Mandatos de mistura nas redes	Estado de SP	Estadual	Oportunidade de mercado	Biometano	Todas	Produtores de biometano
Política Estadual do Gás Natural Renovável	Mandatos de mistura nas redes	Estado do RJ	Estadual	Oportunidade de mercado	Biometano	Todas	Produtores de biometano
Políticas estaduais no RS, SC, PR, SP, RJ, MG	Descontos no ICMS	Receita Estadual	Estadual	Econômico-financeiro	Biometano	Todas	Produtores de biometano
PNRS	Metas de aproveitamento energético	MMA	Federal	Oportunidade de mercado	Biogás, biometano, eletricidade	RSU	Aterros sanitários
PNMC	Fundo Clima	BNDES	Federal	Econômico-financeiro	Todos	RSU	Diversos
PNMC / Plano ABC (Agricultura de Baixo Carbono)	Linhas de financiamento do Plano ABC	MDA/MAPA	Federal	Econômico-financeiro	Todos	Resíduos da pecuária	Agricultores
	PRONAF	MDA/MAPA	Federal	Econômico-financeiro	Todos (pequenos projetos)	Resíduos agrícolas e pecuários	Agricultores familiares
PNMC / Plano ABC	Treinamentos	Embrapa, SENAI, CIBiogás	Federal ou estadual	Facilitador	Diversos	Todas	Profissionais

Tabela 2 - Políticas, programas e instrumentos com impacto potencial no desenvolvimento do biogás no Brasil (continuação)

Política / programa	Instrumentos	Órgão responsável	Alcance	Tipo	Produto atingido	Matéria-prima almejada	Perfil dos beneficiários
Probiogás	Cooperação internacional	Ministério das Cidades /GIZ	Federal	Facilitador	Biogás, biometano, eletricidade	Todas	Diversos
Política Energética Nacional	Critérios para revenda de combustíveis, inclusive GNV de biometano	ANP	Federal	Facilitador	Biometano	Todas	Revendedores de combustíveis
Política Energética Nacional	Especificação técnica do biometano	ANP	Federal	Facilitador	Biometano	Resíduos agro-silvo-pastoris	Produtores de biometano
Política Energética Nacional	Especificação técnica do biometano	ANP	Federal	Facilitador	Biometano	RSU e efluentes de ETE	Produtores de biometano
Política Energética Nacional	Autorização para produzir biometano	ANP	Federal	Facilitador	Biometano		Produtores de biometano
Programa Inova	Financiamentos e subvenções para inovação	BNDES / Finep	Federal	Facilitador, financeiro	Todos	Todas (vinhaça e torta de filtro melhor atingidas)	Grandes produtores e empresas investindo em P&D

O RenovaBio, Política Nacional de Biocombustíveis, foi criado por meio da Lei n. 13.576 de 26 de dezembro de 2017 e regulamentado pelo Decreto n. 9.308 de 2018. Norteado por metas de redução de emissões de GEE na matriz de combustíveis, pretende aumentar a participação de biocombustíveis graças a sua valorização por meio de Créditos de Descarbonização atribuídos aos produtores de biocombustíveis. Esses créditos são atribuídos em função da intensidade em carbono dos biocombustíveis ao longo do seu ciclo de vida, o biometano sendo uma das opções contempladas. Esses créditos são adquiridos pelas distribuidoras de combustíveis em função da sua meta de descarbonização. Portanto, representam um incentivo financeiro para os produtores de biometano, em particular quando sua produção é inserida na cadeia de produção de outros biocombustíveis, como do etanol de cana, por meio da biodigestão de torta de filtro e vinhaça. Esse programa é coordenado pelo Ministério de Minas e Energia (MME), com a participação da Casa Civil e de outros ministérios relevantes no seu comitê gestor, em particular o Ministério do Meio Ambiente (MMA) e Ministério de Agricultura, Pecuária e Abastecimento (MAPA).

Almejando a produção de energia elétrica de fontes renováveis, um arcabouço de incentivos e instrumentos de comercialização facilita a viabilização de projetos de geração de eletricidade a partir de biogás¹.

¹ A outorga da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica, órgão regulador federal) é o instrumento permitindo a produção de energia elétrica por agentes segundo regras e condições estabelecidas. Os leilões de energia, determinados por decretos do MME, incluem desde 2014 a possibilidade de participação de empreendimentos usando a biodigestão de resíduos de capacidade superior a 5 MW, enquanto a Resolução ANEEL n.º 482/2012 permite a geração distribuída de eletricidade por meio de aproveitamento térmico de biogás para consumidores cativos, no intuito de compensar o seu consumo de energia elétrica. <https://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>

Além disso, o REIDI (Regime Especial de Desenvolvimento de Infraestrutura) permite a suspensão do PIS e COFINS sobre aquisição de bens e equipamentos para projetos de geração de energia elétrica. De forma similar à energia elétrica, um arcabouço regulatório permite a produção do biometano seguindo critérios técnicos, bem como facilita a sua comercialização por meio de instrumentos de reserva de mercado. A Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) estabelece os critérios para revenda de combustíveis, inclusive Gás Natural Veicular (GNV) de biometano e emite autorizações¹. Ela também é responsável pelas especificações técnicas dos biocombustíveis, e estabeleceu especificações do biometano oriundo de resíduos agrícolas e de silvicultura por meio da Resolução 8/2015, e de resíduos sólidos e saneamento por meio da Resolução 685/2017².

Políticas estaduais, em particular nos estados do Rio de Janeiro e São Paulo, procuram incentivar a produção de biometano por meio de cotas mínimas de injeção de nas redes de distribuição de gás natural. Outros estados promoveram programas com redução do ICMS sobre a venda de biogás. Grande parte dos estados possui programas de incentivo às energias renováveis ou políticas de mudança do clima atingindo de forma não específica o biogás³.

A Política Nacional de Resíduos Sólidos (PNRS) prevê, como forma de destinação adequada de resíduos sólidos, o seu aproveitamento energético, e o Plano Nacional de Resíduos Sólidos determina como meta o desenvolvimento desse aproveitamento, inclusive por meio da biodigestão anaeróbica⁴, porém não prevê instrumentos para implementar essa meta.

A Política Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC) oficializou os compromissos do Brasil para a redução das emissões de GEE e visa garantir o desenvolvimento econômico e social em conjunto com o atendimento das metas de redução de emissões. Ela resultou na criação de planos, programas e fundos. Podem ser destacados o Fundo Clima, que apoia projetos de geração de biogás por meio de financiamentos operados pelo BNDES⁵, e o Plano ABC (Agricultura de Baixo Carbono) que, além de linhas de financiamento para tecnologias de baixo carbono – o biogás sendo integrado na linha “Tratamento de Dejetos Animais” –, promove capacitações, campanhas de comunicação, estudos e pesquisas, e permite incentivos fiscais. Por exemplo, a Embrapa (Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária) promove o

1 Informação disponível em <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-734-2018-regulamenta-a-autorizacao-para-o-exercicio-da-atividade-de-producao-de-biocombustiveis-e-a-autorizacao-de-operacao-da-instalacao-produtora-de-biocombustiveis?origin=instituicao&q=biometano>

2 <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/producao-e-fornecimento-de-biocombustiveis/biometano>

3 <https://datasebrae.com.br/biblioteca-legislacao-biogas/>

4 <http://consultaspublicas.mma.gov.br/planares>

5 <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/fundo-clima>

projeto “Tecnologias para produção e uso de biogás e fertilizantes a partir do tratamento de dejetos animais no âmbito do plano ABC”, que fornece informações sobre soluções para a produção e uso de biogás e biofertilizantes de dejetos animais, bem como treinamentos¹. O SENAI (Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial) em diversos estados promove capacitações e apoio técnico para projetos de inovação em tecnologias de biogás.

O Programa Nacional de Fortalecimento da Agricultura Familiar (PRONAF) oferece desde 1995 linhas de crédito com financiamento de até 100%, contemplando sistemas de geração de biogás para agricultores familiares por meio das linhas PRONAF Bioeconomia e PRONAF Mais Alimentos.

Programas de cooperação internacional foram implementados no Brasil para fomentar a transferência de conhecimento sobre as tecnologias de produção e purificação de biogás e a adaptação de máquinas e veículos para aproveitar esses produtos. O Probiogás é um projeto de cooperação técnica entre a Secretaria Nacional de Saneamento Ambiental do Ministério das Cidades (MCidades) e a empresa de apoio ao desenvolvimento do Governo Alemão, a *Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit* (GIZ) GmbH. Ele atuou, principalmente entre 2015 e 2018, em prol da melhoria regulatória, do desenvolvimento de parcerias de pesquisa e da formação de rede de laboratórios para a análise de substratos, por meio de aproximações entre instituições alemãs e brasileiras, e busca capacitar profissionais brasileiros em diversos níveis².

O GEF Biogás promove, desde 2019, ações locais e federais de estímulo à integração do biogás na cadeia produtiva brasileira. Ele é liderado pelo Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovações (MCTI) e implementado pela Organização das Nações Unidas para o Desenvolvimento Industrial (UNIDO), com participação do Centro Internacional de Energias Renováveis (CIBiogás), Itaipu Binacional, MME, MAPA, Serviço Brasileiro de Apoio às Micro e Pequenas Empresas (Sebrae), a Associação Brasileira do Biogás (Abiogás) e a Embrapa, com recursos do Fundo Global para o Meio Ambiente (*Global Environment Facility*, GEF).

O financiamento da inovação em tecnologias de saneamento, inclusive por meio da produção de biogás, foi realizado por meio do PROSAB e, na sua continuidade, por meio de chamadas públicas “MCT/MCIDADES/Finep/Ação Transversal - Saneamento Ambiental e Habitação”, em 2009 e 2010³, e por meio do Programa Inova em 2013⁴.

1 <https://www.embrapa.br/suinos-e-aves/biogasfert>

2 <https://www.gov.br/mdr/pt-br/assuntos/saneamento/probiogas>

3 <http://finep.gov.br/apoio-e-financiamento-externa/historico-de-programa/prosab/o-que-e>

4 <http://www.finep.gov.br/en/noticias/todas-noticias/5935-brasil-domina-tecnologia-que-transforma-vinhaca-em-biogas>

4.2. Análise do conjunto de instrumentos

A análise do levantamento apresentado na Tabela 2 permite observar algumas características do *policy mix* de promoção do biogás no Brasil.

Esse *policy mix* inclui um número importante de instrumentos, formando um conjunto variado com incentivos fiscais e econômicos, mandatos de uso, linhas de financiamento com condições especiais, regulações facilitadoras, treinamentos e difusão de conhecimento. Entretanto, é possível perceber que a maioria dos programas e instrumentos não tem como objetivo principal ou específico incentivar o desenvolvimento do biogás, ou ainda o trata como uma subcategoria da biomassa, como no RenovaBio ou no âmbito dos leilões ou geração distribuída de energia elétrica, ou como uma tecnologia cujo principal objetivo é o tratamento de dejetos animais, como no âmbito do Plano ABC.

Pode ser observado o grande número de atores envolvidos, com a atuação direta de três Ministérios – MME, MMA e MCidades – e de duas agências reguladoras federais – ANEEL e ANP – além de empresas públicas, tais como o BNDES, a Finep e ainda governos estaduais e instituições públicas. Entretanto, apesar da política energética ser a principal razão dos instrumentos que podem favorecer o biogás, não há liderança ou coordenação entre os atores para o desenvolvimento do conjunto de instrumentos.

A maioria dos instrumentos almeja especificamente os usos do biogás para produção de eletricidade ou biometano. Pode ser observado também que alguns benefícios fiscais na fase de implantação dos projetos, tais como o REIDI, somente são acessíveis para projetos de geração de eletricidade por meio de biogás.

Em relação às matérias-primas para produzir biogás, todas são contempladas, porém são principalmente os RSU, dejetos agropecuários e resíduos da indústria sucroalcooleira que recebem atenção e instrumentos exclusivos. Desta forma, essas matérias-primas são favorecidas em relação à outras, especialmente lodo de esgoto e resíduos de outras indústrias, que em consequência recebem menor visibilidade. Regulações sobre qualidade de combustíveis, elaboradas pela ANP, omitiam até 2017 as especificações técnicas para biometano oriundo de RSU e lodos de esgoto, travando o seu uso para produção de biometano comercializável (ANP, 2015 e 2017). Não foram identificadas regulações sobre especificação técnica ou de qualidade do biofertilizante para comercialização e uso.

Apesar do *mix* de instrumentos incluir diversos tipos de incentivos, podem ser observadas algumas lacunas. Em especial, apesar de existirem diversas linhas de financiamento, os atores do setor alertam

para dificuldades na obtenção de garantias para financiamentos e expressam a necessidade de um fundo garantidor (ABIOGÁS, 2018). Pode ser notada também a ausência de incentivos financeiros para serviços outros que a redução das emissões de GEE. Por exemplo, poderia ser contemplada a valorização da segurança energética, da oportunidade de redução das importações de gás ou de diesel, a diminuição dos custos de construção de linhas de transmissão de alta tensão ou ainda o pagamento por serviços ambientais, tais como a proteção de solos e aquíferos da poluição causada por resíduos despejados no meio ambiente. Os estados de Rio de Janeiro e São Paulo são os dois únicos a terem criado mandatos de mistura de biometano nas redes de distribuição de gás natural.

Esse conjunto de políticas e instrumentos, apesar de sua variedade, não contempla de maneira isonômica os diferentes usos, matérias-primas e escalas possíveis de projetos de biogás no território nacional. Essa característica pode ser explicada pela falta de um planejamento intersetorial levando em consideração todos os potenciais benefícios do biogás e sua participação para atingir objetivos de diversas políticas. Outra lacuna importante que pode ser identificada é a ausência de planejamento em termos de infraestrutura e adequação das frotas de veículos e instalações de transporte e estocagem de biogás e biometano, ou mesmo do planejamento energético adequado a novas formas descentralizadas e integradas de produção de energia.

O biogás foi identificado tanto no setor de energia, quanto nos setores agrícola e de saneamento, como uma solução para responder a diversos desafios. Desta forma, o biogás é mencionado de maneira explícita em diversos planos e programas de governo, porém com poucos instrumentos e regulações incentivando de fato o seu desenvolvimento. Por exemplo, como enfatizado por Quadros et al. (2016), a PNRS impôs demandas para a gestão de resíduos, potencialmente fortalecendo o aproveitamento do biogás, porém o país ainda carece de políticas capazes de incentivar esse tipo de projeto. Essa tendência se repete no caso do Plansab (Plano Nacional de Saneamento Básico), que reconhece o biogás como uma solução desejável, porém sem que haja formulação de instrumentos de apoio.

Com a exceção de projetos de geração de eletricidade, regulações sobre a qualidade e comercialização de biogás ainda são incipientes, travando o desenvolvimento de ações.

Apesar do biogás possuir potencial para cumprir cada uma das metas de políticas listadas na Tabela 1, nem sempre é considerado explicitamente como uma solução ou produto a ser incentivado. Enquanto alguns planos, programas e instrumentos considerarem de maneira explícita o biogás e o biometano como objetos, geralmente apenas uma dimensão da questão é tratada.

Considerando o contexto mais amplo das políticas públicas existentes no Brasil, ainda pode ser mencionada a existência de políticas com objetivos conflitantes, especialmente as que buscam favorecer a produção, importação e refino de combustíveis fósseis ou biocombustíveis de primeira geração.

Finalmente, ficou clara a multiplicidade de setores, atores, programas, instrumentos e regulações relacionados com o desenvolvimento do biogás no Brasil. Essa multiplicidade torna crítico o problema de coordenação, pois existe risco de falta de coerência no conjunto de políticas e instrumentos.

4.3. Coerência externa e interna dos programas, planos e instrumentos

Será apresentada a seguir uma análise do conjunto de políticas e instrumentos com potencial impacto no desenvolvimento do biogás, de acordo com o quadro proposto por Huttunen et al. (2014), procurando identificar as interações entre as diferentes políticas setoriais, existentes e novas, a coerência entre os objetivos e os instrumentos dessas políticas e a sua forma de implementação, a evolução do conjunto de políticas e instrumentos e as lacunas desse conjunto.

Para tal, começaremos por uma análise dos programas e planos, seus instrumentos (coerência interna) e suas interações com outros programas e instrumentos (coerência externa). A dimensão temporal, quando relevante, também será analisada.

Os programas identificados são: (a) a Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio), (b) o Plano ABC, (c) o PRONAF, (d) o Fundo Clima, (e) o Programa Inova, (f) planos de gestão de RSU, (g) o Probiogás (e o GEF Biogás, mais recente), (h) o Plansab, (i) instrumentos de incentivo à produção de eletricidade a partir de biogás e (j) programas estaduais de incentivo à produção de biometano.

Ainda devem ser mencionados políticas e instrumentos com potencial impacto negativo. Especialmente, serão consideradas políticas de incentivo aos combustíveis fósseis tradicionais ou biocombustíveis de primeira geração, que o biogás ou biometano poderiam substituir: (a) mandatos de mistura de biocombustíveis de primeira geração, (b) incentivos fiscais para biocombustíveis de primeira geração, (c) programas de incentivo ao investimento em infraestrutura para combustíveis fósseis.

A Tabela 3 abaixo apresenta um resumo das interações, classificadas em função das dimensões de coerência propostas por Huttunen et al. (2014) e apresentadas na parte teórica: interna, externa e temporal.

Tabela 3 - Principais políticas, programas e instrumentos com potencial impacto para o desenvolvimento do biogás e interações internas, externas e temporais identificadas, seguindo o conceito de “*policy mix*”

Política	Objetivos	Instrumentos	Interações		
			Internas	Externas	Temporais
Política Energética Nacional	Estímulo ao investimento em biocombustíveis	RenovaBio: Metas de descarbonização e CBIOS	Mandatos de mistura de etanol na gasolina e biodiesel no óleo diesel	Incentivo aos combustíveis fósseis	Iniciou em 2020
Política Energética Nacional	Favorecer a geração de energia elétrica a partir de fontes alternativas e derivados de biomassa	Desconto da TUST /TUSD	Federal	Facilitador	Biometano
	Incentivar o investimento em infraestrutura	REIDI	Favorece projetos de biogás (e outras fonte) de grande porte, para geração de energia elétrica		Necessita renovação da vigência
Política Nacional sobre Mudanças do Clima	Redução das emissões de GEE no setor de agricultura e pecuária	Plano ABC, PRONAF	Pode favorecer projetos de agricultura familiar e de maior porte	RenovaBio / Incentivos aos combustíveis fósseis.	Risco de perda da vigência do instrumento
PNMC	Redução das emissões de GEE relativos aos RSU	Fundo Clima	Pode favorecer projetos de biogás no setor de saneamento básico	Ampla gama de setores e projetos cobertos, além do biogás	Risco de perda da vigência do instrumento
Política Nacional de Resíduos Sólidos	Gerenciamento adequado dos RSU, aproveitamento energético	Planos de Gestão de RSU (Nacional, Estaduais, Municipais)	Falta de instrumentos concretos e implementação	O Fundo Clima pode incentivar projetos	Planos Estaduais e Municipais atrasados
Política Nacional de Saneamento	Universalização da coleta e tratamento de esgotos	Plansab	Falta de instrumentos concretos e implementação	O Fundo Clima pode incentivar projetos	
Política Estadual Biogás – São Paulo	Estímulo à produção de biometano para injeção nas redes de distribuição	Percentual de biometano que deve ser injetado nas redes das concessionárias	Falta definição do percentual		
Política Estadual Biogás – Rio de Janeiro	Estímulo à produção de biometano para injeção nas redes de distribuição	Obrigação de compra de biometano pelas concessionárias	Falta regulação	A não implementação da PNRS dificulta o acesso a matérias-primas	

Tabela 3 - Principais políticas, programas e instrumentos com potencial impacto para o desenvolvimento do biogás e interações internas, externas e temporais identificadas, seguindo o conceito de “*policy mix*” (continuação)

Política	Objetivos	Instrumentos	Interações		
			Internas	Externas	Temporais
Política Energética Nacional macroeconômica	Diminuição da dependência das importações – Estímulo ao investimento no setor de derivados de petróleo	Combustível Brasil: Estímulos fiscais, planos		Pode prejudicar o biogás por causa das prioridades percebidas pelos atores	
	Diminuição da dependência as importações – Estímulo ao investimento no setor de gás natural	Gás para Crescer – Novo Mercado do Gás	Melhorias regulatórias – estabelecimento de um mercado concorrencial	Pode fornecer melhores condições para a venda de biometano	
Política Energética Nacional e macroeconômica	Diminuição da dependência das importações	Não existem instrumentos contemplando o biogás	Não identificação do potencial do biogás – foco no gás do Pré-Sal	RenovaBio pensado também para diminuir dependência das importações	
Política Nacional do Meio Ambiente	Controle da poluição do ar, aquíferos e solos	Programa Produtor de Água (ANA), PSA, geralmente não consideram o biogás	As vantagens ambientais do biogás, além da redução de emissões de GEE, não foram identificadas	Pouca articulação com RenovaBio e outras políticas setoriais	

A análise desses programas mostrou que existem diversas interações internas, externas e temporais no conjunto de instrumentos de políticas públicas com impacto sobre o desenvolvimento do biogás.

O RenovaBio, ao promover a competitividade dos biocombustíveis e particularmente do biometano, que tende a ter fator de emissão de GEE muito baixo, apresenta interações com os mandatos de mistura de etanol e biodiesel na gasolina e diesel, respectivamente: esses biocombustíveis já se beneficiam de incentivos de mercado, e o biometano tem somente nos estados do Rio de Janeiro e São Paulo mandatos de compra. Em termos de interações externas, pode ser notada a existência de programas de incentivos para combustíveis fósseis, que tendem a diminuir a vantagem competitiva que o RenovaBio pode trazer para os biocombustíveis, em geral, e o biometano, em particular.

Na geração de energia elétrica, alguns instrumentos permitem a comercialização de eletricidade produzida com biogás e outros ofe-

recem incentivos econômicos. Em termos de coerência interna, pode ser observado que nenhum desses instrumentos é específico ao biogás. No caso do REIDI, que desonera investimentos, grande parte dos projetos de infraestrutura são contemplados. Esses instrumentos, ademais, somente favorecem projetos de geração de energia elétrica conectados ao Sistema Interligado Nacional. Todos os instrumentos são sujeitos à revisão ou interrupção, o que representa uma deficiência na coerência temporal.

A PNMC resultou na criação de programas e instrumentos em diversos setores, com diversas interações externas. Em particular, o Plano ABC articula fundos para financiamento de projetos de tratamento de dejetos animais por meio de biodigestão, tanto na escala de grandes produtores quanto da agricultura familiar, por meio do PRO-NAF. O Fundo Clima abrange mais setores, mas pode financiar projetos de biogás por meio das linhas “Energias Renováveis” e “Resíduos Sólidos”¹. Esses fundos, muitas vezes operados pelo BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social), entretanto, são pouco articulados e sujeitos a interrupções e suspensões.

A PNRS prevê o aproveitamento energético de gás de aterro e biogás obtido por biodigestão, e o novo Plano Nacional de Resíduos Sólidos destaca a meta de aumentar esse aproveitamento. Entretanto, não existem instrumentos oriundos dessa política para implementar essas metas. Em particular, planos estaduais e municipais de gestão de RSU estão em diversos casos atrasados e não implementados (Tavares, 2019). Os mesmos comentários se aplicam à Política Nacional de Saneamento Básico. Uma interação externa positiva com a PNMC, em particular por meio de recursos do Fundo Clima, pode favorecer projetos de biodigestão de RSU e logo de esgoto.

As políticas de incentivo à produção de biometano nos estados do Rio de Janeiro e São Paulo apresentam lacunas de coerência interna, com falta de regulamentação detalhada. Ademais, a ausência até 2017 de regulação para biometano oriundo de RSU, bem como as dificuldades para garantir matérias-primas (condições necessárias para firmar contratos de venda de biometano com concessionárias), dificultam a implementação dessas políticas.

Políticas de incentivo ao investimento em combustíveis fósseis – Combustível Brasil e Gás para Crescer, substituído pelo Novo Mercado do Gás, podem representar elementos de coerência externa negativa, ao estimular combustíveis fósseis em detrimento do biometano. Entretanto, o Novo Mercado do Gás é avaliado como uma iniciativa positiva por fornecer estruturas concorrenciais e de mercado para a comercialização do biometano. Tanto esses programas, quanto o *RenovaBio*, visam diminuir a dependência das importações de combustíveis,

¹ <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/fundo-clima/fundo-clima>

e portanto devem ser consideradas as interações externas entre eles.

Finalmente, pode ser destacada a ausência de valorização dos serviços ambientais prestados pela biodigestão de resíduos orgânicos por programas de pagamento por serviços ambientais, tais como o Programa Produtor de Água¹.

4.4. A falta de coordenação no conjunto de incentivos para o biogás

A síntese acima permite destacar algumas falhas na coerência do conjunto de políticas públicas: a dimensão externa da análise de *policy mix*, especialmente, apresenta uma falta de integração entre programas, com um tratamento compartimentado das diferentes matérias-primas (RSU, resíduos agrícolas, lodo de estações de tratamento de esgoto, resíduos da indústria sucroalcooleira) ou dos produtos derivados (eletricidade, biometano). Entretanto, é importante lembrar que na maioria dos programas e instrumentos apresentados na Tabela 1, o biogás é contemplado como uma opção tecnológica dentro do contexto do programa (política agrícola, energética, de saneamento, focada no gás, na eletricidade), mas não de forma holística. Exceções incluem os programas de cooperação internacional dedicados ao biogás, que contemplam a gama de matérias-primas e de usos possíveis.

Vale ressaltar que muitos dos programas e instrumentos levantados nesta seção tendem a almejar um setor específico (energia, saneamento, agricultura), ou ainda considerar somente um uso específico do biogás (por exemplo, produção de eletricidade), ou tipos específicos de projetos. Entretanto, como o biogás tem um papel em diversos objetivos de políticas, um apoio eficiente deveria atingir todos os setores envolvidos, bem como todos aspectos do ciclo de produção de biogás, e considerar além da fonte de energia produzida, os serviços ambientais prestados e propor instrumentos adaptados aos diferentes modelos de negócios possíveis. Também pode ser notada a ausência de iniciativas para adequar tanto a infraestrutura física quanto a sua forma de planejamento à realidade do biogás, da forma como estudada por Nelson (2007, 2008), por meio das mudanças nas instituições junto com as novas “tecnologias físicas”.

Para atingir tal meta, seria necessária uma coordenação maior nas etapas de formulação de políticas públicas e regulações e outros instrumentos. Esse é o principal pleito da Abiogás, que elaborou propostas do Programa Nacional de Biogás e Biometano (PNBB), em 2015 e 2018 (Abiogás, 2018). O objetivo principal do Programa proposto é a promoção de “um cenário institucional, econômico, normativo e regulatório” para o biogás, respaldado pelas oportunidades que essa

¹ <https://www.ana.gov.br/programas-e-projetos/programa-produtor-de-agua>

fonte de energia apresenta para o desenvolvimento sustentável do país. Propostas para o PNPB visam enfrentar as principais barreiras identificadas pela Abiogás e seus associados, e complementar e coordenar os instrumentos existentes implementados por outras políticas.

Do ponto de vista da coerência interna, cabe ressaltar que não são identificados nessa análise instrumentos para implementar programas. Podem ser citados os exemplos do programa estadual de São Paulo, que não definiu o percentual mínimo de biometano nas redes de distribuição de gás, a falta de regulação específica para a comercialização de biometano no estado do Rio de Janeiro, ou a falta de instrumentos específicos para implementar o objetivo da PNRS de biodigestão a partir de RSU. A falta de fundo garantidor também é considerada como um freio para o financiamento de projetos, apesar de existirem diversas linhas de financiamento.

Finalmente, a não continuidade de alguns programas (tais como Inova Energia), ou incertezas sobre a manutenção de alguns benefícios (tais como o REIDI), foram observadas.

Frente aos desafios em termos da coerência do conjunto de instrumentos de incentivo ao biogás – ou a outras soluções conflitantes com o seu desenvolvimento – a coordenação foi identificada como uma solução potencial para que o biogás contribua para o desenvolvimento sustentável do Brasil. Desta forma, a coordenação adequada seria tanto em nível estratégico quanto na integração das políticas, como definidos por Peters (2004).

Identificada a necessidade de uma efetiva coordenação para garantir o desenvolvimento do biogás, aproveitando todos seus benefícios, procuramos agora analisar os mecanismos de coordenação na formulação e implementação de políticas públicas no Brasil, e esses como poderiam ser aprimorados.

A Tabela 4 apresenta uma síntese dos desafios para a formulação de um conjunto coerente e completo de instrumentos para garantir o desenvolvimento do biogás, com os modos de coordenação correspondentes e possíveis mecanismos de coordenação.

Tabela 4 – Síntese dos desafios do biogás para políticas públicas e instrumentos, tipos e mecanismos de coordenação

Desafios para políticas públicas de biogás	Níveis de coordenação necessários	Modos/dimensões de coordenação	Mecanismo possível
Dificuldade de identificar as múltiplas contribuições possíveis do biogás	Estratégia de governo	Coordenação horizontal e vertical, com a sociedade civil e o mercado	Comitê com participação da Casa Civil e da sociedade

Tabela 4 – Síntese dos desafios do biogás para políticas públicas e instrumentos, tipos e mecanismos de coordenação (continuação)

Desafios para políticas públicas de biogás	Níveis de coordenação necessários	Modos/dimensões de coordenação	Mecanismo possível
Intervenção necessária em diversos setores, simultaneamente	Integração de políticas	Coordenação horizontal – intersetorial	Comitê interministerial
O desenvolvimento de biogás requer ações em diversos níveis de governo	Coordenação positiva	Coordenação vertical / federativa	Conselhos coordenados por agências federais, diretrizes gerais para agências reguladoras subnacionais
Necessidade de formulação e implementação de diversos instrumentos	Integração de políticas / Coordenação positiva	Coordenação horizontal e vertical, com a sociedade civil e o mercado	Comitê interministerial, PNBB, participação da sociedade, levantamento das políticas existentes

O biogás pode ser considerado como uma solução potencial para responder a diversos desafios de desenvolvimento, em setores e escalas diferentes. Entretanto, a elaboração de um quadro coerente de políticas públicas para incentivar a maior parte possível dos usos do biogás requer coordenação ampla. Para isso, seria necessária uma coordenação estratégica de governo, com dimensões horizontal (entre setores) e vertical (em diferentes níveis dos governos), mas também com a sociedade civil e o mercado. Um instrumento possível é um Comitê presidido pela Casa Civil, com participação de ministérios e de representantes da sociedade.

Considerando a necessidade de intervenção em setores diversos, a integração de políticas setoriais deve ser realizada por meio de coordenação horizontal. No Brasil, comitês interministeriais são o instrumento mais amplamente usado para esse fim. A coordenação vertical, com medidas de coordenação positiva entre diferentes níveis de governo, é necessária considerando que o biogás pode ser objeto de medidas nos três níveis, cobrindo lacunas e evitando redundâncias.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O desenvolvimento do biogás no Brasil enfrenta diversos tipos de barreiras. A mais evidente é a baixa atratividade financeira, especialmente em relação às alternativas tais como o gás natural. Essa barreira geralmente é amenizada por meio de incentivos fiscais e econômicos, ou ainda instrumentos de estímulo à demanda (leilões específicos, mandatos de participação no mercado). Outra barreira, também comum às novas tecnologias, é a dificuldade de financiamento de projetos, em razão da falta de estruturação do mercado e de conheci-

mento por parte do governo e dos atores potencialmente envolvidos. Entretanto, é importante notar que além da dificuldade de obtenção de financiamento, as lacunas na regulação, tanto em termos de especificação do biogás e do biometano, das suas regras de comercialização, do uso dos subprodutos ou ainda do uso das matérias-primas, criam obstáculos para a implantação de projetos mesmo potencialmente viáveis economicamente. Também deve ser lembrada a necessidade de adaptação da infraestrutura e da frota de veículos, bem como uma mudança no paradigma do planejamento (integrando as problemáticas energéticas e de saneamento) para contemplar o biogás como uma solução relevante para o desenvolvimento sustentável do país.

Desta forma, apesar da existência de vários instrumentos de incentivo para o biogás no Brasil, diferentes limitações podem ser constatadas na completude e na coerência do seu conjunto. Essas limitações são devidas a diversas características, especialmente a heterogeneidade das matérias-primas e a multiplicidade de subprodutos e de tipos de projetos. Esses aspectos se traduzem em lacunas em termos de programas e instrumentos de incentivo para o biogás no Brasil, que poderiam ser resolvidas com a coordenação nas fases de formulação e implementação de políticas públicas.

Em suma, as características do biogás citadas acima se traduzem nas seguintes barreiras em termos de formulação e implementação eficientes de políticas públicas e instrumentos:

- i. parece não ter sido identificado o biogás como uma solução, podendo contribuir ao mesmo tempo para atingir diversos objetivos de políticas energéticas e o atendimento descentralizado às necessidades de energia e saneamento;
- ii. existe a necessidade de intervenção em diversos setores da economia, simultaneamente;
- iii. em razão dos vários perfis de projetos (escalas, produção de biometano ou eletricidade, uso direto ou comercialização), o biogás mobiliza competências de diversos níveis de governo;
- iv. existe a necessidade de uma grande variedade de instrumentos: regulação e incentivo para o uso dos diferentes tipos de resíduos, oriundos de setores distintos da economia, regulação dos diferentes produtos e subprodutos e usos, financiamento e incentivos econômicos, entre outros.

Há a necessidade de coordenação diversificada, para a formulação e implantação de um conjunto coerente e completo de políticas e instrumentos visando o desenvolvimento da produção e consumo de biogás.

Por fim, cabe ressaltar neste ponto que a necessidade e a qua-

lidade da coordenação interinstitucional foi identificada formalmente como necessária para uma atuação mais eficiente do Estado por meio de políticas públicas, em particular no âmbito da regulação como principal meio de implementação. O exemplo do biogás, tanto no Brasil quanto em outros países, mostra que falta implantar de maneira sistemática mecanismos de coordenação, tanto horizontais quanto verticais, e desenvolver estratégias intersetoriais para identificar soluções para o desafio do desenvolvimento sustentável.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABILOGÁS. Proposta de Programa Nacional do Biogás e Biometano, São Paulo, 2018, <https://abiogas.org.br/>

BNDES. Biogás | BNDES Setorial 47, p. 221-276, Rio de Janeiro, 2018. Disponível em: <https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/15384/1/BS47__Biogas__FECHADO.pdf>.

BRASIL. Secretaria Nacional de Saneamento Ambiental. Probiogás. Tecnologias de digestão anaeróbia com relevância para o Brasil: substratos, digestores e uso de biogás / Probiogás; organizadores, Ministério das Cidades, Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GmbH (GIZ) ; autores, Oliver Jende ... [et al.]. – Brasília, DF : Ministério das Cidades, 2015

_____. Secretaria Nacional de Saneamento Ambiental. Probiogás. Barreiras e propostas de soluções para o mercado de biogás no Brasil / Probiogás ; organizadores: Ministério das Cidades, Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GmbH (GIZ); autores: Oliver Jende et al. – Brasília, DF : Ministério das Cidades, 2016a.

_____. Secretaria Nacional de Saneamento Ambiental. Probiogás. Biometano como combustível veicular / Probiogás ; organizadores, Ministério das Cidades, Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GmbH (GIZ) ; autor, Uwe Becher. - Brasília, DF : Ministério das Cidades, 2016b

CASTRO, B. S; YOUNG, C. E. F. Problemas de coordenação de Políticas Públicas: desafios para a gestão ambiental no Brasil. Revista TCE-RJ, v.12, n.1, p.32-53, Rio de Janeiro, jan.jun. 2017. Disponível em: <https://www.academia.edu/33860597/Problemas_de_coordena%C3%A7%C3%A3o_de_pol%C3%ADticas_p%C3%BAblicas_desafios_para_a_gest%C3%A3o_ambiental_no_Brasil>;

CECCHI, F.; CAVINATO, C. (2015). Anaerobic digestion of bio-waste: A mini-review focusing on territorial and environmental aspects. *Waste Management & Research*, 33(5), 429–438. doi:10.1177/0734242X14568610

CHANG, H-J. and EVANS, P. – The Role of Institutions in Economic Change, in Dymksi, G. and De Paula, S. - Reimagining Growth, Zed Books, 2005.

DEAKIN, S.; GINDIS, D.; HODGSON, G. M.; HUANG, K.; PISTOR, K - Legal institutionalism: Capitalism and the constitutive role of law, *Association for Comparative Economic Studies*, 2016. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0147596716300087>>.

DESCLAUX, L. Desafios para o desenvolvimento do biogás no Brasil: a importância da coordenação na formulação de políticas públicas e na regulação. Dissertação (Mestrado em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento) – Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2019. Disponível em: <<https://www.ie.ufrj.br/images/IE/PPED/Dissertacao/2019/Laurene%20Desclaux.pdf>>.

EPE. Nota Técnica DEA 18/2014 – Inventário Energético de Resíduos Sólidos Urbanos. Rio de Janeiro, 2014a. www.epe.gov.br/sites-pt/publicacao-251/topico-311

EPE. Nota Técnica DEA 15/2014 – Inventário Energético de Resíduos Rurais. Rio de Janeiro, 2014b. www.epe.gov.br/sites-pt/publicacao-251/topico-308

EPE, Balanço Energético Nacional, ano base 2019, Rio de Janeiro, 2020. <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2020>

EVANS, Peter. Autonomia e Parceria – Estados e Transformação Industrial. Rio de Janeiro, Editora da UFRJ, 2004 Capítulo 3 “Estado” e Capítulo 4 “Papéis e Setores”.

FARIA, C. A. P.; FILGUEIRAS, C. A. C.; ROCHA, C. A. V. Cooperação Inter-Organizacional e Resiliência das Instituições: notas sobre a intersectorialidade na gestão das políticas públicas. *Pensar BH. Política Social*, Belo Horizonte, n. 15. p. 5, Abr./Jun. 2006.

FNR, Guia Prático do Biogás, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), 2013. Disponível em: <http://web-resol.org/cartilhas/giz_-_guia_pratico_do_biogas_final.pdf>.

FERREIRA, M.; MARQUES I. P.; MALICO I. Biogas in Portugal: Status and public policies in a European context, *Energy Policy*, Volume 43, 2012, Pages 267-274. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.01.003>>.

GIWA, A. S.; ALI, N.; AHMAD, I.; ASIF, M.; GUO, R. B.; LI, F. L.; LU, M. Prospects of China's biogas: Fundamentals, challenges and considerations, *Energy Reports*, Volume 6, 2020, Pages 2973-2987. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.egy.2020.10.027>>.

HUTTUNEN S. et al. The need for policy coherence to trigger a transition to biogas production. *Environmental Innovation and Societal Transitions* 12 (2014) 14–30. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S2210422414000203?via%3Dihub>>.

IEA (2020). Outlook for biogas and biomethane: Prospects for organic growth, IEA, Paris. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/outlook-for-biogas-and-biomethane-prospects-for-organic-growth>>.

MAGRO et al.. Coordination-Mix: The Hidden Face of STI Policy Review of Policy Research, Volume 31, Number 5 (2014). Disponível em: <<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1111/ropr.12090>>.

MARTINS, M. S. M. A implementação de políticas públicas por meio das agências reguladoras. In: *Âmbito Jurídico*, Rio Grande, XIV, n. 84, jan 2011. Disponível em: <<https://ambitojuridico.com.br/cadernos/direito-constitucional/a-implementacao-de-politicas-publicas-por-meio-das-agencias-reguladoras/>>.

MAY, P. J.; SAPOTICHNE, J.; WORKMAN, S. Policy Coherence and Policy Domains. *Policy Studies Journal*, 34(3), 381–403. 2006. doi:10.1111/j.1541-0072.2006.00178.x

MÉNARD, C. - “A New Institutional Approach to Organization” in Claude Ménard and Mary M. Shirley (eds). *HANDBOOK OF NEW INSTITUTIONAL ECONOMICS*, Boston-Dordrecht: Kluwer Academic Press, 2004.

NELSON, R. Institutions, “Social Technologies”, and Economic Progress, *Globelics Working Paper Series No. 2007-03* ISBN: 978-970-701-963-8

NELSON, R. - What enables rapid economic progress: What are the needed institutions? *Research Policy* 37 (2008) 1–11. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0048733307002314>>.

North, D. C. Institutions, *The Journal of Economic Perspectives*, Vol. 5, No. 1. (Winter, 1991), pp. 97-112.

PAOLINI, V.; PETRACCHINI, F.; SEGRETO, M.; TOMASSETTI, L.; NAJA, N.; CECINATO, A. Environmental impact of biogas: A short review of current knowledge. *Journal of Environmental Science and Health, Part A*, (), 1–8, 2018. doi:10.1080/10934529.2018.1459076

PETERS, B. G. The search for coordination and coherence in public policy: Return to the center? Department of Political Science, University of Pittsburgh, 2004.

PETERS, B. G. The challenge of policy coordination. *Policy Design and Practice*, 1(1), 1–11, 2018. doi:10.1080/25741292.2018.1437946

PFAU et al., Biogas between renewable energy and bio-economy policies—opportunities and constraints resulting from a dual role, *Energy, Sustainability and Society* (2017) 7:17. Disponível em: <<https://energ-sustainsoc.biomedcentral.com/articles/10.1186/s13705-017-0120-5>>.

QUADROS, R. et al. A Importância do Contexto Nacional Industrial na Adoção de Políticas para o Aproveitamento Energético do Biogás Oriundo dos Resíduos Sólidos Urbanos. *Qualitas Revista Eletrônica*, [S.l.], v. 17, n. 2, p. 21-38, out. 2016. ISSN 1677-4280. Disponível em: <<http://revista.uepb.edu.br/index.php/qualitas/article/view/3055>>.

RAEDER, S. Ciclo de políticas: uma abordagem integradora dos modelos para análise de políticas públicas. *Perspectivas em Políticas Públicas*, Belo Horizonte, Vol. VII, Nº 13, P. 121-146, jan/jun 2014. Disponível em: <<https://revista.uemg.br/index.php/revistappp/article/view/856>>.

ROGGE K. S.; REICHARDT K. Going Beyond Instrument Interactions: Towards a More Comprehensive Policy Mix Conceptualization for Environmental Technological Change. *SPRU Working Paper Series*, 2015-12, Disponível em: <<https://www.sussex.ac.uk/webteam/gateway/file.php?name=2015-12-swps-rogge-reichardt.pdf&site=25>>.

_____, Policy mixes for sustainability transitions: An extended concept and framework for analysis. *Research Policy* Volume 45, Issue 8, October 2016, Pages 1620-1635. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0048733316300506>>.

SÄRKILAHTI, M.; KINNUNEN, V.; KETTUNEN, R.; JOKINEN, A.; RINTALA, J. Replacing Centralised Waste and Sanitation Infrastructure with Local Treatment and Nutrient Recycling: Expert Opinions in the Context of Urban Planning. *Technological Forecasting Soc. Change* 2017, 118, 195–204. DOI:10.1016/j.techfore.2017.02.020

SCARLAT, N.; DALLEMAND, J-F.; FAHL, F. Biogas: developments and perspectives in Europe. *Renewable Energy*, 2018. S096014811830301X doi:10.1016/j.renene.2018.03.006

SOUZA, C. Políticas Públicas: uma revisão da literatura. *Sociologias*, Porto Alegre, ano 8, nº 16, jul/dez 2006, p. 20-45. Disponível em: <<https://www.scielo.br/pdf/soc/n16/a03n16>>.

TAMBONE, F.; TERRUZZI, L.; SCAGLIA, B.; ADANI, F. Composting of the Solid Fraction of Digestate Derived from Pig Slurry: Biological Processes and Compost Properties. *Waste Manage.* 2015, 35, 55–61. DOI:10.1016/j.wasman.2014.10.014

TAVARES, A. N. Oportunidades enterradas: geração elétrica a partir do biogás de resíduos sólidos urbanos / André Neiva Tavares, Glicia Vieira dos Santos, Ruy de Quadros Carvalho [autores], Sérgio Valdir Bajay (colaborador) - Vitória : EDUFES, 2019. Disponível em: <https://repositorio.ufes.br/bitstream/10/11417/1/Oportunidades_Enterradas.pdf>.

UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change) (2019). CDM methodology booklet. https://cdm.unfccc.int/methodologies/documentation/meth_booklet.pdf

WELLISCH, M.; GREEN, J.; MCCABE, B.; RASI, S.; SIEMENS, W.; AMMENBERG, J.; LIEBETRAU, J.; BOCHMANN, G.; MURPHY, J. D. Drivers for Successful and Sustainable Biogas Projects: International Perspectives – Report of a symposium held on March 26, 2020. Disponível em: <<https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2020/06/Drivers-for-Successful-and-Sustainable-Biogas-Projects-International-Perspectives.pdf>>.

WILLIAMSON, O. E. The new institutional economics: Taking stock, looking ahead, *Journal of Economic Literature*; Set 2000. Disponível em: <<https://www.jstor.org/stable/2565421>>.

WORLD BANK (2014). Clean and improved cooking in sub-Saharan Africa: A landscape report. Disponível em: <<http://documents.worldbank.org/curated/en/164241468178757464/Clean-and-improved-cooking-in-Sub-Saharan-Africa-landscape-report>>.

WORLD BIOENERGY ASSOCIATION (WBA). Global Bioenergy Statistics 2017 (2017), doi: 10.1016/0165-232X(80)90063-4

VALIDAÇÃO DE DADOS DE VENTO DA REANÁLISE ERA5-LAND PARA ESTIMATIVA DE POTENCIAL EÓLICO NO ESTADO DO RIO DE JANEIRO

Rose Angela Hilda Wanzeler Braga¹
Eliane Barbosa Santos¹
Matheus Ferreira de Barros²

¹Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro

²Universidade Federal do Rio de Janeiro

DOI: 10.47168/rbe.v27i4.592

RESUMO

A geração de energia eólica no Brasil é crescente. Todavia, ainda é difícil encontrar regiões com disponibilidade de dados de vento consistentes e confiáveis. Uma solução alternativa para este problema é a utilização de dados de reanálise meteorológica. Diante disso, o objetivo principal deste trabalho foi avaliar a confiabilidade dos dados de vento da reanálise ERA5-Land visando obter uma avaliação preliminar do potencial eólico no estado do Rio de Janeiro. Para tanto, foram utilizados dados horários de velocidade e direção do vento de duas estações meteorológicas automáticas do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), localizadas nos municípios de Macaé e Campos dos Goytacazes, nos períodos de 01/01/2007 a 31/12/2018 e de 01/01/2009 a 31/12/2018, respectivamente. Os dados do ERA5-Land foram extraídos, para os mesmos períodos, do ponto de grade mais próximo das duas estações meteorológicas selecionadas. O desempenho dos dados de reanálise foi avaliado através da evolução temporal, sazonal (por estação do ano) e horária (de 6 em 6 horas). Inicialmente, a comparação dos dados foi realizada com gráficos de análise descritiva. Em seguida, foram utilizadas métricas estatísticas que auxiliam na avaliação do grau de semelhança entre a reanálise e a observação. Por fim, foi calculada a densidade de potência dos dois conjuntos de dados. De acordo com os resultados obtidos, há uma boa concordância entre os dados observados e os de reanálise ao longo de todo o período analisado. Os dados da reanálise ERA5-Land conseguem reproduzir os ciclos sazonais e horários da velocidade do vento nas duas regiões estudadas, assim como o comportamento geral da série temporal. No entanto, o ERA5-Land apresentou tendência de superestimar a velocidade do vento. Com isso, a densidade de potência

estimada com base nos dados do ERA5-Land atingiu, em geral, aproximadamente o dobro do valor obtido quando estimado com base nos dados observados, deixando transparecer uma fragilidade quanto à aplicação em estudos de aproveitamento eólico.

Palavras-chave: Energia eólica; Litoral norte fluminense; Densidade de potência.

ABSTRACT

Wind power generation is increasing in Brazil. However, regions with availability of consistent and reliable wind data are still difficult to find. An alternative solution to this problem is the use of meteorological reanalysis data. Therefore, the main objective of this work was to evaluate the reliability of ERA5-Land reanalysis wind data, aiming to obtain a preliminary evaluation of the wind potential in the state of Rio de Janeiro. For that, hourly data of wind speed and direction from two automatic meteorological stations of the National Institute of Meteorology (INMET) were used, located in the municipalities of Macaé and Campos dos Goytacazes, in the periods from 01/01/2007 to 12/31/2018 and from 01/01/2009 to 12/31/2018, respectively. ERA5-Land data were extracted, for the same periods, from the grid point closest to the two selected weather stations. The performance of the reanalysis data was evaluated by temporal, seasonal (by season) and hourly (every 6 hours) evolution. Initially, the data comparison was performed with descriptive analysis graphs. Then, statistical metrics were used to help assess the degree of similarity between reanalysis and observation. Finally, the power density of the two data sets was calculated. According to the results obtained, there is a good agreement between the observed data and the reanalysis data throughout the analyzed period. The ERA5-Land reanalysis data can reproduce the seasonal and hourly cycles of wind speed in the two regions studied, as well as the overall behavior of the time series. However, the ERA5-Land tended to overestimate wind speed. Thus, the power density estimated based on ERA5-Land data reached about twice the value when estimated on the basis of the observed data, showing a weakness in the application in wind farm studies.

Keywords: Wind Energy; Fluminense North Coast; Power Density.

1. INTRODUÇÃO

O crescimento da demanda energética mundial, agregado a fatores como a necessária atenuação de impactos ambientais decorrentes do aumento das emissões de poluentes atmosféricos e o

aumento da concentração de gases de efeito estufa na atmosfera, tem motivado a busca por fontes de energia limpas e renováveis (IPCC, 2011). Nos últimos anos, o Brasil, na busca pela diversificação da matriz energética, tem envidado esforços na identificação de potenciais sítios para geração de energia eólica (PINTO et al., 2014), valorizando, com isso, as características regionais do país.

De acordo com o Boletim Anual de Geração Eólica (ABEEÓLICA, 2019), no ano de 2019 o Brasil atingiu a 7ª posição no ranking mundial de capacidade eólica acumulada elaborado pelo *Global Wind Energy Council*, com 15,45 GW de capacidade instalada e mais de 7 mil aerogeradores funcionando em 621 parques eólicos, em 12 estados. O Nordeste brasileiro foi o responsável pela maior parte da geração eólica (86,7%), seguido pelo Sul (10,3%), Norte (2,9%) e Sudeste (0,06%) (ABEEÓLICA, 2019).

Apesar da pequena parcela do potencial eólico aproveitado no Sudeste, essa região, segundo o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (AMARANTE et al., 2001), é a segunda com maior valor estimado, com estimativa anual de 29,7 GW de potência para vento médio anual igual ou superior a 7,0 m/s. No estado do Rio de Janeiro, o Norte Fluminense e a Região dos Lagos são as regiões com os maiores potenciais eólicos, com destaque para o litoral, por apresentar as maiores velocidades médias do vento (AMARANTE et al., 2001). De Deus (2008), analisando a variabilidade dos ventos no litoral da região norte do estado do Rio de Janeiro, concluiu que a região é promissora para sediar empreendimentos eólicos, uma vez que, na direção predominante do vento (nordeste), a velocidade média encontrada (9,45 m/s a 50m de altura) é superior à média identificada para outras regiões do Brasil.

Teixeira (2018) estudou os padrões de vento no estado do Rio de Janeiro e identificou que, dentre 12 cidades analisadas, Campos dos Goytacazes e Macaé estão entre as quatro cidades com velocidades mais elevadas. Destacou, também, que as referidas cidades apresentam a vantagem do vento ter persistência em poucas direções. Aguiaras Junior (2011) fez uma caracterização preliminar da direção e da velocidade do vento no município de Macaé, de setembro de 2009 a agosto de 2011, e concluiu que a velocidade e direção do vento variaram em função da altura de monitoramento e ao longo dos meses do ano e das horas do dia. Muniz et al. (2009) realizaram a caracterização preliminar da direção e velocidade do vento no município de Campos dos Goytacazes e identificaram que os meses de setembro a janeiro apresentaram as maiores velocidades médias do período de estudo, sendo, a média máxima de 7,99 m/s (50 m) e a média mínima de 0,17 m/s na mesma altura.

É importante destacar que a viabilidade de um projeto de energia eólica está diretamente associada ao aproveitamento da energia

cinética dos ventos e de como esse recurso energético varia no local do empreendimento. Portanto, a confiabilidade da estimativa e da variabilidade do vento em um determinado local é essencial, tanto para a avaliação da viabilidade econômica, quanto para o planejamento e gerenciamento do sistema de distribuição de eletricidade a que a planta eólica está conectada (PINTO et al., 2014). Todavia, em algumas regiões não existe a disponibilidade de dados de vento consistentes e confiáveis. Uma solução alternativa para este problema é a utilização de dados de reanálise meteorológica, que são dados obtidos através da assimilação e análise de dados observados em superfície (estações), aviões, navios, imagens de satélite, imagens de radar e radiosondagens em todo o planeta (KALNAY et al., 1996). No entanto, vale ressaltar que esses dados podem apresentar diferenças significativas em relação aos dados observados.

Fontenelle (2019), ao estudar o potencial preliminar em áreas urbanas do Rio de Janeiro/RJ, São Paulo/SP e Belo Horizonte/MG, concluiu que a reanálise atmosférica ERA Interim é uma boa alternativa para locais onde há dificuldades quanto a dados medidos. Oliveira Filho et al. (2021), ao estudarem a reanálise do Sistema de Previsão Global (GFS) para representar o vento em Minas Gerais (MG), verificou que, na maioria das áreas estudadas, os valores da velocidade do vento fornecidos pela reanálise GFS, a 10 metros, foram semelhantes aos registrados pelas estações meteorológicas, concluindo que o produto pode ser usado para estimar o potencial eólico em regiões com poucos dados meteorológicos.

Diante do exposto, o uso de dados de reanálise em estudo preliminar do potencial eólico pode ser justificado pela necessidade de obtenção de dados de vento, entretanto, faz-se necessária a verificação da confiabilidade dos dados. Portanto, o objetivo deste trabalho foi avaliar a confiabilidade dos dados de vento da reanálise ERA5-Land, mediante um estudo comparativo com os dados das estações meteorológicas automáticas do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), visando obter uma avaliação preliminar do potencial eólico no estado do Rio de Janeiro.

2. METODOLOGIA

2.1 Dados

Para o desenvolvimento deste trabalho, foram utilizados dados horários de velocidade e direção do vento, medidos a dez metros de altura, de duas estações meteorológicas automáticas do INMET, localizadas no estado do Rio de Janeiro, nas cidades de Macaé e Campos

dos Goytacazes – São Tomé, conforme mostra a Figura 1. Para avaliar a qualidade dos dados, os mesmos foram submetidos as seguintes etapas: i) os registros com suspeita de erros ou problemas foram considerados dados ausentes; ii) os dados ausentes (ou descartados) não foram preenchidos; iii) após as duas primeiras etapas, foi calculada a porcentagem de falhas da série temporal horária. Os períodos de análise foram de 01/01/2007 a 31/12/2018, para Macaé, e de 01/01/2009 a 31/12/2018, para Campos dos Goytacazes – São Tomé, com percentual de falhas de 4,9% e 15,2%, respectivamente.

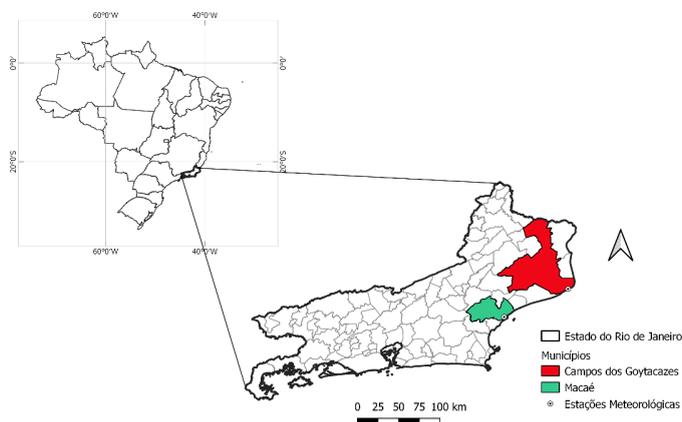


Figura 1 – Localização dos municípios e das estações meteorológicas utilizadas

Os dados observados, obtidos do INMET, foram utilizados para verificar a confiabilidade de dados de reanálise, que é um conjunto de dados obtidos através da combinação entre dados de modelos de circulação global e uma grande quantidade de dados provenientes de observações em superfície (estações), aviões, navios, imagens de satélite, imagens de radar e radiossondagens em todo o planeta (KALNAY et al., 1996). Portanto, as séries históricas de reanálise são obtidas a partir de uma grande variedade de fontes. A técnica de reanálise processa, simultaneamente, essa grande variedade de dados, usando as leis físicas contidas nos modelos de previsão do tempo (PINTO et al., 2009).

Neste estudo, foram utilizados dados da reanálise ERA5-Land, que é uma versão do ERA5, quinta geração de reanálises atmosféricas do *European Centre for Medium-Range Weather Forecasts* (ECMWF)

de clima global. O ERA5-Land apresenta uma série de melhorias e é executado com uma resolução horizontal aprimorada (9 km vs 31 km no ERA5). A resolução temporal dos dados é horária, com dados de 2001 até o presente. Neste trabalho, os períodos analisados foram os mesmos das estações meteorológicas do INMET, com dados de reanálise extraídos dos pontos de grade mais próximos das citadas estações.

Como o ERA5-Land fornece apenas as componentes zonal (leste-oeste, denotada por u) e meridional (norte-sul, denotada por v) do vento, foram utilizadas as Equações 1 e 2 para obtenção da velocidade (\bar{V}) e da direção (\bar{D}) do vento (STÜKER et al., 2016), respectivamente:

$$\bar{V} = \sqrt{u^2 + v^2} \quad (1)$$

$$\bar{D} = -\arctg\left(\frac{u}{v}\right) \quad (2)$$

As componentes zonal e meridional (u e v) do vento a 10 metros da reanálise ERA5-Land foram extraídas para o mesmo período e do ponto de grade mais próximo das duas estações do INMET selecionadas. A velocidade e a direção do vento foram calculadas para as séries sazonais e horárias, com frequência de 6 horas (UTC), para ambas as estações.

Importante esclarecer que a direção do vento é definida como a direção de onde ele sopra e a sua medida é feita no sentido horário, a partir do norte geográfico (verdadeiro), no sentido do movimento dos ponteiros do relógio. Assim, de acordo com os graus da circunferência, e tendo por referência os pontos cardeais, 360° indica o norte, 90° o leste, 180° o sul e 270° o oeste.

2.2 Análise estatística

Visando à avaliação do desempenho das séries de dados da reanálise ERA5-Land, foi realizada a comparação com os dados observados das estações do INMET. Inicialmente, a comparação foi realizada com gráficos de análise descritiva, utilizando o *software* R versão 3.6.1. Também foi utilizado o *software* *WRPLOT View*, desenvolvido pela *Lakes Environmental*, para gerar gráficos do tipo rosa dos ventos. Em seguida, foram utilizadas métricas estatísticas que auxiliam na avaliação do grau de semelhança entre a reanálise e a observação. Neste

trabalho, os dados foram analisados em intervalos de 6 em 6 horas (análise horária) e por estações do ano (análise sazonal).

As métricas estatísticas utilizadas foram: o viés, o erro absoluto médio (EAM), a raiz do erro quadrático médio (REQM) e o coeficiente de correlação de Pearson (r), que podem ser calculadas pelas seguintes equações (WILKS, 2006; DE MARIA et al., 2008; MARIANO et al., 2017):

$$Viés = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^n (\phi_i - \phi_{oi}) \quad (3)$$

$$EAM = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^n |\phi_i - \phi_{oi}| \quad (4)$$

$$REQM = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^n (\phi_i - \phi_{oi})^2} \quad (5)$$

$$r = \frac{\sum(\phi_i - \bar{\phi}_i)(\phi_{oi} - \bar{\phi}_{oi})}{\sqrt{\sum(\phi_i - \bar{\phi}_i)^2 \sum(\phi_{oi} - \bar{\phi}_{oi})^2}} \quad (6)$$

Nas equações 3 a 6, N é o número de amostras, ϕ_i representa o dado da reanálise, ϕ_{oi} é o observado nas estações meteorológicas, $\bar{\phi}_i$ é a média dos dados de reanálise e $\bar{\phi}_{oi}$ é a média dos dados observados. Na Equação 6, o nível de significância do coeficiente de correlação foi verificado pelo teste t de Student (STUDENT, 1908).

Segundo Mariano et al. (2017), o viés é um parâmetro que quantifica a diferença média entre dois conjuntos de dados, indicando a tendência para superestimativa ou subestimativa de uma variável. Um viés igual a zero indica aproximações perfeitas ($\phi_i - \phi_{oi}$), enquanto um valor positivo de viés indica uma tendência de superestimativa da variável em questão. Da mesma forma, um viés negativo implica uma tendência de subestimativa dos dados de reanálise em relação aos observados.

O EAM foi utilizado para verificar o afastamento (desvio) médio absoluto dos dados da reanálise em relação aos dados observados. Este parâmetro só pode atingir valores positivos e quanto menor seu valor, maior é a semelhança entre as séries de dados confrontadas (DE LIMA et al., 2012). Já o REQM foi utilizado com o objetivo de avali-

ar a dispersão dos desvios entre reanálise e observação (PINTO et al., 2014). Por ter a diferença elevada ao quadrado, os valores de REQM serão sempre positivos. Nesse sentido, quanto mais próximo seu valor for de zero, mais similares serão as médias dos dois conjuntos de dados. Este índice aumenta de zero (simulações/previsões perfeitas) para valores mais elevados positivos à medida que as discrepâncias entre simulações e observações se tornam maiores (WILKS, 2006).

Por fim, foi utilizado o coeficiente de correlação de Pearson (r), que mede a associação entre duas variáveis quantitativas indicando o grau de correlação linear entre elas. Esse coeficiente pode assumir valores entre -1 e 1, onde um valor igual a 1 significa correlação perfeita e positiva entre as duas variáveis. De forma semelhante, um valor igual a -1 significa correlação perfeita, porém negativa, ou seja, enquanto uma variável aumenta a outra diminui. Já valores iguais a zero sinalizam a ausência total de correlação (FIGUEIREDO FILHO; SILVA JÚNIOR, 2009).

2.3 Potencial eólico

A avaliação do potencial eólico foi realizada por meio do cálculo da densidade de potência, utilizando os dados observados (INMET) e de reanálise (ERA5-Land), através da Equação 7 (TEIXEIRA; CAMELO, 2013):

$$\frac{P}{A} = \frac{1}{2} \rho V^3 \quad (7)$$

onde $\frac{P}{A}$ é a densidade de potência (Watts/m²), ρ é a massa específica do ar (kg/m³) e V é a velocidade do vento (m/s) na altura em estudo.

Da Equação 7, destaca-se que a velocidade do vento é o principal fator no cálculo da densidade de potência, uma vez que tal potencial é diretamente proporcional ao cubo da velocidade média. Portanto, pequenas mudanças na velocidade do vento acarretam grandes alterações na energia produzida.

A densidade de potência foi calculada a partir da massa específica do ar, de 1,225 kg/m³, e velocidade do vento nas alturas de 10, 50 e 100 metros. Para a extrapolação das velocidades para as alturas de 50 e 100 metros, foi utilizada a lei logarítmica representada pela Equação 8 (LIRA et al., 2011).

$$V(Z) = V(Z_R) \frac{\ln\left(\frac{Z}{Z_0}\right)}{\ln\left(\frac{Z_R}{Z_0}\right)} \quad (8)$$

sendo $V(Z)$ a velocidade do vento na altura Z , $V(Z_R)$ a velocidade do vento na altura de referência (medida), Z a altura desejada, Z_R a altura de referência e Z_0 o comprimento de rugosidade local.

Como a extrapolação impacta no cálculo da velocidade do vento e, conseqüentemente, na estimativa do potencial eólico, neste estudo foi realizada a extrapolação de ambos os dados (observados/INMET e reanálise/ERA5-Land) de velocidade do vento da altura de 10 metros para as alturas de 50 e 100 m.

Krüger (2016) define rugosidade como sendo o efeito conjunto dos elementos do terreno (vegetação, cobertura de neve, condições do mar, tipos de agricultura, usos do solo, etc.), cuja irregularidade causa a desaceleração dos ventos em superfície. Neste estudo, o comprimento de rugosidade considerado foi de $Z_0=0,5$ m (Periferia) para a estação de Macaé e $Z_0=0,3$ m (Planície com algumas construções, árvores, etc.) para Campos dos Goytacazes – São Tomé, seguindo as classes e comprimentos da rugosidade do Atlas Eólico Europeu (MOR-TENSEN, 1993; TROEN, 1989).

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

3.1 Análise sazonal

A Figura 2 mostra a comparação entre a velocidade do vento dos dados observados (INMET) e da reanálise (ERA5-Land), por estação do ano, para Macaé e Campos dos Goytacazes – São Tomé. Em relação à dispersão, observa-se que os dados apresentam comportamentos semelhantes, no entanto, nota-se, nas medidas de tendência central (média e mediana), que o ERA5-Land apresenta uma predisposição em superestimar a velocidade do vento, em ambas as cidades. Ademais, constata-se que há uma concordância entre os dados no que diz respeito à existência de extremos (*outliers*), como se observa no verão (dezembro, janeiro, fevereiro - DJF) em Macaé.

De forma geral, a Figura 2 revela que as maiores velocidades (dados observados e reanálise) são registradas na primavera (setembro, outubro, novembro - SON) e, as menores, no outono (março, abril, maio – MAM), em ambas as regiões. Esse resultado está de acordo com Teixeira (2018), que, utilizando o método de análise de *cluster*, verificou que as velocidades do vento em Macaé e Campos dos Goytacazes – São Tomé apresentam comportamento semelhante. Além disso, frisa-se que as velocidades médias, sejam observadas ou da reanálise, são maiores em Campos dos Goytacazes – São Tomé, em todas as estações do ano.

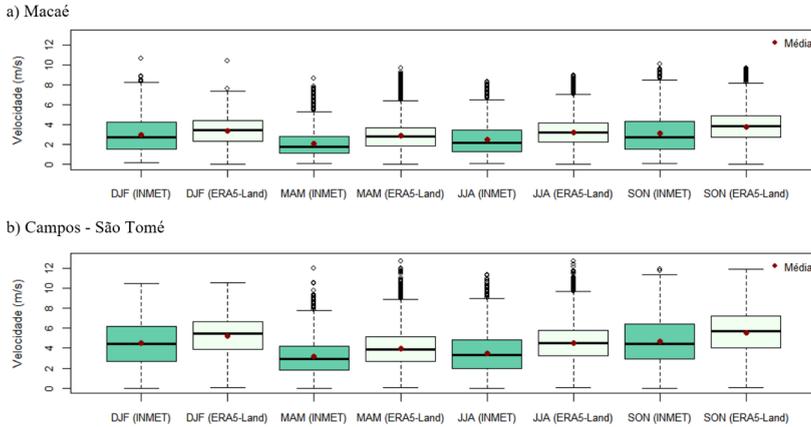


Figura 2 – Boxplot da velocidade do vento (m/s) dos dados observados (INMET) e da reanálise (ERA5-Land), por estação do ano; A. Macaé; B. Campos dos Goytacazes – São Tomé

As médias dos dados de reanálise foram sempre acima das médias dos dados observados, sobretudo no inverno (junho, julho, agosto - JJA) em Campos dos Goytacazes – São Tomé. A menor diferença foi observada no verão (DJF), com valores de 0,47 m/s e 0,74 m/s em Macaé e em Campos dos Goytacazes – São Tomé, cujos percentuais de erro relativo à diferença entre as médias foram de 16,15% e 16,52%, respectivamente. As maiores diferenças foram verificadas nas estações do ano em que os ventos são mais fracos, como no outono (MAM), em Macaé, e no inverno (JJA), em Campos dos Goytacazes – São Tomé, cujos valores são de 0,75 m/s (35,71% de erro) e 1,03 m/s (29,51% de erro), respectivamente.

Nas Figuras 3 e 4, observam-se as frequências (%) da direção do vento e da intensidade da velocidade, por estação do ano, através das rosas dos ventos. Com relação à direção, de forma geral, nota-se concordância entre os dados observados (INMET) e de reanálise (ERA5-Land), com predominância de nordeste ao longo do ano, com maior frequência no verão (DJF), seguido da primavera (SON), em ambas as regiões.

No verão, a persistência do vento na direção nordeste é em torno de 41% (INMET) e 53% (ERA5-Land) em Macaé, e 45% (INMET) e 67% (ERA5-Land) em Campos dos Goytacazes – São Tomé. No outono (MAM) e inverno (JJA), é possível verificar que o vento apresenta padrão de vários quadrantes, mas sempre com predominância de ventos de nordeste, em todas as estações do ano, estando em concordân-

cia com o estudo de Aguiéiras Junior (2011), que analisou as características do vento em Macaé. É importante ressaltar que a predominância de ventos em uma direção é condição favorável para a implantação de empreendimentos eólicos, considerando a disposição permanente dos equipamentos utilizados (COSTA; LYRA, 2012).

Com relação à intensidade da velocidade, confirma-se, nas Figuras 3 e 4, a tendência de superestimativa por parte da reanálise. Observa-se que, nas faixas de maiores (menores) velocidades, a frequência é maior (menor) para os dados de reanálise.

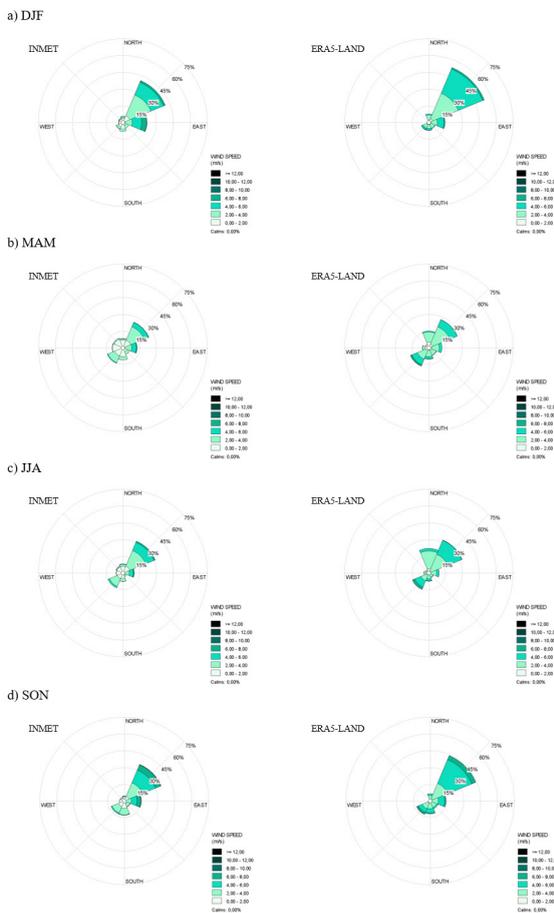


Figura 3 – Rosa dos ventos dos dados observados (INMET) e da reanálise (ERA5-Land) por esta-ção do ano para Macaé; A. Verão (DJF); B. Outono (MAM); C. Inverno (JJA); D. Primavera (SON).

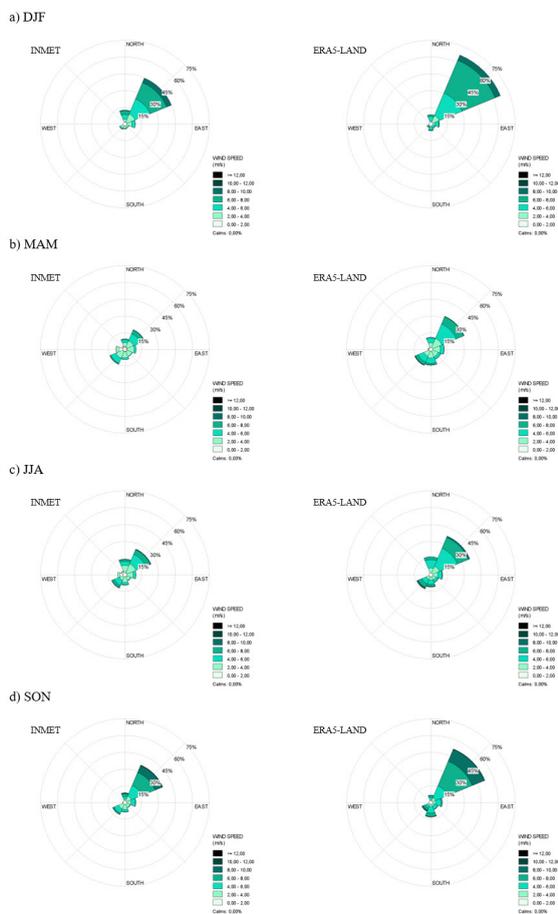


Figura 4 – Rosa dos ventos dos dados observados (INMET) e da reanálise (ERA5-Land) por esta-ção do ano para Campos dos Goytacazes – São Tomé; A. Verão (DJF); B. Outono (MAM); C. In-verno (JJA); D. Primavera (SON).

3.2 Análise horária

Na escala horária (6 em 6 horas), conforme mostra a Figura 5, os dados também apresentam comportamento semelhante, com velocidades maiores registradas entre 12 e 23 horas (UTC). Nesse período (12-23 horas), as médias foram maiores que 3 e 4 m/s, em Macaé e

Campos dos Goytacazes – São Tomé, respectivamente. Nota-se também que o horário que apresentou maior concordância entre os dados observados e de reanálise foi entre 12 e 17 horas (UTC), em ambas regiões (Figura 5), pois apresentaram as menores diferenças entre as médias, sendo de 0,23 m/s, em Macaé, e 0,09 m/s, em Campos dos Goytacazes – São Tomé, com percentuais de erro relativo à diferença entre as médias de 7,14% e 1,90%, respectivamente.

Na Figura 5 também é possível constatar a tendência do ERA5-Land em superestimar a velocidade do vento, sendo o erro relativo à diferença entre as médias maior nos horários em que os ventos são mais fracos, como ocorre de 00h-11h em ambas as cidades. No intervalo de 00h-05h, as diferenças obtidas são de 0,94 m/s para Macaé, com erro de 43,12%, e de 1,33 m/s, com percentual de erro de 39,12%, para Campos dos Goytacazes – São Tomé. No período de 06h-11h, tais valores são de 0,68 m/s para Macaé, com erro de 32,54%, e de 0,98 m/s, para Campos dos Goytacazes – São Tomé, com percentual de erro de 30,25%.

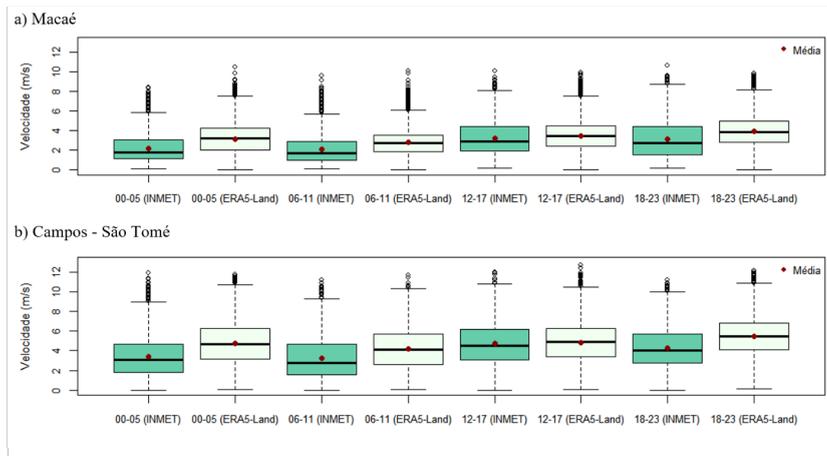


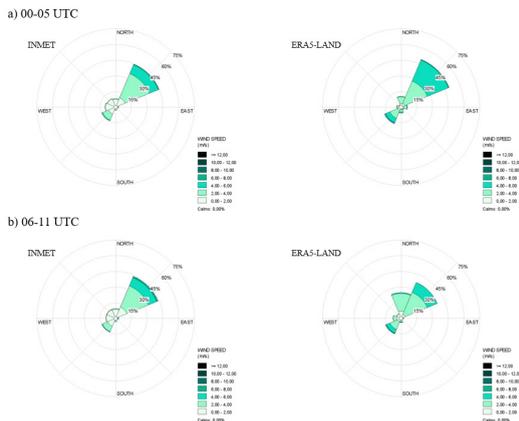
Figura 5 – Boxplot da velocidade do vento (m/s) dos dados observados (INMET) e da reanálise (ERA5-Land), de 6 em 6 horas (UTC); A. Macaé; B. Campos dos Goytacazes – São Tomé

As Figuras 6 e 7 mostram a frequência da direção e da intensidade da velocidade do vento na escala horária (6 em 6 horas), por meio das rosas dos ventos. No que diz respeito à intensidade da velocidade do vento, é possível confirmar que os dados do ERA5-Land foram

superestimados nas duas cidades em estudo. Em Macaé, por exemplo, destaca-se o período entre 00 e 05 horas (UTC), intervalo em que os dados do ERA5-Land mostram frequência em torno de 27%, na faixa entre 4 m/s e 6 m/s, o que equivale aproximadamente ao triplo do percentual observado nos dados do INMET (10%).

Em relação à direção do vento, observa-se que, de forma geral, os dados de Macaé (Figura 6) apresentam comportamento semelhante entre os dados observados (INMET) e de reanálise (ERA5-Land), com predominância de nordeste entre 00 e 11 horas (UTC). No entanto, mostra divergência no intervalo entre 12 e 17 horas (UTC), pois, enquanto os dados de reanálise apontam para ventos predominantemente de nordeste (40%), os dados observados apresentam predominância de leste (25%). No período entre 18 e 23 horas (UTC), os dados indicam predominância de ventos de leste, com frequências em torno de 30% nos dois conjuntos de dados, mostrando, inclusive, uma distribuição mais uniforme nos setores do gráfico. Segundo Costa e Lyra (2012), a tendência de ventos de leste verificada neste intervalo pode ter relação com a brisa marítima presente em regiões litorâneas.

Em Campos dos Goytacazes – São Tomé (Figura 7), verifica-se boa concordância entre os dados observados (INMET) e de reanálise (ERA5-Land) no que diz respeito à direção predominante dos ventos (de nordeste). No entanto, é possível notar que os dados do ERA5-Land superestimaram a frequência dos ventos de nordeste em todos os horários, como, por exemplo, entre 06 e 11 horas (UTC), com frequência dos ventos de nordeste de 27% (INMET) e 43% (ERA5-Land).



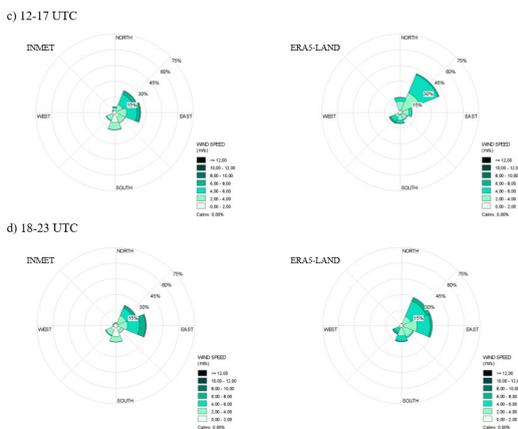


Figura 6 – Rosa dos ventos dos dados observados (INMET) e da reanálise (ERA5-Land) de 6 em 6 horas (UTC) para Macaé; A. 00-05 UTC; B. 06-11 UTC; C. 12-17 UTC; D. 18-23 UTC (continuação)

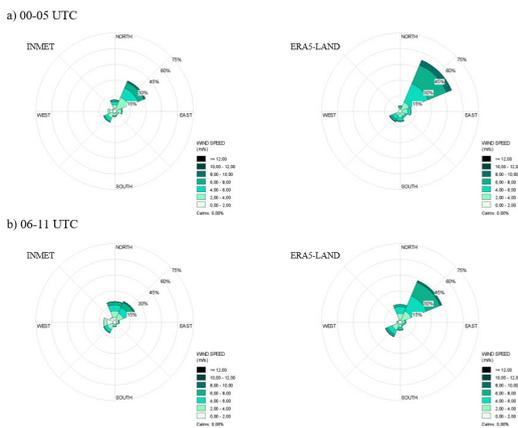


Figura 7 – Rosa dos ventos dos dados observados (INMET) e da reanálise (ERA5-Land) de 6 em 6 horas (UTC) para Campos dos Goytacazes – São Tomé; A. 00-05 UTC; B. 06-11 UTC; C. 12-17 UTC; D. 18-23 UTC



Figura 7 – Rosa dos ventos dos dados observados (INMET) e da reanálise (ERA5-Land) de 6 em 6 horas (UTC) para Campos dos Goytacazes – São Tomé; A. 00-05 UTC; B. 06-11 UTC; C. 12-17 UTC; D. 18-23 UTC (continuação)

3.3 Série temporal e métricas estatísticas

A Figura 8 mostra a comparação das séries temporais da velocidade média mensal do vento. Através da análise dessas séries nota-se uma boa concordância entre os dados observados (INMET) e os de reanálise (ERA5-Land) ao longo de todo o período analisado. Os dados da reanálise ERA5-Land conseguem reproduzir os ciclos sazonais da velocidade do vento nas duas regiões estudadas, assim como o comportamento geral da série temporal.

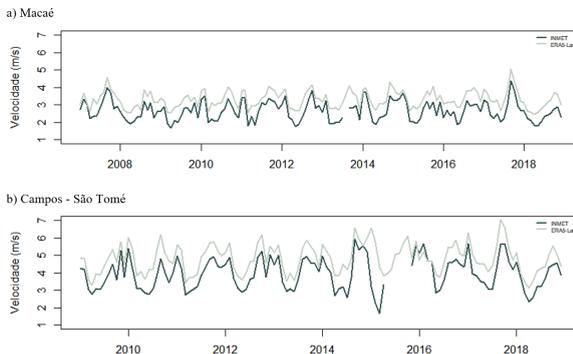


Figura 8 – Série temporal da velocidade média mensal dos dados observados (INMET) e da reanálise (ERA5-Land); A. Macaé; B. Campos dos Goytacazes – São Tomé

A Tabela 1 mostra as métricas estatísticas utilizadas para avaliar a qualidade dos dados do ERA5-Land para toda série temporal, assim como na escala sazonal. Na Tabela 2, observam-se as métricas na escala horária. Em todas as escalas analisadas, nota-se que o viés foi positivo, confirmando a tendência dos dados do ERA5-Land a superestimar a velocidade do vento. Em termos da dispersão do erro, expressa pelo EAM, os valores são em torno de 1, considerando toda série temporal (Tabela 1), para ambas as regiões. Vale ressaltar que o EAM indica o afastamento médio absoluto dos dados comparados, apresentando bons resultados quanto mais próximo de zero for o seu valor (STÜKER et al., 2016). No REQM, embora a diferença seja pequena, observa-se que o valor é menor para os dados de Macaé, indicando menor discrepância entre os dados.

Tabela 1 – Métricas estatísticas entre os dados observados (INMET) e da reanálise (ERA5-Land) para Macaé e Campos dos Goytacazes – São Tomé, para toda série temporal e por estação do ano

	Estação do Ano	Viés	EAM	REQM	r
Macaé	SÉRIE TEMPORAL	0,62	1,06	1,37	0,69
	DJF	0,47	0,99	1,27	0,73
	MAM	0,73	1,08	1,38	0,60
	JJA	0,63	0,99	1,32	0,65
	SON	0,67	1,18	1,51	0,70
Campos – São Tomé	SÉRIE TEMPORAL	0,72	1,08	1,48	0,79
	DJF	0,57	1,03	1,43	0,77
	MAM	0,65	1,01	1,39	0,71
	JJA	0,89	1,17	1,54	0,76
	SON	0,78	1,13	1,53	0,81

Na escala sazonal (Tabela 1), de maneira geral, observa-se que as estações do ano com melhor performance dos dados de reanálise, ou seja, as que apresentaram os menores valores de viés, do EAM e da REQM, foram verão (DJF) e inverno (JJA), em Macaé, e verão (DJF) e outono (MAM), em Campos dos Goytacazes – São Tomé. Vale ressaltar que, conforme anteriormente constatado, as menores diferenças entre as médias dos conjuntos dos dados foram observadas no verão.

Na escala horária (6 em 6 horas), as menores dispersões dos erros (EAM), assim como as menores discrepâncias (REQM) dos dados,

foram identificadas entre 06 e 11 horas (UTC) para Macaé, e entre 12 e 17 horas (UTC) para Campos dos Goytacazes – São Tomé (Tabela 2).

No que concerne ao coeficiente de correlação (r) para toda série temporal (Tabela 1), as correlações foram de 0,69 (Macaé) e 0,79 (Campos dos Goytacazes – São Tomé). Em Campos dos Goytacazes – São Tomé, observam-se coeficientes maiores que 0,7 em todas as estações do ano (Tabela 1) e em todos os horários analisados (Tabela 2); já em Macaé, as correlações foram menores, com valor igual ou maior que 0,7 apenas no verão (DJF) e na primavera (SON). Segundo Dancey e Reidy (2006), correlações acima de 0,7 podem ser consideradas fortes e, entre 0,40 e 0,69, moderadas. Todavia, todos os coeficientes mostrados nas Tabelas 1 e 2, foram significativos a 1% pelo teste t de Student ($p < 0,01$).

Tabela 2 – Métricas estatísticas entre os dados observados (INMET) e da reanálise (ERA5-Land) para Macaé e Campos dos Goytacazes – São Tomé, de 6 em 6 horas (UTC)

	Horário UTC	Viés	EAM	REQM	R
Macaé	00h-05h	0,89	1,14	1,49	0,61
	06h-11h	0,64	0,99	1,27	0,64
	12h-17h	0,21	1,07	1,40	0,60
	18h-23h	0,76	1,25	1,59	0,66
Campos - São José	00h-05h	1,03	1,26	1,74	0,75
	06h-11h	0,77	1,07	1,49	0,78
	12h-17h	0,08	1,00	1,35	0,75
	18h-23h	0,99	1,24	1,65	0,75

3.4 Potencial eólico

Para calcular a densidade de potência nas alturas 50 e 100 metros, inicialmente foi extrapolada a velocidade por meio da Equação 8. A Tabela 3 mostra a velocidade média do vento a 10 metros de altura, os valores extrapolados para 50 e 100 metros, bem como as densidades de potência correspondentes, obtidas com a Equação 7.

Cabe salientar que os mais recentes geradores eólicos possuem velocidade de partida (*cut-in*) a partir de 2,5 m/s, quando iniciam a geração de energia, inferindo-se, portanto, que as velocidades médias encontradas neste estudo são favoráveis à produção de energia

edílica, sobretudo em Campos dos Goytacazes – São Tomé, por serem constatados valores geralmente acima dessa média de entrada (LIRA et al., 2011).

Os resultados da Tabela 3, evidenciam a discrepância gerada pelos conjuntos de dados, tendo em vista que uma pequena diferença entre as velocidades médias obtidas remete a grandes diferenças no potencial calculado, considerando a potência cúbica a que esta variável está submetida. Diante disso, o potencial eólico estimado com base nos dados do ERA5-Land atinge, em geral, aproximadamente o dobro do valor obtido quando estimado com base nos dados observados, deixando transparecer uma fragilidade para estudos de aproveitamento eólico.

Tabela 3 – Velocidade média (m/s) e Densidade de Potência (DP) com base nos dados observados (INMET) e da reanálise (ERA5-Land) para Macaé e Campos dos Goytacazes – São Tomé, nas alturas de 10, 50 e 100 metros

	Altura (metros)	Velocidade INMET (m/s)	Velocidade ERA5-Land (m/s)	DP INMET (Watts/m ²)	DP ERA5-Land (Watts/m ²)
Macaé	10	2,65	3,31	11,36	22,21
	50	4,06	5,08	41,29	80,70
	100	4,68	5,85	62,88	122,90
Campos - São José	10	3,94	4,81	37,48	68,42
	50	5,74	7,02	116,42	212,50
	100	6,52	7,98	170,44	311,11

As Tabelas 4 e 5 mostram as velocidades médias e as densidades de potência correspondentes nas alturas 50 e 100 metros, na escala sazonal e horária, respectivamente. De maneira geral, observa-se que as velocidades médias em Macaé também foram menores em comparação com as de Campos dos Goytacazes – São Tomé, apresentando as maiores médias na primavera (SON) e no verão (DJF), assim como entre 12 e 17 horas (UTC). Em Macaé, a 100 metros, a maior velocidade média foi de 5,46 m/s (SON) e, em Campos dos Goytacazes – São Tomé, foi de 7,72 m/s (SON), consequentemente apresentaram, nesses períodos, as maiores densidades de potência (Tabela 4). As referidas tabelas confirmam, ainda, a discrepância entre as densidades de potência, onde o potencial eólico estimado utilizando os dados do ERA5-Land foi, em alguns casos, aproximadamente o triplo daquele relativo aos dados do INMET, como ocorreu em ambas

as cidades entre 00 e 05 horas (UTC).

Tabela 4 – Velocidade média (m/s) sazonal e Densidade de Potência (DP) sazonal com base nos dados observados (INMET) e da reanálise (ERA5-Land) para Macaé e Campos dos Goytacazes – São Tomé, nas alturas de 50 e 100 metros

	Estação do ano	Velocidade INMET (m/s)		Velocidade ERA5-Land (m/s)		DP INMET (Watts/m ²)		DP ERA5-Land (Watts/m ²)	
		50 metros	100 metros	50 metros	100 metros	50 metros	100 metros	50 metros	100 metros
Macaé	DJF	4,48	5,15	5,20	5,99	54,98	83,73	86,23	131,32
	MAM	3,24	3,73	4,38	5,05	20,83	31,73	51,64	78,65
	JJA	3,82	4,40	4,96	5,70	34,18	52,05	74,64	113,67
	SON	4,75	5,46	5,82	6,70	65,55	99,83	120,77	183,92
Campos - São José	DJF	6,55	7,43	7,62	8,65	171,88	251,63	271,17	396,99
	MAM	4,57	5,19	5,76	6,54	58,52	85,67	117,01	171,30
	JJA	5,10	5,79	6,60	7,50	81,12	118,76	176,31	258,11
	SON	6,79	7,72	8,14	9,24	192,15	281,32	330,30	483,56

Tabela 5 – Velocidade média (m/s) horária e Densidade de Potência (DP) horária com base nos dados observados (INMET) e da reanálise (ERA5-Land) para Macaé e Campos dos Goytacazes – São Tomé, nas alturas de 50 e 100 metros

	Horário UTC	Velocidade INMET (m/s)		Velocidade ERA5-Land (m/s)		DP INMET (Watts/m ²)		DP ERA5-Land (Watts/m ²)	
		50 metros	100 metros	50 metros	100 metros	50 metros	100 metros	50 metros	100 metros
Macaé	00h-05h	4,48	5,15	5,20	5,99	54,98	83,73	86,23	131,32
	06h-11h	3,24	3,73	4,38	5,05	20,83	31,73	51,64	78,65
	12h-17h	3,82	4,40	4,96	5,70	34,18	52,05	74,64	113,67
	18h-23h	4,75	5,46	5,82	6,70	65,55	99,83	120,77	183,92
Campos - São José	00h-05h	6,55	7,43	7,62	8,65	171,88	251,63	271,17	396,99
	06h-11h	4,57	5,19	5,76	6,54	58,52	85,67	117,01	171,30
	12h-17h	5,10	5,79	6,60	7,50	81,12	118,76	176,31	258,11
	18h-23h	6,79	7,72	8,14	9,24	192,15	281,32	330,30	483,56

É importante destacar que a causa dessa discrepância entre as densidades de potência, como citado anteriormente, é a dependência cúbica da velocidade do vento. Fontenelle (2019) obteve resultado semelhante ao analisar a densidade de potência utilizando a reanálise ERA Interim, constatando que esse banco de dados também superestima os valores de velocidade média e da densidade de potência, em relação aos dados do INMET, para a cidade do Rio de Janeiro e de São Paulo, bem como para outras cidades do Brasil. Rio (2008), ao avaliar a viabilidade da estimativa do potencial eólico em Portugal, verificou que tanto a potência como a velocidade média do vento previstas através das séries de reanálise encontram-se bastante longe dos valores esperados, identificando uma subestimativa sistemática do vento. Assim, tem-se que a qualidade dos resultados não é igual para qualquer ponto do globo, podendo existir locais com melhores ou piores resultados.

É importante ressaltar que não existe um produto de reanálise ou de modelo único que seja melhor em todos os casos (WANG et al., 2011), portanto, outros produtos podem apresentar estimativas melhores nas regiões analisadas. Santos (2019), por exemplo, indica que a utilização de modelos regionais tem gerado resultados satisfatórios no que se refere à simulação da velocidade do vento, com destaque para o *Weather Research and Forecasting* (WRF), um modelo atmosférico de mesoescala, aberto e flexível, comumente utilizado em pesquisa científica e previsão operacional do tempo.

4. CONCLUSÕES

Este estudo consistiu em avaliar a confiabilidade dos dados de vento da reanálise ERA5-Land, visando obter uma avaliação preliminar do potencial eólico no estado do Rio de Janeiro. Para isso, os dados de vento (velocidade e direção) da reanálise ERA5-Land foram comparados com dados de duas estações meteorológicas automáticas do INMET, localizadas em Macaé e Campos dos Goytacazes – São Tomé.

Diante dos resultados obtidos, conclui-se que há uma boa concordância entre os dados da reanálise ERA5-Land e os dados observados do INMET, pois conseguem reproduzir os ciclos sazonais da velocidade do vento, assim como o comportamento geral da série temporal, nas duas regiões analisadas. Com relação à direção dos ventos, os resultados foram semelhantes, com predominância de ventos de nordeste na maioria dos casos analisados, com persistência maior no verão (DJF), com frequência em torno de 41% (INMET) e 53% (ERA5-Land) em Macaé, e 45% (INMET) e 67% (ERA5-Land) em Campos dos Goytacazes – São Tomé.

De forma geral, as maiores velocidades (dados observados e reanálise) foram registradas na primavera (SON) e, as menores, no outono (MAM), em ambas as regiões. Na análise horária, o período que apresentou maior concordância entre os dados observados e de reanálise foi entre 12 e 17 horas (UTC), nas duas localidades. Vale ressaltar que, em comparação com Macaé, a estação meteorológica localizada em Campos dos Goytacazes – São Tomé apresentou maiores velocidades em todas as estações do ano e em todos os períodos (horários) analisados.

Com relação à velocidade do vento, é importante destacar a tendência dos dados do ERA5-Land em superestimar os valores, o que gera discrepâncias entre as densidades de potência estimadas, já que a potência eólica é diretamente proporcional ao cubo da velocidade do vento. Algumas estimativas de densidade de potência, utilizando os dados do ERA5-Land, foram aproximadamente o triplo daquelas relativas aos dados do INMET.

Por fim, conclui-se que o ERA5-Land pode ser uma alternativa para regiões nas quais existem dificuldades na obtenção de dados, seja por ausência de medições ou pela baixa qualidade da série observada. No entanto, a utilização desse banco de dados deve ser feita com cautela, sobretudo no que diz respeito ao aproveitamento eólico, sendo necessária a averiguação e adequação da metodologia aplicada.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABEEÓLICA. 2019. Boletim Anual de Geração Eólica. Disponível em: <http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2020/06/PT_Boletim-Anual-de-Gera%C3%A7%C3%A3o-2019.pdf>. Acesso em: fev. 2021.

AGUIEIRAS JUNIOR, R.L. 2011. Caracterização Preliminar da Direção e Velocidade do Vento na Cidade de Macaé, RJ. Graduação em Engenharia Agrônômica, Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro, Monografia, 112p.

AMARANTE, O.A.C.; ZACK, M.B.J.; SÁ, A.L. 2001. Atlas do Potencial Eólico Brasileiro. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/Atlas%20do%20Potencial%20Eolico%20Brasileiro.pdf>. Acesso em: fev. 2021.

AMARANTE, O. A. C. do; SILVA, F. J. L. da; RIOS FILHO, L. G. 2002. Atlas Eólico do Estado do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2002. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/AtlasEolicoRJ.pdf>. Acesso em: 09 ago. 2021.

COSTA, G. B.; LYRA, R.F.F. 2012. Análise dos padrões de vento no Estado de Alagoas. *Revista Brasileira de Meteorologia*, 27(1): 31-38.

DANCEY, C.; REIDY, J. 2006. *Estatística sem Matemática para Psicologia: Usando SPSS para Windows*. Porto Alegre, Editora Artmed, 608p.

DE DEUS, A. E. 2008. *Estudo da Variabilidade do Regime de Ventos do Litoral Norte do Estado do Rio de Janeiro para Geração Eólico-Elétrica*. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Ambiental, Centro Federal de Educação Tecnológica de Campos, Dissertação de Mestrado, 82.

DE LIMA, F. J. L.; CAVALCANTI, E. P.; SOUZA, E. P.; SILVA, E. M. 2012. Evaluation of the Wind Power in the State of Paraíba Using the Mesoscale Atmospheric Model Brazilian Developments on the Regional Atmospheric Modelling System. *International Scholarly Research Network – ISRN Renewable Energy*, 2012, Article ID 847356, 16 pages, doi:10.5402/2012/847356.

DE MARIA, H. S.; COSTA, A. A.; SOMBRA, S. S. Modelagem Numérica em Alta Resolução para Previsão de Geração de Energia Eólica no Ceará. *Revista Brasileira de Meteorologia*, 23(4): 477-489.

FIGUEIREDO FILHO, D. B.; SILVA JUNIOR, J. A. 2009. Desvendando os Mistérios do Coeficiente de Correlação de Pearson (r). *Revista Política Hoje*, 18(1): 115-146.

FONTENELLE, A. L. P. 2019. *Geração Eólica Urbana e Segurança Energética: Uso de Dados de Reanálise Atmosférica para Avaliação do Potencial Preliminar*. Programa de Pós-Graduação em Planejamento de Sistemas Energéticos, Universidade Estadual de Campinas, Dissertação de Mestrado, 102p.

IPCC. 2011. *Intergovernmental Panel on Climate Change: Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*. Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press.

KALNAY, E.; KANAMITSU, M.; KISTLER, R.; COLLINS, W.; DEAVEN, D.; GANDIN, L.; IREDELL, M.; SAHA, S.; WHITE, G.; WOOLLEN, J.; ZHU, Y.; CHELLIAH, M.; EBISUZAKI, W.; HIGGINS, W.; JANOWIAK, J.; MO, K.C.; ROPELEWSKI, C.; WANG, J.; LEETMAA, A.; REYNOLDS, R.; JENNE, R.; JOSEPH, D. 1996. The NCEP/NCAR 40-Year Reanalysis Project. *Bulletin of the American Meteorological Society*, 77(3):437–471.

KRÜGER, E. A. *Análise de Viabilidade Técnica de Turbinas de Vento Canalizado na Geração de Energia Eólica*. 2016. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – Universidade Federal de Santa Catarina, 2016.

LIRA, M. A. T.; SILVA, E. M.; ALVES, J. M. B. 2011. Estimativa dos Recursos Eólicos no Litoral Cearense usando a Teoria da Regressão Linear. *Revista Brasileira de Meteorologia*, 26(3): 349-366.

MARIANO, E. B.; CAVALCANTI, E. P.; BESERRA, E. A. 2017. Análise Comparativa da Velocidade do Vento Simulado Pelo BRAMS com Dados Observados e de Reanálises. *Revista Brasileira de Meteorologia*, 32(2): 269-276.

MORTENSEN, N. G.; L. LANDBERG, I. T.; PETERSEN, E. L. Wind Atlas Analysis and Application Program (WasP). User's Guide, Ris National Laboratory. Roskilde, 1993.

MUNIZ, R. A.; MENDONÇA, J. C.; ESTEVES, B. S.; MARQUES, V. S.; SOUSA, R. F. 2009. Boletim Informativo das Sociedade Brasileira de Agronomia. Disponível em: <<http://www.sbagro.org/files/biblioteca/2213.pdf>>. Acesso em: ago. 2021.

OLIVEIRA FILHO, R. A.; CARVALHO, V. S. B.; REBOITA, M. S. 2021. Evaluation of the use of GFS analysis data for energy management over Minas Gerais State (Brazil). *Atmósfera*. Disponível em: <<https://www.revistascca.unam.mx/atm/index.php/atm/article/view/52916>>. Acesso em: set. 2021.

PINTO, L. I. C.; COSTA, M. H.; LIMA, F. Z.; DINIZ, L. M. F.; SEDIYAMA, G. C.; PRUSKI, F. F. 2009. Comparação de Produtos de Precipitação para a América do Sul. *Revista Brasileira de Meteorologia*, 24(4): 461-472.

PINTO, L. I. C.; MARTINS, F. R.; PEREIRA, E. B.; FISCH, G. F.; LYRA, R. F. F. 2014. Confiabilidade nas Estimativas do Regime de Vento Fornecidas pelo BRAMS no Estado de Alagoas: Influência do Aninhamento e da Resolução Horizontal de Grades. *Revista Brasileira de Meteorologia*, 29(2): 242-258.

RIO, J. F. G. 2008. Estimativas Preliminares do Potencial Eólico na Ausência de Dados de Vento Locais. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Dissertação de Mestrado, 183p.

SANTOS, I. G. S. 2019. Previsão da Velocidade do Vento na Escala do Parque Eólico Utilizando o Modelo WRF e Rede Neural Artificial. Programa de Pós-Graduação em Meteorologia, Universidade Federal de Alagoas, Dissertação de Mestrado, 75p.

STUDENT. 1908. The Probable Error of a Mean. *Biometrika Trust*, 6(1): 1-258.

STÜKER, E.; SCHUSTER, C.H.; SCHUSTER, J.J.; SANTOS, D.C.; MEDEIROS, L.E.; COSTA, F.D.; DEMARCO, G.; PUHALES, F.S. 2016. Comparação entre os Dados de Vento das Reanálises Meteorológicas ERA-Interim e CFSR com os Dados das Estações Automáticas do INMET no Rio Grande do Sul. *Revista Ciência e Natura*, 38: 284-290.

TEIXEIRA, L.S.C. 2018. Análise dos Padrões de Vento no Estado do Rio de Janeiro. Programa de Pós-Graduação em Ciências Atmosféricas para Engenheiros, Ambientalistas e Educadores, Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro, Monografia, 34p.

TEIXEIRA, W.F.; CAMELO, H.N. 2013. Análise da Densidade de Potência Eólica em Regiões de Serra e Litoral do Estado do Ceará. *Revista Ciência e Natura*, EISSN: 2179-460X, Edição Esp. Dez. 2013: 459-462.

TROEN, I.; E. L. PETERSEN. *European Wind Atlas*. Ris National Laboratory. Roskilde, Denmark, 1989.

WANG, X.; GUO, P.; HUANG, X. 2011. A Review of Wind Power Forecasting Models. *Energy Procedia*, 12:770-778.

WILKS, D.S. 2006. *Statistical Methods in the Atmospheric Sciences*. International Geophysics Series. California. Academic Press, 649p.

POSSIBILIDADES E DESAFIOS PARA INSERÇÃO DA GERAÇÃO EÓLICA OFFSHORE NO BRASIL

William Hornburg Santestevan¹

Drielli Peyerl²

Carla de Abreu D'Aquino¹

¹Universidade Federal de Santa Catarina

²Universidade de São Paulo

DOI: 10.47168/rbe.v27i4.613

RESUMO

A Zona Econômica Exclusiva Brasileira é um ambiente único e apresenta uma velocidade média de vento maior do que a das áreas continentais brasileiras, tornando-se um local interessante para a geração de eletricidade. No Brasil, a geração eólica já é bem conhecida, sendo uma importante fonte na matriz elétrica, contudo ainda não há nenhum gerador eólico no mar. O potencial de geração eólica na plataforma continental brasileira já foi analisado, mas antes que comece a ser explorado são necessários estudos para regular a atividade, uma vez que a implantação de turbinas eólicas no mar pode gerar conflitos com outros aspectos, como pesca, transporte, defesa, turismo e meio ambiente. Assim, o presente trabalho utilizou a análise bibliométrica e revisão sistemática para compreender a situação atual da energia eólica *offshore* no Brasil e no mundo. Uma análise SWOT foi realizada a fim de determinar os pontos de interesse desta tecnologia. Como resultado, verificou-se que a geração eólica *offshore* no Brasil tem baixa prioridade, principalmente devido ao domínio de outras fontes de energia.

Palavras-chave: Energia eólica; *Offshore*; Zona Econômica Exclusiva; Concessão de áreas; SWOT.

ABSTRACT

The Brazilian Exclusive Economic Zone is a unique environment and presents a higher average wind speed than in the Brazilian continental areas. Wind generation is already well-known in Brazil, being an important source in the electric electricity mix, but no wind generator is installed at sea. The potential for wind generation on the Brazilian continental shelf has already been analyzed. Still, before it starts to be explored, studies are needed to regulate the activity due to the potential conflicts with other sectors, such as fishing, transportation,

defence, tourism, and the environment. This work used bibliometric analysis and a systematic review to understand offshore wind energy in Brazil and the world. SWOT analysis was used to determine the points of interest of this technology to what should be avoided or improved. As a result, it was found that offshore wind generation in Brazil has a low priority, mainly due to the dominance of other energy sources.

Keywords: Wind energy; Offshore; Exclusive Economic Zone; Concession area; SWOT.

1. INTRODUÇÃO

A Zona Econômica Exclusiva (ZEE), estabelecida pela Convenção das Nações Unidas sobre o Direito do Mar (CNUDM) e assinada pelo Brasil em 1982, é definida como “uma zona situada além do mar territorial e a este adjacente (CNUDM, art.55) (...) e não se estenderá além de 200 milhas marítimas das linhas de base a partir das quais se mede a largura do mar territorial (CNUDM, art. 57)” (DE SOUZA, 1999). Ao Estado costeiro competem os direitos de soberania para fins de exploração e aproveitamento, conservação e gestão dos recursos naturais, vivos ou não vivos das águas sobrejacentes ao leito do mar, e seu subsolo (CNUDM, art. 56) (DE SOUZA, 1999). Assim, se inicia a regulação sobre a exploração de atividades econômicas na plataforma continental brasileira.

Segundo dados do Atlas geográfico das zonas costeiras e oceânicas do Brasil (IBGE, 2011), o país possui uma área coberta pelos limites legais da ZEE de 3.539.919 km². Adiciona-se a informação de que, atualmente, a medida de superfície brasileira totaliza 8.515.767 km². Observa-se, assim, uma oportunidade de nova área territorial para promoção de desenvolvimento econômico, científico e social. Além disso, a atual demanda energética nacional e mundial tem apoiado-se numa transição para fontes energéticas menos poluidoras. Sendo que a participação das energias renováveis no consumo total de energia primária do mundo aumentou 14% em 2015, com a estimativa de que represente 63% em 2050 (GIELEN et al., 2019).

No Brasil, desde a contratação dos projetos eólicos no Leilão de Energia de Reserva de 2009, a fonte eólica tornou-se a segunda maior fonte de energia na matriz elétrica brasileira, com capacidade instalada de 19,1 GW, em fevereiro de 2021, segundo dados da Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEÓLICA, 2021). Este grande aumento foi possível devido, principalmente, à ambição do governo brasileiro de incentivar a geração de energia por fontes alternativas renováveis, em detrimento de fontes baseadas em combustíveis fósseis, contribuindo assim, principalmente, para a redução das emissões de dióxido de carbono (ONU, 2015).

No Brasil, atualmente, o aproveitamento de geração de energia eólica concentra-se em um contexto *onshore* (continental). Diferente do que ocorre em outros países, como o Reino Unido, que se destaca pelos vários parques eólicos *offshore* (marítimos), e, por possuir uma política de expansão da geração *offshore* muito bem estabelecida (TOKE, 2011).

Mesmo que o crescimento da geração eólica *onshore* no Brasil não apresente tantos empecilhos por causa da dimensão e ocupação territorial, os melhores ventos estão situados na zona costeira, dentro da ZEE, conforme o *Roadmap* de eólicas *offshore* publicado pela EPE (2020). Considerando esse cenário, uma análise da geração eólica *offshore* no Brasil se torna relevante, pois, além de uma matriz energética diversificada e confiável, há a possibilidade de aproximação da área geradora de energia elétrica da área consumidora. Para que se concretizem projetos de implementação de parques eólicos na ZEE brasileira é necessário que sejam superados empecilhos relevantes, tais como a ausência de arcabouço legal e o custo elevado dos projetos.

O presente artigo apresenta os resultados de uma pesquisa bibliométrica e realizou-se uma análise SWOT (do inglês: *Strengths* - Forças, *Weaknesses* - Fraquezas, *Opportunities* - Oportunidades e *Threats* - Ameaças) a partir do investimento em energia eólica *offshore* no Brasil. Os aspectos relevantes de possíveis conflitos com outros setores são legislação e a preservação dos recursos naturais oceânicos na ZEE brasileira. Parte dos temas destacados no presente artigo foram discutidos inicialmente no trabalho de Santestevan (2019).

2. METODOLOGIA

Os métodos descritivo e qualitativo foram empregados, por meio de uma análise bibliométrica, juntamente com a revisão sistemática dando prioridade a geração eólica *offshore* e a concessão de áreas para geração de energia; o procedimento é descrito detalhadamente em Santestevan & D'Aquino (2019). Tanto para a análise bibliométrica como para a revisão sistemática, as palavras-chave selecionadas em seu sentido mais amplo (em português e inglês) foram energia eólica, *offshore*, concessão de área, *wind energy*, *concession area*, *grant area* e *area*. Quantificou-se o número de artigos em cada base de dados utilizando as diferentes combinações das palavras-chave. Tanto a análise bibliométrica quanto a revisão sistemática utilizaram diferentes bases científicas e acadêmicas, como por exemplo: *Web of Science* e *Capes*, bem como documentos oficiais do governo brasileiro.

Posteriormente, aplicou-se uma análise SWOT, a qual possibilita a percepção de variáveis controláveis e incontroláveis, e auxilia na tomada de decisões para a inserção desta tecnologia. É uma ferramenta utilizada para análise de cenário, sendo usada como base

para gestão e planejamento estratégico de uma corporação ou empresa, mas podendo ser utilizada para qualquer tipo de análise de cenário (COSTA JÚNIOR et al., 2021).

Assim, foram elencados os fatores que mais influenciariam a inserção da geração a partir dos ventos no mar. Em seguida, há a discussão dos motivos de ainda não haver geração eólica *offshore* no Brasil, e quais os passos necessários para que a eólica *offshore* se torne economicamente competitiva no país.

3. RESULTADOS

3.1 Revisão sistemática

Os resultados são expressivos para as palavras-chave, individualmente, quando da consulta às bases de dados do IEEE e *Web of Science*. Assim, determinou-se quatro combinações distintas com as palavras-chave e, posteriormente, foi utilizado o software VOSviewer para visualização dos resultados e das relações entre artigos, citações e autores, o que permite sintetizar os resultados da análise bibliométrica. A Tabela 1 apresenta as combinações de palavras utilizadas na análise bibliométrica; três delas indicam uma quantidade muito pequena de artigos publicados. Todavia, a combinação (*Wind Energy + Offshore + Area*) é expressiva, com 268 artigos identificados na base de dados *Web of Science*.

Tabela 1 - Número de artigos encontrados em cada base de dados considerando as diferentes combinações de palavras-chave

Palavras - chave	Base de Dados					
	CAPES	BDTD	IEEE	OASIS BR	SCIELO	Web of Science
Energia Eólica	1361	1155	0	2583	141	4
Wind Energy	2751	1237	31172	2987	415	84289
Energia Eólica + Offshore	80	42	0	105	3	0
Wind Energy + Offshore	16	42	1802	172	8	2074
Energia Eólica + Offshore + Concessão de área	0	1	0	2	0	0
Wind Energy + Offshore + Concession area	18	0	0	1	0	0

Tabela 1 - Número de artigos encontrados em cada base de dados considerando as diferentes combinações de palavras-chave (continuação)

Palavras - chave	Base de Dados					
	CAPES	BDTD	IEEE	OASIS BR	SCIELO	Web of Science
Wind Energy + Offshore + Grant area	36	1	0	1	0	0
Wind Energy + Offshore + Area	48	39	194	1	2	268

Os primeiros artigos relacionados ao tema datam de 1996, de acordo com a combinação de palavras escolhidas. Destaca-se o artigo intitulado de Barthelmie & Palutikof (1996b), o qual descreve modelos para estimar a velocidade do vento na costa. Um dos pontos relevantes desse estudo trata da dificuldade de se medir a velocidade e direção do vento no mar, pelo fato de haver poucas estações fixas e embarcações para tais medições. Enfatiza-se que o problema citado é de menor relevância, atualmente, pelo fato de existirem modelos mais precisos para estimar o vento e a possibilidade de se utilizar boias, radares, lasers e até satélites para a obtenção de dados precisos (TESLER & GOYA, 2005).

Outro artigo publicado ainda em 1996, por Barthelmie & Palutikof (1996a), descreve projetos em operação e com potencial de implementação da energia eólica *offshore* em diversos países. Os projetos tinham potência instalada de pouco mais de 12 MW e estavam todos no norte europeu. Seguindo a análise dos artigos identificados, observamos que os locais nos quais essa tecnologia prosperou foram principalmente China, norte europeu e Estados Unidos da América (IEA, 2019).

Um artigo recente, publicado por Lin et al. (2021), analisa a utilização do método de TMD (*Tuned Mass Damper*) em estruturas de tipo *Jacket* sobre turbinas eólicas localizadas em águas profundas sujeitas a terremotos. Este estudo concentra-se no estudo de caso de Taiwan, a qual se encontra em uma região que tem grande incidência de terremotos, e vem utilizando ainda mais a geração eólica no mar. Assim, apenas considerando os dois artigos mais antigos e o artigo mais atual analisados, já teríamos uma visão de uma forma de geração elétrica que possui muitos desafios a serem tratados.

A partir da base de dados *Web of Science* foi possível identificar a origem dos artigos publicados, conforme a Figura 1, na qual destaca-se:

- O país que mais publicou no assunto, até a data da realização da coleta de dados, foram os Estados Unidos, num total de 64 publicações. Um dos projetos pioneiros foi o Block Island Wind Farm, no estado de Rhode Island, em 2015 (GILBERT et al., 2019);
- O maior número de unidades de geração eólica offshore concentra-se no norte da Europa. 146 publicações de autores dos seguintes países foram identificados: Inglaterra, Espanha, Alemanha, Dinamarca, Noruega, Escócia, Holanda, França e Bélgica e Irlanda;
- O país que está tendo um crescimento expressivo da geração eólica offshore é a China, que é o quarto lugar em publicação, totalizando 23 publicações;
- Em vigésimo segundo lugar na lista de países que mais publicaram encontra-se o Brasil, com apenas três publicações.

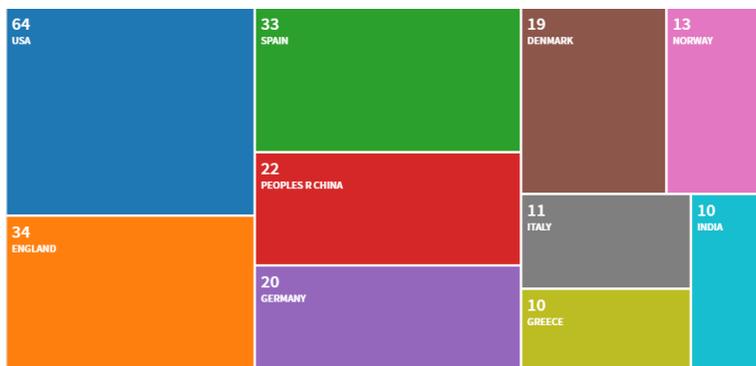


Figura 1 - Número de artigos por país

O *software* VOSviewer permitiu visualizar as citações entre os artigos filtrados pela pesquisa, e a Figura 2 apresenta os casos de destaque. Com isso, dois artigos receberam destaque. O primeiro artigo mais citado entre os próprios artigos selecionados (13 vezes) denomina-se “*California offshore wind energy potencial*” (DVORAK; ARCHER; JACOBSON, 2010). O artigo tem como foco a possibilidade de se utilizar a geração eólica *offshore* no estado da Califórnia – Estados Unidos, e apresenta o potencial dessa forma de geração de energia.

O segundo artigo a ser destacado com mais citações no geral (299 citações) é intitulado “*Assessing the impacts of wind farms on birds*” (DREWITT & LANGSTON, 2006). O artigo trata dos potenciais impactos ambientais causados pela utilização da geração de energia eólica, e tem foco no estudo migratório de aves. A relevância está as-

sociada ao fato de que questões ambientais são fundamentais para a implementação de qualquer forma de geração de energia (SANTESTEVEAN & D'AQUINO, 2019). Na Figura 2, quanto maior o círculo, mais vezes o trabalho foi citado. As linhas conectando os círculos representam a associação das citações, e as cores indicam temas.

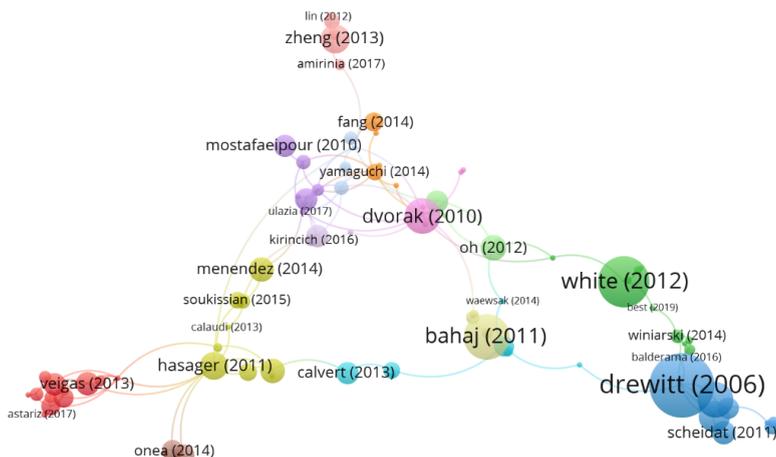


Figura 2 - Representação da interligação dos artigos identificados

3.2 Análise SWOT

A revisão sistemática e a análise bibliométrica possibilitaram conhecer o estado da arte da geração eólica *offshore*, e os desafios sobre a concessão de áreas em outros locais do mundo. A partir deste conhecimento pode-se determinar os 13 principais pontos a serem elencados na análise SWOT, os quais estão sumarizados na Tabela 2. Destaca-se que esses pontos foram determinados e alinhados conforme cruzamento da literatura analisada pelos autores, ou seja, pontos em comum para discussão e análise da SWOT. Além disso, examina-se as informações encontradas, principalmente de outros países, como lições a serem verificadas e adaptadas para o caso brasileiro.

Tabela 2 - Análise SWOT de energia eólica *offshore* no Brasil

Forças	- Potencial de geração; - Impacto socioambientais.
Fraquezas	- Impacto ao meio ambiente; - Inexistência de tecnologia nacional para geração no mar; - Inexistência de legislação própria; - Custo elevado (O&M); - Dependência do vento.
Oportunidades	- Perspectiva de crescimento; - Proximidade a grandes centros de consumo; - Tecnologia nacional para offshore; - Aproveitamento de normas para concessão de área no mar
Ameaças	- Falta de mão-de-obra; - Possíveis conflitos.

As forças foram determinadas considerando a características que favorecem tanto o recurso, quanto de minimização de impacto social quando comparada com a eólica continental. As fraquezas apontaram e discutiram aspectos que impedem ou dificultam o desenvolvimento da atividade no Brasil. As oportunidades e ameaças procuraram elencar fatores que podem alavancar o setor e fatores que podem representar problemas, respectivamente.

3.3 Forças

3.3.1 Condição do recurso

Ortiz & Kempel (2011) elaboraram um estudo apresentando o potencial de energia eólica *offshore* no Brasil, e os resultados de velocidade média e densidade média de potência, a uma altura de 50 metros. Os autores destacam três áreas com potencial: a) costa de Sergipe e Alagoas; b) Rio Grande do Norte e Ceará; c) Rio Grande do Sul e Santa Catarina, e salientam que a costa brasileira, em geral, tem um grande potencial para geração de energia eólica no mar, sendo que a velocidade média do vento *offshore* é 70% maior se comparada velocidade média em terra.

Destaca-se ainda o trabalho de Pimenta, Kempton e Garvine (2008), ao compararem diferentes métodos de medição de ventos sobre os oceanos e estimarem o potencial de geração de energia. Os autores relatam que os ventos *offshore* são mais fortes e menos variáveis do que os terrestres. Evidencia-se que o vento no mar varia menos devido à ausência de barreiras físicas, como montanhas, prédios e vegetação, potencialmente produzindo mais energia elétrica, de forma

mais confiável, diminuindo a necessidade de fontes de *backups* (ESTEBAN et al., 2011).

O custo de fundação das torres para geração eólica *offshore* influencia bastante no custo total do projeto e, portanto, procura-se preferencialmente locais de implementação com baixas profundidades. Destaca-se que um estudo realizado na zona costeira brasileira constatou que a plataforma continental do país é rasa e longa, principalmente nas regiões Norte, Nordeste e Sul (TESSLER & GOYA, 2005). Estes locais foram apontados como os de maior potencial, ou seja, que favorecem a geração eólica *offshore*.

3.3.2 Impacto social amenizado

O primeiro impacto a ser analisado é o ruído, que pode ser produzido pela rotação das pás, e também pela dissipação de energia pelo atrito entre as peças do gerador (MOURA & PINHEIRO, 2013). Segundo Churro et al. (2004), o ruído depende de uma série de fatores, como: a distribuição espacial das turbinas, o modelo da turbina instalada, relevo do terreno, velocidade e direção do vento. Um estudo feito no Complexo Eólico Canoas e Lagoas registrou ruídos dos aerogeradores entre 67,7 a 75,2 dB (DA SILVA & ABRANTES, 2019), muito acima do limite, por exemplo de 35 dB para o campo e 60 dB para áreas industriais. A energia eólica *offshore* teria vantagem, uma vez que está distante da população, representando assim um ponto forte em comparação com a eólica *onshore*.

O conflito por território na geração *offshore* pode ser menor devido aos usos limitados do área para outras atividades (TODT; GONZÁLEZ; ESTÉVEZ, 2011). Porém, o conflito pode ocorrer devido aos locais de preservação, rotas marítimas, zonas de pesca, aquicultura e exploração de hidrocarbonetos, mas essa disputa é menor quando comparado com a geração *onshore*. Evidencia-se que as comunidades locais tradicionais, principalmente as dependes da pesca e do turismo, são as mais impactadas pela estrutura e funcionamento de um parque eólico *offshore* (XAVIER et al., 2020).

O último impacto analisado é a interferência eletromagnética. Um parque eólico pode causar distúrbio em sistemas de telecomunicações de rádio, micro-ondas, celular e sistemas de controle de tráfego aéreo (KRUG & LEWKE, 2009). A torre e as pás podem obstruir, refletir ou refratar as ondas eletromagnéticas. O grau e a natureza da interferência dependerão da localização da turbina entre o transmissor e o receptor, das características das pás, frequência do sinal, características do receptor e da propagação das ondas de rádio na atmosfera local (KRUG & LEWKE, 2009). Pelo fato da geração eólica *offshore* ser realizada no mar, os impactos mencionados podem ser mais brandos

quando comparados com estruturas de parques eólicos em área *onshore* (ARAÚJO & MOURA, 2017).

3.4 Fraquezas

3.4.1 Impacto ao meio ambiente

Uma das principais preocupações em torno dos parques eólicos é o risco de que eles causem mortalidade aviária por meio de colisões. Drewitt & Langston (2006) consideraram a taxa de mortalidade relativamente baixa, de até 23 mortes por turbina, por ano. Porém, parques instalados em rotas migratórias podem ter impactos ainda mais significativos, como a remoção do habitat natural das aves marinhas (COELHO, 2007).

Outro impacto a ser destacado considera que muitos cetáceos usam a ecolocalização para encontrar comida e se comunicar. Os cetáceos têm uma audição muito sensível, que pode ser prejudicada pelos ruídos altos associados aos parques eólicos (THOMSEN et al., 2006). No parque eólico de Nysted, na Dinamarca, a população de focas cinzentas foi monitorada antes, durante e após a construção de um parque eólico no mar. A operação do parque não pareceu impactar significativamente a abundância de focas, no entanto, diminuíram o número de focas observadas em um local de criação próximo. Assim, presumiu-se que a diminuição estava relacionado ao barulho emitido pelas turbinas (CARSTENSEN; HENRIKSEN; TEILMANN, 2006). Os peixes também podem ser muito sensíveis aos ruídos, ocorrendo, porém, uma grande variabilidade entre os sistemas auditivos de peixes, e espécies de peixes respondem de maneira diferente ao ruído (THOMSEN et al., 2006). Muitas espécies de peixes também são sensíveis aos campos elétricos e magnéticos, que podem ser causados por cabos subaquáticos, incluindo espécies de peixes importantes para pesca no Brasil, como exemplo o atum-amarelo (NEDWELL; LANGWORTHY; HOWELL, 2003).

Além desses efeitos negativos, têm ocorrido discussões sobre o potencial de impactos positivos de parques eólicos *offshore* no meio marítimo. Após a construção de um parque eólico, as fundações de turbinas poderiam servir como substrato para invertebrados bentônicos, atraindo assim peixes. As plataformas de petróleo *offshore* são bem conhecidas por essa propriedade (VATTENFALL & SKOV-OG, 2006).

Apesar de alguns pontos acima mencionados serem interpretados como positivos, a instalação de torres eólicas do mar apresenta impactos relevantes para o meio marinho e deve estar sujeita aos estudos de impacto ambiental. Por isso, este ponto foi determinado como uma fraqueza.

3.4.2 Inexistência de tecnologia nacional de geração

As empresas líderes no desenvolvimento da tecnologia para geração de energia eólica (fundação, turbinas *offshore*, plataformas, embarcações e cabos) são: Siemens, EEW Group, ENERCON, Vestas, Dong Energy e Senvion (GILBERT et al., 2019). No Brasil, algumas empresas trabalham com a fabricação de componentes da geração de energia eólica, sendo as mais importantes a WEG e Nordex, contudo são empresas que estão começando a competir no cenário internacional, nessa área, e não possuem nenhum segmento para geração no mar.

3.4.3 Inexistência de legislação própria

O Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), responsável pelo licenciamento ambiental de parques eólicos, conta atualmente com oito projetos de produção de energia eólica marinha, porém nenhum deles conseguiu licença ambiental prévia para que ocorra o início da construção. Evidencia-se que o Brasil ainda não possui uma legislação própria para concessão de áreas para a geração eólica *offshore* e, que a adaptação de legislações atuais aplicadas a esse caso pode trazer incerteza jurídica e econômica para o desenvolvimento da atividade.

3.4.4 Custo elevado

Uma instalação de energia eólica *offshore* é mais complexa e dispendiosa, em comparação com a energia eólica *onshore* (BILGILI; YASAR; SIMSEK, 2011) devido principalmente à distância da costa, operação e manutenção em mar e difícil interligação às redes de transmissão elétricas (HENDERSON et al., 2003). Além disso, o custo da energia eólica *offshore* é entre 1,5 e 3 vezes mais elevado que um projeto similar em terra (BRETON & MOE, 2009). Sendo assim, o custo total, juntamente com a falta de normas específicas, se tornam os parâmetros mais relevantes para a inserção desta forma de geração de energia no Brasil. Destaca-se, que o ambiente de implementação desta forma de geração de energia é corrosivo para equipamentos elétricos e estruturais, e assim é exigido que os geradores possuam proteção catódica e de umidade, além do uso de tintas específicas para a estrutura, encarecendo mais o projeto (SNYDER & KAISER, 2009).

Os avanços tecnológicos registrados no segmento eólico *offshore* têm proporcionado redução de custos (BAYER, 2018). A característica mais marcantes dos projetos eólicos *offshore* é o uso de aerogeradores ainda maiores, quando comparado a eólica *onshore*, com

diâmetro do rotor médio de 150 metros e potência nominal superior a 6 MW (EPE, 2018). O custo da geração eólica no Brasil variou. O custo total de um projeto eólico *offshore* depende de questões não controláveis, tais como: variações cambiais, disponibilidade de mão-de-obra especializada e restrição da cadeia de suprimentos (GREENACRE; GROSS; HEPTONSTALL, 2010).

3.4.5 Dependência do vento

A energia eólica depende da força dos ventos, que apresenta natureza estocástica, contendo um grau de imprevisibilidade. Com isso, existirão momentos em que a velocidade do vento é relativamente baixa, não sendo suficiente para a geração de energia (DAMASCENO & ABREU, 2018). Esse fator negativo está atrelado a diversas fontes de energia que são dependentes da natureza, como por exemplo a geração solar. Uma solução adotada para a intermitência da energia eólica a rede elétrica é a complementariedade com a energia das hidrelétricas (HUNT; FREITAS; PEREIRA JÚNIOR, 2016). O Brasil apresenta uma matriz elétrica com grande participação da fonte hídrica, de forma que a dependência do vento pode se tornar mais branda.

Por último, com uma análise histórica da velocidade e direção do vento, e a aplicação de modelos estatísticos, pode-se prever com um bom grau de certeza a geração de energia (WITZLER, 2016), fazendo com que a venda e compra de energia seja facilitada pela previsibilidade de geração, diminuindo a necessidade de fontes de *backup*.

3.5 Oportunidades

3.5.1 Perspectiva de crescimento

A pandemia do COVID-19 trouxe impactos para o setor energético, ainda a serem melhor compreendidos. No caso do desenvolvimento de projetos eólicos *offshore* ocorreu um aumento do tempo de implementação e, conseqüentemente, um aumento do custo (IEA, 2019). No Brasil, a afirmação inicial é que não houve prejuízos nos parques eólicos em construção, contudo ressalta um impacto na cadeia de suprimentos em toda América Latina (SAMPAIO & BATISTA, 2021). O fator de capacidade da geração eólica no Brasil é bem elevado comparado com a média mundial. Em 2019, o fator de capacidade da geração eólica no Brasil era de cerca de 32%, bem maior quando comparado com a média europeia, de aproximadamente 21% (EPE, 2020).

3.5.2 Proximidades de grandes centros

Altas densidades demográficas dificultam a instalação de grandes centrais de geração de energia, dada a necessidade de área. Instalação de grandes centrais longe dos grandes centros de consumidores, reflete na perda de energia na transmissão devido às longas distâncias. Historicamente, o desenvolvimento do Brasil concentrou-se na faixa litorânea, o que permite que esse centro consumidor seja abastecido com energia proveniente da geração de plantas eólicas offshore, diminuindo assim a perda de transmissão (SANTESTEVAN & D'AQUINO, 2019). No caso do Brasil, a tecnologia de linhas de transmissão no mar advindas de um *know-how* da indústria de petróleo e gás natural (PEYERL, 2019) poderá contribuir com as instalações e infraestrutura de plantas eólicas na área *offshore*.

3.5.3 Tecnologia offshore

A desenvolvimento tecnológico offshore pela indústria brasileira de petróleo e gás natural, como anteriormente mencionado, pode contribuir para o processo de infraestrutura de plantas eólicas. Por exemplo, os guindastes marítimos desenvolvidos por essa indústria permitem que turbinas maiores sejam montadas em áreas offshore (MUSIAL & BUTTERFIELD, 2004).

Quando se trata de instalações *offshore*, é necessária a existência de uma estrutura portuária que suporte todo o serviço de construção, montagem e transporte. Esta estrutura pode ser suprida pela malha de portos existente na região, aproveitando construções feitas para atender a indústria de petróleo e gás.

Um grande problema nas estruturas que se encontram no mar é o requerimento de manutenção, principalmente pelo fato da rápida corrosão. Para isso, empresas brasileiras tem se especializado em tintas especiais, métodos e equipamentos para a manutenção no mar, sendo o país referência neste setor (COSTA & ABRANTES, 2015).

3.5.4 Aproveitamento de normas para concessão de áreas no mar

Em geral, sugere-se que a geração eólica *offshore* tenha um órgão específico que delimite as áreas que serão concedidas para a construção dos parques eólicos, e regulamente essa concessão. Tanto para aquicultura no mar quanto para exploração de hidrocarbonetos há normas para utilização de áreas, assim como órgãos governamentais responsáveis pela fiscalização, os quais podem servir de esboço para regulamentação da geração eólica *offshore* (SANTESTEVAN & D'AQUINO, 2019).

3.6 Ameaças

3.6.1 Falta de mão-de-obra

No Brasil, a indústria de petróleo e gás natural é forte e apresenta qualificações nas áreas de: análise do terreno marinho; manutenção no mar; materiais específicos para utilização no oceano; transporte de grandes estruturas; e instalação de estruturas no mar (GILBERT et al., 2019). Parte desse conhecimento poderá ser utilizado na eólica *offshore*, no entanto, a mão-de-obra específica e especializada inicialmente virá de outros países, representando uma ameaça inclusive economicamente para o país (SANTESTEVEAN & D'AQUINO, 2019).

3.6.2 Possíveis conflitos

Qualquer estrutura colocada na ZEE brasileira deve receber uma permissão da Marinha do Brasil (PINTO CALDERON et al., 2019). Além disso, com objetivo de proteger interesses nacionais, qualquer concessão de área na ZEE requer ainda o parecer da ANP, para assim não conflitar com a exploração de petróleo, segundo a Lei nº 8987, de 13 de fevereiro de 1995. Uma vez implementado um parque de geração de eólica *offshore*, é necessário que a energia seja transmitida até o Sistema Interligado Nacional (SIN). Linhas de transmissão subaquáticas necessitarão ser construídas e bem estudadas, para que se evite ao máximo danos ao meio ambiente marítimo e perdas excessivas. Para evitar conflitos com as atividades já realizadas na ZEE brasileira, reforça-se a necessidade de dialogar com todos os órgãos governamentais que regem estas atividades, a fim de se fazer um marco regulatório.

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Foram realizadas, inicialmente, duas análises distintas envolvendo a geração eólica *offshore*, ambas com o enfoque na concessão de áreas. A primeira análise permitiu verificar os trabalhos científicos mais relevantes, de forma qualitativa, permitindo uma visão ampla sobre o assunto. Como resultado da análise bibliométrica, concluiu-se que, o território brasileiro possui potencial e condições ambientais favoráveis para o desenvolvimento da energia eólica *offshore*, porém, uma série de impedimentos, como regulação, mão-de-obra e tecnologia precisam ser revistos e aprimorados urgentemente.

Por meio da utilização da ferramenta SWOT, foi possível observar vários pontos de análise e experiências internacionais que podem

contribuir com o desenvolvimento de um arcabouço regulatório junto a investimentos de P&D nessa área. Em relação a pontos técnicos, a análise demonstrou que a geração eólica *offshore* é mais favorável em países que possuem uma plataforma continental extensa e rasa. Bem como, com uma alta densidade demográfica na zona costeira, a qual justifica a localização de parques próximos a grandes zonas consumidoras, e onde não há área disponível em terra. Esses pontos são relevantes, visto que permitem fundações mais simples e baratas para as torres eólicas *offshore*. Alguns países que mais se adequam a essas características são: Inglaterra e Japão.

A análise SWOT também permitiu a determinação de pontos importantes os quais têm impedido a viabilização da geração eólica *offshore* no Brasil, combinado pelo alto custo de empreendimentos, e *know-how* tecnológico. A criação de normas específicas para geração eólica *offshore* é outro importante ponto a ser mencionado novamente para que o país possa estar preparado para que ocorra a inserção desta fonte de energia, oferecendo segurança jurídica a novos empreendimentos e investimentos.

Assim, espera-se que este trabalho traga luz ao desenvolvimento da geração eólica, principalmente no Brasil, ao abordar diferentes aspectos que necessitam ser trabalhados e retrabalhados principalmente pelos governos junto ao seu planejamento do setor energético.

5. AGRADECIMENTOS

Drielli Peyerl agradece especialmente ao apoio financeiro dos Processos 2014/50279-4, 2017/18208-8 e 2018/26388-9, por meio da Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABEEÓLICA. Boletim de geração de energia eólica. ONS. Fevereiro de 2021, pp. 1-46, 2021.

ARAÚJO, A. A. & MOURA, G. J. B. de. A Literatura Científica sobre os impactos causados pela instalação de Parques Eólicos: Análise Cientométrica. R. Tecnol. Soc., Curitiba, v. 13, n. 28, pp. 207-223, mai./ago. 2017.

BARTHELMIE, R. J.; PALUTIKOF, J. P. Coastal wind speed modelling for wind energy applications. Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, v. 62, n. 2-3, pp. 213-236, 1996a.

BARTHELMIE, R. J.; PALUTIKOF, J. P. Coastal wind speed modelling for wind energy applications. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, v. 62, n. 2–3, pp. 213–236, 1996b.

BAYER, B. Experience with auctions for wind power in Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81, pp. 2644–2658, 2018.

BILGILI, M.; YASAR, A.; SIMSEK, E. Offshore wind power development in Europe and its comparison with onshore counterpart. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15 (2), pp. 905–915, 2011.

BRETON, S. P.; MOE, G. Status, plans and technologies for offshore wind turbines in Europe and North America. *Renewable Energy*, v. 34, n. 3, pp. 646–654, 2009.

CARSTENSEN, J.; HENRIKSEN, O. D.; TEILMANN, J. Impacts of offshore wind farm construction on harbour porpoises: Acoustic monitoring of echolocation activity using porpoise detectors (T-PODs). *Marine Ecology Progress Series*, v. 321,8, pp. 295–308, 2006.

CHURRO, D; ZAMBUJO, M. J.; RODRIGUES, C. C.; COELHO, J. L. B. Parques Eólicos-Estudo dos Impactes no Ambiente Sonoro I-Influência no Ruído Local. *Acústica 2004 Evento*. Portugal. pp. 1-8, 2004.

COELHO, C. Avaliação dos Impactes Ambientais dos Parques Eólicos em Áreas Protegidas: O Caso de Estudo do Parque Natural das Serras de Aire e Candeeiros. *Dissertação de mestrado*. Programa em Ciências e Tecnologias do Ambiente. Universidade de Lisboa. Portugal. pp. 1-153, 2007.

COSTA, P. G. F. da; Duarte, F. J. De C. M.; Lima, F. de P. A.; Maia, N. De C; ARAÚJO, A. N. A efetividade de metodologias de diagnóstico rápido em ergonomia em plataformas offshore: revisitando o conceito de modo degradado de funcionamento. *Revista Brasileira de Saúde Ocupacional*, v. 40, n. 132, pp. 121–136, 2015.

COSTA JÚNIOR, J. F. DA; BEZERRA, D. DE M. C.; CABRAL, E. L. DOS S.; MORENO, R. C. P.; PIRES, A. K. S. The SWOT Matrix and its Subdimensions: A Conceptual Innovation Proposal. *Research, Society and Development*, v. 10, n. 2, p. e25710212580, 2021.

DA SILVA, L. & ABRANTES, R. *Análise dos Ruídos Geradores por Aerogeradores no Complexo Eólico Canoas e Lagoas*. XVIII

ENANPUR. Natal, Rio Grande do Norte, pp. 1-16, 2019.

DAMASCENO, V. S. & ABREU, Y. V. DA. Avaliação da energia eólica no Brasil utilizando a análise SWOT e PESTEL. *Interações (Campo Grande)*, v. 19, n. 3, pp. 503-514, 2018.

DE SOUZA, J. M. Mar territorial, zona econômica exclusiva ou plataforma continental. *Revista Brasileira de Geofísica*, v. 17, n. 1, pp. 79-82, 1999.

DREWITT, A. L.; LANGSTON, R. H. W. Assessing the impacts of wind farms on birds. *Ibis*, v. 148, pp. 29–42, 2006.

DVORAK, M. J.; ARCHER, C. L.; JACOBSON, M. Z. California offshore wind energy potential. *Renewable Energy*, v. 35, n. 6, pp. 1244-1254, 2010.

EPE. Plano Decenal De Expansão De Energia 2027. Brasília: MME/EPE, pp.1-345, 2018.

EPE. Roadmap Eólica Offshore Brasil – Perspectivas e caminhos para a energia eólica marítima. Empresa de Pesquisa Energética, pp. 1-140, 2020.

ESTEBAN, M. D.; DIEZ, J.J.; LÓPEZ, J. S.; NEGRO, V. Why offshore wind energy? *Renewable Energy*, Vol. 36, 2, pp. 444-450, 2011.

GIELEN, D.; BOSHELL, F.; SAYGIN, D.; BAZILIAN, M. D.; WAGNER, N.; GORINI, R. The role of renewable energy in the global energy transformation. *Energy Strategy Reviews*. Vol. 24, pp. 38-50, 2019.

GILBERT, C.; SMITH, H.; BIDWELL, D.; SMYTHE, T.; MOORE, J.; MCCANN, J.; MILLER, E. Gatekeeping and Communities in Energy Transition: A Study of the Block Island Wind Farm. *Environmental Communication*, Vol. 13, 3, pp. 1041-1052, 2019.

GREENACRE, P.; GROSS, R.; HEPTONSTALL, P. A Great Expectations: The cost of offshore wind in UK waters – understanding the past and projecting the future. Report. UK Energy Research Centre. pp. 1-138, 2010.

HENDERSON, A. R.; MORGAN, C.; SMITH, B.; SORENSEN, H.; BARTHELMIE; BOESMANS, B. Offshore Wind Energy in Europe-A Review of the State-of-the-Art. *Wind Energy*, v. 6, pp. 35–52, 2003.

HUNT, J. D.; FREITAS, M.; PEREIRA JR., A. O. Usinas Hidrelétricas Reversíveis Sazonais Combinadas com Hidrelétricas em Cascata e Seus Benefícios para a Gestão de Recursos Hídricos e do Setor Elétrico Brasileiro. In: Encontro Nacional de Máquinas Rotativas, 2016, Rio de Janeiro. Encontro Nacional de Máquinas Rotativas, pp. 1-8, 2016.

IBGE. Atlas geográfico das zonas costeiras e oceânicas do Brasil. Rio de Janeiro. 2011. pp. 1-177.

IEA. Offshore Wind Outlook 2019. Technology Report. International Energy Agency. 2019.

KRUG, F.; LEWKE, B. Electromagnetic Interference on Large Wind Turbines. *Energies*, v. 2, 4, pp. 1118–1129, 2009.

LIN, G.; LU, L.; LEI, K.; LIU, K.; KO, Y.; JU, S. Experimental study on seismic vibration control of an offshore wind turbine with TMD considering soil liquefaction effect. *Marine Structures*. Vol. 77, 102961, 2021.

MOURA, M. & PINHEIRO, M. Os Parques Eólicos na Zona Costeira do Ceará e os Impactos Ambientais Associados. *Revista Geonorte*. Vol. 9, 1, p. 22-41, 2013.

MUSIAL, W.; BUTTERFIELD, S. Future for Offshore Wind Energy in the United States: Preprint. United States: N. p., 2004.

NEDWELL, J.; LANGWORTHY, J.; HOWELL, D. Assessment of sub-sea acoustic noise and vibration from offshore wind turbines and its impact on marine wildlife; initial measurements of underwater noise during construction of offshore windfarms, and comparison with background noise. Report. Cowrie, pp. 1-72, 2003.

ONU. Transformando nosso mundo: A Agenda 2030 para o Desenvolvimento Sustentável. Nova York, EUA, 2015.

ORTIZ, G. P. & KAMPEL, M. Potencial de energia eólica offshore na margem do Brasil. V Simpósio Brasileiro de Oceanografia. Santos, São Paulo, pp.1-4, 2011.

PEYERL, D. The oil of Brazil. Switzerland: Springer International Publishing, 1-128, 2019.

PIMENTA, F.; KEMPTON, W.; GARVINE, R. Combining meteorological stations and satellite data to evaluate the offshore wind power resource of Southeastern Brazil. *Renewable Energy*, v. 33, 11, pp. 2375–2387, 2008.

PINTO CALDERON, M. DE LOS A.; MORENO CALDERON, J. K.; MUÑOZ MALDONADO, Y. A.; OSPINO CASTRO, A. Technical and Economic Evaluation of a Small-Scale Wind Power System Located in Berlin, Colombia. *Tecciencia*, v. 13, 24, pp. 63–72, 2019.

SAMPAIO, K. R. A. & BATISTA, V. O atual cenário da produção de energia eólica no Brasil: Uma revisão de literatura. *Research, Society and Development*, v. 10, 1, pp. 1-8, 2021.

SANTESTEVAN, W. H. A zona econômica exclusiva brasileira e os parques eólicos offshore: aspectos legais. Trabalho de Conclusão de Curso. Curso de Engenharia de Energia. Universidade Federal de Santa Catarina, pp. 1- 49, 2019.

SANTESTEVAN, W. H. & D'AQUINO, C. DE A. Análise bibliométrica da geração eólica offshore. 8º Simpósio de Integração Científica e Tecnológica do Sul Catarinense – SICT-Sul, pp. 496 – 1125, 2019.

SNYDER, B.; KAISER, M. J. Ecological and economic cost-benefit analysis of offshore wind energy. *Renewable Energy*, v. 34, 6, pp. 1567–1578, 2009.

TESSLER, M. G. & GOYA, S. C. Processos Costeiros Condicionantes do Litoral Brasileiro. *Revista do departamento de geografia*, 17, pp. 11-23, 2011.

THOMSEN, F.; LÜDEMANN, K.; KAFEMANN, R.; PIPER, W. Effects of offshore wind farm noise on marine mammals and fish. *Report. CO-WRIE*, pp. 1-62, 2006.

TODT, O.; GONZÁLEZ, M. I.; ESTÉVEZ, B. Conflict in the Sea of Tralgar: offshore wind energy and its context. *Wind Energy*, v. 14, 5, pp. 699–706, 2011.

TOKE, D. The UK offshore wind power programme: A sea-change in UK energy policy. *Energy Policy*, v. 39, 2, pp. 526–534, 2011.

VATTENFALL, A., & SKOV-OG, N. Danish offshore wind-key environmental issues. *Dong energy*. (No. NEI-DK--4787), Report. Novembro, pp. 1-144, 2006.

XAVIER, T. W. DE F.; CAETANO, A. G. N.; BRANNSTROM, C. Parques eólicos offshore no Brasil e os potenciais impactos sociais: aplicação de matrizes SWOT. *Arquivo Ciência Marinha Fortaleza*, pp. 89-99, 2020.

WITZLER, L. T. Metodologia para reconstrução de séries históricas de vento e geração eólica visando a análise da complementariedade energética no Sistema Interligado Nacional. *Dissertação de mestrado*. Escola Politécnica. Universidade de São Paulo. São Paulo, pp. 1-203, 2016.

PROPOSTA DE UM SIMULADOR DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA RENOVÁVEL

Júlio César Pinheiro Pires¹
Branca Freitas de Oliveira²

¹Universidade Federal de Santa Maria

²Universidade Federal do Rio Grande do Sul

DOI: 10.47168/rbe.v27i4.607

RESUMO

A geração distribuída de energia pode ser considerada benefício sustentável, porém ainda não é uma prática disseminada no Brasil. Entre alguns dos entraves que minimizam sua utilização está a desinformação a respeito do assunto. Este artigo descreve os procedimentos para desenvolvimento de um simulador de geração de energia no formato web-based, a partir de um simulador existente. O sistema existente permite simular apenas energia eólica, ao passo que o proposto considera simulação de energia eólica, solar fotovoltaica e híbrida (solar + eólica). Na elaboração do novo simulador levou-se em conta a leveza e velocidade de uso, além de uma nova identidade visual comparado ao aplicativo original. O produto resultante conta com uma organização em abas, permitindo alternar entre as partes e etapas, melhorando a experiência de simulação em relação ao aplicativo de referência. O sistema foi disponibilizado gratuitamente na web no período de 22/12/2017 a 28/02/2021 e obteve 8287 acessos por 1319 usuários, auxiliando na divulgação de benefícios da geração distribuída de energia elétrica.

Palavras-chave: Geração distribuída; Energia eólica; Energia fotovoltaica; Sustentabilidade energética; Energias renováveis.

ABSTRACT

Distributed energy generation can be considered a sustainable benefit, but it is not yet widespread in Brazil. Among some of the obstacles that minimize its use is the misinformation about the subject. This article describes the procedures for developing a simulator of power generation in web-based format, from an existing simulator. The original system allows to simulate only wind energy, while the proposed one considers wind, solar photovoltaic and hybrid (solar + wind) simulation. The new

simulador takes into account the lightness and speed of use, as well as a new visual identity compared to the original application. The resulting product has an organization in tabs, allowing to switch between the parts and steps, improving the simulation experience in relation to the reference application. The application was made available free on the web in the period 12/22/2017 to 02/28/2021 and 8287 access were registered, by 1319 different users, aiding in the dissemination of benefits of distributed generation of electric power.

Keywords: Distributed power generation; Wind energy; Photovoltaic energy; Energy sustainability; Renewable energy.

1. INTRODUÇÃO

Geração distribuída de energia é aquela que é feita descentralizada, gerando alguns benefícios como a redução de dependência de concessionárias de energia elétrica, economia financeira, entre outros.

A conversão de eletricidade feita por TEPP (Turbina Eólica de Pequeno Porte) ou por FV (painéis Fotovoltaicos) pode ser considerada geração distribuída, dependendo da potência dos equipamentos de conversão e da energia gerada. De acordo com ANEEL (2016), geração distribuída e geração compartilhada de energia se dão quando são utilizados equipamentos de conversão local, com potência igual ou inferior a 75 kW.

A Resolução Normativa 687, da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL (2016), especifica que qualquer proponente que queira gerar sua própria energia elétrica pode solicitar a ligação de seu conversor na rede da concessionária de energia elétrica que o abastece. Desta maneira é possível fornecer energia para rede gerando créditos de energia em caso de geração excedente. Ao mesmo tempo, esses créditos podem ser usados quando o proponente não puder gerar ou quando a geração não for suficiente para seu consumo total.

Entende-se que exista uma falta de interesse na divulgação desses benefícios, ou os mesmos podem não estar claros o suficiente para incentivar pessoas a aderir a essa prática. O número de investimentos em sistemas de microgeração é considerado baixo no Brasil. Até agosto de 2020, o país registrava 367.426 unidades consumidoras com geração distribuída. Destas, apenas 128 eram por TEPP e 354.451 por FV, totalizando 3.414 MW de potência instalada nestas duas modalidades (ANEEL, 2020). Ao mesmo tempo, destaca-se a produção norte americana, que em 2020 registrou conversão na ordem de 24.000 MW de energia somente por sistema solar fotovoltaico (ELECTRICITY MONTHLY UPDATE, 2020).

Pires (2017) relata, em sua pesquisa de doutorado, que desin-

formação é uma das principais causas da baixa adesão aos sistemas de conversão própria de energia elétrica. O mesmo autor cita que o desinteresse das fornecedoras de energia em divulgar tais benefícios colabora para a baixa procura em investimento para produção própria de energia.

Se por um lado a falta de informações restringe o crescimento da geração distribuída no Brasil, por outro lado existem ações para minimizar este fato. Um número cada vez maior de sistemas de informação na área de energia pode ser encontrado na web, em páginas de institutos ligados a sustentabilidade, páginas de empresas de equipamentos, laboratórios de pesquisas e etc. Alguns exemplos são o simulador da concessionária Light (Light Serviços de Eletricidade S.A., 2016), o simulador da concessionária ENERGISA (ENERGISA, 2016), o simulador da empresa Furnas (FURNAS Centrais Elétricas S.A., 2016), o simulador solar do Instituto IDEAL (IDEAL, 2016) e o simulador solar do Google (Google, 2016), que estão disponíveis *on-line*. A tendência de tais sistemas é informar aos usuários como melhorar o uso da eletricidade, torna-lo mais racional, bem como informar sobre geração própria de energia elétrica, principalmente por fontes renováveis.

O presente artigo apresenta um sistema *web-based* no qual se pode realizar simulações na área de energia elétrica. A partir de um aplicativo existente desenvolveu-se dois novos módulos, incrementando as possibilidades de realização de simulações por fontes renováveis eólica, solar e híbrida (eólica + solar).

Pires e Oliveira (2019) apresentaram um estudo similar a este, em um encontro de sustentabilidade no ano de 2019. Naquele estudo foram divulgados resultados de acesso ao sistema, porém sem a realização de testes para avaliar o método.

2. O APLICATIVO EXISTENTE

Em 2016 foi publicado o aplicativo de simulação SIEólica no portal da Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Este aplicativo (Fig. 1) permite realizar simulações para verificar a carga elétrica de uma residência, assim como saber características de uma turbina eólica para suprir essa carga. Além disso é possível simular o tempo do retorno financeiro ao investir em uma entre quatro opções de turbinas eólicas disponíveis no aplicativo. O aplicativo faz parte de um sistema de informação homônimo no formato de página de internet, que conta com informações sobre energia eólica (PIRES E OLIVEIRA, 2016).

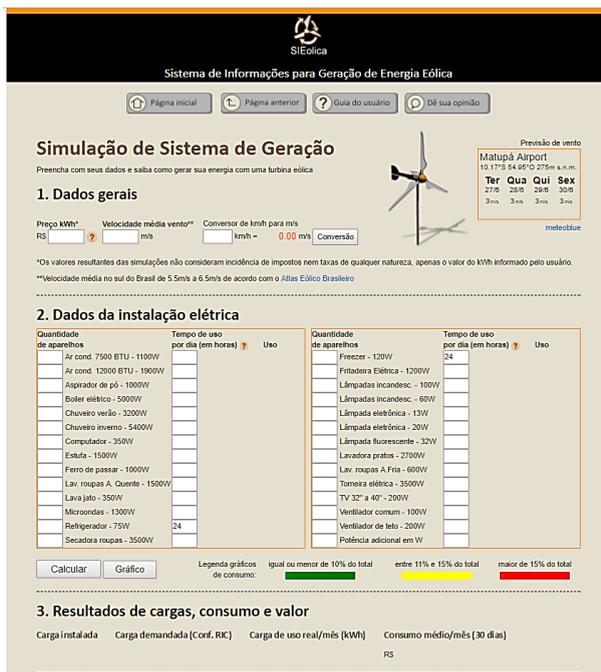


Figura 1 - Interface do SIEólica

O aplicativo SIEólica foi implementado inicialmente como protótipo funcional, utilizando-se JavaScript, HTML (Hypertext Markup Language) e CSS (Cascading Style Sheets), priorizando-se leveza e não necessidade de banco de dados. Para usuários, a principal característica pretendida no aplicativo foi a usabilidade (PIRES E OLIVEIRA, 2016).

3. PROPOSTA DE UM NOVO SIMULADOR

A partir da experiência com o aplicativo *web-based* SIEólica, cujo funcionamento está vigente desde o início de 2016, constatou-se, através de dados de acessos, que a realização de simulações pode auxiliar na obtenção de informações sobre geração de energia (geração distribuída e geração compartilhada). Por isso, o acréscimo de outros módulos, diversificando as fontes de conversão, representa um ganho em relação ao aplicativo original. A realização de simulações de geração de energia por fonte solar fotovoltaica significa um incremento em um simulador como o SIEólica. Além disso, a elaboração do mó-

dulo solar permite ou facilita a implementação de outro módulo, no qual usuários possam simular geração híbrida, ou seja, utilizando ambas as fontes de energia.

3.1 Revisão do leiaute

O aplicativo original conta com uma identidade visual caracterizada por símbolos e cores específicos. Essa caracterização ajuda usuários a identificar o aplicativo, contribuindo para associação do conteúdo com o próprio leiaute.

Apesar disso, propõe-se uma mudança em tais características para facilitar uma desvinculação desse aplicativo, pois pretende-se que usuários tenham experiência nova, ficando iguais apenas algumas características do formulário do SIEolica. Desta maneira o leiaute do aplicativo revisado (Fig. 2) conta com abas laterais onde o usuário poderá escolher e alternar entre elas na realização de simulações. Algumas dessas abas devem ser utilizadas sequencialmente, pois resultados de umas são utilizados por outras.



Figura 2 - Leiaute revisado proposto

Foram implementadas sete abas com conteúdo independente. Algumas dessas abas (Introdução, Ajuda e Sobre o sistema) estão inseridas como *iframe* no arquivo index HTML, liberando o arquivo principal para programação do conteúdo dos simuladores. Essa separação faz parte do sistema de separação implementado em SIEolica para arquivos de funções tipo JavaScript e arquivos de apresentação visual tipo CSS, assim como outros conteúdos que não fazem parte dos simuladores.

O sistema de abas conta com o seguinte conteúdo:

1. Aba Introdução: Boas-vindas ao aplicativo, texto explicando do que se trata o sistema, três figuras que remetem aos três tipos de simulações possíveis e alguns links institucionais.
2. Aba Instalações Elétricas: Esta aba apresenta a parte de SIEólica onde usuários fornecem o preço do kWh de sua concessionária e escolhem aparelhos e tempo de uso de cada um para simular seu consumo de eletricidade em um mês.
3. Aba Energia Eólica: Simulador de energia eólica. É o mesmo de SIEólica, com todas suas funcionalidades.
4. Aba Energia Solar: Implementado a partir desta pesquisa. Formulário no qual o usuário simula geração de energia solar a partir de algumas escolhas, como local onde se encontra no Brasil e tipo de painel fotovoltaico.
5. Aba Híbrido: Módulo novo também. Consiste em um simulador considerando energia eólica e solar. O usuário poderá escolher alguns parâmetros e solicitar ao aplicativo para calcular a proporção mais econômica.
6. Aba Ajuda: Contém o Guia do Usuário, nos moldes de SIEólica, para auxiliar a realização de simulações durante a experiência do usuário no aplicativo.
7. Aba Sobre o Sistema: Conteúdo inserido como *iframe* para relatar informações sobre o sistema, sobre seus autores e sobre a pesquisa que gerou tal produto

3.2 Energia solar

A simulação de conversão fotovoltaica tem início pela escolha da região onde o usuário instalará seu sistema. Foi implementado um mapa do Brasil com cinco regiões (Norte, Nordeste, Centro-Oeste, Sudeste e Sul), possibilitando a escolha por clique (Figura 3). Ao selecionar uma região, o sistema mostrará a radiação global média em kWh/m², de acordo com o Atlas de Energia Solar do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais do Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações do Brasil (2020).



Figura 3 - Aba energia solar

Após a escolha da região, o usuário segue com a simulação preenchendo ou não campos com os três últimos valores de carga consumida. Nessa parte, se preferir, o usuário poderá considerar o valor da carga preenchida previamente na aba Instalações Elétricas. Para isso, basta preencher o conteúdo da referida aba para que a parte energia solar, assim como eólica, herdem os resultados de cargas para simulação.

Os resultados da simulação são apresentados de duas maneiras: sistema para suprir toda a demanda do usuário e escolha de tipos de painéis diferentes. Na primeira é apresentada a energia produzida por metro quadrado de sistema, de acordo com a região selecionada, a área de painéis e a quantidade de painéis (considerando um tamanho padrão de painel de 1,63 x 0,98 m). Na segunda o usuário poderá escolher um entre quatro tipos de painéis para seu sistema (silício monocristalino, silício policristalino, silício amorfo e telureto de cádmio), conforme Figura 4. Além disso o sistema informa a emissão de CO₂ equivalente que é evitada pela adoção do sistema selecionado.



Figura 4 - Resultados de simulação energia solar

3.3 Simulação híbrida

O sistema proposto considera simulação de conversão de energia por fonte eólica, solar e híbrida. A parte híbrida trata da conversão pelas duas fontes. Assim, foi implementada a aba Sistema híbrido, onde esse tipo de simulação pode ser realizado.

A simulação de sistema híbrido apresenta resgate de valores de cargas da aba Instalações Elétricas e/ou possibilidade de preenchimento dos três últimos valores de cargas, assim como nos casos da simulação eólica e solar fotovoltaica. Além disso, também há o resgate das informações fornecidas nas abas Energia Eólica e Energia Solar. Dessa maneira o usuário não precisará preencher formulários novos, uma vez que já informou seus dados nas referidas abas. Entretanto, para simulações que serão realizadas somente na modalidade híbrida, o usuário terá que voltar à aba Instalações elétricas se quiser considerar resultados daquela parte. Os demais dados necessários para este tipo de simulação podem ser preenchidos diretamente nesta aba.

Após definidos os parâmetros, o sistema irá considerar a melhor relação custo-benefício, na qual o retorno financeiro do valor investido se dará em menor tempo. Os resultados da simulação híbrida são apresentados conforme a Figura 5.



Figura 5 - Resultados de simulação híbrida

Ao realizar a simulação híbrida, o usuário depara-se com quatro opções de sistemas, cada um mostrando características diferentes. Os sistemas implementados apresentam os seguintes dados: diâmetro da turbina, eficiência eólica, número de painéis solares, valor total investido (em Reais) e retorno em meses. Na Figura 5 é possível ver os resultados de uma simulação para sistemas híbridos que considerou

uma carga a suprir de 290 kWh, com preço por quilowatt-hora de R\$ 0,49. Nesta simulação a melhor escolha para o usuário foi o Sistema 3, no qual é considerada uma turbina eólica de pequeno porte, com diâmetro entre 1,5 m e 2 m. Essa turbina poderá suprir, se for instalada em um local com vento médio anual de 6 m/s, até 69% da carga informada pelo usuário. O restante (31%) será suprido por três painéis fotovoltaicos, instalados na região sul do Brasil, onde a radiação global média, segundo o Atlas Brasileiro de Energia Solar, é de 5,2 kWh/m². As escolhas de localização e da velocidade média de vento são feitas pelo usuário, clicando na região do mapa inserido nessa parte do simulador e preenchendo o campo de velocidade média de vento.

O processo de geração distribuída e/ou compartilhada prevê o fornecimento de energia excedente para a rede elétrica da concessionária de energia elétrica. Ao fornecer energia à rede, a unidade consumidora pode receber créditos para utilizar quando não está efetivamente gerando. Neste sentido, em uma próxima revisão do aplicativo poderia ser implementado um campo onde usuários teriam informações sobre esse processo.

3.4 Funções em JavaScript

A parte lógica do sistema foi implementada em linguagem JavaScript, com arquivos externos, com atributo tipo src para ligar ao arquivo Index.html, que renderiza a página no navegador do usuário.

A organização do sistema é fundamental para entendimento parcial e global. A utilização de métodos de separação caracteriza ganho quando a elaboração e manutenção do sistema são feitos por grupos de pessoas (times de desenvolvimento).

O sistema desenvolvido nesta pesquisa utiliza método de abstração procedimental para resolver problemas de separação. Abstração procedimental, segundo Aguilar (2008), é quando subprogramas podem ter seus códigos independentes do programa principal, desde que sirvam ao propósito deste. Assim este método foi executado separando-se a parte lógica da parte visual do aplicativo de simulação.

Da abstração proposta resultaram 30 arquivos do tipo .js, que executam funções. Esses arquivos estão referenciados ao arquivo principal (index) do sistema. Do total desses arquivos, 15 são novos, implementados a partir desta pesquisa e 15 são resultantes da pesquisa de Pires e Oliveira (2016), elaborados para o SIEólica.

O Quadro 1 apresenta alguns dos novos arquivos e suas funções dedicadas ao sistema.

Quadro 1 - Arquivos de *script* e suas funções

Arquivo	Função
CalcularHibrido	Calcula a melhor solução para simulação considerando conversão de eletricidade por TEPP e painéis fotovoltaicos. Os resultados são: diâmetro da TEPP, eficiência eólica, número de painéis solares, valor total do sistema e o tempo de retorno financeiro, em meses. Os resultados são enviados para cada um dos quatro Sistemas do aplicativo, apresentando sempre um que representa a melhor escolha para o usuário.
CalcularPaineis	Calcula, para cargas fornecidas, a área necessária e a quantidade de painéis fotovoltaicos para suprir essa carga, de acordo com as escolhas do usuário, principalmente a localização geográfica na forma de mapa do Brasil clicável.
Norte	Funções que recebem a escolha do usuário, por região, e mostram dados de Radiação Global Média. Estes dados são usados nos cálculos de dimensionamento do sistema fotovoltaico tanto para energia solar quanto para sistema híbrido.
Sul	
Sudeste	
Centrooeste	
Nordeste	
SiAmorfo	Funções que calculam, para a energia solar fotovoltaica, área do sistema, quantidade de painéis, porcentagem de carga a suprir, valor de investimento e tempo de retorno.
SiMono	
SiPoli	
TelurCadmio	

O *script* CalcularHibrido (Quadro 2) retorna uma série de informações na interface de interação do aplicativo.

Quadro 2 - *Script* que retorna dados do Sistema Híbrido

199 //SISTEMA 3
200 var FatVento2 = 0.923*(Math.pow(ventoHibrido, 3));
201 percent_a2 = FatVento2/(cargareal)*100;
202 percent_b2 = FatVento2/(ValorCargaMedia4)*100;
203 if (ValorCargaMedia4==0.0) {percent_2 = percent_a2;} else{percent_2 = percent_b2;}
204 var percentualEolico3 = percent_2.toFixed(0);
205 formulario4.percentualEolico3.value = percentualEolico3;
206 //Paineis solares
207 numero1_2 = (((100-(percentualEolico3*1))*0.01)*cargareal);
208 numero2_2 = (((100-(percentualEolico3*1))*0.01)*ValorCargaMedia4);
209 if (ValorCargaMedia4==0.0) {bla2 = numero1_2;} else{bla2 = numero2_2;}
210 var cargaSolar2 = bla2;
211 //formulario4.Npaineis1.value = Npaineis1;

Quadro 2 - *Script* que retorna dados do Sistema Híbrido (continuação)

212 energ2 = (irradiacaoHibrido)*(0.12)*(30);
213 var energia2 = energ2;
214 area_a3 = (cargaSolar2)/(energia2);
215 var areapainéis3 = area_a3;
216 quant3 = (areapainéis3) / 1.5974;
217 if (quant3 < 0) {quantidadepainéis2 = 0;} else { quantidadepainéis2 = quant3; }
218 var Npainéis3 = quantidadepainéis2.toFixed(0);
219 formulario4.Npainéis3.value = Npainéis3;
220 //PREÇO DO SISTEMA
221 preçoTurbina2 = 12500;
222 preco_x3 = 419.01 * (areapainéis3) * (cargaSolar2 / 100);
223 if (Npainéis3<=8) {preco_inversor3 = 21.79;} else{preco_inversor3 = 13.14;}
224 inversor_1c = (preco_inversor3) * (cargaSolar2);
225 PreçoTotal2 = (inversor_1c) + (preco_x3) + (preçoTurbina2);
226 var ValorTotal3;
227 if (Npainéis3 == 0) {ValorTotal3 = 12500.00;}else {ValorTotal3 = PreçoTotal2.toFixed(2);}
228 formulario4.ValorTotal3.value = ValorTotal3;
229 //TEMPO DE RETORNO
230 retorno1b = (ValorTotal3)/(preço);
231 retorno2b = (ValorTotal3)/(preçomedio2);
232 if (preçomedio2==0.0) {Tretorn2 = retorno1b;} else{Tretorn2 = retorno2b;}
233 var Tretorno3 = Tretorn2.toFixed(0);
234 formulario4.Tretorno3.value = Tretorno3;

O *script* apresentado retorna quatro parâmetros. Na linha 200 foi implementada a equação para definir qual a eficiência eólica do sistema, ou seja, o quanto de energia será suprido por uma turbina eólica de diâmetro do rotor entre 1,50 m e 2,00 m. Nas linhas 201 e 202 são consideradas as cargas vindas da aba Energia elétrica ou especificadas pelo usuário na própria aba de Sistema híbrido. Na linha 205 o valor do percentual a suprir pela TEPP é enviado ao formulário no *browser* do usuário. Nas linhas 207 a 219 é calculado o número de painéis solares para suprir o restante que a TEPP não foi capaz. Pode-se ver na linha 212 que a constante “energ2” recebe valor da multiplicação entre uma variável (referente à escolha da região do usuário), os números 0,12 e 30. O número 0,12 representa a eficiência do painel, obtido por uma média encontrada na literatura através de uma pesqui-

sa bibliográfica. O número 30 se refere aos dias de radiação em um mês. Para este caso não foi considerado, nesta parte, o número de dias de sol, pois a variável “irradiacaoHibrido” já está recebendo valor de Irradiação Global de acordo com a região do usuário.

A quantidade de painéis é calculada pela área necessária dividida pela área de um painel, considerado aqui 1,5974 m² (painel padrão de 1,63 x 0,98 m).

As linhas 221 a 228 se referem ao preço do sistema (turbina eólica + painéis fotovoltaicos + diversos). O preço da turbina foi considerado de acordo com a dimensão de seu rotor. Esses valores foram herdados da pesquisa do aplicativo SIEólica (PIRES E OLIVEIRA, 2016).

O preço do sistema de conversão fotovoltaico foi dividido para uma aproximação de valores reais. Na linha 222 do *script* do quadro 1, foi criada uma constante para o preço exclusivamente dos painéis. O valor 419.01 refere-se ao preço do metro quadrado de painel de silício monocristalino. Já para considerar o preço do inversor (equipamento para transformação de corrente contínua em corrente alternada), foi feito, na linha 223, uma condição em que se o número de painéis for igual ou menor a oito, o preço do inversor, considerando os demais equipamentos como cabos, disjuntores, braçadeiras e etc. é de R\$ 21,79/kWh. Se o número de painéis necessários para o sistema for maior do que oito, o preço do inversor será de R\$ 13,14/kWh. Como este preço está em Reais por kWh, multiplica-se o valor por uma variável que recebe o valor da carga solar, ou seja, a carga que não foi suprida pela turbina eólica. Para finalizar a estimativa do preço do sistema, soma-se o preço da turbina eólica com o dos painéis fotovoltaicos e o do inversor (e demais equipamentos).

O tempo de retorno, também apresentado nos resultados da simulação híbrida, é calculado nas linhas 230 e 231 pela divisão entre o preço total do sistema e o valor da conta de luz do usuário. Para este caso é importante que o valor do kWh, preenchido pelo usuário, esteja preciso.

A implementação desta parte leva em conta a rápida edição e recálculo dos parâmetros considerando novas informações. O usuário pode substituir, por exemplo, a velocidade de vento e/ou o local onde está simulando, e clicar novamente no botão identificado para calcular o sistema. Assim os cálculos são refeitos e os resultados são apresentados a partir dos novos parâmetros.

Esta interatividade foi possível pela forma de implementação em sequência, ou seja, os dados que o usuário fornece são sempre captados (com atributo `getElementById`) para realização de novas funções. Esses dados são tratados como variáveis na organização das funções, entram em equações e/ou condições e formam as respostas

às requisições que chegam a partir do usuário.

Assim como o *script* apresentado para sistemas híbridos, os outros arquivos de novas funções encontram-se em funcionamento para os formulários elaborados em cada aba ou tipo de simulação do aplicativo.

4. SIMULAÇÕES-TESTES

O aplicativo foi implementado e foram realizadas simulações-testes a fim de avaliar seu funcionamento. Os testes incluíram simulações feitas a partir do consumo real de energia elétrica de uma residência no estado do Rio Grande do Sul (classificação B1 - residencial bifásico, tensão 220 V), entre os meses de maio a agosto de 2021. Os dados de *input* no aplicativo foram:

- A. O consumo, em kWh, por mês, para quatro meses (uma simulação por mês);
- B. O preço do kWh em Reais. Foram considerados os valores médios de cada região simulada (região Sul e região Nordeste), com base nos dados da ANEEL (2021);
- C. Velocidade média de vento nos locais simulados, Porto Alegre e Fortaleza (segundo o Atlas Eólico Brasileiro);
- D. Escolha da região da simulação para considerar a Radiação Global Média que irá influenciar na eficiência dos painéis fotovoltaicos.

Foram realizadas quatro simulações para cada região (sul e nordeste) em dois módulos do aplicativo: Energia solar fotovoltaica e Sistema híbrido, que considera conversão por fonte solar fotovoltaica e por turbina eólica de pequeno porte.

Os resultados obtidos são apresentados no Quadro 3.

Quadro 3 - Simulações-teste realizadas para duas regiões do Brasil

	Radiação global média e vel. vento da região	Mês (2021)	Carga consumida (kWh/mês)	Preço kWh (R\$)	Área painéis (m ²)	Quant. Painéis 1,63 x 0,98cm	Diâmetro turbina (m)	Invest. aproximado (R\$)	Tempo retor investim. (meses)
Energia solar fotovoltaica Painéis de Silício monocristalino	Sul 5,2 kWh/m ²	Maio	94	0,571	4,27	3	-	3.680,83	61
		Junho	176		8	5	-	6.491,92	65
		Julho	308		14	9	-	9.359,28	52
		Agosto	171		7,77	5	-	6.404,02	64
	Média		187,25	0,571	8,51	6	-	6.484,01	60
	Nordeste 5,9 kWh/m ²	Maio	94	0,607	3,77	2	-	3.019,68	62
		Junho	176		7,05	4	-	5.828,00	60
		Julho	308		13,58	9	-	9.682,60	44
		Agosto	171		6,85	4	-	5.719,94	59
	Média		187,25	0,607	7,81	5	-	6.062,55	56
Sistema híbrido: solar fotovoltaica +turbina eólica	Sul 5,2 kWh/m ² vel.vento 6m/s	Maio	94	0,571	-	1	1	8.148,21	152
		Junho	176		-	4	1	12.289,24	122
		Julho	308		-	4	1,5 a 2	17.024,25	97
		Agosto	171		-	4	1	11.952,25	122
	Média		187,25	0,571	-	4	1	12.353,49	123
	Nordeste 5,9 kWh/m ² vel.vento 6,5m/s	Maio	94	0,607	-	0	1	7.319,00	128
		Junho	176		-	3	1	10.993,64	103
		Julho	308		-	2	1,5 a 2	14.095,39	75
		Agosto	171		-	3	1	10.648,44	103
	Média		187,25	0,607	-	2	1	10.764,12	102

A partir dos resultados apresentados no Quadro 3 pode-se verificar que o sistema que considera conversão de energia elétrica por fonte solar fotovoltaica apresenta um retorno financeiro com menor tempo em relação ao sistema híbrido. Verifica-se também que entre todos os cenários simulados, os valores de investimento no sistema de conversão são menores para o de energia solar. Também é possível perceber que um sistema fotovoltaico instalado na região Nordeste do Brasil tem maior eficiência devido à radiação global média mais favorável naquela região.

O sistema híbrido torna-se mais viável a medida em que a velocidade do vento for maior no local da instalação. Para comprovar foram realizadas algumas simulações com as seguintes características:

- i) carga consumida 246 kWh;
- ii) preço do kWh R\$ 0,863;
- iii) radiação global média 5,2 kWh/m² e
- vi) velocidade do vento variando entre 7 e 10 m/s.

Tais simulações apresentaram resultados conforme a Figura 6.



Figura 6 - Simulações comparativas para o sistema híbrido

Na Figura 6 é possível notar que o cenário de simulação “D”, com velocidade de vento 10 m/s, apresenta o menor valor de investimento (em R\$) e o menor tempo de retorno financeiro (34 meses). É possível ver também que a simulação “D” considera apenas o gerador eólico no sistema. Isto porque com tal velocidade de vento, a turbina sugerida (com diâmetro do rotor de até 1 m) poderá suprir até 116% da demanda de energia simulada. Com essa configuração não há necessidade do uso de painéis solares no sistema. Além disso o sistema com essas características pode contar com eletricidade excedente, tendo possibilidade de receber créditos de energia se a instalação estiver em local em que a concessionária disponha dessa modalidade.

5. RASTREAMENTO E DADOS DE ACESSOS

O aplicativo de simulação SIEólica (PIRES E OLIVEIRA, 2016) foi submetido a um rastreamento com a ferramenta *Google Analytics*. Com isso foram obtidos dados de acessos ao sistema com objetivo de entender como se deu a interação dos usuários.

O aplicativo apresentado neste trabalho foi igualmente rastreado, obtendo no período de 22/12/2017 a 28/02/2021 8287 acessos para realização de simulações. O número de usuários que acessou o sistema foi 1319, perfazendo uma média de 6,3 acessos por usuário. De todos os usuários que acessaram, 94,62% são do Brasil e o restante está dividido entre 20 países, sendo que alguns acessos registram duração zerada, concluindo-se que esse tipo de acesso é feito por robôs. O tempo médio de permanência de cada usuário que acessou o sistema foi de dois minutos e dois segundos, o suficiente para realizar uma simulação completa. Em cada sessão os usuários acessaram uma média de 4,11 páginas, o que considera-se suficiente para obter informações sobre geração distribuída de energia renovável. Todos estes dados, extraídos com auxílio da ferramenta *Google Analytics*, são apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 - Dados de acessos ao sistema

País	Usuários	Sessões	Páginas/sessão	Duração média da sessão
Brasil	1.248	1.926	4,17	00:02:05
USA	26	26	1	00:00:00
Portugal	12	18	4,61	00:01:31
Moçambique	6	8	3,89	00:01:02

Tabela 1 - Dados de acessos ao sistema (continuação)

País	Usuários	Sessões	Páginas/ sessão	Duração média da sessão
Alemanha	3	4	3,5	00:00:21
Holanda	3	4	4	00:05:31
Argentina	2	2	6	00:01:49
Austrália	2	2	1	00:00:00
Canadá	2	2	2	00:00:48
Cabo Verde	2	3	3	00:00:15
França	2	2	5	00:00:16
Filipinas	2	2	1,5	00:02:13
Angola	1	1	1	00:00:00
Espanha	1	2	5,5	00:00:51
Reino Unido	1	2	5	00:00:13
Irlanda	1	1	1	00:00:00
Japão	1	1	1	00:00:00
Omã	1	1	2	00:00:23
Peru	1	1	5	00:00:49
Timor-Leste	1	1	1	00:00:00
Uruguai	1	5	1,2	00:00:45
Total	1.319	2.015	4,11	00:02:02

6. CONCLUSÕES

O aplicativo de simulação SIEólica, elaborado a partir de uma pesquisa de doutorado, foi o ponto de partida para este trabalho. O produto aqui apresentado foi implementado utilizando os arquivos do simulador de energia eólica daquela pesquisa.

A presente pesquisa objetivou a produção de um sistema de informação para geração distribuída de energia elétrica, elaborado para permitir simulações de sistema de geração com TEPP, painéis fotovoltaicos e sistema híbrido, considerando as duas fontes.

A utilização de uma ferramenta de rastreamento possibilitou obter informações de acessos, demonstrando dados quantitativos em relação à interação de usuários com o sistema.

O aplicativo foi projetado e executado para funcionar *on-line*, com acesso livre e sem cadastro prévio. Essa liberdade de acesso permite um número maior de usuários, garantindo assim o objetivo de divulgar benefícios da geração distribuída de energia elétrica.

Realizaram-se uma série de simulações teste, nas quais foi possível verificar a variedade de possíveis resultados a partir das escolhas disponíveis no aplicativo. Foi possível constatar, através dos testes, que é possível obter retorno financeiro, em prazo aceitável, com o uso de um sistema de geração própria de energia, principalmente no caso do sistema de conversão solar fotovoltaico.

Também foi possível verificar, através do rastreamento do software, que há um interesse público em utilizar sistemas de geração própria de eletricidade. Porém, por mais que haja tal interesse, este ainda necessita ser traduzido em efetivo investimento e uso desse tipo de conversão. Apesar do grande potencial, especialmente o Brasil encontra-se atrás de outros países em termos de uso de energias alternativas e geração distribuída. Este fato corrobora a importância de trabalhos como o que é aqui apresentado.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGUILAR, L. J. Fundamentos de Programação: Algoritmos, estruturas de dados e objetos. AMGH Editora, 2008.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução nº687 de 24 de novembro de 2015. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 03 jul. 2016.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Banco de Informações de Geração 2020. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 30 ago. 2020.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Ranking das Tarifas 2021. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/ranking-das-tarifas>>. Acesso em: 13 set. 2021.

BRASIL, Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovações e Comunicações. Atlas Brasileiro de Energia Solar. Disponível em: <https://cenariossolar.editorabrasilenergia.com.br/wp-content/uploads/sites/8/2020/11/Atlas_Brasileiro_Energia_Solar_2a_Edicao_compressed.pdf>. Acesso em: 10 ago. 2020.

CEEE - Companhia Estadual de Energia Elétrica. Simulador de consumo. Disponível em: <<http://www.cee.com.br/pportal/cee/Component/Controller.aspx?CC=1221>>. Acesso em: 10 jul. 2016.

ENERGISA. Simulador de consumo. Disponível em: <<http://www.energisa.com.br/Paginas/simulador-de-consumo.aspx>>. Acesso em: 10 jul. 2016.

ELETRICITY MONTHLY UPDATE. Energy information administration. Resource use: february 2020. Disponível em: <<https://www.eia.gov/electricity/monthly/>> Acesso em: 02 jun. 2021.

FURNAS Centrais Elétricas S.A. Simulador de consumo. Disponível em: <<http://www.furnas.com.br/simulador/index.htm>>. Acesso em: 11 ago. 2016.

GOOGLE. Project Sunroof. Disponível em: <<https://www.google.com/get/sunroof#-p=0>>. Acesso em: 11 ago. 2016.

IDEAL - Instituto para o Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina. Disponível em: <<http://institutoideal.org/>>. Acesso em: 15 jul. 2016.

LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S.A. Simulador de consumo da Light. Disponível em: <<http://www.light.com.br/pararesidencias/Simuladores/consumo-.aspx>>. Acesso em: 10 jul. 2016.

PIRES, J. C. P. Proposta de um sistema com aplicativo de simulação na área de energia eólica. 2017, 226 f. Tese (doutorado) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, curso de pós-graduação em Design.

PIRES, J. C. P.; OLIVERIA, B. F. Oliveira. Sustentabilidade energética: proposta de um simulador de geração distribuída de energia renovável. In: ENSUS, 7. 2019, Florianópolis. Anais do VII Encontro de Sustentabilidade em Projeto. Florianópolis, 2019. p. 270 – 280. v. 7. Disponível em: <https://drive.google.com/file/d/1f5dcVi36GDdrmGfEFFw_ZPkI7960GTkn/view>. Acesso em: 10 jan. 2021.

PIRES, J. C. P.; OLIVERIA, B. F. Sistema de informação para geração de energia eólica. Blucher Design Proceedings 2.9, 2016, pp. 4698-4710. Disponível em: <<https://www.proceedings.blucher.com.br/article-details/sistema-de-informao-para-gerao-de-energia-elica-24640>> Acesso em: 04 abr. 2021.

USINAS HIDRELÉTRICAS DA AMAZÔNIA: ADAPTANDO O SETOR DE ENERGIA PARA A SEGURANÇA ENERGÉTICA

Bruna Coelho da Conceição Pôjo¹
Pedro Manuel Soares Moura¹

¹Universidade de Coimbra

DOI: 10.47168/rbe.v27i4.615

RESUMO

Atualmente, várias hidrelétricas estão sendo planejadas para instalação na Amazônia devido ao potencial hídrico da região, porém, estudos indicam que mesmo o aumento da geração hidroelétrica não será suficiente para garantir que a demanda futura de eletricidade do Brasil seja atendida. A extensão territorial brasileira e sua diversidade climática permitem explorar o enorme potencial de complementaridade entre as fontes renováveis de energia, dada a variabilidade sazonal entre as regiões, tendendo a ser um fator que garanta a geração ao longo do tempo. Portanto, este trabalho identificou potenciais de complementaridade entre fontes renováveis de energia (solar, eólica, hídrica) e similaridade (à hídrica) em cada uma das regiões (Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste, Sul). Para tanto, foram obtidos dados de geração de energia junto ao Operador Nacional do Sistema Elétrico e foi utilizado na avaliação o cálculo do coeficiente de correlação de Pearson. De forma geral, os resultados apontaram para o potencial eólico nas regiões Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul e o potencial solar nas regiões Nordeste e Sul, como alternativas que devem ser mais exploradas para garantir a diversificação da geração de energia elétrica.

Palavras-chave: Amazônia; Diversificação energética; Hidrelétrica; Energia renovável.

ABSTRACT

Currently, several hydroelectric power plants are being planned to be installed in Amazon due to the hydroelectric potential in the region, however studies indicate that even the increase in hydropower generation would not be enough to ensure that Brazil's future electricity demand is met. The Brazilian territorial extension and its climatic diversity make it possible to explore the enormous potential for comple-

mentarity between renewable energy sources, given the seasonal variability between regions, tending to be a factor that ensures generation over time. Therefore, this paper has identified scenarios of complementarity between renewable energy sources (solar, wind, hydro) and similarity (to hydro) in each of the regions (North, Northeast, Southeast/Midwest, South). To this end, energy generation data were obtained from the National Electric System Operator and the Pearson's correlation coefficient was used in this evaluation. In general, the results pointed to the potential of wind power in the Northeast, Southeast/Midwest and South regions and the solar potential in the Northeast and South regions, as alternatives that should be further explored to ensure the diversification of electricity generation.

Keywords: Amazon; Energy diversification; Hydropower; Renewable energy.

1. INTRODUÇÃO

A região Amazônica detêm um dos maiores potenciais para a geração de energia hidroelétrica no mundo. Durante muitos anos as usinas hidrelétricas foram instaladas como fonte de “energia limpa”, para atender a demanda de eletricidade do Brasil. Mais recentemente, levando-se em conta que “o potencial hidroelétrico da região Sudeste está praticamente esgotado, a expansão do sistema tem ocorrido principalmente na região Norte, incluindo a Amazônia” (GOLDEMBERG, 2015, p. 40).

No entanto, mesmo com a instalação adicional de 120 GW, o que elevaria para 80% o aproveitamento do potencial, ainda assim não seria suficiente para atender a demanda em 2030 (QUEIROZ et al., 2013, p. 2780). Adicionalmente, ressalta-se que, “os efeitos ambientais negativos das barragens existentes e barragens propostas, se construídas, podem desencadear grandes distúrbios hidrofísicos e bióticos que afetarão as planícies aluviais na Bacia Amazônica, no estuário e na pluma de sedimentos” (LATRUBESSE et al., 2017, p. 363).

O Brasil é o oitavo maior país em termos de consumo de eletricidade (509,1 TWh em 2016) e também o oitavo maior na geração de eletricidade (567,9 TWh em 2016) (CIA, 2020). Apesar da aparente segurança energética o país ainda depende muito de fontes intermitentes de energia, tal qual a hídrica, sem complementaridade substancial com outras fontes renováveis de energia, como a eólica e a solar. Assim, há a frequente necessidade de complementação térmica.

Uma mudança importante na geração de energia elétrica ocorreu em 2001, devido à crise elétrica no Brasil e, para evitar ocorrên-

cias semelhantes, foi lançado em 2002 o Programa de Incentivo às Fontes de Energia Renovável (PROINFA), que buscou incentivar a diversificação da matriz elétrica brasileira. No entanto, em 2015, ocorreu uma nova crise, causada por uma longa seca e falta de investimentos no setor elétrico. Nesse período o déficit de chuvas levou o governo brasileiro ao acionamento frequente das usinas térmicas, para complementar o baixo desempenho da geração hidráulica (MYSZCZUK & SOUZA, 2018, p. 210).

Entende-se então, que a matriz ainda pouco diversificada não garante a segurança energética, muitas vezes resultando em problemas de abastecimento, como em 2015 (SINIMBU, 2017). Assim, para que o Brasil tenha um setor elétrico mais confiável, a matriz deve ser mais diversificada, aproveitando a complementaridade entre as fontes renováveis de energia, uma vez que as regiões possuem diferentes perfis de geração renovável. A complementariedade também evitará os impactos causados pela instalação de grandes hidrelétricas, uma vez que a Amazônia “não tem grande capacidade de se adaptar à magnitude das mudanças no uso do solo e do clima global” (ROCHA et al., 2012, p. 41).

Por meio da análise dos dados de vazão natural dos rios nas principais barragens brasileiras, observou-se que “a geração hidrelétrica no Brasil tem um padrão cíclico com intervalos de 10-15 anos [...]. Os períodos de seca nesse padrão cíclico geralmente coincidem com períodos de crise energética devido à redução da geração hidrelétrica” (HUNT et al., 2018, p. 220). Esse fato evidencia a importância da complementaridade na geração com fontes alternativas.

Deste modo, o objetivo principal deste artigo é avaliar o potencial de diversificação do setor elétrico brasileiro, identificando cenários potenciais de complementaridade e similaridade (para hidrelétricas) entre fontes renováveis de energia (solar, eólica, hídrica) em cada um dos subsistemas de geração (Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste, Sul).

2. MATERIAIS E MÉTODOS

A pesquisa foi metodologicamente dividida em três partes: I. Coleta de dados; II. Definição de cenários; III. Análise de dados.

A primeira parte consistiu na ‘coleta de dados’ disponibilizados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Foram obtidos dados mensais sobre a geração de energia elétrica renovável (solar, eólica e hídrica), em GWh, em cada região do país, para o período de 10 anos, entre os anos de 2009 e 2018.

O segundo estágio consistiu na ‘definição dos cenários’ relacio-

onados com os vários mix de geração, consideradas as fontes e as regiões. Esses cenários (apresentados na Tabela 1) foram selecionados porque potencialmente viabilizariam complementariedade ou ofereceriam alternativa à geração estritamente hidrelétrica. O objetivo deste estudo é identificar a potencial complementariedade e similaridade entre fontes renováveis de energia no Brasil, para reduzir a dependência da geração hidrelétrica e evitar impactos de novas usinas na bacia Amazônica.

Tabela 1 - Cenários considerados

Cenários	Fonte e Região	
Cenário 1	Hídrica – Região Norte	Eólica - Região Nordeste
Cenário 2	Hídrica – Região Norte	Eólica – Região Sudeste/Centro-oeste
Cenário 3	Hídrica – Região Norte	Eólica – Região Sul
Cenário 4	Hídrica – Região Norte	Solar - Região Nordeste
Cenário 5	Hídrica – Região Norte	Solar - Região Sudeste/Centro-oeste
Cenário 6	Hídrica – Região Norte	Solar – Região Sul
Cenário 7	Hídrica – Região Nordeste	Eólica – Região Sudeste/Centro-oeste
Cenário 8	Hídrica – Região Nordeste	Eólica – Região Sul
Cenário 9	Hídrica – Região Nordeste	Solar - Região Sudeste/Centro-oeste
Cenário 10	Hídrica – Região Nordeste	Solar – Região Sul
Cenário 11	Eólica – Região Nordeste	Solar - Região Sudeste/Centro-oeste
Cenário 12	Eólica – Região Nordeste	Solar – Região Sul
Cenário 13	Hídrica – Região Sudeste/Centro-oeste	Eólica – Região Nordeste
Cenário 14	Hídrica – Região Sudeste/Centro-oeste	Eólica – Região Sul
Cenário 15	Hídrica – Região Sudeste/Centro-oeste	Solar - Região Nordeste
Cenário 16	Hídrica – Região Sudeste/Centro-oeste	Solar – Região Sul
Cenário 17	Eólica – Região Sudeste/Centro-oeste	Solar - Região Nordeste
Cenário 18	Eólica – Região Sudeste/Centro-oeste	Solar – Região Sul
Cenário 19	Hídrica – Região Sul	Eólica – Região Nordeste
Cenário 20	Hídrica – Região Sul	Eólica – Região Sudeste/Centro-oeste
Cenário 21	Hídrica – Região Sul	Solar - Região Nordeste
Cenário 22	Hídrica – Região Sul	Solar - Região Sudeste/Centro-oeste
Cenário 23	Eólica – Região Sul	Solar - Região Nordeste
Cenário 24	Eólica – Região Sul	Solar - Região Sudeste/Centro-oeste

Entre os cenários não foi possível considerar a geração com biomassa, em todas as regiões, e a geração solar na Região Norte, por-

que na base de dados relativa ao atendimento do Sistema Integrado Nacional (SIN) não há registros da contribuição dessas fontes. Também foi possível considerar a contribuição da geração eólica que foi integrada ao SIN apenas em 2017.

Os cenários foram analisados graficamente e os dados de geração de energia foram normalizados entre 0 e 1, para obter um gráfico que indica a complementaridade ou similaridade entre as fontes renováveis de energia, para cada região, entre os meses ao longo do ano. Essa normalização foi implementada a cada ano e, portanto, o impacto de variações na capacidade instalada é baixo.

A terceira e última etapa consistiu na ‘análise dos dados’ obtidos nos diferentes cenários, e para tal o coeficiente de correlação de Pearson (Equação 1) foi utilizado devido ao fato de possibilitar a avaliação da relação linear entre duas variáveis. Os resultados mostram correlação variando de -1 a 1. Resultados negativos indicam uma correlação de contrariedade, portanto a complementaridade está associada a valores negativos do coeficiente de correlação. A correlação de similaridade ocorre quando os valores são maiores que zero, indicando que não há complementaridade. Não foi necessário padronizar o coeficiente de Pearson, pois a variação entre os dados é importante.

$$\rho = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \cdot \sqrt{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}} = \frac{cov(x, y)}{\sqrt{var(x) \cdot var(y)}} \quad (1)$$

Os intervalos das correlações obtidas podem ser observados na Tabela 2 (PERON, 2017). As faixas dos valores de Pearson analisados nesta pesquisa são: 0,40 - 0,69; 0,70 - 0,89 e 0,89 - 1, negativos ou positivos em relação à geração hidroelétrica de referência. Essas faixas indicam correlações, respectivamente, moderadas, fortes e muito fortes.

Tabela 2 - Correlação de Pearson e faixa de valores

pValor (positivo e negativo)	Correlação
0 - 0.19	Bem Fraca
0.20 - 0.39	Fraca
0.40 - 0.69	Moderada
0.70 - 0.89	Forte
0.90 - 1.00	Muito Forte

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Na avaliação da contribuição de fontes renováveis de energia (solar, eólica e hídrica) no Brasil, em um período de 10 anos, a própria fonte hídrica se apresenta como a principal contribuinte. No entanto, existem evidências de potencial complementaridade entre as fontes de energia e similaridade às hídricas no período analisado de 10 anos. Considerando a adesão recente de algumas fontes de energia ao SIN, só serão analisados fontes que tenham geração de no mínimo quatro anos no SIN, de modo que possa ser identificado a sazonalidade na geração.

“No Brasil, a hidroeletricidade ainda é a fonte mais utilizada, entretanto a mudança para uma matriz mais baseada em fontes renováveis deve ocorrer, pois o modelo atual tem se mostrado frágil” (MYSZCZUK & SOUZA, 2018, p. 226). Por isso, o planejamento da diversificação da matriz elétrica é vital para a confiabilidade do sistema, ou seja a diversificação na geração de energia entre fontes renováveis é o caminho que o país tem que seguir para garantir a segurança energética, e isso deve ser feito com a máxima integração dos subsistemas. Neste sentido, a eletricidade gerada no Brasil “deverá provir de diversas fontes energéticas, uma vez que, por razões de segurança de abastecimento, é mais fiável depender de vários energéticos primários, do que de apenas um ou dois” (GOLDEMBERG; MOREIRA, 2005, p. 217).

Os resultados do cálculo do coeficiente de correlação de Pearson são apresentados na Tabela 3. Os valores apresentados correspondem à média dos anos em que foi possível a avaliação.

Tabela 3 - Resultado do Coeficiente de Pearson para cada Cenário

Cenários		pmédia	Correlação	
Cenário 1	Hídrica – Região Norte	-0.78	Forte	Complementaridade
	Eólica – Região Nordeste			
Cenário 2	Hídrica – Região Norte	-0.44	Moderada	Complementaridade
	Eólica – Região Sudeste/Centro-oeste			
Cenário 3	Hídrica – Região Norte	-0.65	Moderada	Complementaridade
	Eólica – Região Sul			
Cenário 4	Hídrica – Região Norte	-0.51	Moderada	Complementaridade
	Solar – Região Nordeste			

Tabela 3 - Resultado do Coeficiente de Pearson para cada Cenário (continuação)

Cenários		pmédia	Correlação	
Cenário 5	Hídrica – Região Norte	-0.18	Bem Fraca	Complementaridade
	Solar – Região Sudeste/Centro-oeste			
Cenário 6	Hídrica – Região Norte	0.07	Bem Fraca	Similaridade
	Solar – Região Sul			
Cenário 7	Hídrica – Região Nordeste	0.02	Bem Fraca	Similaridade
	Eólica – Região Sudeste/Centro-oeste			
Cenário 8	Hídrica – Região Nordeste	-0.65	Moderada	Complementaridade
	Eólica – Região Sul			
Cenário 9	Hídrica – Região Nordeste	-0.18	Bem Fraca	Complementaridade
	Solar – Região Sudeste/Centro-oeste			
Cenário 10	Hídrica – Região Nordeste	0.31	Fraca	Similaridade
	Solar – Região Sul			
Cenário 11	Eólica – Região Nordeste	0.19	Bem Fraca	Similaridade
	Solar – Região Sudeste/Centro-oeste			
Cenário 12	Eólica – Região Nordeste	-0.21	Fraca	Complementaridade
	Solar – Região Sul			
Cenário 13	Hídrica – Região Sudeste/Centro-oeste	-0.08	Bem Fraca	Complementaridade
	Eólica – Região Nordeste			
Cenário 14	Hídrica – Região Sudeste/Centro-oeste	-0.19	Bem Fraca	Complementaridade
	Eólica – Região Sul			
Cenário 15	Hídrica – Região Sudeste/Centro-oeste	-0.16	Bem Fraca	Complementaridade
	Solar – Região Nordeste			
Cenário 16	Hídrica – Região Sudeste/Centro-oeste	0.48	Moderada	Similaridade
	Solar – Região Sul			
Cenário 17	Eólica – Região Sudeste/Centro-oeste	0.45	Moderada	Similaridade
	Solar – Região Nordeste			
Cenário 18	Eólica – Região Sudeste/Centro-oeste	0.42	Moderada	Similaridade
	Solar – Região Sul			
Cenário 19	Hídrica – Região Sul	-0.22	Fraca	Complementaridade
	Eólica – Região Nordeste			
Cenário 20	Hídrica – Região Sul	0.50	Moderada	Similaridade
	Eólica – Região Sudeste/Centro-oeste			
Cenário 21	Hídrica – Região Sul	-0.14	Bem Fraca	Complementaridade
	Solar – Região Nordeste			
Cenário 22	Hídrica – Região Sul	0.21	Fraca	Similaridade
	Solar – Região Sudeste/Centro-oeste			

Tabela 3 - Resultado do Coeficiente de Pearson para cada Cenário (continuação)

Cenários		ρ média	Correlação	
Cenário 23	Eólica – Região Sul	0.67	Moderada	Similaridade
	Solar – Região Nordeste			
Cenário 24	Eólica – Região Sul	0.30	Fraca	Similaridade
	Solar – Região Sudeste/Centro-oeste			

Assim, dos vinte e quatro cenários pesquisados, cinco deles (cenários 1, 2, 3, 4 e 8) apresentaram resultados que demonstraram correlação de complementaridade entre as fontes no mínimo moderada, e dois deles (cenários 16 e 20) demonstraram correlação de similaridade à energia hídrica temporalmente.

Os resultados de complementaridade analisados no Cenário 1 (geração hidrelétrica no Norte e a eólica no Nordeste) e apresentados na Figura 1, indicam complementariedade potencial na maioria dos meses do ano, durante o período de 10 anos. A Região Nordeste brasileira possui um enorme potencial eólico a ser explorado, e Simas & Pacca (2013, p.111) afirmam que: “a energia eólica é uma fonte nova no planejamento de ampliação do sistema elétrico brasileiro, apesar do grande potencial de exploração, e um sistema hidroeólico no Brasil pode oferecer energia ambientalmente sustentável e suficiente para suprir a previsão de demanda nas próximas décadas”.

Adicionalmente, houve um significativo aumento da geração eólica em 2015, incentivado pelo PROINFA, como é ressaltado por Caneppele em uma entrevista ao Jornal da USP (2021): “os resultados positivos, com os recordes de produção de energia eólica e fotovoltaica do Nordeste em julho deste ano, são resultado de políticas públicas iniciadas há 20 anos com o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas”.

Os resultados para os anos de 2009 (ρ Valor = -0,86), 2010 (ρ Valor = -0,72), 2011 (ρ Valor = -0,74), 2012 (ρ Valor = -0,80), 2013 (ρ Valor = -0,86), 2015 (ρ Valor = -0,78), 2017 (ρ Valor = -0,89) e 2018 (ρ Valor = -0,83) indicam forte complementaridade potencial entre as fontes. O ano de 2016 (ρ Valor = -0,54) indica uma complementaridade moderada, enquanto o ano de 2014 (ρ Valor = -0,91) apresenta uma complementaridade muito forte. Entende-se que, em geral, o Cenário 1 apresenta forte correlação de complementaridade (ρ média = -0,78).

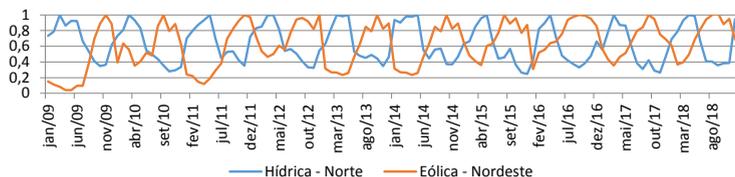


Figura 1 - Cenário 1: Hidrelétrica – Norte & Eólica – Nordeste

Os resultados do Cenário 2 são apresentados na Figura 2, e ele corresponde à comparação entre a geração hidrelétrica na Região Norte e a eólica da Região Sudeste/Centro-Oeste. Os resultados são para o período de quatro anos, uma vez que a geração eólica no Sudeste e Centro-Oeste foi integrada ao SIN, apenas em 2015. Os resultados mostram uma correlação de contrariedade, ou seja, indicam complementariedade. Em 2016 (ρ Valor = -0,19) a correlação é muito fraca, mas em 2015 (ρ Valor = -0,74), 2017 (ρ Valor = -0,80) e 2018 (ρ Valor = -0,73) os resultados indicam correlação moderada. Pela média dos resultados, este cenário apresenta uma correlação de complementariedade moderada (ρ média = -0,44).

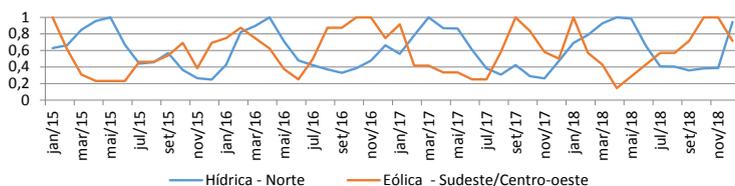


Figura 2 - Cenário 2: Hidrelétrica – Norte & Eólica – Sudeste/Centro-oeste

A Figura 3 mostra resultados do Cenário 3, que compara a geração hidrelétrica no Norte e a eólica no Sul, em um período de 10 anos. Destaca-se aqui o potencial eólico da região Sul que fica apenas atrás da região Nordeste e Sudeste, apresentando potencial estimado de 22,8 GW para vento médio anual igual ou superior a 7,0 m/s; a Região Nordeste apresenta potencial de 75GW e Sudeste com potencial de 29,7 GW (CRESESB, 2001). Os resultados dos anos 2011 (ρ Valor = -0,78),

2012 ($\rho_{\text{Valor}} = -0,80$), 2014 ($\rho_{\text{Valor}} = -0,79$) e 2018 ($\rho_{\text{Valor}} = -0,81$) indicam forte correlação de complementaridade; no entanto, nos anos 2009 ($\rho_{\text{Valor}} = -0,54$), 2010 ($\rho_{\text{Valor}} = -0,60$), 2013 ($\rho_{\text{Valor}} = -0,61$), 2015 ($\rho_{\text{Valor}} = -0,69$) e 2017 ($\rho_{\text{Valor}} = -0,51$) os resultados indicam correlação moderada de complementaridade, enquanto no ano 2016 ($\rho_{\text{Valor}} = -0,38$) o resultado é de baixa correlação de complementaridade. Em geral, a indicação baseada no histórico de 10 anos é que as fontes podem se complementar moderadamente ($\rho_{\text{média}} = -0,65$).

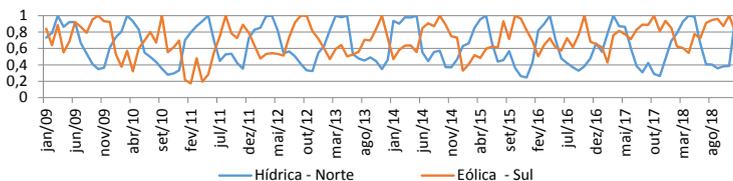


Figura 3 - Cenário 3: Hidrelétrica – Norte & Eólica – Sul

O Cenário 4 explora a relação entre a geração hidrelétrica na Região Norte e a solar na Região Nordeste, e só foi possível analisar os dados a partir de 2015, quando a energia solar foi integrada ao SIN. Resultados são mostrados na Figura 4. No período houve significativa variabilidade da geração solar na Região Nordeste, e isso se reflete nos resultados. No ano de 2016 ($\rho_{\text{Valor}} = -0,05$) a correlação é muito fraca, porém em 2018 ($\rho_{\text{Valor}} = -0,44$) a correlação é moderada, e em 2015 ($\rho_{\text{Valor}} = -0,77$) e em 2017 ($\rho_{\text{Valor}} = -0,78$) as correlações são fortes. Dos resultados da análise da série histórica relativamente curta, conclui-se que potencialmente a correlação entre as duas alternativas de geração é moderada ($\rho_{\text{média}} = -0,51$).

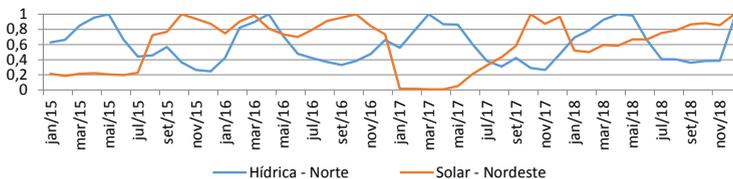


Figura 4 - Cenário 4: Hidrelétrica – Norte & Solar – Nordeste

No caso do Cenário 8, foi possível realizar a análise ao longo de todo o período de 10 anos. A Figura 5 mostra os resultados que indicam a complementaridade temporal, potencial, entre as fontes hidrelétrica e eólica, respectivamente nas regiões Nordeste e Sul do Brasil. O ano de 2016 (ρ Valor = -0,60) indica uma complementaridade fraca, enquanto para os anos de 2010 (ρ Valor = -0,60), 2013 (ρ Valor = -0,61), 2015 (ρ Valor = -0,69) e 2017 (ρ Valor = -0,51) as correlações indicam complementaridade moderada. Já para 2011 (ρ Valor = -0,78), 2012 (ρ Valor = -0,80), 2014 (ρ Valor = -0,79) e 2018 (ρ Valor = -0,81) os resultados indicam forte correlação de complementaridade. No período, os resultados da comparação feita no Cenário 8 mostram uma potencial complementaridade moderada (ρ média = -0,65).

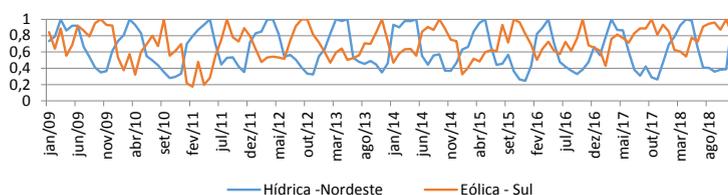


Figura 5 - Cenário 8: Hidrelétrica – Nordeste & Eólica – Sul

O Cenário 16, cujos resultados são mostrados na Figura 6, permitiu a análise da geração hidrelétrica no Sudeste/Centro-Oeste e solar no Sul, ao longo de quatro anos, pelo fato da geração solar no Sul ter sido integrada ao SIN somente a partir de 2015. Neste cenário há correlação de similaridade em todos os anos analisados; na média anual a correlação é muito fraca em 2016 (ρ Valor = 0,07), fraca em 2015 (ρ Valor = 0,39), moderada em 2017 (ρ Valor = 0,59), e forte em 2018 (ρ Valor = 0,86). Assim, este cenário não indica complementaridade, mas sim similaridade moderada entre as duas alternativas de geração (ρ média = 0,48).

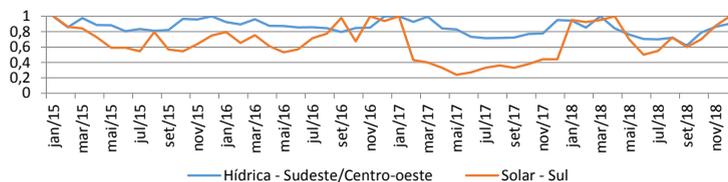


Figura 6 - Cenário 16: Hidrelétrica – Sudeste/Centro-oeste & Solar – Sul

No Cenário 20 o que é explorado é a possível integração da geração eólica na região Sudeste/Centro-Oeste com a geração hidrelétrica na região Sul, e isso só foi possível com a análise de dados a partir de 2015 (quatro anos). Os resultados são apresentados na Figura 7, e no Cenário 20 não há correlação de complementaridade. Em 2015 (ρ Valor = 0,83) e 2018 (ρ Valor = 0,81) a correlação de similaridade é forte, mas no ano de 2016 (ρ Valor = 0,21) a correlação de similaridade é baixa, enquanto em 2017 (ρ Valor = 0,14) a correlação de similaridade é muito fraca. Assim, a conclusão é que no Cenário 20 há correlação de similaridade moderada entre as alternativas de geração analisadas (ρ média = 0,50).

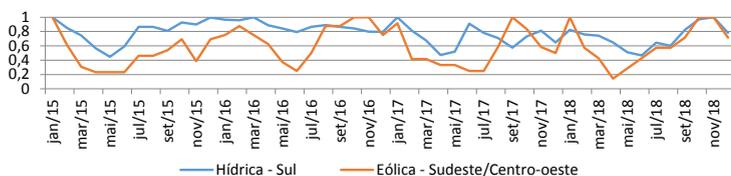


Figura 7 - Cenário 20: Hidrelétrica –Sul & Eólica – Sudeste/Centro-oeste

Assim, a pesquisa demonstrou que os Cenários 01, 02, 03, 04 e 08 apresentam razoável complementaridade temporal, sendo eles, respectivamente: Hidrelétrica - Norte e Eólica - Nordeste; Hidrelétrica - Norte e Eólica - Sudeste/Centro-Oeste; Hidrelétrica - Norte e Eólica - Sul; Hidrelétrica - Norte e Solar - Nordeste; Hidrelétrica - Nordeste e Eólica - Sul.

Entende-se, então, que os cenários que indicam o potencial de complementaridade às fontes hídricas (principalmente na Região Norte) demonstram que o Brasil pode otimizar o uso dos reservatórios, minimizando os riscos dos períodos de estiagem. Além disso, esses resultados demonstram que a geração eólica deve ser mais explorada nas regiões Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul, em parte porque há complementaridade com a hidrelétrica e, também, porque o aproveitamento da eólica ainda não atingiu a metade do potencial de geração. Esse potencial é estimado em cerca de 500 GW, segundo a Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica), suficiente para atender o triplo da demanda atual de energia no Brasil (ZAPAROLLI, 2019).

Em relação ao resultado apontado no Cenário 4, que mostra a complementaridade entre a geração hidrelétrica na região Norte e a

geração solar na região Nordeste, é importante ressaltar que o Nordeste tem o maior potencial de energia solar em relação às demais regiões, pois possui um maior nível de irradiância no plano inclinado (média anual de 5,52 kWh/m²/dia) e menor variabilidade interanual durante o ano (PEREIRA et al., 2017 apud. BEZERRA, 2018, p. 11), sendo esses indicativos do potencial a ser explorado na matriz energética.

Os resultados obtidos apontam correlações de similaridade moderada com a geração hidrelétrica, no Cenário 16: Hidrelétrica - Sudeste/Centro-Oeste e Solar - Sul, e no Cenário 20: Hidrelétrica - Sul e Eólica - Sudeste/Centro-Oeste. A razoável similaridade indica a possibilidade de gerenciamento dos reservatórios das hidrelétricas, em anos secos, com maior geração das fontes indicadas nos dois cenários.

Os Cenários 16 e 20 são muito interessantes porque as fontes hídricas no Sudeste e Sul já se encontram quase totalmente esgotadas, e a fonte solar na Região Sul se apresenta como uma opção alternativa para a diversificação da matriz. Entende-se que a região Sul possui boa capacidade de geração de energia solar, embora seja a mais distante do Equador. “No entanto, a maioria da população brasileira e as atividades socioeconômicas do país estão localizadas em regiões mais distantes do Equador. [...] Desta forma, para maximizar o aproveitamento da radiação solar, pode-se ajustar a posição do coletor ou painel solar de acordo com a latitude local e o período do ano em que é necessária mais energia” (ANEEL, 2002, p. 7).

4. CONCLUSÃO

A extensão territorial brasileira e sua diversidade climática permitem explorar um significativo potencial de complementaridade entre as fontes renováveis de energia, dada a sua variabilidade sazonal entre as regiões. Nesta pesquisa, o coeficiente de Pearson foi utilizado para identificar potenciais cenários de complementaridade e similaridade com a geração hidrelétrica. Apenas os cenários que apresentaram pelo menos uma correlação moderada foram analisados.

Nos cenários 01, 02, 03, 04 e 08 foram identificadas potencial complementariedade com a geração hidrelétrica. São eles: Hidrelétrica - Norte e Eólica - Nordeste; Hidrelétrica - Norte e Eólica - Sudeste / Centro-Oeste; Hidrelétrica - Norte e Eólica - Sul; Hidrelétrica - Norte e Solar - Nordeste; Hidrelétrica - Nordeste e Eólica - Sul. Adicionalmente, os cenários 16 e 20 apresentaram correlação de similaridade com a geração hidrelétrica; são eles: Hidrelétrica - Sudeste/Centro-Oeste e Solar - Sul e Hidrelétrica - Sul e Eólica - Sudeste/Centro-Oeste.

Os resultados mostram que é possível diversificar a geração de energia elétrica e garantir a segurança de suprimento no Brasil, re-

duzindo a dependência da fonte hídrica. Este trabalho, objetivou contribuir com os estudos sobre a expansão do setor elétrico brasileiro, em escala macro, por meio de dados de geração nos últimos anos, identificando a potencial sinergia entre a geração hidrelétrica e as fontes alternativas eólica e solar fotovoltaica.

Nessa pesquisa, foram identificadas algumas limitações, devido à falta de dados de algumas fontes ou período de geração insuficiente para análise. Ressalta-se também que a metodologia utilizada avaliou apenas correlações sobre os dados da geração disponibilizadas pela ONS. No entanto, esse fato não afetou o objetivo final da pesquisa, e sugere-se dar continuidade a mesma, incorporando as fontes e locais de geração suprimidos nesta pesquisa.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Atlas de energia elétrica do Brasil. 1ª edição. Brasília, 2002. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/livro_atlas.pdf>. Acesso em: may. 2020.

BEZERRA, F. D. Nordeste: Futuro promissor para energia solar. Caderno Setorial ETENE; ano 3, nº31; maio/2018. Disponível em: <https://www.bnb.gov.br/documents/80223/3365127/solar_31-2018-FINAL.pdf/2c59b789-02ee-9a5a-3d8c-e5b95a0e3cb7>. Acesso em: may. 2019.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA AS ENERGIAS SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE S. BRITO - CRESESB. Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, Brasília 2001. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/Atlas%20do%20Potencial%20Eolico%20Brasileiro.pdf>. Acesso em: may. 2019.

CENTRAL INTELLIGENCE AGENCY – CIA. The World Factbook - South America: Brazil. Disponível em: <<https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/br.html>>. Acesso em: may. 2020.

GOLDEMBERG, J. Energia e Sustentabilidade. Revista Cultura e Extensão USP, v.14, p.33-43, 30 nov. 2015. doi: <http://dx.doi.org/10.11606/issn.2316-9060.v14i0p33-43>

GOLDEMBERG, J. & MOREIRA, J.R. Política energética no Brasil. Estudos Avançados, v.19, n.55, p.215-228, set./dez. 2005. doi: <https://doi.org/10.1590/S0103-40142005000300015>

HUNT, J.D.; STIPEN, D.; FREITAS, M.A.V. A review of the causes, impacts and solutions for electricity supply crises in Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v.88, p.208-222, mai. 2018. doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.02.030>

JORNAL DA USP. Recorde de produção de energia limpa do Nordeste não pode beneficiar outras regiões do País; Publicado: 27/08/2021. Available in: <https://jornal.usp.br/?p=448263>. Acesso em: sep. 2021.

LATRUBESSE, E.M.; ARIMA, E.Y.; DUNNE, T.; PARK, E.; BARKER, V.R.; D'HORTA, F.M.; WIGHT, C.; WITTMANN, F.; ZUANON, J.; BARKER, P.; RIBAS, C.C.; NORGAARD, R.B.; FILLIZOLA, N.; ANSAR, A.; FLYYBIERG, B.; STEVAUX, J.C. Damming the rivers of the Amazon basin. *Nature*, v.546, p.363–369, 15 jun. 2017. doi: <https://doi.org/10.1038/nature22333>

MYSZCZUK, A. & SOUZA, A. O Setor Elétrico Brasileiro e Alguns Conflitos Entre as Políticas Públicas de Proteção ao Meio Ambiente e de Desenvolvimento Econômico. *Desenvolvimento em Questão*, v.16, n.43, p.200-233, 22 mai. 2018. doi: <https://doi.org/10.21527/2237-6453.2018.43.200-233>

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. Geração de Energia. Disponível em: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx. Acesso em: may. 2020.

PERON, A.M. Análise da complementaridade das gerações intermitentes no planejamento da operação eletro-energética da região nordeste brasileira. 2017. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil na área de Recursos Hídricos, Energéticos e Ambientais) - Faculdade de Engenharia Civil, Arquitetura e Urbanismo, Universidade Estadual de Campinas, São Paulo, 2017. Disponível em: <http://repositorio.unicamp.br/jspui/handle/REPOSIP/330465>. Acesso em: may. 2020.

QUEIROZ, R.; GRASSIL, P.; LAZZARE, K.; KOPPE, E.; TARTAS, B.R.; KEMERICH, P.D.C. Geração de energia elétrica através da energia hidráulica e seus impactos ambientais. *Revista Eletrônica em Gestão - REGET, Educação e Tecnologia Ambiental*, v.13, n.13, p.2774-2784, mai./ago. 2013. doi: <http://dx.doi.org/10.5902/223611709124>

ROCHA, V.M.; CORREIA, F.W.S.; FIALHO, E.S. A Amazônia frente às mudanças no uso da terra e no clima global e a importância das áreas protegidas na mitigação dos impactos: Um estudo de modelagem numérica da atmosfera. *ACTA Geográfica*, p.31-48, jul. 2012. doi: [10.5654/actageo2012.0002.0002](https://doi.org/10.5654/actageo2012.0002.0002)

SIMAS, M.S. & PACCA, S. Energia eólica, geração de empregos e desenvolvimento sustentável. *Estudos Avançados*, v.27, n.77, p.99-115, abr. 2013. doi: <https://doi.org/10.1590/S0103-40142013000100008>

SINIMBU, F. Energias renováveis e eficiência energética são metas para o Brasil. EBC - Agência Brasil, Brasília, 15 jun. 2017. Disponível em: <<https://agenciabrasil.ebc.com.br/pesquisa-e-inovacao/noticia/2017-06/energias-renovaveis-e-eficiencia-energetica-sao-metas-para-o>>. Acesso em: may. 2020.

ZAPAROLLI, D. Ventos promissores a caminho. *Revista Pesquisa FAPESP*, São Paulo, edição 275, jan. 2019. Disponível em: <<https://revistapesquisa.fapesp.br/2019/01/10/ventos-promissores-a-caminho/>>. Acesso em: may. 2020.

Informações para Autores

Propostas de publicações em consonância com o disposto na missão da Revista Brasileira de Energia (RBE) poderão ser enviadas ao Comitê Editorial para análise, por meio de link específico existente no site da Sociedade Brasileira de Planejamento Energético (www.sbpe.org.br).

A formatação final para publicação ficará por conta do departamento de diagramação da RBE; desta forma, os artigos deverão ser enviados em formatação simples, conforme o disposto a seguir:

- Os trabalhos devem ser editados e enviados em arquivo Word.
- Papel A4, margens 20 mm, fonte Times New Roman tamanho 12, espaçamento simples.
- Figuras com resolução mínima de 300 dpi.
- Para gráficos, usar mesmo padrão de cores e estilo.
- Equações em formato editável; não devem ser enviadas como figuras.
- O nome do autor NÃO deve ser abreviado, e as respectivas informações de instituição, telefone e e-mail devem ser apresentadas SO-MENTE no sistema e NÃO devem constar no arquivo Word.
- Todos os itens devem ser numerados sequencialmente, exceto Resumo e Abstract. Não usar numeração automática do processador de texto. Serão aceitos no máximo 3 subníveis de numeração, a partir dos quais poderão ser usadas letras como único subnível adicional.
- Títulos de figuras e tabelas, abaixo e acima das mesmas, respectivamente, sem descrição de fonte, a qual deverá ser feita ao longo do texto, muito menos a existência do termo “autoria própria”.
- Referências a trabalhos deverão ser citadas no texto com nome do autor (ou autores) e ano de publicação, entre parêntesis [Ex.: (Autor 1, 1928); (Autor 1 e Autor 2, 1928)]. Na existência de mais de dois autores, escreve-se o nome do primeiro autor seguido da expressão et al. [Ex.: (Autor 1 et al, 1928)].

Referências Bibliográficas:

- Somente deverão ser citados autores ou trabalhos que estejam incluídos na lista de referências bibliográficas, assim como todos os trabalhos listados nas referências bibliográficas deverão ter sido citados no texto.
- As obras devem ser elencadas em ordem alfabética, não numeradas, seguindo o padrão ABNT.
- NÃO ordenar as obras de acordo com a citação no texto.