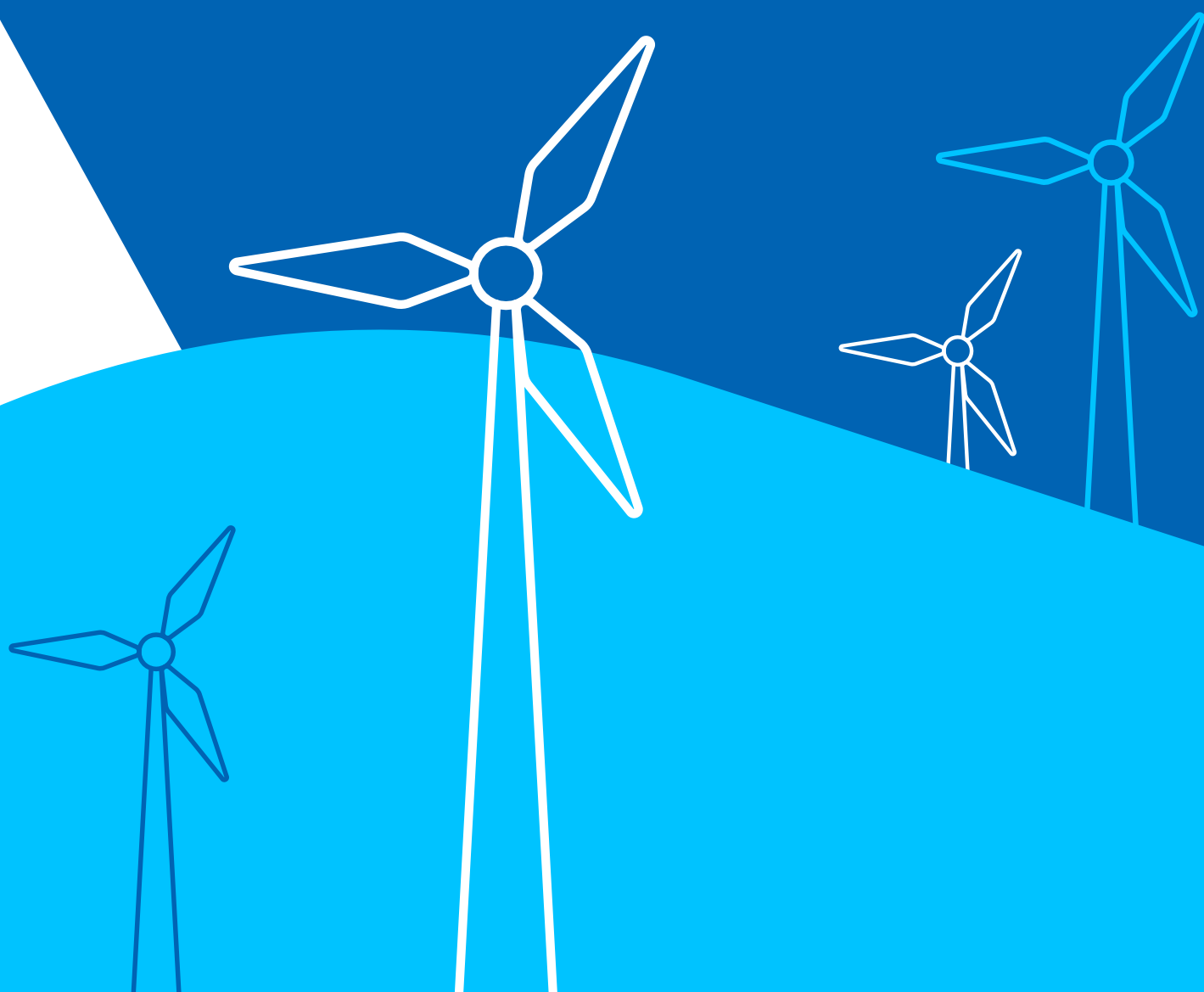


CATEGORIA 5

Regulação e Comercialização



Análise do impacto de diferentes cenários do PLD na competitividade regional da fonte eólica

Charles E. G. V. Vieira de Mello¹, Gustavo Pires da Ponte¹, Rafael Pinho Furtado¹, Paula Monteiro Pereira¹, Bernardo Albuquerque Domingues da Silva¹

Empresa de Pesquisa Energética¹

charles.mello@epe.gov.br, gustavo.ponte@epe.gov.br, rafael.furtado@epe.gov.br,
paula.pereira@epe.gov.br, bernardo.albuquerque@epe.gov.br

RESUMO

O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) e as eficiências de geração dos empreendimentos são dois dos principais parâmetros que afetam a competitividade de projetos no setor elétrico. No contexto brasileiro três diferentes opções de comercialização estão disponíveis atualmente para os empreendedores: Ambiente de Contratação Regulado, Ambiente de Contratação Livre e Mercado de Curto Prazo. As principais opções dos empreendedores estão na venda de energia nos em contratos de médio (ACL) e longo prazo (ACR). Nota-se, no entanto, que o valor do PLD é um interessante parâmetro para definir a competitividade da fonte e precificar possíveis riscos de submercado aos empreendedores. Considerando este contexto, o artigo apresenta uma análise da competitividade de 26 projetos eólicos típicos instalados nos subsistemas Nordeste e Sul, a partir da avaliação dos potenciais recebimentos destes empreendimentos, ao operar exclusivamente no Mercado de Curto Prazo (MCP), em contextos de altos preços de PLD e baixos preços de PLD, observados entre 2019 e 2023.

Palavras-chaves:

Preço de Liquidação das Diferenças; Geração Eólica; Subregiões Elétricas; Competitividade de empreendimentos eólico; Mercado de Curto Prazo.

ABSTRACT

The Settlement Price for Differences (PLD) and the generation efficiencies of the projects are two of the main parameters that affect their competitiveness in the electricity sector. In the Brazilian context, three different commercialization options are currently available to developers: Regulated Contracting Environment (ACR), Free Contracting Environment (ACL), and Short-Term Market (MCP). The main option for developers relies on selling energy in the medium-term (ACL) and long-term (ACR) markets. However, the PLD value is a relevant parameter for defining the competitiveness of the energy source and for pricing potential submarket risks for developers. Considering this context, the article presents an analysis of the competitiveness of 26 typical wind projects installed in the Northeast and South subsystems, based on the evaluation of the potential revenues of these projects when operating exclusively in the Short-Term Market (MCP) under scenarios of high and low PLD prices observed between 2019 and 2023.

Keywords:

Settlement Price for Differences (PLD); Wind Power Generation; Electrical Regions; Competitiveness; Short-Term Market.

1. INTRODUÇÃO

O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) é o indicador econômico utilizado no setor elétrico brasileiro para precificar e liquidar as diferenças entre energia contratada e efetivamente consumida no mercado, comumente chamado de Mercado de Curto Prazo (MCP). Tal valor é calculado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), a partir do Custo Marginal da Operação (CMO), que é obtido conforme a operação do sistema pela cadeia de modelos Newave, Decomp e Dessem [1].

Desde janeiro de 2021, o PLD apresenta discretização horária, tendo então a capacidade de representar, no custo de curto prazo, as variações de precificação observados no período diário. Tal modificação permite maior detalhamento e alocação de custos quando comparado ao modelo anterior, que apresentava um custo semanal único. Objetivando uma avaliação do impacto desta alteração no mercado, o processo de migração contou com estimativas horárias de PLD a partir de março/2018, sendo este indicador nomeado de PLD sombra. Os dados do PLD sombra e históricos após a migração estão disponíveis publicamente no site da CCEE para download [2].

O PLD complementa a existência dos mecanismos de contratação de energia com maiores prazos, como os contratos bilaterais no Ambiente de Contratação Livre (PPAs) e os Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado, que operacionalizam a compra e venda de montantes de energia em períodos médios e longos.

Por diversos fatores a geração prevista contratualmente pode ser frustrada ou superada e, nestes casos, há a necessidade de contabilização destas diferenças de energia e a liquidação a partir da sua adequada precificação. Para tal procedimento é utilizado pela CCEE, o valor do PLD. Considerando esta função, é comum em determinadas situações a utilização das estimativas de longo prazo do PLD nas precificações de demais ferramentas de compra e venda e adicionalmente identificar, riscos de receitas frustradas ou lucros extraordinários, no caso de desvios contratuais.

Neste contexto, este artigo utiliza a série histórica do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), disponibilizada pela CCEE entre abril de 2018 e dezembro de 2024, para identificar a existência de dois cenários:

- o primeiro entre 2019 e 2022, onde os custos do PLD apresentaram grande variabilidade e valores elevados;
- o segundo entre 2022 e 2024, onde são observados valores inferiores e mais estáveis.

Nestes cenários a operação de 26 séries históricas de vento foram utilizadas para estimar o comportamento das regiões que elas representam e avaliar a performance financeira de empreendimentos eólicos característicos de regiões, denominados aqui de Clusters e representados por equivalentes a 1 MW. Tal abordagem permite identificar a geração em cada região nos dois contextos do mercado e os impactos do valor do PLD na rentabilidade e no incremento de riscos dos empreendimentos. Estas análises permitem comparar a expansão histórica do sistema com a indicação de rentabilidade das regiões Sul e Nordeste nos contextos de cenário, indicando como o setor pondera o impacto da geração média do empreendimento e dos riscos de preço na competitividade dos empreendimentos.

2. SÉRIES HORÁRIAS DE PLD

Para o estudo apresentado foram considerados apenas os valores de PLD das regiões Sul e Nordeste, onde estão concentrados os empreendimentos eólicos utilizados para análise. A Figura 1 apresenta as séries históricas destas duas regiões disponíveis até a data da elaboração do estudo. Verifica-se, para o

período de 2018 a 2025, a existência de dois padrões de comportamento: entre 2018 e 2022, com valores mais elevados e maior variabilidade de preços, principalmente ao observar a região Nordeste, que apresenta variações abruptas em diversos momentos; e outro, a partir de janeiro de 2022, período no qual observou-se a alteração do padrão de comportamento da série histórica, com grande estabilidade de preços e baixa variabilidade ao longo de quase todo o período. A partir de 2024 é observada novamente alteração do padrão, no entanto sem período suficiente para uma análise detalhada.

Considerando o funcionamento do setor elétrico brasileiro, as mudanças de comportamento da série horária do PLD podem ser parcialmente explicadas por questões sistêmicas, como o nível dos reservatórios das usinas hidroelétricas existentes e a previsão de Energia Natural Afluente futura. A análise das motivações e razões das diferenças será suprimida neste documento, sendo analisada apenas as implicações destes tipos de comportamento nos ganhos de usinas não despacháveis, notadamente as eólicas.

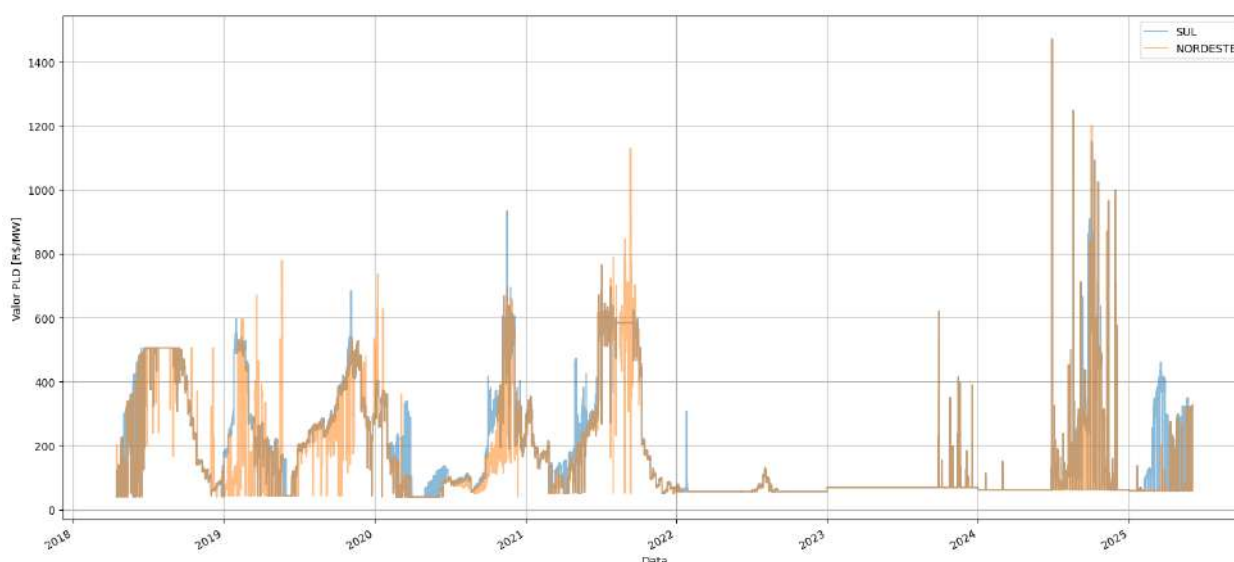


Figura 1 - Histórico do PLD horário disponível publicamente

Foram então selecionados dois cenários a serem analisados: no primeiro período, apresentado na Figura 2 e nomeado de período seco, foram selecionados os anos entre 2019 e 2021. Este período apresenta grande variabilidade e preços elevados. A região Sul possui preços mais estáveis e, em alguns momentos, preços médios mais elevados. Em contrapartida, a região NE apresenta maior variabilidade e preços médios mais baixos em alguns instantes.

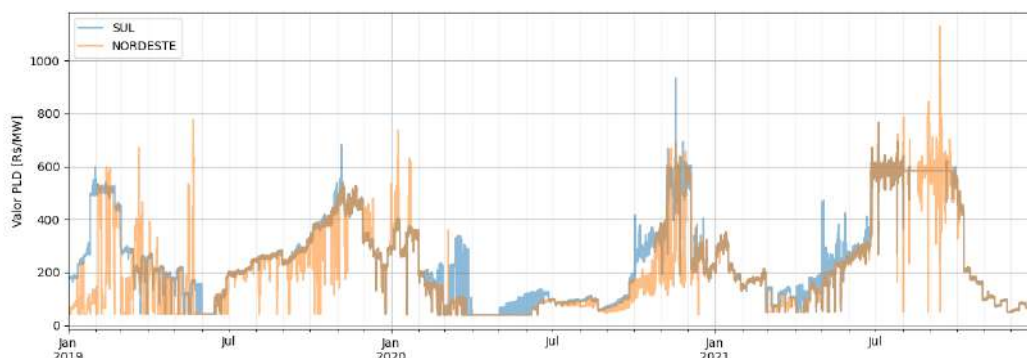


Figura 2 - Período seco do PLD

Ao analisar as variações médias horárias e diárias (Figura 3), é possível observar que a variação horária é pequena em relação à variação mensal. Além disso, a região Sul apresenta valores médios superiores aos da região Nordeste, ao longo de todo o dia médio. No período noturno, das 22 às 05 horas, é possível identificar uma redução das diferenças entre as regiões, padrão que é esperado conforme a redução da carga média do sistema e consequentemente a demanda por despachos durante o período noturno.

Na observação do gráfico mensal, é possível identificar uma maior variabilidade entre as regiões, com preços muito próximos nos meses 06 (junho) e 07 (julho). Durante este período é observado também um forte incremento de preço médio das regiões. Entre março e junho é observado o menor patamar de preços, período em que é previsto o enchimento dos reservatórios da região SE/CE e Sul por conta das chuvas. Nota-se também que a variação de preços ao longo do ano é muito superior à diferença de preços entre as regiões e a variabilidade ao longo do dia, sendo então o principal parâmetro definidor de preço neste cenário.

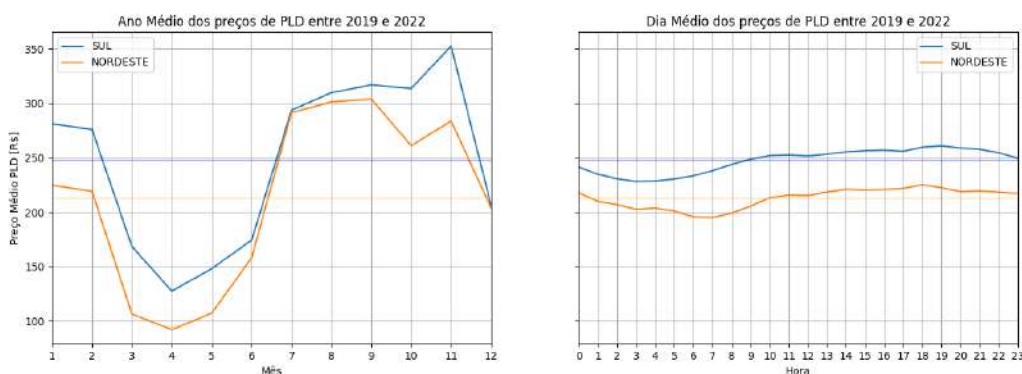


Figura 3 – Ano e Dia médio do PLD no período seco, entre 2019 e 2022

Ao analisar a variação de preços entre as regiões, é possível identificar o percentual de ocorrência a partir de um gráfico de percentual acumulado, conforme apresentado na Figura 4. Observa-se que, apesar de valores extremos de diferença próximos, a distribuição das ocorrências entre ambas as regiões varia, onde os preços superiores no Nordeste apresentam ocorrência inferior a 8% dos dados, enquanto preços superiores na região Sul aparecem em 40% dos dados. Nestes casos, é possível ver mais de 10% de ocorrência de dados com diferenças superiores a R\$ 100,00.

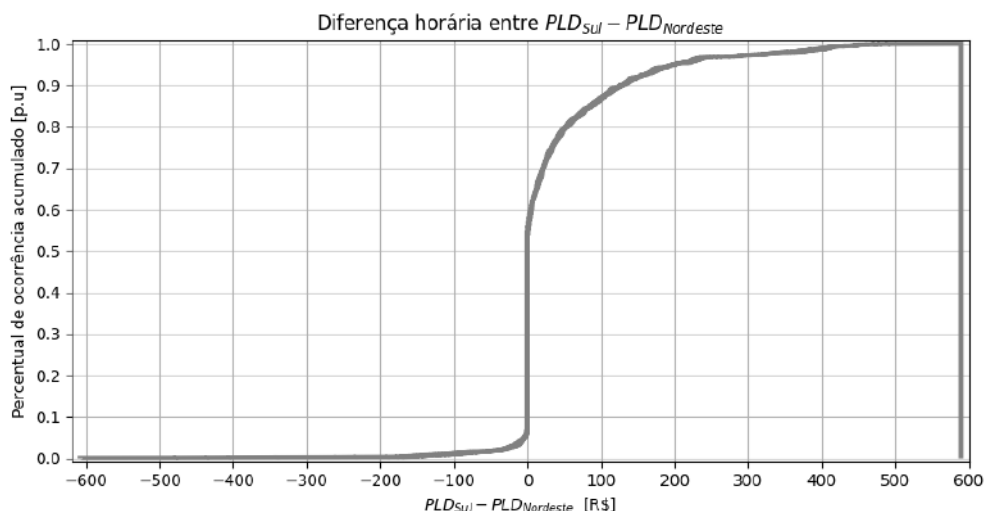


Figura 4 - Percentual de ocorrência acumulada da diferença dos PLD regionais

A identificação da grande quantidade de diferenças de valores entre as regiões pode, para este período de análise, gerar diferentes competitividades para a fonte, em diferentes localidades.

A análise do cenário nomeado como período chuvoso, entre janeiro de 2022 e dezembro de 2024, apresenta resultados mais simples que as do período seco, uma vez que há grande estabilidade de preços e valores equilibrados entre as regiões. Neste cenário, entre julho e setembro de 2022 e após setembro de 2023, observa-se um incremento contínuo do preço entre o valor base até aproximadamente R\$ 100,00/MWh e um decréscimo contínuo em seguida. No período após outubro de 2023, é observada a recorrência de picos de preço, com valores superiores a R\$ 600,00/MWh e o retorno a um valor base estável. Os valores estáveis também são observados durante este cenário, com o ano de 2022, apresentando valor de aproximadamente R\$ 55,70 e, passando para R\$ 69,04 a partir de janeiro de 2023.

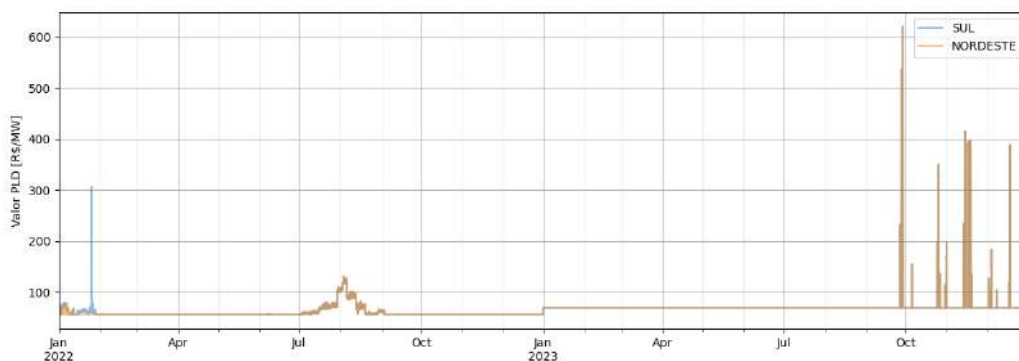


Figura 5 - Valores de PLD no período chuvoso

Ao analisar a diferença entre os preços na região Sul e Nordeste, é possível observar que mais de 95% dos dados possuem diferenças nulas, e mais de 99% dos dados diferenças inferiores a R\$ 20,00. Sendo assim, não há diferença competitiva nos valores de energia entre ambas as regiões neste cenário.

Com isso, a fim de avaliar o real impacto desta variação das opções locais de instalação de usinas eólicas no país, é importante avaliar a interação conjunta entre a geração eólica e a variação de preço em cada cenário.

3. REGIÕES ESTUDADAS

A partir dos dados disponibilizados no SIGEL/ANEEL [3], é possível observar que atualmente no Brasil existem mais de 3.100 parques eólicos, estando concentrados principalmente nas regiões Nordeste, que representa aproximadamente 89% dos parques e Sul, com 11 % dos empreendimentos.

Considerando as diferentes localidades e periodicidades existentes, são esperados perfis de comportamento de geração diversos [4]. Visando incentivar o desenvolvimento técnico e científico da fonte eólica, a EPE elaborou e aplicou um processo de clusterização dos dados de vento dos mais de 650 parques eólicos que compõem o banco de dados do Sistema AMA. Neste processo foram analisadas as séries de vento medidas nas estações e agregadas regiões com padrões de vento coerentes entre si. Com os resultados obtidos na clusterização, foram geradas séries horárias dos parâmetros meteorológicos medidos: velocidade média do vento, ocorrência por direção e temperatura e pressão médias.

Estes dados, foram utilizados para elaborar séries horárias de geração para utilização na estimativa de como diferentes regiões do país reagem a diferentes cenários de PLD, ao analisar usinas teóricas operando de maneira “merchant”, onde toda a energia produzida seria comercializada no Mercado de Curto Prazo (MCP), precificado pelo PLD.

A Figura 6 apresenta a distribuição espacial dos clusters, que foram nomeados de maneira decrescente na direção vertical da figura, mostrando a partir de pontos coloridos cada um dos clusters identificados. As indicações dos clusters podem ser observadas pela legenda ou pelo índice localizado nos arredores dos pontos. Nota-se que os Clusters na região Nordeste foram numerados entre 1 e 22 e os da região Sul entre 23 e 27.

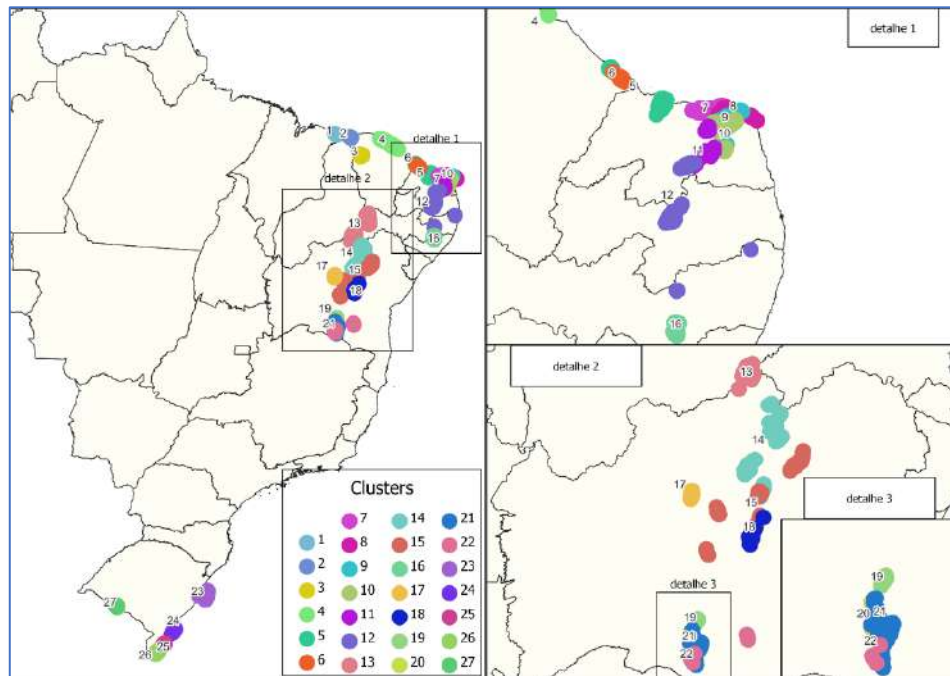


Figura 6 - Clusters utilizados na elaboração de séries temporais de vento

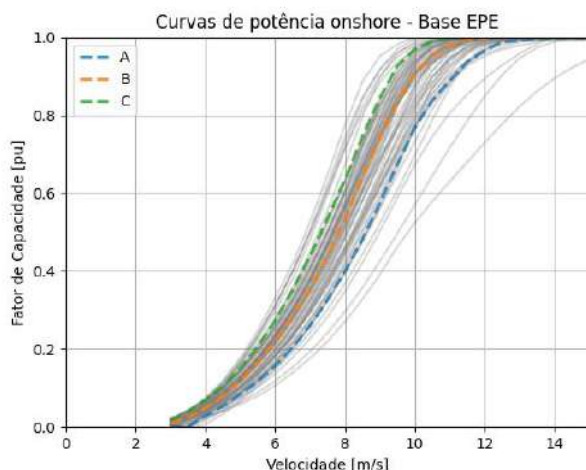
A partir da análise das séries temporais foi identificado que o cluster 19, localizado na região central da Bahia, possui períodos inferiores aos necessários para a análise conjunta com os cenários de PLD. Por este motivo, optou-se por remover o cluster 19 das análises, resultando em 26 clusters simultâneos às séries do PLD.

3.1. ELABORAÇÃO DAS SÉRIES TEMPORAIS DE GERAÇÃO

Os dados dos Clusters utilizados apresentam séries históricas de velocidade média do vento. Para realizar a comparação com os valores de PLD, é necessária a transformação destes dados em informações energéticas. Para tal, é comum a utilização de curvas de potência, que representam uma função de transferência entre velocidade do vento e potência para um aerogerador de modelo específico.

Os aerogeradores apresentam como principais macro características, que influenciam sua seleção: a altura de cubo, o diâmetro do rotor e a potência nominal. Estas características podem ser então consolidadas em uma curva de potência do aerogerador. Objetivando selecionar uma curva de potência para ser utilizada como referência no processo, foram comparadas as múltiplas curvas existentes na amostra disponível no banco de dados da EPE. Possibilitando uma comparação de forma equivalente, as curvas de potência foram unitizadas. Isto é, foi realizada a divisão dos valores de potência observados em cada ponto da curva pela potência nominal do aerogerador, resultando em curvas que apresentam valores de saída entre 0 e 1, como pode ser observado na Figura 7. Os percentis 0,15; 0,5 e 0,85 de ocorrência, considerando o Fator de Capacidade para cada intervalo de velocidade, estão apresentados nas curvas A, B e C.

Foi selecionada a curva B como curva de potência de referência para o procedimento, sendo aplicadas as séries temporais dos clusters nesta curva, e resultando em uma série histórica horária de geração.



Velocidade	FC	Velocidade	FC
[m/s]	[p.u.]	[m/s]	[p.u.]
3,0	0,01	9,5	0,83
3,5	0,02	10,0	0,91
4,0	0,05	10,5	0,95
4,5	0,08	11,0	0,98
5,0	0,12	11,5	0,99
5,5	0,17	12,0	1,00
6,0	0,22	12,5	1,00
6,5	0,28	13,0	1,00
7,0	0,36	13,5	1,00
7,5	0,44	14,0	1,00
8,0	0,53	14,5	1,00
8,5	0,64	15,0	1,00
9,0	0,74	>15,0	1,00

Figura 7 - Curva de potência utilizada na elaboração das séries de geração

As séries horárias de geração foram então recortadas para serem coerentes temporalmente com a série de PLD e separadas nos mesmos cenários apresentados na etapa anterior.

A geração média de cada uma dos 26 clusters está apresentada na Figura 8. Nota-se que para maior parte das regiões os períodos seco e chuvoso apresentam pequenas diferenças de geração com até 4% de fator de capacidade, tendendo o período seco a obter valores pouco superiores.

No cluster 17 é observada geração superior aos demais clusters, com mais de 65% de fator de capacidade médio para ambos os cenários, seguidos pelos clusters 11, 15 e 21, que apresentam também elevadas eficiências.

Os menores fatores de capacidade observados estão nos clusters da região Sul (23, 24 e 26), além das regiões 6, 7, 8, 9, 16 e 22, com fatores de capacidade próximos dos 45%.

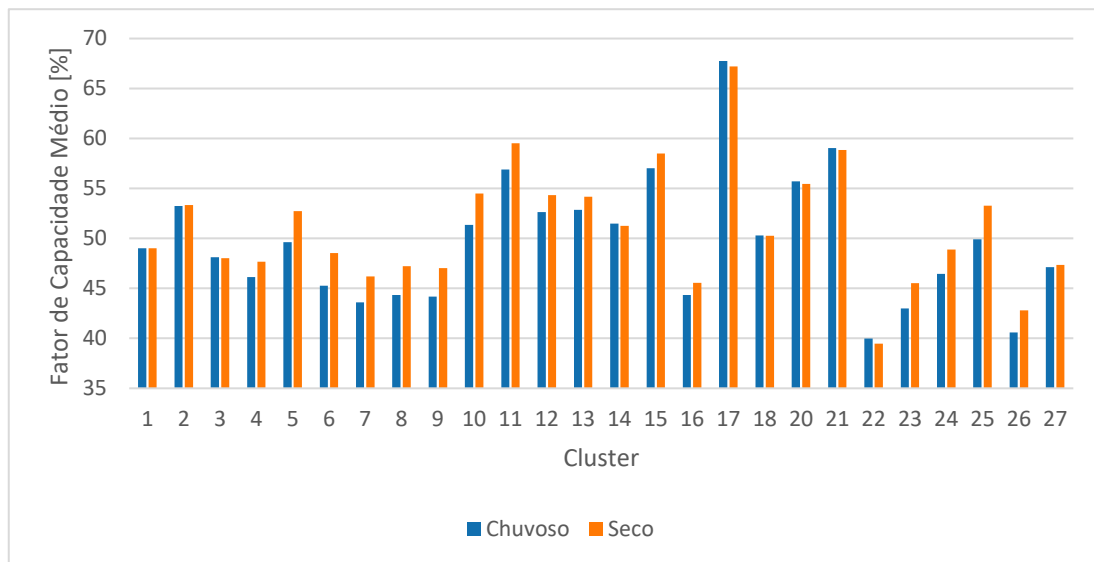


Figura 8 - Fator de capacidade nos períodos chuvoso e seco

Tabela 1 - Fatores de Capacidade por cluster e cenário

Cluster	Chuvoso	Seco	Cluster	Chuvoso	Seco
[-]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]
1	49,01	49,00	14	51,48	51,27
2	53,25	53,34	15	57,01	58,50
3	48,11	48,00	16	44,33	45,55
4	46,13	47,68	17	67,75	67,22
5	49,63	52,72	18	50,28	50,25
6	45,26	48,53	20	55,70	55,45
7	43,61	46,18	21	59,03	58,84
8	44,33	47,23	22	39,97	39,45
9	44,18	47,02	23	42,98	45,51
10	51,35	54,50	24	46,45	48,88
11	56,90	59,51	25	49,90	53,26
12	52,64	54,34	26	40,58	42,81
13	52,86	54,17	27	47,13	47,36

A partir da Tabela 1, é possível identificar que existe grande variabilidade nos fatores de capacidade médios dos clusters, com diferenças que podem superar 30 pontos percentuais. Neste contexto, identifica-se que alguns projetos podem se sobressair com relação aos demais, principalmente nos contextos de preços de energia iguais para os empreendimentos.

4. MÉTODO DO ESTUDO

A partir de ambas as séries temporais: de geração e de PLD por região, é possível calcular as receitas dos clusters. Considerando-se a venda de energia no mesmo submercado em que o empreendimento estaria inserido, é possível simular esta operação a partir da multiplicação da série horária de PLD regional pelo Fator de Capacidade de cada empreendimento, retornando o recebimento previsto por MW de capacidade instalada.

Esta operação é apresentada na Figura 9, na qual as séries temporais de recebíveis estimados, preço do PLD e Fator de Capacidade estão detalhados de acordo com o subsistema que estão inseridos.

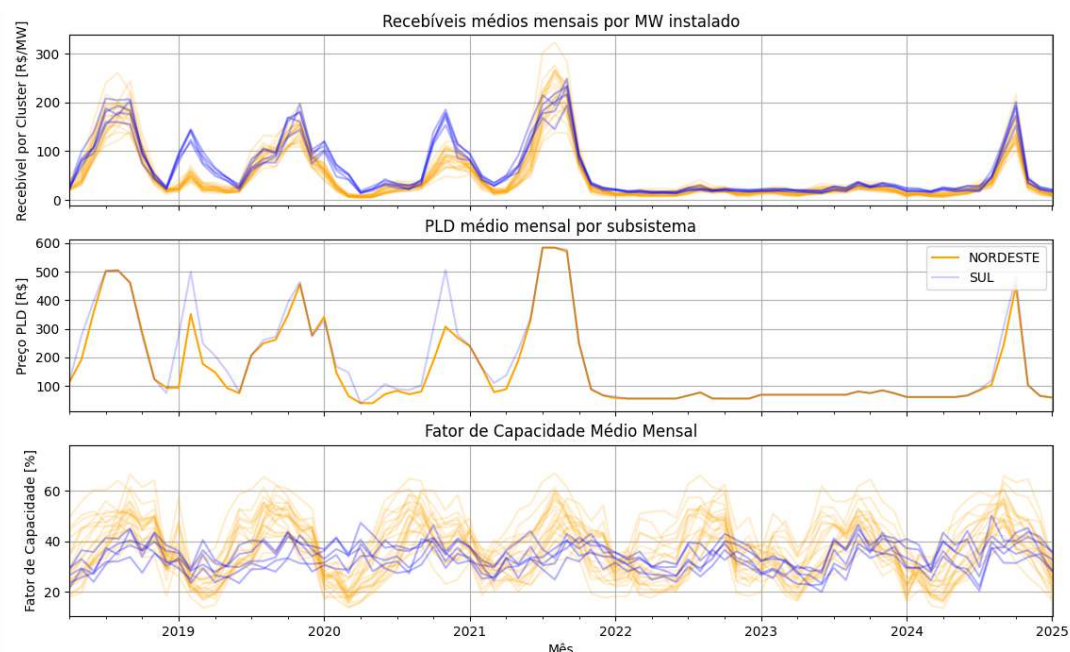


Figura 9 - Estimativa de recebíveis por cluster, apresentando sequencialmente o recebimento esperado, o preço do PLD e os fatores de capacidade destacados por subsistema

Desta forma, verifica-se que a região Nordeste apresenta uma sazonalidade mais marcada que a região Sul, havendo uma grande correlação entre os aumentos de fator de capacidade na região Nordeste e incremento de valor de PLD. Nota-se, no entanto, que o PLD mais alto na região Sul apresenta durante o período seco (entre 2019 e 2022) um incremento de competitividade para os empreendimentos instalados nesta região, mesmo com um menor fator de capacidade médio neste período.

Estas diferenças de recebíveis podem ser observadas na Figura 10, na qual estão apresentados os recebíveis médios dos clusters para os cenários hidrológicos seco e chuvoso, separados por região. De maneira a normalizar os dados, os recebíveis médios foram definidos por:

$$R_m = \frac{\sum_t G(t) * PLD(t)}{\sum_t t} \quad \text{Eq 1.}$$

Onde:

- R_m são os recebíveis médios por empreendimento, em R\$/h considerando um empreendimento de 1 MW
- $G(t)$ é o Fator de Capacidade do empreendimento, em base horária, representando sua geração
- $PLD(t)$ é o valor horário do PLD no subsistema do empreendimento
- $\sum_t t$ é a quantidade de horas contabilizadas

Assim sendo, os valores médios obtidos, ao serem multiplicados pela quantidade de horas no período desejado retornam o recebimento esperado por MW em cada uma das regiões. Com isso, é possível comparar o rendimento médio anual das regiões a partir da comparação direta entre os recebíveis médios (eixo y).

Nota-se que, no cenário chuvoso, a região Nordeste apresenta ganhos competitivos com relação à região Sul, onde os empreendimentos com maiores fatores de capacidade apresentam os melhores recebimentos. No cenário seco, observa-se que apenas um cluster da região Nordeste possui rendimentos superiores à região Sul. Tal ocorrência mostra que durante os períodos de alta do PLD, os ganhos de eficiência de geração dos parques tendem a ser superados pelas diferenças entre os preços regionais, gerando um ganho de competitividade na região.

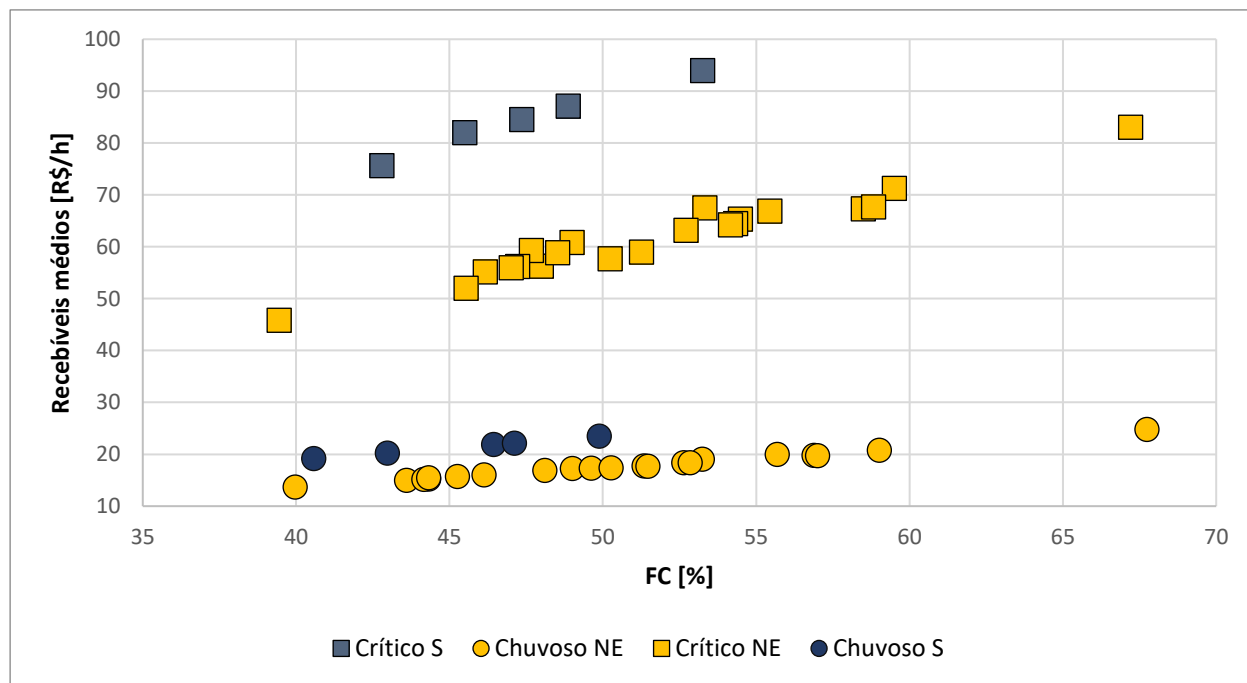


Figura 10 - Recebíveis médios e Fatores de Capacidade por cenários e região

Ao analisar os preços médios observados por região, desconsiderando as gerações médias de cada um dos projetos, a diferença entre as regiões no período seco fica ressaltada, com preços médios de energia até 58% superiores no período seco e 38% no período chuvoso.

Tabela 2 - PLD médio de cada cluster simulado por cenário

Cluster	Seco	Chuvoso	Cluster	Seco	Chuvoso
[-]	[R\$]	[R\$]	[-]	[R\$]	[R\$]
1	173,81	49,24	14	161,07	48,08
2	177,19	50,00	15	161,09	48,48
3	164,03	49,04	16	159,90	48,78
4	173,99	48,65	17	172,99	51,22
5	167,67	48,80	18	160,67	48,45
6	169,71	48,53	20	168,82	50,19
7	167,16	48,15	21	161,00	49,28
8	166,53	48,01	22	162,71	47,94
9	166,55	47,94	23	252,15	65,82
10	167,87	48,40	24	249,57	66,03
11	167,54	48,75	25	246,93	65,98

12	166,09	48,76	26	247,34	66,12
13	165,99	48,70	27	249,77	65,82

5. ANÁLISE DOS RESULTADOS

Na Tabela 2 é possível observar que os valores máximos do PLD observados nas regiões são 177 e 252 R\$/MWh, no período seco e 51 e 66 R\$/MWh, no período chuvoso. A partir da comparação com as informações de preço de energia observados nos leilões de Energia Nova (LEN) desde 2015, atualizados para a janeiro/2024. Não se observa na maior parte dos cenários, incentivos à operação descontratada de usinas na região Nordeste, uma vez que o preço médio dos últimos 5 leilões tendeu a operar acima dos 175 R\$/MWh, equivalente ao preço do cenário seco e bastante superior ao cenário chuvoso.

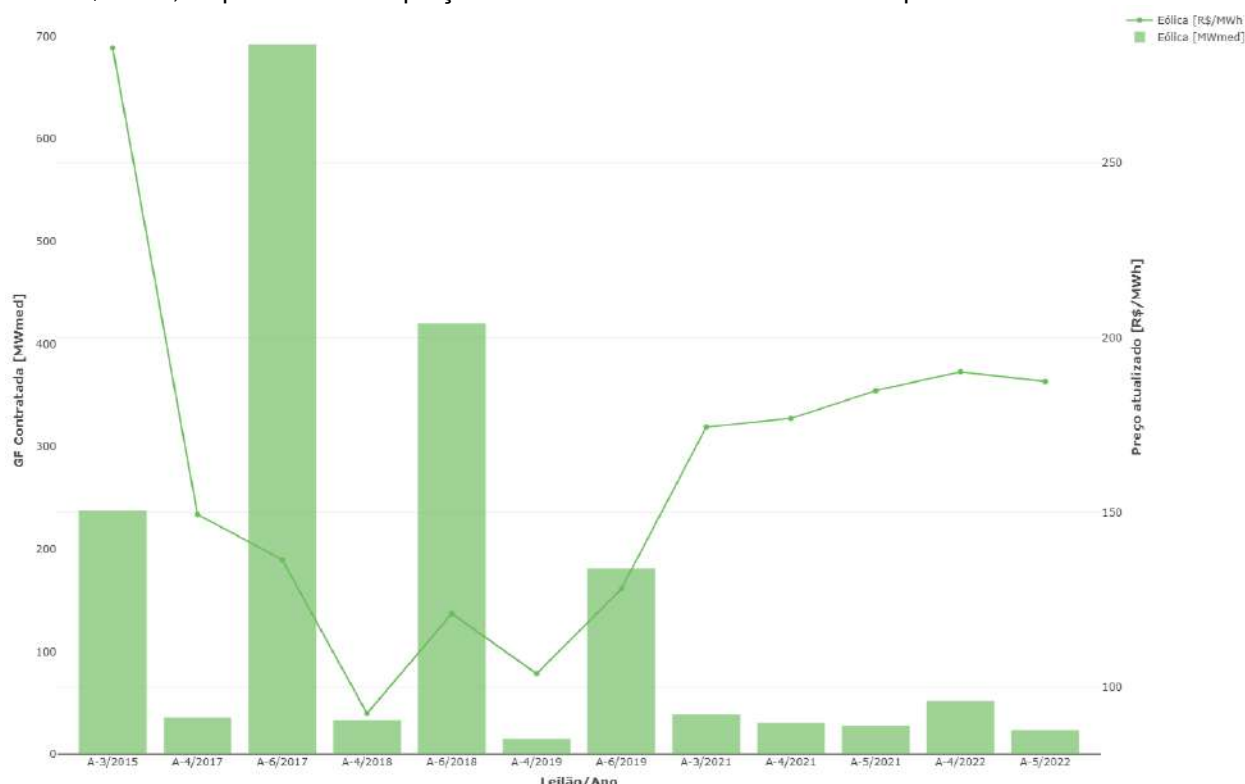


Figura 11 - Preço de energia observado nos Leilões de Energia Nova A-3/2015 até A-5/2022 corrigidos pelo IPCA (base: janeiro de 2024). Fonte: [5]

A partir dos dados observados na Tabela 2, e comparando-os com as informações de preço médio da energia nos LEN, espera-se que haja então uma competitividade entre as possíveis localidades de instalação da fonte eólica, tanto na região Nordeste, que apresenta ganhos pelo aumento de fator de capacidade em determinados projetos, quanto na região Sul, que poderia estar mais protegida de riscos de submercado, por obter valores mais elevados de PLD no seu subsistema.

Nota-se, no entanto, que a competitividade nos preços do PLD não se reflete na instalação de novas usinas, uma vez que a região Sul não apresenta incremento de capacidade instalada em operação desde 2017, conforme observado pela Figura 12, mostrando que há diversos outros fatores (técnicos, econômicos, sociais e ambientais) que podem explicar o desenvolvimento de projetos em cada região.

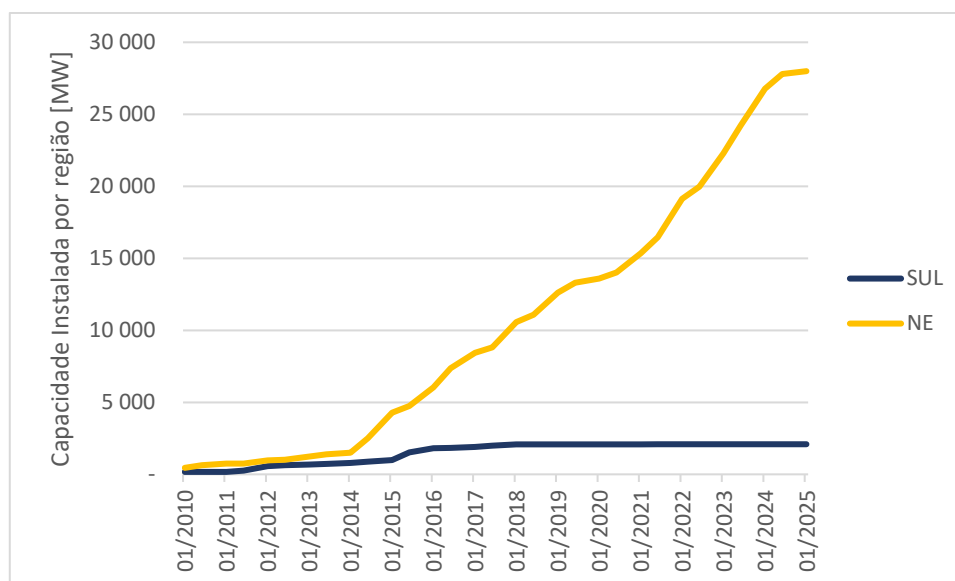


Figura 12 - Capacidade instalada eólica em operação segundo SIGEL/ANEEL [3]

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS, CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A análise conjunta entre competitividade de preços e eficiência de empreendimentos são assuntos complexos e essenciais para a avaliação da competitividade dentro de um mercado. Este artigo buscou iniciar a partir de uma visão simplificada e direta como podem ser observados os impactos de diferentes fontes de recebíveis: a geração média dos projetos e o preço da energia no mercado de curto prazo.

Para tal foram definidos dois cenários de preço, denominados como seco e chuvoso, o primeiro com 3 anos de duração e o segundo com 2 anos. Foi possível, a partir da análise destes cenários, identificar características próprias de comportamento. O período úmido é estável, com preços praticamente constantes durante toda sua duração, com ocorrências contidas de aumentos de preços e pequenas alterações de patamar. O período seco possui uma pequena variação horária média do PLD em comparação à variação sazonal (Figura 3), porém a partir de sua análise horária é possível identificar que tais alterações se dão a partir de variações irregulares do valor do PLD, com a região Nordeste tendo maiores variabilidades.

Notou-se no período seco uma acentuada complementariedade sazonal entre geração e PLD na região Nordeste, com crescimentos concomitantes de geração e PLD (Figura 9), em comparação à uma geração mais estável na região Sul. No entanto, a partir da observação da combinação destes fatores compilados na Figura 10 é identificado que a diferença de preços do PLD em submercados é uma característica dominante nos recebíveis. Tanto no período seco, com apenas um cluster da região Nordeste estando dentre os 5 projetos com maiores recebíveis, e estando os 5 maiores Fatores de Capacidade nesta região, quanto durante o cenário chuvoso, onde o Nordeste possui 2 clusters entre os 5 com maiores recebimentos e os 11 projetos com maiores Fatores de Capacidade.

É importante ressaltar que as simulações realizadas neste artigo, contam apenas com observações sobre velocidade média do vento e valores do PLD, sem abordar aspectos atuais e técnicos da geração eólica, como de cortes de energia (*constained-off* e *curtailment*) de empreendimentos, efeitos de esteira, falhas de equipamentos e paradas para manutenção. Tampouco foram analisados os riscos de submercado, quando gerador e consumidor encontram-se em diferentes regiões geoeletricas, o que fica como sugestão para análises individuais de projetos/contratos.

Nos resultados de preço médio foi observado que os empreendimentos da região Sul apresentaram valores médios superiores a 240 R\$/MWh durante o período seco em comparação à valores entre 160 e 177 R\$/MWh na região NE. Tais valores estão bastante próximos dos valores observados nos últimos 5 leilões de energia nova, mostrando uma competitividade entre os preços de MCP e os observados para os últimos Leilões de Energia Nova para empreendimentos no Nordeste. No período úmido, ambas as fontes oscilaram entre 47 e 66 R\$/MWh, havendo uma pequena vantagem nos empreendimentos localizados na região Sul e uma vantagem competitiva nas demais formas de contratação.

Nota-se então que competitividade pode variar com diversos fatores técnicos e comerciais como, diferenças de preços entre submercados, aspectos locacionais, sazonalidades, além de questões técnicas e operativas. Ressalta-se que com a existência de diferentes mecanismos de contratação no mercado nacional é importante também considerar em trabalhos futuros os preços de contratação observados nestes mercados, a partir de abordagens que visem a otimização dos ativos entre os três possíveis mercados (ACL, ACR e MCP). Tal abordagem permite ao setor a identificação de diferentes capacidades de operação e expansão da matriz elétrica, incentivando a competitividade da fonte.

REFERÊNCIAS

- [1] Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), “Conceitos de Preços,” [Online]. Available: <https://www.ccee.org.br/precos/conceitos-precos>.
- [2] Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), “Painel de Preços,” 2025. [Online]. Available: <https://www.ccee.org.br/web/guest/precos/painel-precos>.
- [3] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), “SIGEL - Download dos arquivos Shapefile e KMZ,” [Online]. Available: <https://sigel.aneel.gov.br/portal/home/item.html?id=f9dc181d1f994f37a29a392d3d35ec65>.
- [4] Empresa de Pesquisa Energética (EPE), “Nota Técnica EPE-DEE-011/2021-R3: Dados de entrada para modelos energéticos: metodologias e premissas,” Setembro 2024. [Online]. Available: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-836/NT%20EPE-DEE-011-2021-R3_Dados%20de%20entrada%20para%20modelos.pdf.

Tecnologia e regulação socioambiental da eólica *offshore*: o papel do *Digital Twin*

Matheus do Nascimento Carlos¹, Mario Orestes Aguirre González¹, Rafael Monteiro de Vasconcelos², Luana Pereira Nogueira², Andressa Medeiros Santiso², David Cassimiro de Melo²

1 Creation Research Group/Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção/UFRN; 2 Creation Research Group/UFRN

matheusnascarlos@gmail.com, mario.gonzalez@ufrn.br, rafaelmonteirov@yahoo.com.br,
luanapereiranog@gmail.com, andressamsantiso@gmail.com, davidcassi@yahoo.com.br

RESUMO

Diante dos desafios ambientais, a energia eólica offshore surge como fonte renovável promissora, com a tecnologia do Digital Twin (DT), potencializada pela Inteligência Artificial, contribuindo para o fortalecimento de sua cadeia de valor. Este artigo tem como objetivo identificar os benefícios da implementação do DT em empreendimentos eólicos offshore na regulamentação e monitoramento socioambiental. A pesquisa, de natureza aplicada, abordagem qualitativa e caráter exploratório, examinou publicações da base Scopus relacionados ao tema com base em critérios como ano, palavras-chave, país, metodologia e resultados. Verifica-se que o uso da tecnologia do DT contribui para a sustentabilidade ambiental ao otimizar o uso de recursos naturais, mas os impactos sociais ainda são pouco discutidos, apenas um estudo tratou da melhoria na qualidade de vida das pessoas ligada à transição energética. Além disso, ainda não há diretrizes regulatórias no Brasil que contemplem e promovam o uso de tecnologias digitais como o DT em projetos eólicos offshore, o que reforça a necessidade de inserção nas normativas por parte de organizações como o IBAMA e instituições estaduais do meio ambiente.

Palavras-chaves: Eólica offshore; Digital twin; Socioambiental

ABSTRACT

Faced with environmental challenges, offshore wind energy has emerged as a promising renewable source, with Digital Twin (DT) technology, powered by artificial intelligence, helping to strengthen its value chain. The aim of this article is to identify the benefits of implementing DT in offshore wind projects in terms of socio-environmental regulation and monitoring and artificial intelligence. The research, of an applied nature, qualitative approach and exploratory nature, examined publications from the Scopus database related to the topic based on criteria such as year, keywords, country, methodology and results. It was found that the use of DT technology favours environmental sustainability by optimizing the use of natural resources, but the social impacts are still little discussed, with only one study dealing with the improvement in people's quality of life linked to the energy transition. Furthermore, there are still no regulatory guidelines in Brazil that contemplate and promote the use of digital technologies such as DT in offshore wind projects, which reinforces the need for them to be included in regulations by organizations such as IBAMA and state environmental institutions.

Keywords: Offshore wind; Digital Twin; Socio-environmental

1. INTRODUÇÃO

Em um cenário marcado pelos desafios ambientais e pela necessidade de segurança energética, torna-se fundamental ampliar a participação das fontes renováveis na matriz energética global. A energia eólica, em especial, apresenta grande potencial para reduzir as emissões de poluentes e combater as mudanças climáticas, contribuindo diretamente para os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável, metas globais estabelecidas pela Organização das Nações Unidas para promover o desenvolvimento econômico, social e ambiental do mundo até 2030. No Brasil, esse panorama é ainda mais favorável devido aos incentivos governamentais e às condições naturais propícias, consolidando a energia eólica como uma alternativa viável à descarbonização (Cunha; Silva; Silva, 2024).

A crescente busca por fontes de energia limpas e sustentáveis tem colocado a energia eólica *offshore* (no mar) em posição de destaque no cenário energético mundial. O ambiente marítimo surge como uma alternativa estratégica para diversificar a matriz energética, aproveitando o potencial dos ventos mais constantes e intensos no mar, o que proporciona maior eficiência na geração elétrica. A energia eólica *offshore* consiste na instalação de turbinas eólicas em áreas marítimas, contribuindo para o avanço da transição energética (Hong *et al.*, 2024).

No Brasil, ainda não há em operação de parques eólicos *offshore*, porém a Lei 15.097/2025 cria o marco legal para a geração de energia elétrica *offshore* no Brasil, regulamentando o uso de áreas marítimas da união por meio de autorizações ou concessões. Além disso, estabelece critérios ambientais, sociais e técnicos para outorga, instalação, operação e descomissionamento dos projetos, priorizando sustentabilidade, inovação e segurança jurídica. Ademais, define princípios como sustentabilidade, inclusão social, emprego, transparência e consulta aos povos afetados (Brasil, 2025).

A expansão das energias renováveis exige estratégias que fortaleçam a cadeia de valor da energia eólica *offshore*. Nesse contexto, o conceito de Digital Twin (DT) ganha destaque por possibilitar o controle e a otimização em tempo real de sistemas, por meio de simulações baseadas em dados, permitindo análises contínuas e ajustes imediatos que aumentam o desempenho e a eficiência operacional (Goodwin *et al.*, 2022; Hananto *et al.*, 2024).

No contexto da tomada de decisão, o estudo de Canat e Özkan (2024) evidencia uma subestimação dos impactos sociais e ambientais. Isso ocorre porque esses critérios recebem pesos muito baixos nas análises, o que revela uma clara priorização de fatores técnicos e econômicos, como densidade do vento e custos operacionais, em vez de questões relevantes como a alteração da biodiversidade marinha e os efeitos sobre comunidades costeiras.

Sendo assim, o objetivo desse artigo é **identificar os benefícios da implementação do DT em empreendimentos eólicos *offshore* na regulamentação e monitoramento socioambiental.**

2. ESTADO DA ARTE

Para facilitar a compreensão do conteúdo deste artigo, este tópico inicial fornecerá as definições e os conceitos essenciais referentes à energia eólica *offshore* e ao DT.

2.1 Energia eólica *offshore*

A Agência Internacional de Energia (IEA) aponta que a energia eólica *onshore* (em terra) é uma tecnologia estabelecida com uma vasta cadeia de suprimentos global. Em contrapartida, a energia eólica *offshore* está em rápido crescimento, impulsionada pelos ventos mais intensos encontrados no ambiente marítimo. A IEA também ressalta que as turbinas eólicas atuais possuem uma capacidade consideravelmente maior em comparação com as gerações anteriores (Bojek, 2025, González *et al.*, 2025).

Em 2023, a geração eólica global registrou um aumento de 216 TWh (10%), consolidando-a como a principal fonte renovável não hídrica, com mais de 2.330 TWh gerados. A China impulsionou significativamente esse crescimento, respondendo por 60% do total, seguida pela União Europeia (26%), enquanto os EUA apresentaram estagnação devido a ventos fracos. A capacidade instalada global

atingiu um recorde, revertendo dois anos de desaceleração e indicando uma perspectiva de maior crescimento para 2024. Contudo, para alcançar os 7.100 TWh projetados pelo cenário de emissões líquidas zero até 2030, será necessária uma expansão média anual de 17%, exigindo esforços mais intensos, mesmo com os avanços observados em grandes mercados (IEA, 2023). No Brasil, a perspectiva para a energia eólica *offshore* também é promissora, com um vasto potencial ainda a ser explorado em sua costa, o que a posiciona como um componente estratégico para a futura matriz energética do país.

O ciclo de vida de um parque eólico *offshore*, de acordo com Yildiz, Hemida e Baniotopoulos (2024), envolve quatro etapas principais: planejamento, construção, operação e descomissionamento. O planejamento abrange estudos técnicos e ambientais, licenciamento e definição do projeto. A construção inclui a fabricação, transporte e instalação dos componentes no mar. A operação envolve o monitoramento e a manutenção das turbinas ao longo de sua vida útil. Por fim, o descomissionamento trata da retirada das estruturas e da restauração do local.

Apesar do seu potencial, Su *et al.* (2024) e Fu e Shah (2024) discutem que a energia eólica *offshore* enfrenta diversos desafios, incluindo altos custos iniciais de capital, processos complexos de instalação e requisitos de manutenção. No entanto, políticas e incentivos governamentais desempenham um papel fundamental no desenvolvimento desse setor. Metas ambiciosas estabelecidas pelos países líderes, aliadas aos avanços tecnológicos, devem impulsionar o crescimento do mercado e garantir a sustentabilidade a longo prazo da indústria eólica *offshore*.

2.2 Digital Twin

De acordo com Schweiger e Barth (2023), um DT é uma representação digital autêntica de uma entidade real. Ele existe como um protótipo, do qual são derivadas instâncias que acompanham as entidades físicas ao longo de sua vida útil. Essa tecnologia estabelece interfaces para comunicação bidirecional com os usuários e recebe dados brutos e pré-processados para fornecer informações e serviços. O propósito fundamental de um DT é criar valor dentro de um caso de uso específico, sendo individualmente customizado para cada aplicação.

A implementação de um DT pode ser financeiramente alta, especialmente em projetos de ciclo de vida curto. O desenvolvimento do *software* do DT requer uma equipe especializada de programadores, desenvolvedores e especialistas para garantir sua adequação por meio de testes. Ademais, é necessário que o DT seja constantemente atualizado para incorporar tecnologias emergentes como Internet das Coisas (IoT), *big data* e aprendizado de máquina. Indústrias que utilizam o DT a longo prazo devem, portanto, prever um investimento contínuo em pesquisa, o que pode gerar custos adicionais. A integração de diversos componentes e recursos em tempo real também representa um processo que demanda tempo considerável (Sharma *et al.*, 2022).

Jørgensen *et al.* (2023) comprovam que o paradigma do DT, aliado ao tratamento formal das incertezas, pode apoiar a tomada de decisão em ativos operacionais, especialmente em contextos com variabilidade estocástica, como em estruturas *offshore*. De maneira complementar, a aplicação do DT integrada à energia eólica *offshore* pode ocorrer, como proposto por Haghshenas *et al.* (2023), através de uma plataforma preditiva, com destaque para a capacidade de prever falhas em componentes, como os mancais das turbinas.

3. MÉTODO DO ESTUDO

Em relação à classificação metodológica, a **natureza** classifica-se como **aplicada** por buscar soluções para problemas específicos observados ao decorrer da análise dos artigos. Já a **abordagem** é **qualitativa**, caracterizada por um conjunto de métodos com base na interpretação e subjetividade da produção científica estudada (Almeida, 2021).

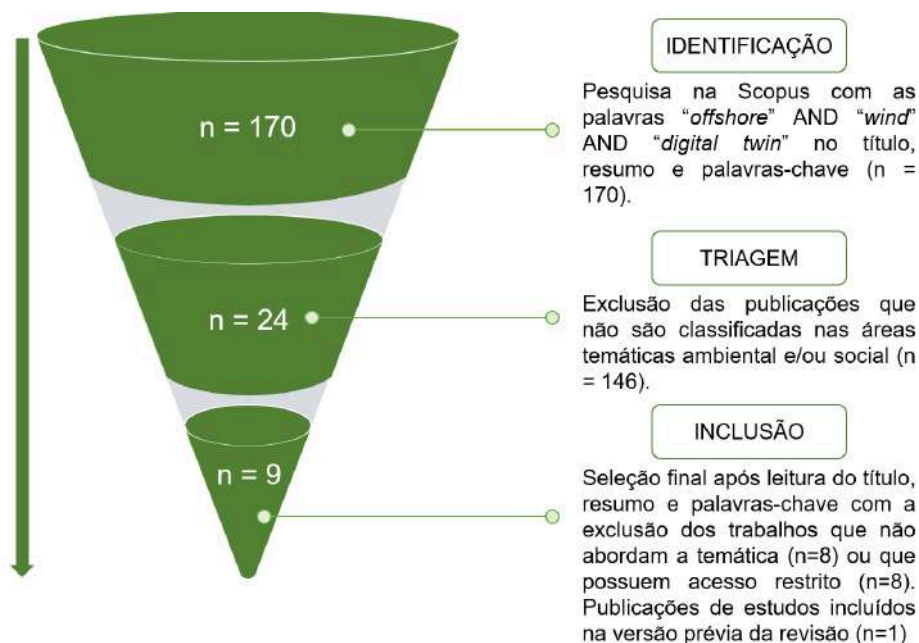
O **objetivo** é **exploratório**, visto que proporciona uma familiaridade com o tema e pela escassez de trabalhos relacionados com a combinação da temática. Por fim, no **método** tem-se a **revisão**

bibliográfica por ser um processo sistemático de busca, seleção, análise e síntese de estudos e fontes relevantes já publicadas sobre um determinado tema (Gil, 2020).

Em relação aos procedimentos para realização do artigo, teve-se como adaptação a metodologia PRISMA 2020 (*Preferred Reporting Items for Systematic Reviews and Meta-Analyses*), que orienta o relato de revisões sistemáticas. O uso permite a adequação dos métodos e a confiabilidade dos resultados, além de facilitar a replicação e futuras atualizações da revisão (Page *et al.*, 2022).

Inicialmente, 170 registros foram identificados na base de dados Scopus ao pesquisar os termos "offshore", "wind" e "digital twin" no título, resumo e palavras-chave. Na fase de triagem, 146 publicações foram excluídas por não se classificarem nas áreas temáticas ambiental e/ou social, resultando em 24 artigos. Por fim, a etapa de inclusão consistiu na seleção final após leitura do título, resumo e palavras-chave, excluindo-se 7 trabalhos que não abordavam a temática e 8 que possuíam acesso restrito, totalizando 8 estudos incluídos na revisão (Figura 1). Foi acrescentado um artigo à revisão bibliográfica, mesmo fora dos critérios definidos pelo método PRISMA, devido à sua relevância para o tema (artigo [1]).

Figura 1 - Adaptação e aplicação da metodologia PRISMA 2020



Fonte: Adaptado de Page *et al.* (2022).

4. ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Este tópico apresenta os resultados da revisão bibliográfica sistemática, estruturados em duas seções principais: **análise dos artigos, digital twin no contexto socioambiental e lacunas regulamentares**.

4.1 Análise dos artigos

O Quadro 1 apresenta os títulos dos artigos selecionados para análise, com foco em aplicações de DT e modelagens no contexto de turbinas eólicas *offshore*. De maneira geral, observa-se que os títulos apresentam ênfase na aplicação de DT para otimizar operações, monitorar estruturas e prever comportamentos futuros de componentes críticos. Há artigos que exploram aspectos estruturais e ambientais, como a análise de parâmetros com base em dados medidos [2] e comparações entre contextos *onshore* e *offshore* [6]. Termos como "digital twin", "offshore wind turbines", "monitoring", "modeling" e "simulation" aparecem com frequência, evidenciando uma convergência temática em manutenção inteligente e avaliação de vida útil, evidenciados nos trabalhos [5] e [9].

Quadro 1 - Sistematização da citação e título dos artigos

Artigo	Referência	Título
[1]	Durden (2025)	<i>Environmental management using a digital twin</i>
[2]	Kuang et al. (2025)	<i>Research on Parameter Influence of Offshore Wind Turbines Based on Measured Data Analysis</i>
[3]	Miedtank et al. (2024)	<i>Marine digital twins for enhanced ocean understanding</i>
[4]	Zhang et al. (2024)	<i>Offshore wind power digital twin modeling system for intelligent operation and maintenance applications</i>
[5]	Pacheco-Blazquez et al. (2024)	<i>A Digital Twin for Assessing the Remaining Useful Life of Offshore Wind Turbine Structures</i>
[6]	Desalegn et al. (2023)	<i>Onshore versus offshore wind power trends and recent study practices in modeling of wind turbines' life-cycle impact assessments</i>
[7]	Liu et al. (2023)	<i>A digital twin-based framework for simulation and monitoring analysis of floating wind turbine structures</i>
[8]	Zhao et al. (2022)	<i>Progress on Offshore Wind Farm Dynamic Wake Management for Energy</i>
[9]	Walker et al. (2021)	<i>Digital twins of the mooring line tension for floating offshore wind turbines to improve monitoring, lifespan, and safety</i>

Fonte: Elaboração própria (2025).

Observa-se, no Quadro 1, um aumento gradual na quantidade de estudos publicados, com destaque para o ano de 2024, que concentra o maior número de publicações. Esse crescimento reflete o interesse crescente da comunidade científica em temas relacionados à energia eólica *offshore* e ao uso de tecnologias digitais, especialmente em aplicações voltadas às áreas ambientais e sociais. Embora os dados de 2025 ainda representem apenas uma publicação, é importante considerar que se trata de um ano em andamento. O início das publicações sobre a temática em 2022 indica que o assunto passou a ganhar destaque a partir desse período, refletindo uma tendência recente impulsionada pela busca por soluções sustentáveis e eficientes no setor energético.

A Tabela 1 apresenta a quantidade de autores por país e o número de publicações distintas provenientes de cada um deles. Observa-se que a China se destaca com um total de 22 autores envolvidos em metade das publicações analisadas, evidenciando o protagonismo na capacidade de mobilizar recursos humanos e institucionais para produção científica de ponta nessa área, comprovados por IEA (2023). Em seguida, o Reino Unido apresenta duas publicações com 4 autores. Os demais países aparecem com uma publicação cada, sendo a Etiópia o segundo país com maior número de autores, seguida por Alemanha, Espanha e Itália. Além do foco na China, os dados revelam a disseminação internacional do interesse pelo tema, com contribuições vindas de diferentes países.

Tabela 1 - Quantidade de autoria e publicações por país

País	Autores	Publicações
China	22	4
Reino Unido	4	2
Etiópia	5	1
Alemanha	4	1
Espanha	4	1
Itália	1	1

Fonte: Elaboração própria (2025).

A nuvem de palavras-chave construída a partir dos artigos analisados (Figura 2) revela a presença constante de termos como "digital twin", "offshore" e "wind turbine", evidenciando que todos os estudos estão centrados em uma temática. No entanto, ao observar as palavras associadas, nota-se que cada artigo traz uma abordagem específica e complementar, com focos distintos. O artigo [2] se aprofunda em análise modal operacional, já o [3] na percepção marinha e simulação oceânica, enquanto o [5] enfatiza questões estruturais, como linhas de ancoragem ou materiais compostos e modelagens de impacto do ciclo de vida [6]. Isso demonstra que, embora compartilhem um eixo temático comum, os estudos contribuem de forma diversa, abordando diferentes aspectos técnicos e estratégicos da aplicação de DTs na indústria eólica *offshore*.

Figura 2 - Nuvem das palavras-chave utilizadas pelos artigos



Fonte: Elaboração própria (2025).

O Quadro 2 classifica os artigos segundo a natureza, objetivos, abordagem e procedimento metodológico utilizados. Todos são de natureza aplicada, voltados à resolução de problemas práticos na energia eólica *offshore* com DT. Predominam objetivos descritivos e abordagens combinadas, indicando interesse em caracterizar os sistemas e fortalecer as análises. Quanto aos métodos, destacam-se simulação, revisão bibliográfica e estudo de caso, com foco na modelagem computacional, na consolidação do conhecimento existente e no desenvolvimento prático de aplicações.

Quadro 2 - Estruturação metodológica dos artigos

Artigo	Natureza		Objetivos			Abordagem			Método		
	Básica	Aplicada	Exploratória	Descritiva	Explicativa	Quantitativa	Qualitativa	Combinada	Estudo de caso	Revisão bibliográfica	Simulação
[1]		X*		X*			X*		X		
[2]		X*		X*		X*			X*		
[3]		X*		X*			X*			X	
[4]		X*			X*			X*			X*
[5]		X*		X*				X*			X
[6]		X*		X*				X*		X*	
[7]		X*		X*				X*	X		
[8]		X*		X*			X*			X	
[9]		X*		X*		X*					X

Legenda:	
X	Classificação dada pelos autores no artigo
X*	Classificação realizada pelo presente estudo pela falta de classificação do artigo

Fonte: Elaboração própria (2025).

O Quadro 3 reúne os principais resultados dos estudos analisados, destacando avanços significativos na eficiência, sustentabilidade e segurança desses sistemas. De maneira geral, os principais pontos revelam o papel central dos DTs na manutenção preditiva, na otimização do desempenho estrutural e energético e na redução de custos operacionais ao longo do ciclo de vida das turbinas. Observa-se

também uma crescente integração com tecnologias como IoT e métodos de análise de dados para melhorar a detecção de anomalias, prever falhas e apoiar decisões estratégicas em tempo real.

Quadro 3 - Sistematização dos resultados dos artigos

Artigo	Resultado
[1]	A proposição de um processo estruturado para desenvolver casos de uso de gêmeos digitais aplicados ao monitoramento e à gestão ambiental
[2]	O módulo de elasticidade do flange é o parâmetro estrutural com maior influência nas formas modais da turbina eólica <i>offshore</i> e a frequência natural de primeira ordem é mais sensível às propriedades do solo ao redor da estaca, sendo esses os focos prioritários para monitoramento e manutenção preditiva.
[3]	O conjunto de dados completo foi usado para analisar diferentes métodos de detecção de anomalias quanto à sua usabilidade e capacidade de monitorar o impacto potencial de parques eólicos <i>offshore</i> no ambiente marinho.
[4]	O sistema de modelagem por DT para turbinas eólicas <i>offshore</i> melhora a eficiência operacional e a manutenção preditiva, gerando economia significativa e podendo aumentar a geração anual de energia em mais de 1%.
[5]	A aplicação de modelos de DT em turbinas eólicas <i>offshore</i> flutuantes permitem otimizar o desempenho, reduzir custos operacionais e estender a vida útil das estruturas.
[6]	O uso de IoT e DT preditivos permite avaliações mais precisas do ciclo de vida de turbinas eólicas. Isso contribui para reduzir impactos ambientais e otimizar a gestão dos sistemas, especialmente <i>offshore</i> .
[7]	O DT pode facilitar o monitoramento e a análise oportunos de FWTs e permitir a visualização de planos de construção, o alerta precoce de anormalidades estruturais e o reconhecimento preciso da postura do FWT e do ambiente marinho.
[8]	Espera-se que o <i>framework</i> faça a detecção de efeito esteira, controle de otimização de efeito esteira, previsão de risco e decisões de controle para aumentar a potência do parque eólico e reduzir as cargas de fadiga.
[9]	Os DTS demonstraram potencial para melhorar a detecção de desvios de comportamento e aumentar a segurança e a vida útil dos componentes.

Fonte: Elaboração própria (2025).

4.2 Digital Twin no contexto socioambiental

De forma geral, os artigos analisados apontam que o uso de DTs em parques eólicos *offshore* contribui significativamente para avanços na dimensão ambiental da sustentabilidade, principalmente pela otimização da operação das turbinas, redução da necessidade de novas instalações, economia no uso de recursos naturais e mitigação de impactos ambientais. A maioria das abordagens está voltada à confiabilidade estrutural e operacional das turbinas eólicas, à simulação de cenários ambientais e à redução de emissões ao longo do ciclo de vida das turbinas. As perspectivas ambientais são exploradas com maior profundidade do que as sociais, que em geral aparecem de maneira indireta ou secundária, quando mencionadas.

Especificamente, o artigo [2] relaciona a otimização da confiabilidade das turbinas à diminuição da necessidade de novas instalações, o que resulta na economia de recursos naturais e na redução de riscos estruturais e ambientais. O artigo [3] destaca o potencial dos DTs para prever, simular e gerenciar impactos ambientais por meio de modelos digitais em tempo real, permitindo intervenções mais seguras e sustentáveis.

Já os artigos [4] e [5] reforçam a ideia de que a melhoria da confiabilidade estrutural e operacional também evita o uso excessivo de recursos naturais e a construção de novas turbinas, mantendo o foco na eficiência e sustentabilidade. O artigo [6] amplia essa discussão ao abordar diretamente a contribuição dos DTs para uma geração de energia mais verde, destacando a redução das pegadas de carbono, a diminuição da dependência de fontes fósseis e a coleta confiável de dados em tempo real sobre o consumo de energia e seus impactos ambientais ao longo do ciclo de vida das turbinas.

No entanto, observa-se que nenhum dos artigos aborda de maneira aberta e explícita os impactos sociais dos DTs. A exceção é o artigo [4], que menciona especificamente a melhoria da qualidade de vida das pessoas como um benefício indireto da transição para fontes de energia com menor impacto ambiental, apontando assim para uma perspectiva social, ainda que breve e pontual. Essa lacuna na discussão dos impactos sociais diretos comprova a necessidade de estudos que integrem mais profundamente os aspectos sociais à adoção de tecnologias digitais no setor eólico, necessidade observada pelo estudo de Canat e Özkan (2024).

Apesar dos pontos apontados anteriormente, observa-se uma limitação na abordagem dos artigos quanto à aplicação dos DTs nas fases que antecedem a operação, como o planejamento e projeto inicial, bem como no descomissionamento do parque. Essas etapas são pouco exploradas nas análises, deixando uma lacuna importante sobre o potencial dos DT em auxiliar decisões estratégicas desde o início do ciclo de vida até sua finalização e descarte ambientalmente responsáveis, bem como com a relação socioambiental abordada.

Embora a energia eólica *offshore* seja uma alternativa promissora e ambientalmente mais limpa em relação às fontes fósseis, seu desenvolvimento em larga escala pode gerar impactos socioambientais significativos, especialmente em comunidades costeiras vulneráveis. Nesse contexto, os DTs surgem como uma tecnologia para minimizar esses impactos, por meio do monitoramento contínuo, da simulação de cenários e da otimização de processos. No entanto, a adoção dos DTs ainda está concentrada em regiões ou empresas com maior capacidade técnica e financeira, o que pode restringir o acesso equitativo aos benefícios da transição energética e comprometer a disseminação dessa fonte de energia em países em desenvolvimento.

A predominância de abordagens técnico-operacionais dos artigos indica a oportunidade de integrar perspectivas de outras áreas do conhecimento, como ciências sociais, economia ambiental e planejamento territorial, para que a aplicação de DTs em parques eólicos *offshore* considere não apenas a eficiência, mas também aspectos socioambientais nas transformações tecnológicas.

Sob outra perspectiva, o European Digital Twin of the Ocean (DTO) visa tornar o conhecimento oceânico acessível a diferentes públicos por meio de ferramentas interativas, apoiando a restauração de habitats, a economia azul sustentável e a adaptação às mudanças climáticas. Com descrições multidimensionais e previsões de curto a longo prazo, o DTO fortalece a regulação e o monitoramento ambiental, permitindo prever impactos das mudanças climáticas e da atividade humana sobre ecossistemas marinhos (European Commission, 2022).

De modo complementar, a UFZ (2024) evidencia a tecnologia de DT com benefícios relevantes para a modelagem ecológica, visto que supera limitações comuns relacionadas a lacunas de dados, incertezas e mecanismos ainda desconhecidos. Por permitir a rápida integração de novos dados, o DT viabiliza fluxos de trabalho automatizados de simulações e análises, além de ampliar o escopo dos modelos ecológicos. Dessa forma, contribui para representar de maneira mais precisa os fenômenos ambientais do mundo real e fortalecer processos de monitoramento e tomada de decisão.

Uma aplicação do DT ocorre do fiorde de Trondheim e evidencia benefícios para a regulação e o monitoramento ambiental ao integrar diversas fontes de dados, como sensores fixos, veículos subaquáticos autônomos e modelos numéricos, em um sistema contínuo de observação. Essa integração permite detectar poluentes e prever sua dispersão e impacto ecológico por meio de modelos como OpenDrift e DREAM, que simulam microplásticos, esgoto e florescimentos de algas. Alertas automatizados que acionam coletas específicas fortalecem a resposta a eventos ambientais, aproximando o monitoramento científico de uma ferramenta regulatória dinâmica. Assim, o DT se mostra útil para apoiar políticas ambientais e a gestão sustentável de ecossistemas costeiros (Vasilijevic *et al.*, 2024).

4.3 Lacunas Regulamentares

A Portaria MME nº 52/2022 (Brasil, 2022), que trata da cessão de uso de áreas marítimas para geração de energia elétrica *offshore*, representa um avanço importante na estruturação jurídica da exploração dessa fonte no Brasil. No entanto, o texto da norma não contempla a utilização de tecnologias digitais, como o DT como ferramenta de monitoramento, tomada de decisão ou apoio ao licenciamento ambiental. Essa lacuna evidencia um vazio regulatório que, diante da crescente digitalização do setor energético, merece atenção.

A ausência de diretrizes específicas para o uso do DT pode comprometer a eficácia de processos como o licenciamento ambiental, a fiscalização contínua e a segurança operacional. Além disso, dificulta a integração de dados em plataformas digitais seguras e interoperáveis, o que enfraquece o potencial da tecnologia em gerar previsibilidade, reduzir falhas e apoiar a sustentabilidade ambiental. Considerando a complexidade dos sistemas *offshore* e o avanço das soluções digitais, torna-se urgente que órgãos como a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) elaborem diretrizes técnicas e jurídicas que regulamentem o uso do DT em projetos eólicos.

A implementação de uma regulamentação para o uso do DT no Brasil pode se inspirar em exemplos internacionais que já discutem ou aplicam a tecnologia de forma estruturada. Na União Europeia, por exemplo, debates sobre harmonização regulatória e governança de dados têm sido fomentados por iniciativas como o *Digital Twin of the European Electricity Grid*, que busca integrar sensores e modelos digitais à rede elétrica para aprimorar a supervisão, a segurança e o planejamento energético (Jørgensen; Ma, 2025).

Ainda no contexto europeu, destaca-se o projeto Iliad (estrutura digital integrada para serviços abrangentes de dados e informações marítimas), vinculado ao *European Green Deal*, que visa a construção de uma infraestrutura interoperável de dados oceânicos. Essa iniciativa reforça a importância de marcos regulatórios específicos para dar escala, segurança e confiabilidade à aplicação de DT em ambientes marinhos complexos, como os parques eólicos *offshore* (Vasilijevic *et al.*, 2024).

Do ponto de vista da comercialização de energia, a adoção do DT também pode exercer influência positiva ao aumentar a confiabilidade na produção, melhorar a previsibilidade e reduzir paradas não programadas, fatores que impactam diretamente a formação de preços e contratos no mercado livre. Nesse sentido, a ANEEL ou a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica poderiam criar mecanismos de incentivo, como bônus regulatórios para projetos que comprovadamente utilizem o DT de forma eficaz ou facilitação no acesso à tecnologia por meio de parcerias internacionais.

Para tanto, algumas considerações regulatórias devem ser contempladas. Projetos eólicos *offshore* que utilizem DT poderiam ser orientados a submeter o modelo digital como parte integrante dos estudos de impacto ambiental, bem como manter atualizações periódicas durante a operação do parque. Além disso, a regulação poderia estabelecer padrões mínimos de acurácia, frequência de atualização, segurança dos dados e critérios de validação dos modelos digitais. Esses elementos são essenciais para garantir que o uso do DT ocorra de maneira transparente, eficiente e alinhada aos objetivos da transição energética justa e sustentável.

4.4 Integração de Inteligência Artificial e Digital Twin na regulação socioambiental

Song *et al.* (2024) comprovam que a Inteligência Artificial (IA) pode funcionar como elemento estabilizador das cadeias de suprimento de energia renovável, reduzindo vulnerabilidades por meio de inovação tecnológica, otimização institucional e melhoria nas redes de comércio entre países. Em empreendimentos eólicos *offshore*, o DT pode ser potencializado pelo uso da IA, especialmente quando relacionada aos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável. Conforme destacado por Vinuesa *et al.* (2020) e Fan, Yan e Wen (2023), a IA atua como habilitadora de 134 metas da Agenda 2030, diversas delas ligadas diretamente à sustentabilidade ambiental, como o monitoramento climático, a gestão de ecossistemas marinhos e a eficiência energética. Nesse sentido, a integração de IA com modelos de DT permite processar grandes volumes de dados ambientais, provenientes de sensores, satélites e estações

oceânicas, para gerar previsões precisas sobre impactos ambientais e apoiar decisões regulatórias rápidas e eficazes.

Entretanto, a revisão de Kar, Choudhary e Singh (2022) mostra que, além dos benefícios ambientais diretos, há questões técnicas (dados incompleto e necessidade de infraestrutura) e sociais (aceitação, equidade e impactos desiguais) frequentemente apontadas como desafios para a implementação da IA em contextos de sustentabilidade. Essa constatação reforça lacunas nos dados ambientais e na capacidade institucional para monitoramento contínuo. Incorporar essas lições significa que, para maximizar os benefícios do DT e IA, será necessário investir em tecnologia e em capacitação técnica local, transparência dos algoritmos e envolvimento das comunidades costeiras.

Mitchell *et al.* (2022) evidencia que em parques eólicos *offshore* utilizam IA para otimização de manutenção preditiva, detecção de avarias, e análise de performance sob condições atmosféricas marítimas. Sun e Han (2025) complementam que há inovações econômicas e benefícios ambientais, como redução de custos operacionais, otimização da geração energética e diminuição de desperdício. Esses usos coincidem com alguns dos benefícios previstos para DT, como otimização operacional, antecipação de falhas, menor impacto ambiental decorrente de falhas. A partir dessas aplicações práticas, pode-se inferir que a inclusão de algoritmos de IA no DT pode aumentar a robustez e a resiliência do monitoramento socioambiental.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Através da análise das publicações científicas é possível confirmar que o objetivo deste artigo foi atingido, discutir as lacunas e possibilidades regulatórias associadas ao uso do DT em projetos de energia eólica *offshore*, analisando seus impactos sociais e ambientais por meio de uma revisão bibliográfica sistemática.

De modo geral, observou-se um crescimento no interesse por publicações relacionadas ao setor e na área de estudo, evidenciado pelo aumento no número de artigos publicados, com destaque para o ano de 2024. Notou-se ainda uma concentração significativa de estudos provenientes de autores e publicações da China devido ao protagonismo na transição energética.

Apesar da diversidade temática, como pode ser identificado nas palavras-chaves da Figura 2, os estudos convergem, de modo generalizado, a um estudo de natureza aplicada, objetivos descritivos, abordagem combinada e método com revisão bibliográfica ou simulação, como mostrado no Quadro 2. Isso indica uma ênfase maior na compreensão conceitual e técnica das aplicações dos DTs do que em estudos empíricos com validação prática em larga escala, revelando um estágio inicial de consolidação científica e tecnológica na área.

Os estudos analisados indicam que a aplicação do DT tem um papel relevante no avanço da sustentabilidade ambiental, especialmente ao otimizar a operação das turbinas, reduzir a necessidade de novas instalações, promover o uso mais eficiente de recursos naturais e apoiar a transição para fontes de energia mais limpas. No entanto, a dimensão social é pouco abordada, apenas um dos artigos menciona, de forma breve, a melhoria da qualidade de vida como um efeito indireto da transição energética impulsionada por tecnologias de menor impacto ambiental.

A identificação dos benefícios do uso do DT em projetos eólicos *offshore* para o monitoramento socioambiental possibilitará uma melhor regulação do setor no Brasil. Embora a Portaria MME nº 52/2022 represente um avanço, ainda é necessário que órgãos como ANEEL e IBAMA promovam a aplicação dessa tecnologia, garantindo sua contribuição para o monitoramento, o licenciamento e a operação sustentável dos parques.

A análise evidencia que a IA, quando integrada a DT, vai além da eficiência operacional, atuando como propulsora de decisões sustentáveis. O desafio está em transformar dados em conhecimento acionável, alinhando tecnologia, governança e engajamento social para maximizar benefícios ambientais e socioeconômicos.

Entre as limitações do estudo, destaca-se a análise de poucos artigos, devido à restrição a apenas duas classificações na Scopus, o que pode não refletir na realidade do campo pesquisado. Além disso, os artigos se concentram principalmente na operação e manutenção das turbinas, deixando lacunas nas fases de pré-projeto (planejamento, licenciamento) e descomissionamento.

Como sugestão para trabalhos futuros, propõe-se a realização do estudo com uma base de dados ampla e diversa, de modo a captar uma variedade maior de perspectivas, incluindo aquelas que abordam mais os aspectos sociais de forma explícita. Outra possibilidade é adotar metodologias distintas de seleção e análise dos artigos, como revisões sistemáticas ou mapeamentos bibliométricos, que poderiam oferecer uma visão mais abrangente ou quantitativamente estruturada do campo, permitindo identificar lacunas e tendências com maior precisão.

REFERÊNCIAS

ALMEIDA, I. D. **Metodologia do trabalho científico**. Recife: UFPE, 2021. Disponível em: <https://editora.ufpe.br/books/catalog/view/674/684/2134>. Acesso em: 02 mai. 2025.

BOJEK, P. *Wind*. 2025. Disponível em: <https://www.iea.org/energy-system/renewables/wind>. Acesso em: 11 maio 2025.

BRASIL. **Lei nº 15.097, de 10 de janeiro de 2025**. Dispõe sobre o aproveitamento de recursos naturais offshore para a geração de energia elétrica. *Diário Oficial da União: seção 1*, Brasília, DF, 10 jan. 2025. Disponível em: <https://www2.camara.leg.br/legin/fed/lei/2025/lei-15097-10-janeiro-2025-796889-publicacaooriginal-174083-pl.html>. Acesso em: 1 ago. 2025.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Portaria Normativa nº 52/GM/MME, de 19 de outubro de 2022**. Estabelece as normas e procedimentos complementares relativos à cessão de uso onerosa para exploração de central geradora de energia elétrica *offshore* no regime de produção independente ou autoprodução, nos termos do art. 5º, inciso I, do Decreto nº 10.946, de 25 de janeiro de 2022. Publicada no Diário Oficial da União em 20 out. 2022. Vigência a partir de 1º nov. 2022

BRUZZONE, A. G. *et al.* *Safety and security in the marine and harbor environment*. In: *Internacional Conference on Harbor, Maritime and Multimodal Logistic Modeling & Simulation*, 25.; *Internacional Conference on Harbor, Maritime and Multimodal Logistic Modeling & Simulation*, 20., 2023. *Anais [...]*. [S. l.]: [s. n.], 2023. DOI: <http://dx.doi.org/10.46354/i3m.2023.hms.011>. Disponível em: <https://www.calek.eu/proceedings/i3m/2023/hms/011/>. Acesso em: 17 de maio de 2025.

CANAT, A. N.; ÖZKAN, C. *Supplying hydrogen for green steel through renewable energy sources: a case study of turkiye*. *Journal Of Cleaner Production*, [S.L.], v. 450, e141961, abr. 2024. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.jclepro.2024.141961>.

CUNHA, G. S.; SILVA, J. A.; SILVA, W. G. Desenvolvimento sustentável e a energia eólica no Brasil. *Revista de Economia Mackenzie*, São Paulo, v. 21, n. 1, p. 183–210, jun. 2024. DOI: <http://dx.doi.org/10.5935/1808-2785/rem.v21n1p.183-210>.

DESALEGN, B. *et al.* *Onshore versus offshore wind power trends and recent study practices in modeling of wind turbines' life-cycle impact assessments*. *Cleaner Engineering And Technology*, [S.L.], v. 17, e100691, dez. 2023. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.clet.2023.100691>.

DURDEN, J. M. *Environmental management using a digital twin*. *Environmental Science & Policy*, [S.L.], v. 164, e104018, fev. 2025. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.envsci.2025.104018>.

EUROPEAN COMMISSION. **European Digital Twin of the Ocean (European DTO)**. 2022. Disponível em: <https://research-and-innovation.ec.europa.eu/funding/funding-opportunities/funding-programmes-and-ope>

[n-calls/horizon-europe/eu-missions-horizon-europe/restore-our-ocean-and-waters/european-digital-twin-ocean-european-dto_en#what-can-we-use-the-digital-twin-ocean-for](#). Acesso em: 14 set. 2025.

FAN, Z.; YAN, Z.; WEN, S. *Deep Learning and Artificial Intelligence in Sustainability: a review of SDGS, renewable energy, and environmental health*. **Sustainability**, [S.L.], v. 15, n. 18, e13493, set. 2023. DOI: <http://dx.doi.org/10.3390/su151813493>.

FU, J.; SHAH, S. *Offshore transmission: key to unlocking wind energy from oceans [guest editorial]*. **Ieee Power And Energy Magazine**, [S.L.], v. 22, n. 5, p. 17–19, set. 2024. DOI: <http://dx.doi.org/10.1109/mpe.2024.3413691>.

GIL, A. C. **Como elaborar projetos de pesquisa**. 6ª ed. São Paulo: Atlas, 2020.

GONZÁLEZ, M. O. A. et al. *Offshore wind and energy transition: lessons learned, progress, and trends*, **Annual Review of Environment and Resources**, [S.L.], v. 50, e111523, jul. 2025. DOI: <https://doi.org/10.1146/annurev-enviro-111523-102149>.

GOODWIN, T. et al. *Real-time digital twin-based optimization with predictive simulation learning*. **Journal Of Simulation**, [S.L.], v. 18, n. 1, p. 47–64, mar. 2022. DOI: <http://dx.doi.org/10.1080/17477778.2022.2046520>.

HAGHSHENAS, A. et al. *Predictive digital twin for offshore wind farms*. **Energy Informatics**, [S.L.], v. 6, n. 1, p1–26, jan. 2023. DOI: <http://dx.doi.org/10.1186/s42162-023-00257-4>.

HANANTO, A. L. et al. *Digital twin and 3D digital twin: concepts, applications, and challenges in industry 4.0 for digital twin*. **Computers**, v. 13, n. 4, e100, abr. 2024. DOI: <https://doi.org/10.3390/computers13040100>.

HINSBY, K. et al. *Mapping and understanding Earth: open access to digital geoscience data and knowledge supports societal needs and un sustainable development goals*. **International Journal Of Applied Earth Observation And Geoinformation**, [S.L.], v. 130, e103835, jun. 2024. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.jag.2024.103835>.

HONG, S. et al. *Floating offshore wind farm installation, challenges and opportunities: a comprehensive survey*. **Ocean Engineering**, [S.L.], v. 304, e117793, jul. 2024. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.oceaneng.2024.117793>.

IEA. **Wind power generation in the Net Zero Scenario, 2015-2030**. IEA, Paris, 2023. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/wind-power-generation-in-the-net-zero-scenario-2015-2030>. Acesso em 24 de maio de 2025.

JØRGENSEN, J. et al. *Requirements for the application of the Digital Twin Paradigm to offshore wind turbine structures for uncertain fatigue analysis*. **Computers In Industry**, [S.L.], v. 145, e103806, fev. 2023. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.compind.2022.103806>.

JØRGENSEN, B. N.; MA, Z. G. *Digital Twin of the European Electricity Grid: a review of regulatory barriers, technological challenges, and economic opportunities*. **Applied Sciences**, [S.L.], v. 15, n. 12, e6475, jun. 2025. DOI: <http://dx.doi.org/10.3390/app15126475>.

KAR, A. K.; CHOUDHARY, S. K.; SINGH, V. K. *How can artificial intelligence impact sustainability: a systematic literature review*. **Journal Of Cleaner Production**, [S.L.], v. 376, e134120, nov. 2022. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.134120>.

KUANG, R. et al. *Research on parameter influence of offshore wind turbines based on measured data analysis*. **Journal Of Marine Science And Engineering**, [S.L.], v. 13, n. 4, e629, mar. 2025. DOI: <http://dx.doi.org/10.3390/jmse13040629>.

LIU, Y. et al. *A digital twin-based framework for simulation and monitoring analysis of floating wind turbine structures*. **Ocean Engineering**, [S.L.], v. 283, e115009, set. 2023. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.oceaneng.2023.115009>.

MIEDTANK, A. et al. *Marine digital twins for enhanced ocean understanding*. **Remote Sensing Applications: Society and Environment**, [S.L.], v. 36, e101268, nov. 2024. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rsase.2024.101268>.

MITCHELL, D. et al. *A review: challenges and opportunities for artificial intelligence and robotics in the offshore wind sector*. **Energy And Ai**, [S.L.], v. 8, e100146, maio 2022. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.egyai.2022.100146>.

PACHECO-BLAZQUEZ, R. et al. *A Digital twin for assessing the remaining useful life of offshore wind turbine structures*. **Journal Of Marine Science And Engineering**, [S.L.], v. 12, n. 4, e573, mar. 2024. DOI: <http://dx.doi.org/10.3390/jmse12040573>.

PAGE, M. J. et al. *A declaração PRISMA 2020: diretriz atualizada para relatar revisões sistemáticas*. **Epidemiol. Serv. Saúde**, Brasília, v. 31, n. 2, e2022107, jul. 2022. Disponível em: http://scielo.iec.gov.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1679-49742022000201700&lng=pt&nrm=iso. Acesso em: 24 maio 2025. DOI: <http://dx.doi.org/10.1590/s1679-49742022000200033>.

SCHWEIGER, L.; BARTH, L. *Properties and characteristics of digital twins: review of industrial definitions*. **SN Computer Science**, v. 4, n. 436, p. 1–25, jun. 2023. DOI: <https://doi.org/10.1007/s42979-023-01937-4>.

SHARMA, A. et al. *Digital twins: state of the art theory and practice, challenges, and open research questions*. **Journal Of Industrial Information Integration**, [S.L.], v. 30, e100383, nov. 2022. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.jii.2022.100383>.

SKOBIEJ, B.; NIEMI, A. *Validation of copula-based weather generator for maintenance model of offshore wind farm*. **WMU Journal Of Maritime Affairs**, [S.L.], v. 21, n. 1, p. 73–87, nov. 2021. DOI: <http://dx.doi.org/10.1007/s13437-021-00255-x>.

SONG, Y. et al. *Impact of artificial intelligence on renewable energy supply chain vulnerability: evidence from 61 countries*. **Energy Economics**, [S.L.], v. 131, e107357, mar. 2024. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2024.107357>.

SUN, Y.; HAN, W. *A review of enhancing wind power with AI: applications, economic implications, and green innovations*. **Digital Economy And Sustainable Development**, [S.L.], v. 3, n. 1, e11, maio 2025. DOI: <http://dx.doi.org/10.1007/s44265-025-00059-4>.

SU, X. *Offshore wind power: progress of the edge tool, which can promote sustainable energy development*. **Sustainability**, [S.L.], v. 16, n. 17, e7810, set. 2024. DOI: <http://dx.doi.org/10.3390/su16177810>.

UFZ. **Digital Twins in Ecology**. 2024. Disponível em: <https://www.ufz.de/index.php?en=51883>. Acesso em: 14 set. 2025.

VASILJEVIC, A. et al. *A Digital Twin of the Trondheim Fjord for Environmental Monitoring—A Pilot Case*. **Journal Of Marine Science And Engineering**, [S.L.], v. 12, n. 9, e1530, set. 2024. DOI: <http://dx.doi.org/10.3390/jmse12091530>.

VINUESA, R. et al. *The role of artificial intelligence in achieving the Sustainable Development Goals*. **Nature Communications**, [S.L.], v. 11, n. 1, e233, jan. 2020. DOI: <http://dx.doi.org/10.1038/s41467-019-14108-y>.

WALKER, J. *et al.* *Digital twins of the mooring line tension for floating offshore wind turbines to improve monitoring, lifespan, and safety.* **Journal of Ocean Engineering and Marine Energy**, v. 8, p. 1–16, set. 2021. DOI: <https://doi.org/10.1007/s40722-021-00213-y>.

YILDIZ, N.; HEMIDA, H.; BANIOTOPOULOS, C. *Operation, maintenance, and decommissioning cost in life-cycle cost analysis of floating wind turbines.* **Energies**, [S.L.], v. 17, n. 6, e1332, mar. 2024. DOI: <http://dx.doi.org/10.3390/en17061332>.

ZHANG, E. *et al.* *Offshore wind power digital twin modeling system for intelligent operation and maintenance applications.* **E3S Web Of Conferences**, [S.L.], v. 546, e02010, jul. 2024. DOI: <http://dx.doi.org/10.1051/e3sconf/202454602010>.

ZHAO, L. *et al.* *Progress on offshore wind farm dynamic wake management for energy.* **Journal Of Marine Science And Engineering**, [S.L.], v. 10, n. 10, e1395, set. 2022. DOI: <http://dx.doi.org/10.3390/jmse10101395>.

Preços Horários no Brasil: Previsão de Médio e Longo prazos e rebatimentos nos resultados dos Agentes Setoriais

Autores Gabriel de Seixas Matz¹, Sérgio Baldo¹, Marcos Basile Saviano de Paula¹, Lucas Ladeira¹, Ewerton Guarnier¹, Donato da Silva Filho¹

¹VOLT ROBOTICS DESENVOLVIMENTO EM ENERGIA LTDA

E-mail: {gabriel.matz, sergio.baldo, marcos.basile, lucas.ladeira, ewerton.guarnier, donato.filho}@voltrobotics.com.br

RESUMO

Com a abertura do mercado livre e as evoluções no processo de formação de preços, o setor elétrico brasileiro passa a demandar novas abordagens de planejamento e previsão. Este estudo propõe o uso de modelos de Aprendizado de Máquina, alimentados com dados históricos e saídas do modelo NEWAVE, para prever o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) com granularidade horária nos submercados em Longo Prazo. A abordagem é aplicada a dois cenários prospectivos baseados no PMO de junho de 2025: um cenário de referência e um segundo com acréscimo de carga associada à instalação de Data Centers e plantas de hidrogênio verde. Avaliam-se os impactos econômicos e operacionais desses cenários sobre quatro agentes reais de geração solar e eólica em diferentes estados do Brasil. Os resultados demonstram que a modulação horária do PLD afeta significativamente a rentabilidade dos agentes, evidenciando a importância de alinhar o perfil de geração aos momentos de maior valor do mercado. Conclui-se que a previsibilidade horária será um diferencial estratégico no planejamento comercial, e que a adoção de soluções para flexibilidade, como baterias e hidrelétricas reversíveis, será essencial para mitigar riscos e garantir eficiência econômica em um cenário de crescente penetração renovável.

Palavras-chaves:

Modulação do preço de energia, Aprendizado de Máquina, Data Centers, Hidrogênio, Planejamento Energética, Preço Liquidação de Diferenças.

ABSTRACT

With the opening of the free electricity market and the evolution of the price formation process, the Brazilian power sector now demands new approaches to planning and forecasting. This study proposes the use of Machine Learning models, trained with historical data and outputs from the NEWAVE model, to forecast the Energy Spot Price (PLD) in the long term across Brazilian submarkets. The approach is applied to two prospective scenarios based on the June 2025 PMO: a reference scenario and a second scenario with an increase in demand associated with the installation of Data Centers and green hydrogen plants. The economic and operational impacts of these scenarios are assessed for four real solar and wind generation agents located in different states of Brazil. The results show that the hourly modulation of the PLD significantly affects the profitability of the agents, highlighting the importance of aligning the generation profile with the hours of highest market value. The study concludes that hourly forecast accuracy will be a strategic advantage in commercial planning, and the adoption of flexibility solutions, such as batteries and pumped-storage hydropower, will be essential to mitigate risks and ensure economic efficiency in a scenario of increasing renewable penetration.

Keywords:

Energy price modulation, Machine Learning, Data Centers, Hydrogen, Energy Planning, Energy Spot Price.

1. INTRODUÇÃO

O Mercado Livre de Energia, instituído pela Lei nº 9.074/1995, permitiu que consumidores com determinadas características contratassem energia diretamente de fornecedores, sem a intermediação obrigatória das distribuidoras locais. Inicialmente restrito a grandes consumidores, esse ambiente passou por transformações significativas ao longo dos anos.

Uma mudança importante ocorreu com a Portaria Normativa Nº 50/2022 do Ministério de Minas e Energia (MME)¹, que, a partir de 1º de janeiro de 2024, garantiu aos consumidores do Grupo A (alta tensão) o direito de ingressar no mercado livre. Posteriormente, a Medida Provisória Nº 1.300/2025² previu uma abertura ainda mais ampla: consumidores de baixa tensão, comerciais e industriais, poderão migrar para o mercado livre a partir de agosto de 2026, enquanto consumidores residenciais terão acesso a esse mercado em dezembro de 2027.

Diante desse processo de expansão da demanda no mercado livre, os riscos de preços e volumes dos geradores, até então gerenciados através de Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) em certa medida, passam a ser foco de processos de gestão de riscos e precificações de forma livre. Neste sentido, este trabalho tem como objetivo analisar os impactos, sobre os agentes de geração eólicos e solares fotovoltaicos, das projeções do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) horário nos médio e longo prazos.

Anteriormente calculado por semana e patamar de carga, o PLD passou, a partir de 2021, a ser determinado com granularidade horária, com o objetivo de refletir a dinâmica intra-diária dos preços. O cálculo é realizado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), com base nos modelos NEWAVE, DECOMP e DESSEM, sendo o PLD atualizado diariamente para cada hora do dia seguinte. Este é o preço de referência (spot) do mercado de curto prazo, pelo qual todas as diferenças entre contratos e medições são liquidadas. Para limitar a volatilidade e proteger agentes com despesas fixas relevantes, o PLD é submetido a limites máximos e mínimos regulatórios.

Com o advento do PLD horário, os riscos de modulação – historicamente pouco relevantes – ganham importância crescente. A forma como são registrados os valores de geração própria, consumo, e montantes contratados de compra e venda ao longo das 24 horas do dia pode afetar significativamente os resultados comerciais de um agente. No caso de um gerador eólico, por exemplo, a produção real pode não coincidir com os montantes contratados em cada hora, resultando em exposições indesejadas ao preço horário.

Os contratos podem adotar diferentes perfis de modulação. O perfil “flat” corresponde à venda de volumes constantes ao longo de todas as horas do mês, enquanto a modulação conforme carga ajusta o volume de venda ao consumo real do comprador. Neste estudo, assume-se que os contratos de venda seguem um perfil “flat”, sendo atendidos por valores de geração com a modulação natural dos ativos dos vendedores.

Além dos riscos horários, os agentes enfrentam incertezas nos médio e longo prazos. O PLD horário, calculado pelo modelo DESSEM, é previsto apenas até a sexta-feira da semana operativa vigente. Já o modelo NEWAVE gera cenários com horizonte de até cinco anos, mas os resultados são apresentados de forma agregada, com 2000 séries mensais, não oferecendo visibilidade adequada sobre a evolução horária futura dos preços. Essa limitação prejudica o planejamento financeiro e a definição de estratégias de comercialização, dificultando a calibragem eficiente de spreads de compra e venda, entre outras decisões operacionais.

Essas dificuldades evidenciam a necessidade de avanços nos modelos de previsão de preços, de modo a aumentar a segurança e previsibilidade para os agentes, especialmente em um contexto de crescente volatilidade. Nesse cenário, o uso de modelos de Aprendizado de Máquina (*Machine Learning*) surge como alternativa promissora. O progresso recente em algoritmos de Inteligência Artificial (IA) tem viabilizado soluções mais adaptativas e capazes de capturar padrões complexos de comportamento de preços, a partir de dados históricos e simulações computacionais (Masini *et al.*, 2023).

Com o avanço da ciência de dados, técnicas de aprendizado de máquina têm se destacado na previsão de séries temporais por sua capacidade de capturar relações não-lineares e trabalhar com menos suposições sobre a distribuição dos dados. Ao contrário dos métodos estatísticos tradicionais, como ARIMA ou suavização exponencial, modelos baseados em aprendizado de máquina têm mostrado desempenho superior em competições como a M5, principal competição mundial em previsão de séries temporais, onde algoritmos como o *LightGBM* se destacaram como soluções vencedoras (Cerqueira *et al.*, 2022; Makridakis *et al.*, 2022).

Neste trabalho, propomos um modelo de Aprendizado de Máquina voltado à previsão do PLD horário por submercado, emulando a execução do modelo DESSEM para um horizonte de cinco anos. A

¹ [Portaria Normativa Nº 50/2022](#)

² [Medida Provisória Nº 1.300/2025](#)

abordagem utiliza como base os resultados do NEWAVE – representando o planejamento de longo prazo – integrados com dados históricos de preços, carga líquida e vazões, a fim de antecipar os valores horários do PLD e considerar as variações sazonais e operacionais de cada submercado. O uso do NEWAVE fornece a estrutura de longo prazo, enquanto os algoritmos de aprendizado refinam as estimativas horárias, contribuindo para a redução da incerteza enfrentada por consumidores e geradores.

2. MODELO DE PREVISÃO DE MODULAÇÃO

A escolha da modelagem preditiva para o PLD horário neste trabalho teve como ponto de partida a constatação da forte correlação observada entre o PLD e a Carga Líquida Horária a em cada submercado. A Figura 1 ilustra o PLD do Sudeste comparado a Carga Líquida do Sistema Interligado Nacional (SIN). Percebe-se visualmente a formação de “patamares” de preço para faixas de Carga. Essa alta correlação reforça a relevância de considerar a Carga Líquida como uma das principais variáveis explicativas para a previsão do PLD.

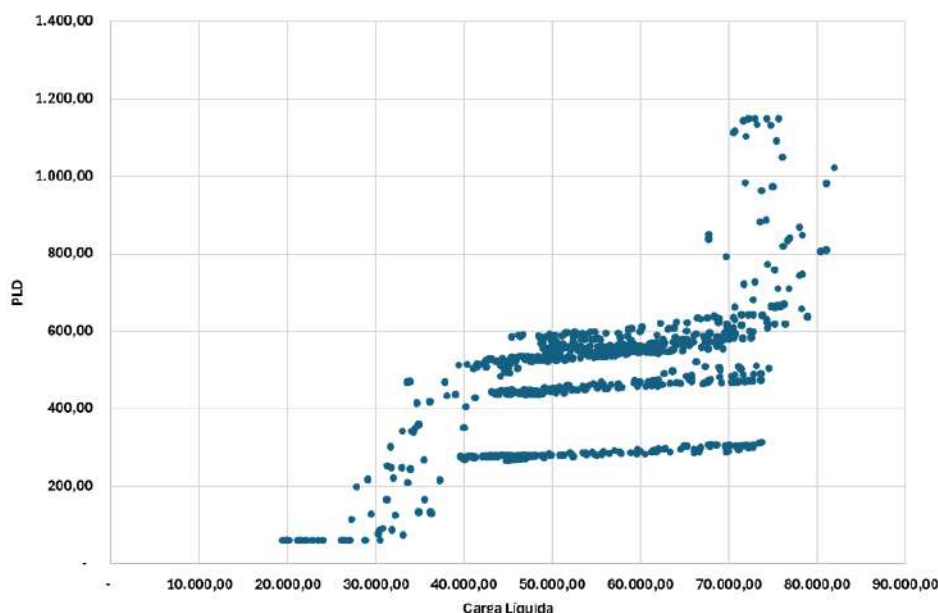


Figura 1: Análise de correlação entre PLD (R\$/MWh) e Carga Líquida (MWm)

Naturalmente, os modelos de precificação não levam somente em consideração a carga líquida em seus cálculos. Variáveis como o armazenamento das usinas hidrelétricas também exercem influência significativa sobre o comportamento do PLD (Silva *et al.*, 2025). Nesse sentido, optou-se por incluir no modelo variáveis adicionais de grande relevância para a formação do preço, tais como a Energia Natural Afluente (ENA), o nível de armazenamento nos reservatórios (EAR), e o EAR máximo (EAR_m), todas por submercado. Além disso, variáveis como o dia da semana e o mês, também foram incluídas por meio de extração de features (Guyon *et al.*, 2006). Essas variáveis são primeiramente extraídas das entradas e saídas do modelo NEWAVE, e complementadas com perfis obtidos dos dados históricos abertos disponibilizados pela CCEE e pela ONS para transformar dados mensais/semanais em dados horários a serem utilizados pelo modelo.

Como técnica de aprendizado de máquina, foi escolhido um algoritmo de Boosting em árvores de decisão (*Gradient Boosting*) (Natekin *et al.*, 2013), dada a sua capacidade de capturar padrões não lineares complexos e de lidar bem com variáveis correlacionadas. Essa abordagem mostrou-se promissora em trabalhos prévios da literatura e em aplicações práticas no setor elétrico (Guarnier *et al.*, 2023). Como saída da modelagem são esperadas 4 séries temporais de PLD por submercado, sem consideração dos limites regulatórios de PLD.

A validação do modelo foi realizada por meio de uma estratégia de janela expansiva (Hyndman *et al.*, 2021), nos anos de 2023 e 2024, que é uma técnica de validação em séries temporais onde o conjunto de treino cresce ao longo do tempo, simulando a atualização contínua do modelo com novos dados. A Tabela 1 apresenta as principais métricas de desempenho obtidas, incluindo erro médio absoluto (MAE), erro percentual absoluto médio (MAPE) e coeficiente de determinação (R^2) (Hewalage *et al.*, 2023).

Tabela 1: Métricas de validação

Saída	MAE Total	R ²	Correlação
PLDHorarioSE	13.5253425	0.886842119	0.941815847
PLDHorarioS	13.48071649	0.887712718	0.942296885
PLDHorarioNE	17.53200107	0.852986294	0.923929809
PLHorarioN	15.06269834	0.866792033	0.931149596

3. CENÁRIOS FUTUROS

Com o fim de analisar o Mercado de Energia Brasileiro futuro, foram avaliados 2 estudos de caso, tendo como base os valores prospectados pelo caso oficial de NEWAVE do Programa Mensal de Operação (PMO) de junho de 2025 rodado pela CCEE³:

Estudo de Caso 1 - Utilização do PMO de junho de 2025 sem modificações.

Estudo de Caso 2 - PMO de junho de 2025 com o aumento da carga proveniente da instalação de Data Centers e Plantas de Hidrogênio.

As alterações nos cenários prospectivos incluindo o aumento da carga líquida implementadas e simuladas tanto no modelo NEWAVE, através das manipulações de seus arquivos de entrada, como nas entradas do modelo de Aprendizado de Máquina. A partir das saídas do modelo NEWAVE, os dados foram extraídos e transformados para alimentar o modelo de previsão de modulação.

3.1 Fundamentação estudo de caso 2

Os Data Centers têm se consolidado como um dos temas mais estratégicos e debatidos no setor elétrico, impulsionados pelo avanço acelerado da inteligência artificial, computação em nuvem e a crescente digitalização da economia. Em 2022, o consumo global de eletricidade relacionado a data centers, redes e dispositivos de IA foi estimado em cerca de 460 TWh, com projeções apontando um salto para aproximadamente 945 TWh até 2030 (International Energy Agency, 2025), o que representaria cerca de 3% da demanda elétrica global. Esse aumento substancial demanda atenção das políticas energéticas e regulatórias, dada a necessidade de garantir fornecimento estável, eficiente e ambientalmente sustentável.

No Brasil, o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2037)⁴ prevê a viabilização de 2,5 GW de potência instalada em data centers até 2037. No entanto, os pedidos de conexão já superam amplamente essa estimativa: o MME já recebeu solicitações que somam cerca de 9 GW até 2035, além de outros 3,5 GW registrados junto à distribuidora CPFL Energia SA. Os projetos estão concentrados majoritariamente em São Paulo (SP) e Rio Grande do Sul (RS), mas também surgem iniciativas relevantes no Ceará (CE), Rio Grande do Norte (RN) e Bahia (BA). Essa nova carga apresenta perfil altamente inflexível e de operação contínua, exigindo reforços significativos na infraestrutura elétrica, especialmente em termos de qualidade de fornecimento, capacidade de rede e planejamento energético de longo prazo.

Além dos Data Centers, o hidrogênio verde deve representar uma significativa nova fonte de demanda elétrica. Estima-se que a produção de hidrogênio de baixo carbono alcance cerca de 49 milhões de toneladas até 2030, o que corresponderá a aproximadamente 8% do consumo global de eletricidade.

O PDE 2034 registra nove projetos protocolados junto ao MME, que somam uma inserção de potência instalada de 35,9 GW no SIN até 2038, com ênfase na região Nordeste. Contudo, é importante destacar que, diante das notícias e discussões recentes ao longo de 2024 e 2025, esses números já foram superados.

Atualmente, o Brasil já conta com cerca de 45 GW de capacidade instalada em projetos de hidrogênio protocolados até 2038, com forte concentração no Nordeste. A distribuição geográfica desses projetos reflete as vantagens logísticas e energéticas da região Nordeste, que incluem elevada disponibilidade de fontes renováveis, presença de portos e zonas especiais de exportação.

Considerando o contexto anteriormente discutido, adotou-se como premissa para a construção do cenário um crescimento linear até atingir os valores projetados para o Brasil, com convergência, em 2030, para os patamares médios globais de consumo — 8% da carga para hidrogênio e 3% para data centers. A distribuição da demanda entre os submercados foi definida da seguinte forma: para data centers, 50% na região Sudeste, 40% no Sul e 10% no Nordeste; para hidrogênio, 90% no Nordeste e 10% no Sudeste, totalizando um acréscimo de aproximadamente 10 TWh na carga bruta, quando comparado ao PDE. A Figura 2 evidencia o impacto da expansão de Carga devido à inclusão desses sistemas no perfil da carga

³ [Acervo Digital](#)

⁴ [Publicações](#)

líquida projetado na região Sudeste. Importante salientar que a Carga Líquida é calculada sem consideração da inflexibilidade hídrica.

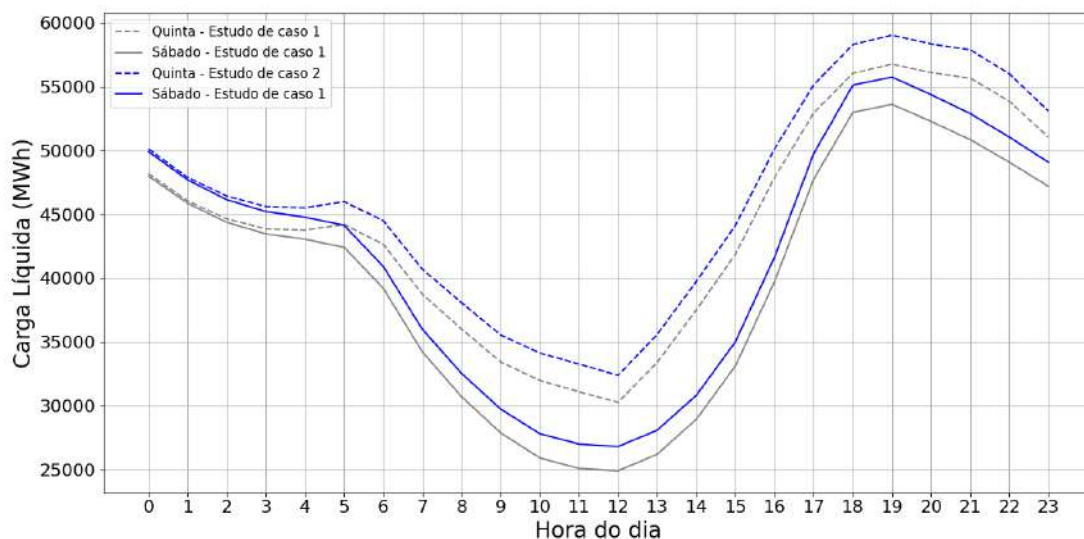


Figura 2: Comparação projeção das Cargas Líquidas

3.2 Resultados e Discussões

Nesta subseção, serão demonstrados os resultados do modelo para cada estudo de caso. Serão apresentadas comparações e gráficos analisando os cenários simulados, destacando os efeitos da expansão da carga, que causa alterações no perfil da carga líquida e consequentemente nos preços.

3.2.1 Estudo de Caso 1

A Figura 3 mostra o resultado da média do PLD projetado nas horas de cada mês de 2029. Já a Figura 4 compara o PLD médio horário projetado para 2029 com o PLD médio horário realizado em 2024 no Sudeste para quintas-feiras e sábados. Percebe-se claramente que, mesmo com as suposições do PMO, haverá um aprofundamento da curva do "pato", utilizado para descrever a curva de carga líquida que apresenta uma queda acentuada durante o meio do dia (em razão da geração solar) e uma subida brusca no fim da tarde/início da noite. Esse perfil reforça a necessidade de maior flexibilidade do sistema, com destaque para o papel de usinas térmicas e sistemas de armazenamento de energia no atendimento da demanda nos momentos críticos.

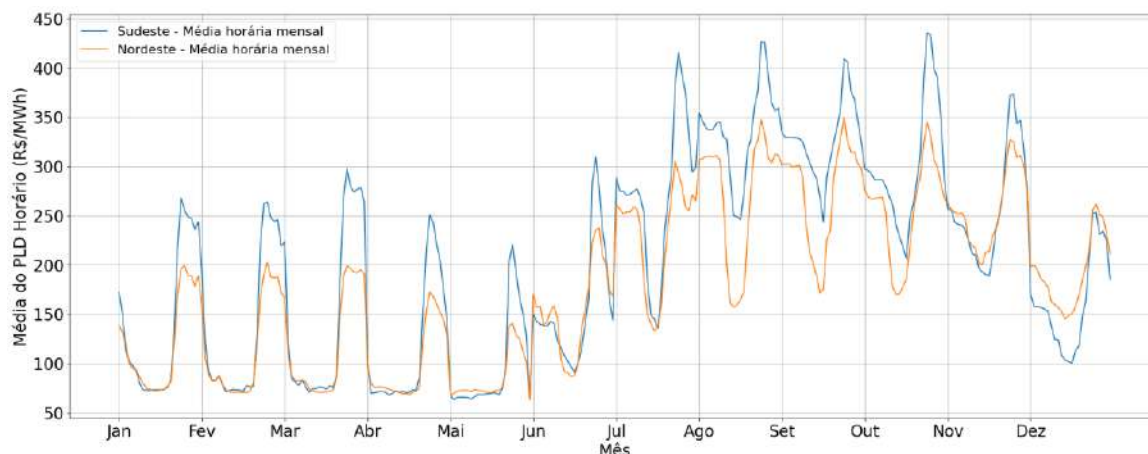


Figura 3: Média do PLD projetado nas horas de cada mês de 2029 - estudo de caso 1

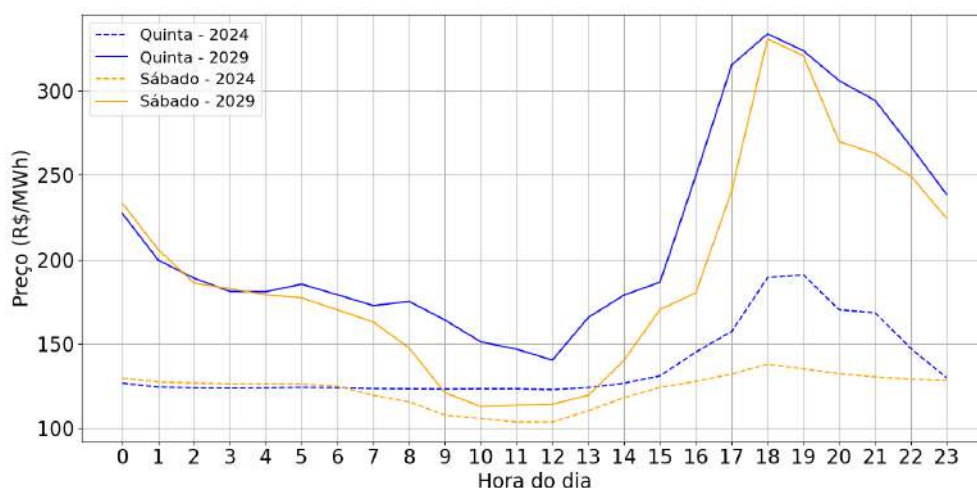


Figura 4: Comparação entre PLD Sudeste 2024 e 2029

Por fim, a Figura 5 apresenta a diferença entre os PLDs projetados para os subsistemas Nordeste e Sudeste ao longo do dia em 2029, evidenciando que o Nordeste tende a registrar valores médios inferiores em comparação ao Sudeste. Essa diferença está associada à maior participação de fontes renováveis não despacháveis no Nordeste, como a geração eólica e solar, que contribuem para a redução estrutural dos preços na região. Além disso, a menor carga relativa e a elevada disponibilidade de energia intensificam essa tendência de preços mais baixos. Essa assimetria regional ressalta a importância do planejamento da expansão da transmissão, bem como da coordenação entre os subsistemas, para garantir o uso eficiente dos recursos energéticos disponíveis.

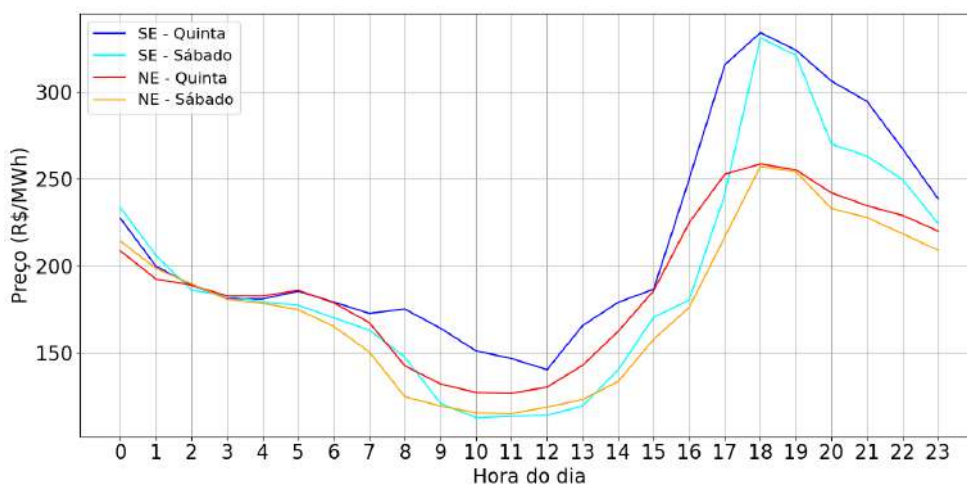


Figura 5: Comparação PLD projetado Sudeste e Nordeste

3.3.2 Estudo de Caso 2

Analogamente ao estudo anterior, a Figura 6 mostra o resultado da média do PLD projetado nas horas de cada mês de 2029 e a Figura 7 compara o PLD médio horário projetado para 2029 com o PLD médio horário realizado em 2024 no Sudeste para quintas-feiras e sábados. A primeira diferença percebida nos resultados apresentados no Caso 2 são os valores mais elevados em comparação ao Caso 1. Isso é reflexo direto do incremento da carga elétrica inserido no sistema no segundo cenário. Com uma maior demanda, os modelos de despacho e precificação são pressionados a acionar usinas com maiores custos variáveis unitários, elevando o preço final da energia em diversas horas do dia.

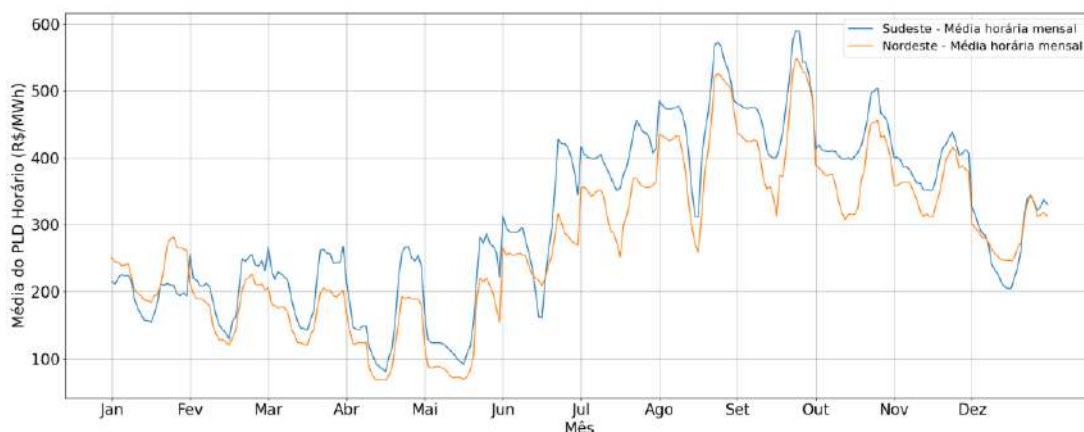


Figura 6: Média diária do PLD projetado estudo de caso 2

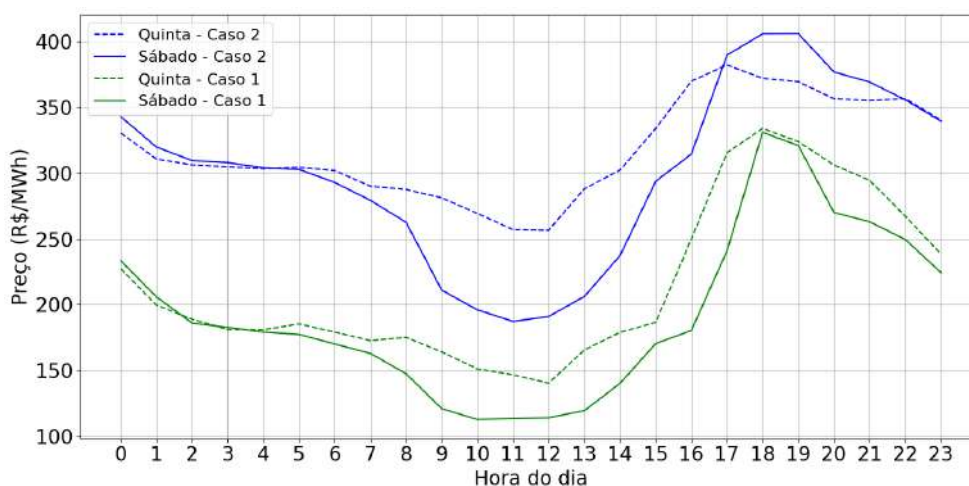


Figura 7: Comparação PLD 2024 e 2029 Caso 1

Outro efeito evidente dessa elevação de carga é o aprofundamento ainda maior da curva do pato. No Caso 2, observa-se que esse comportamento se intensificou, com rampas mais íngremes nos horários de transição, o que representa maiores desafios operacionais para o sistema. Essa acentuação do "pato" demanda fontes de geração mais flexíveis para garantir o atendimento à carga nos momentos críticos.

Além disso, nota-se uma redução no descolamento de preços entre o Sudeste e o Nordeste. No Caso 1, o Sudeste apresentava preços sistematicamente superiores ao Nordeste, condizente com o visto nos últimos anos. No entanto, no Caso 2, o aumento de carga foi proporcionalmente mais intenso no subsistema Nordeste, elevando os preços locais e aproximando-os dos valores do Sudeste. Esse comportamento indica uma redistribuição da pressão de demanda, o que pode causar mudanças significativas na infraestrutura.

Esse cenário de elevação de carga evidencia ainda mais a necessidade de ações estratégicas no planejamento da expansão da matriz elétrica, observando estes cenários de rápida elevação de carga. Em especial, destaca-se a importância da inserção de recursos de geração flexível, como térmicas de despacho rápido, baterias para armazenamento de energia, e usinas hidrelétricas reversíveis. Esses ativos são fundamentais para equilibrar as variações rápidas de carga líquida, garantir a segurança energética e mitigar os aumentos extremos de preço.

Portanto, à medida que o sistema elétrico brasileiro avança para um cenário com maior penetração de fontes renováveis e aumento da eletrificação, é crucial investir em soluções que ofereçam resposta rápida, controle de rampa e armazenamento. Essas estratégias permitirão acomodar a nova demanda com maior eficiência e menor custo social.

4. IMPACTO EM AGENTES DE GERAÇÃO

Para avaliar os impactos destes cenários foram amostrados 4 agentes de geração:

- 1- Complexo Eólico Babilônia Centro - Estado da Bahia
- 2- Conjunto de Usinas Solares de São José do Belmonte - Estado de Pernambuco
- 3- Complexo Eólico Ventos de São Fernando - Estado do Rio Grande do Norte
- 4- Usina Fotovoltaica Castilho - Estado de São Paulo

Para esta análise, assumiu-se que esses agentes manteriam, em 2029, o mesmo perfil de geração horária verificado ao longo do ano de 2024. A Figura 8 apresenta o perfil médio de geração horária de cada agente comparado com o PLD médio horário projetado para 2029 (estudo de caso 1).

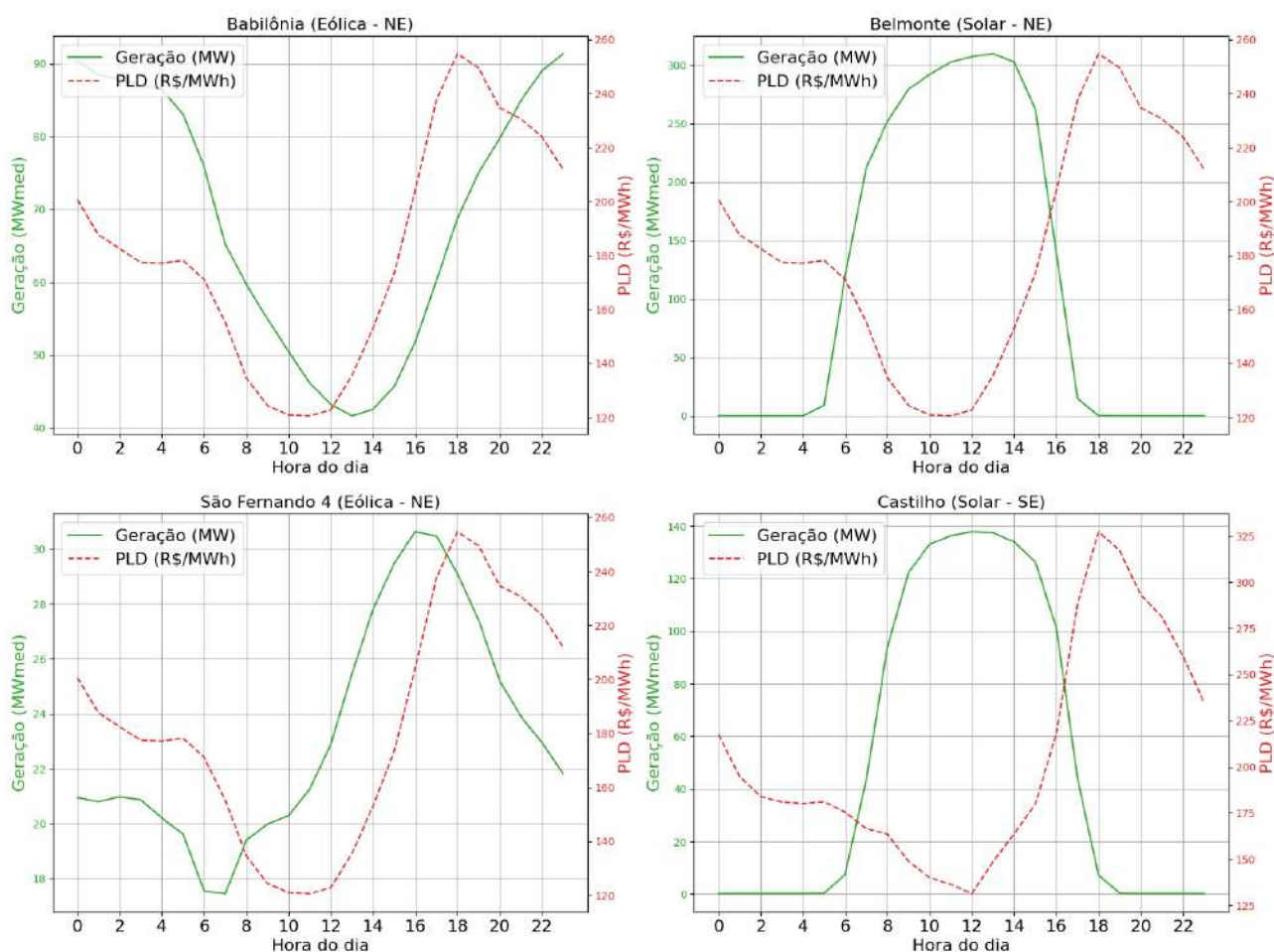


Figura 8: Perfil médio de geração comparado ao PLD previsto

Para calcular o impacto nos agentes foi realizado, no ano de 2029 o seguinte cálculo, $Ganho\ hora = ((perfil\ de\ geração\ em\ pu) - 1) * PLD$. A Figura 9 demonstra o impacto da modulação nos agentes amostrados, com os ganhos médios das horas e os valores médios acumulados. A análise evidencia como o planejamento da operação horária e a modulação da geração são determinantes para a viabilidade econômica dos empreendimentos renováveis no contexto do mercado de curto prazo. A partir da comparação entre os dois cenários (caso 1 e caso 2), observa-se que a capacidade de resposta aos sinais de preço horários varia entre fontes e localidades, exigindo abordagens específicas para maximizar o retorno financeiro de cada tecnologia.

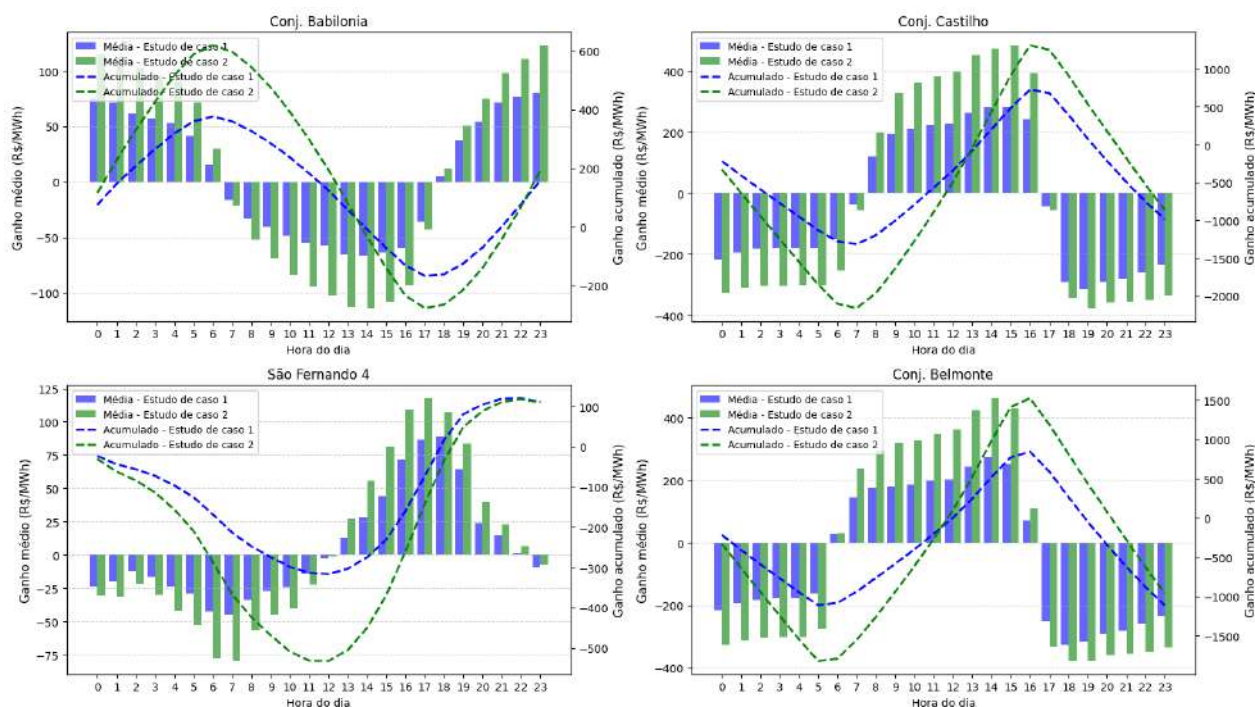


Figura 9: Ganho médio e acumulado hora a hora para os preços projetados em 2029

As usinas solares fotovoltaicas, Castilho (SP) e Belmonte (PE), demonstraram maior risco de perda com o efeito da modulação, com maior variação de impactos entre as horas no Caso 2. Por outro lado, as usinas eólicas, Babilônia (BA) e São Fernando 4 (RN), apresentaram respostas mais robustas, com potenciais de ganhos maiores. Além disso, o estudo apresenta oportunidades de negócio que induzam a expansão de recursos de flexibilidade no sistema, como baterias e hidrelétricas reversíveis, eólicas quais poderão demandar ofertas em excesso nas horas de sol e injetar energia em momentos de elevada demanda como nas horas de ponta, o que permitirá reflexos no preço horário, reduzindo sua amplitude ao longo do dia e reduzindo o risco dos geradores renováveis.

5. CONCLUSÃO

Este trabalho demonstrou que modelos de Aprendizado de Máquina aplicados à previsão do PLD horário oferecem ganhos substanciais em resolução temporal e precisão, permitindo maior visibilidade para os preços de médio e longo prazos. A abordagem proposta, ao integrar dados históricos com as saídas do modelo NEWAVE, mostrou-se eficiente na emulação do comportamento do mercado futuro em diferentes cenários.

A análise dos dois estudos de caso evidenciou que a expansão de novas cargas, como data centers e projetos de hidrogênio verde, impacta de forma expressiva o perfil e o nível de preços, aprofundando seus impactos nos agentes de mercado. A comparação entre agentes de geração revelou que a compatibilidade entre o perfil horário da geração e os sinais de preço será cada vez mais determinante para a rentabilidade dos projetos. Agentes solares, com geração concentrada em horários de menor valor, e eólicos, sujeitos à variabilidade, terão seus resultados fortemente condicionados pela modulação do PLD.

Nesse contexto, destaca-se a necessidade de um planejamento energético mais granular e dinâmico, que considere e estude com profundidade as necessidades de recursos de flexibilidade para reduzir as elevadas rampas de carga que se configuram nos médio e longo prazos, induzindo, por exemplo, a expansão de baterias e hidrelétricas reversíveis. Por fim, este estudo reforça que modelos preditivos baseados em IA se tornarão cada vez mais ferramentas poderosas de suporte à decisão comercial, tornando-se peças-chave na comercialização de energia.

Como aprofundamentos para estudos futuros, sugere-se estudar a inclusão de outras variáveis, como as meteorológicas, para melhorar a acurácia horária, especialmente para fontes com variabilidade de geração, testar algoritmos alternativos de previsão, como redes neurais recorrentes (RNNs/LSTM), transformers temporais ou modelos híbridos e modelar a resposta de agentes com baterias e usinas reversíveis, explorando a operação ótima entre armazenar e injetar energia na rede.

REFERÊNCIAS

1. MASINI, Ricardo P.; MEDEIROS, Marcelo C.; MENDES, Eduardo F. Machine learning advances for time series forecasting. **Journal of Economic Surveys**. v. 37, n. 1, p. 76–111, 2023.
2. CERQUEIRA, V.; TORGO, L.; SOARES, C. A case study comparing machine learning with statistical methods for time series forecasting: size matters. **Journal of Intelligent Information Systems**. v. 59, n. 2, p. 415–433, 2022.
3. MAKRIDAKIS, S.; SPILIOTIS, E.; ASSIMAKOPOULOS, V. M5 accuracy competition: results, findings, and conclusions. **International Journal of Forecasting**. v. 38, n. 4, p. 1346–1364, 2022.
4. SILVA, Walquiria N. et al. An overview of Brazil's electricity market: planning, dispatch models, pricing, and modernization. **Utilities Policy**. v. 96, p. 102007, 2025. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.jup.2025.102007>. Acesso em: 18 jul. 2025.
5. GUYON, Isabelle; ELISSEEFF, André. An introduction to feature extraction. In: GUYON, Isabelle et al. **Feature extraction: foundations and applications**. Berlin: Springer, 2006. p. 1–25.
6. NATEKIN, Alexey; KNOLL, Alois. Gradient boosting machines: a tutorial. **Frontiers in Neurorobotics**. v. 7, p. 21, 2013.
7. GUARNIER, E. et al. Inteligência Artificial aplicada à previsão da tendência no preço de mercado para energia. In: **SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – SNPTTE**, 27., 2023, Brasília. *Anais....* Brasília: Cigré-Brasil, 2023.
8. HYNDMAN, R. J.; ATHANASOPOULOS, G. **Forecasting: principles and practice**. 3. ed. Australia: OTexts, 2021.
9. HEWAMALAGE, Hansika; ACKERMANN, Klaus; BERGMEIR, Christoph. Forecast evaluation for data scientists: common pitfalls and best practices. **Data Mining and Knowledge Discovery**. v. 37, n. 2, p. 788–832, 2023.
10. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Energy and AI**. 2025.

Análise e Proposições à Luz da Problemática da Sobreposição de Projetos de Eólicas Offshore

**Beatriz Rossi Mendonça Costa e
Julia Touriño de Seixas¹**

¹Advogadas do escritório Kincaid - Mendes Vianna Advogados, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

RESUMO

O Brasil se encontra em posição estratégica para liderar a transição energética global, especialmente no setor da energia eólica offshore. Com uma matriz elétrica composta majoritariamente por fontes renováveis e um litoral extenso com ventos constantes, o país reúne condições geográficas e técnicas favoráveis ao desenvolvimento de parques eólicos no mar. Estudos recentes, como o do Banco Mundial, estimam um potencial técnico superior a 1.200 GW, o que representa quatro vezes a capacidade instalada atual no Brasil.

Nesse contexto, a promulgação da Lei nº 15.097/2025, que estabelece o Marco Legal da Energia Eólica Offshore, representa um avanço relevante para a regulação do setor, ao definir as modalidades de cessão de uso do espaço marinho e instituir critérios para outorga dos projetos. No entanto, persistem desafios relevantes, como a fragmentação entre os instrumentos de cessão de uso e outorga de geração, a ausência de critérios objetivos para alocação de prismas energéticos e a recorrente sobreposição de áreas entre os projetos.

O presente artigo busca analisar criticamente o atual estágio do arcabouço regulatório e ambiental da eólica offshore no Brasil, com foco na problemática da sobreposição de projetos, propondo diretrizes e soluções normativas que favoreçam um desenvolvimento racional, coordenado e ambientalmente equilibrado do setor.

Palavras-chaves:

Energia Eólica Offshore; Marco Legal da Energia Eólica Offshore; Sobreposição de Projetos; Planejamento Espacial Marinho; Regulação Ambiental; Licenciamento Ambiental.

ABSTRACT

Brazil holds a strategic position to lead the global energy transition, particularly in the offshore wind energy sector. With an electricity matrix largely composed of renewable sources and an extensive coastline with steady winds, the country offers favorable geographical and technical conditions for the development

of offshore wind farms. Recent studies, such as that of the World Bank, estimate a technical potential exceeding 1,200 GW - four times the current installed capacity in Brazil.

In this context, the enactment of Law No. 15,097/2025, which establishes the Legal Framework for Offshore Wind Energy, represents a significant step forward in regulating the sector, as it defines the modalities for granting the use of marine space and sets criteria for project authorization. However, significant challenges remain, such as the fragmentation between the instruments for marine space use and energy generation authorization, the absence of objective criteria for the allocation of energy blocks, and the frequent overlap of project areas.

This article aims to critically analyze the current stage of the regulatory and environmental framework for offshore wind energy in Brazil, focusing on the issue of project overlap and proposing regulatory guidelines and solutions that promote rational, coordinated, and environmentally balanced development of the sector.

Keywords:

Offshore Wind Energy, Legal Framework for Offshore Wind Power; Project Overlap; Marine Spatial Planning; Environmental Regulation, Environmental Licensing.

1. INTRODUÇÃO

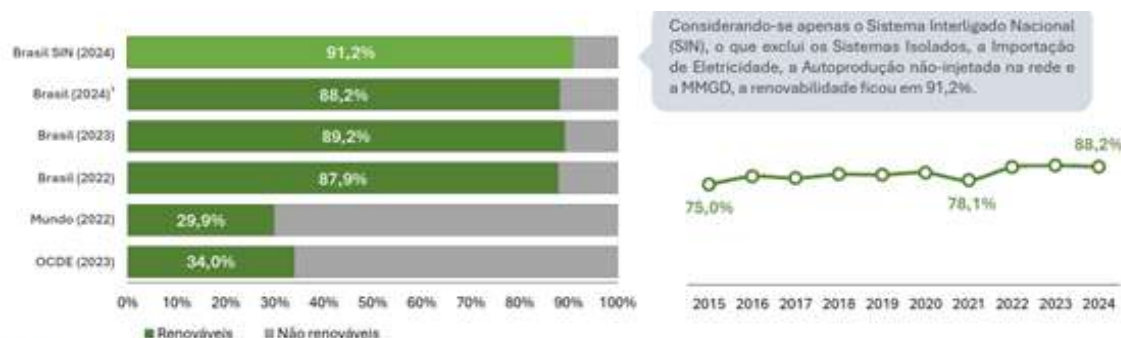
O mundo avança rapidamente em direção ao que a Agência Internacional de Energia (IEA) denominou como "A Era da Eletricidade", a qual definirá o sistema energético global nos próximos anos, orientando-o cada vez mais para um modelo pautado em fontes renováveis de eletricidade (IEA, 2025), marcando o compromisso global em prol da mitigação dos impactos ambientais e promoção da sustentabilidade.

A energia eólica, devido à sua natureza, representa um novo paradigma para a segurança e a resiliência energética, além de se consolidar como uma fonte estratégica de energia para o setor industrial. Nesse contexto, os países que souberem aproveitar seus abundantes recursos eólicos para avançar com maior celeridade em direção a um futuro eletrificado fortalecerão sua competitividade e alcançarão uma vantagem estratégica sobre seus pares (GWEC, 2025). Consequentemente, observa-se que nações ao redor do mundo estão realizando investimentos expressivos em parques eólicos marítimos, visando alcançar metas ambiciosas de descarbonização e promover a transição para fontes de energia renováveis (Watson *et al.*, 2024).

Neste panorama, o Brasil ocupa uma posição de destaque na transição para fontes de energia limpa, resultado da diversificação de sua matriz energética e da expressiva participação de fontes renováveis (IBP, 2023). Neste tocante, a matriz elétrica nacional atinge expressivo percentual de 88,2% de renovabilidade (**Figura 1**), além de evidenciar um aumento contínuo da participação da fonte eólica com incremento de 11,9 TW apenas no ano de 2024 (**Figura 2**), o que representa uma elevação de 12,4%

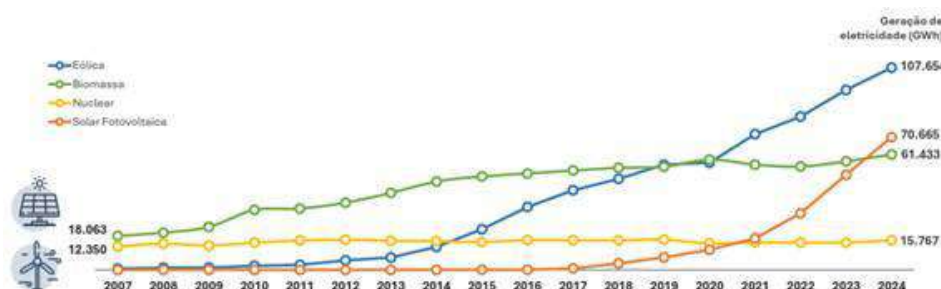
em comparação a 2023, consolidando a posição de liderança da energia eólica entre as fontes renováveis (EPE, 2025).

Figura 1 –A participação de renováveis na matriz elétrica brasileira



Fonte: EPE, 2025.

Figura 2 - Crescimento da geração eólica



Fonte: EPE, 2025.

Com o crescimento observado no uso da energia eólica, o Brasil avançou para a 5ª posição no ranking mundial de capacidade total instalada de energia eólica onshore (em terra), alcançando 33,7 GW, conforme aponta o Global Wind Report 2025 do Global Wind Energy Council (GWEC).

No entanto, os números atuais não refletem plenamente o potencial nacional, especialmente quando se considera a abertura de novas fronteiras offshore. O Brasil possui condições geográficas, climáticas e de mercado favoráveis ao desenvolvimento da energia eólica offshore, destacando-se os seguintes aspectos: (i) sua vasta costa marítima, aliada a ventos fortes e constantes, especialmente nas regiões Nordeste, Sudeste e Sul; (ii) infraestrutura estratégica de portos e estaleiros, além da logística de transporte de equipamentos para a construção de parques eólicos offshore, com a participação ativa do setor marítimo; e (iii) reconhecida experiência na indústria de petróleo e gás offshore, de energia eólica onshore e no setor de construção civil, que podem contribuir significativamente para o desenvolvimento de parques eólicos offshore.

Em 2024, o Grupo Banco Mundial (BM) publicou o estudo “Cenários para o Desenvolvimento de Eólica Offshore no Brasil”, o qual estima um potencial técnico de mais de 1.200 GW, incluindo 480 GW de potencial de fundação fixa (em profundidades inferiores a 70 M) e 748 GW de potencial de fundação flutuante (em profundidades de 70 m a 1.000 m), que representa quatro vezes a capacidade total instalada atualmente no Brasil, além de um valor agregado bruto de pelo menos R\$ 900 bilhões na economia. Com efeito, o estudo evidencia que o Brasil possui potencial técnico adequado (em termos de área e recursos eólicos) para o desenvolvimento da energia eólica offshore em grande escala.

A realização da COP 30 em Belém, em 2025, reforça a posição estratégica do Brasil no cenário da transição energética global, intensificando o debate sobre o papel das fontes renováveis na descarbonização das matrizes energéticas, destacando-se a energia eólica offshore como vetor promissor para o cumprimento das metas climáticas. A conferência representa, portanto, uma janela de oportunidade para o Brasil atrair investimentos internacionais.

Demonstrando o forte interesse no setor, até 10 de março de 2025, existiam 104 projetos de complexos eólicos offshore com processo de licenciamento ambiental em andamento no Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA). Com base no mapeamento realizado pelo órgão, um dos principais entraves observados refere-se à sobreposição espacial entre projetos propostos, que indica não apenas uma corrida pela demarcação de zonas marítimas, mas também a ausência de critérios claros e coordenados para a alocação de espaços marítimos destinados à exploração eólica.

Este artigo tem como objetivo central analisar criticamente o atual estágio do arcabouço regulatório e ambiental das eólicas offshore no Brasil, com especial atenção à problemática da sobreposição de projetos, propondo diretrizes e soluções normativas que favoreçam um desenvolvimento racional, coordenado e ambientalmente equilibrado do setor.

2. ARCABOUÇO REGULATÓRIO ATUAL

Apesar da experiência brasileira consolidada em atividades offshore nos setores de petróleo e gás, bem como o desenvolvimento de projetos de energia eólica onshore, a eólica offshore impõe novos desafios regulatórios, técnicos e ambientais, que não podem ser enfrentados de forma genérica ou meramente adaptativa.

Até recentemente, o país carecia de uma legislação abrangente que tratasse adequadamente das particularidades dos projetos eólicos offshore, especialmente no que se refere à utilização do espaço marítimo para a exploração dos recursos eólicos e ao licenciamento ambiental dos empreendimentos.

A estruturação de projetos de energia eólica offshore no Brasil, até então, foi orientada por normas gerais e esparsas publicadas pelas autoridades brasileiras, destacando-se, principalmente, os seguintes dispositivos: (i) o Decreto nº 10.946/2022, publicado em 25 de janeiro de 2022, que regulamenta a cessão de uso de espaços físicos e o aproveitamento dos recursos naturais em águas interiores de domínio da União para a geração de energia elétrica por meio de empreendimentos offshore; e (ii) a Portaria Normativa

MME nº 52/2022, publicada em 20 de outubro de 2022, que define as normas e procedimentos complementares relativos à cessão onerosa de uso para a exploração de centrais geradoras de energia elétrica offshore no regime de produção independente ou de autoprodução de energia. No mesmo dia, também foi publicada a Portaria Interministerial nº 03/2022, que institui o Portal Único para Gestão do Uso de Áreas Offshore para Geração de Energia (PUG-offshore).

Um marco fundamental no processo de regulação nacional das eólicas offshore, assegurando maior segurança jurídica para o desenvolvimento desses projetos, foi a promulgação da Lei nº 15.097/2025, que estabelece as diretrizes para o aproveitamento do potencial energético offshore, configurando-se como o Marco Legal das Eólicas Offshore no Brasil.

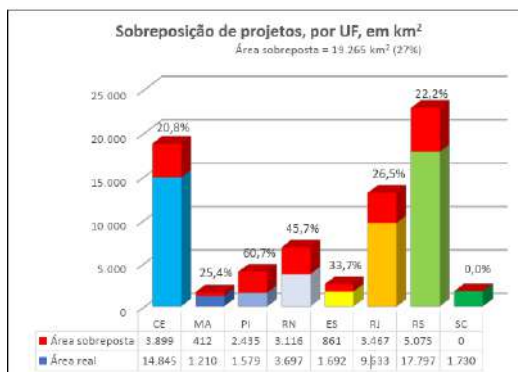
Consoante ao disposto na Lei nº 15.097/2025, o aproveitamento de potencial para geração de energia elétrica a partir de empreendimento offshore, isto é, no ambiente marinho localizado em águas interiores de domínio da União, no mar territorial, na zona econômica exclusiva e na plataforma continental, será objeto de outorga pelo Poder Executivo, mediante autorização ou concessão.

A oferta da cessão de uso poderá ocorrer através (i) da oferta permanente, procedimento no qual o Poder Concedente delimita prismas a partir da manifestação do agente interessado, resultando em outorga na modalidade de autorização; ou (ii) da oferta planejada, procedimento iniciado por procedimento licitatório, no qual o Poder Concedente oferece prismas pré-delimitados conforme planejamento espacial, resultando em outorga na modalidade de concessão. Ambas as modalidades dependem de regulamento, que deverá apresentar, inclusive, a definição locacional prévia dos prismas.

Na oferta permanente, o agente interessado deverá apresentar os estudos ambientais e demais requisitos previstos em regulamento para embasar as manifestações de interesse. O Poder Concedente deverá promover a abertura de chamada pública visando identificar a existência de outros interessados e, havendo mais de uma manifestação de interesse em determinado prisma energético, sobrepondo-se total ou parcialmente, o Poder Concedente poderá buscar a composição entre os interessados ou redefinir a área do prisma energético, submetendo-o nessas hipóteses à oferta permanente. Não havendo a composição entre os interessados ou a possibilidade de redefinição da área do prisma energético, o Poder Concedente deverá promover oferta planejada.

A determinação de um processo de chamada pública representa uma inovação relevante em face do Decreto nº 10.946/2022, levando em consideração a alta incidência de sobreposição dos prismas energéticos, conforme é possível observar no mapa de projetos em licenciamento ambiental disponibilizado pelo IBAMA (**Figura 3**).

Figura 3 - Sobreposição de projetos, por UF, em km²



Fonte: IBAMA, 2025.

Por sua vez, na oferta planejada, o Poder Concedente realizará os estudos ambientais pertinentes para definição e delimitação dos prismas e observará os instrumentos de planejamento e de políticas, planos e programas ambientais aplicáveis.

Outro fator relevante endereçado na lei refere-se ao critério de julgamento no procedimento licitatório. Neste particular, a atribuição dos prismas será concedida à proposta que apresentar o maior valor ofertado a título de participações governamentais, além de outros critérios que o edital expressamente estipular.

É possível observar que diversas matérias essenciais para viabilizar a aplicação prática da Lei nº 15.097/2025 carecem de regulamentação, no sentido de criar um arcabouço regulatório robusto, proporcionando o cenário adequado para a atração de investimentos de maneira sustentável, segura e equilibrada.

Portanto, o regulamento e as normas complementares correspondentes devem ser editadas com celeridade e transparência, permitindo a participação ativa dos agentes do setor, a fim de mitigar a sua percepção de risco e fomentar os investimentos no desenvolvimento das eólicas offshore.

3. DESAFIOS E PROPOSTAS PRÁTICAS À REGULAMENTAÇÃO DA LEI Nº 15.097/2025 SOB AS PERSPECTIVAS AMBIENTAL E REGULATÓRIA

3.1. AMBIENTAL

O primeiro passo concreto em direção à regulamentação das eólicas offshore no Brasil ocorreu em 17 de novembro de 2020, mediante a emissão do Termo de Referência (TR) padrão para Complexos de Energia Eólica Offshore pelo IBAMA, que estabelece as diretrizes para a apresentação dos estudos de impacto ambiental (IBAMA, 2020). Desde então, há crescente interesse no setor, evidenciado pela quantidade expressiva de pedidos de licenciamento ambiental submetidos ao IBAMA a partir da divulgação do Termo de Referência.

Cinco anos depois, em 18 de junho de 2025, foi concedida a primeira licença ambiental para empreendimento de geração eólica offshore no Brasil: a Licença Prévia nº 709/2025, referente ao projeto

Sítio de Testes Offshore de Areia Branca, localizado na costa do Estado do Rio Grande do Norte. O projeto - que, de acordo com os dados divulgados pelo órgão ambiental, excepcionalmente, não apresenta sobreposição poligonal com outros - contempla dois aerogeradores, com potências nominais de 8,5 MW e 16 MW, a serem instalados dentro de uma poligonal marítima de 45km². Referida licença estabeleceu, por meio da condicionante nº 2.3, que os aerogeradores poderão ter sua localização alterada, desde que observadas as restrições técnicas associadas aos canais de navegação do Terminal Salineiro de Areia Branca (TERSAB), à sensibilidade do substrato marinho e aos limites geográficos da poligonal licenciada.

A previsão dessa condicionante, que confere ao empreendedor determinada flexibilidade locacional, enseja relevante análise sob a ótica jurídica e ambiental, sobretudo no que tange à exigência de avaliação de alternativas locacionais no contexto do Estudo de Impacto Ambiental (EIA). De acordo com o disposto no art. 5º, inciso I, da Resolução CONAMA nº 01/1986, o EIA deverá contemplar *“todas as alternativas tecnológicas e de localização do projeto, confrontando-as com a hipótese de não execução do projeto”*. Trata-se de um requisito legal que não se presta ao mero cumprimento formal, mas que deve ser abordado de maneira crítica, considerando as diretrizes técnicas, ambientais, econômicas e jurídicas aplicáveis à instalação do empreendimento.

Conforme enfatiza Eduardo Bim (BIM, 2016), a consideração de alternativas razoáveis deve ser pautada por critérios de viabilidade técnica, adequação normativa e conformidade com os objetivos da política pública setorial. A denominada “alternativa zero”, que consiste na hipótese de não implantação do projeto, deve ser confrontada com os demais cenários possíveis, a fim de permitir que o processo decisório administrativo se dê de forma fundamentada e racional, em consonância com o princípio da prevenção e com a lógica da gestão ambiental eficiente.

No caso do projeto de Areia Branca, a delimitação prévia da poligonal e a possibilidade de realocação interna dos aerogeradores, desde que respeitados os critérios técnicos e ambientais estabelecidos, revelam aplicação concreta do conceito de alternativas razoáveis. A solução adotada permite mitigar riscos de impactos cumulativos, promover a compatibilização com outras atividades na área marinha e atender ao interesse público na implementação progressiva da energia eólica offshore. Contudo, a interpretação desse modelo regulatório não pode prescindir de uma análise crítica mais ampla, que considere o panorama geral do licenciamento ambiental no setor.

Segundo levantamento do Banco Mundial (2024), até janeiro daquele ano havia aproximadamente 90 projetos de eólica offshore em processo de licenciamento ambiental no Brasil, distribuídos predominantemente nas macrorregiões Nordeste, Sudeste e Sul, onde as características geofísicas – notadamente a profundidade inferior a 70 metros – favorecem a adoção de fundações fixas. Até março de 2025, esse número já havia se elevado para 104 e, em agosto, para 108 projetos, conforme dados do IBAMA (IBAMA, 2025). A elevada concentração de empreendimentos em áreas específicas da plataforma continental brasileira tem gerado situações recorrentes de sobreposição locacional, as quais desafiam a capacidade regulatória do órgão ambiental e evidenciam a necessidade de um planejamento espacial marinho (marine spatial planning) mais estruturado e vinculante.

As considerações ambientais e sociais também adquirem centralidade nesse cenário. Conforme aponta o próprio Banco Mundial, os impactos socioambientais da energia eólica offshore são distintos dos verificados na geração eólica onshore, sobretudo em função dos receptores envolvidos – como comunidades pesqueiras, rotas de navegação e áreas ecologicamente ou biologicamente significativas (EBSAs). No cenário mais ambicioso de expansão do setor, estima-se que cerca de 7,1% do leito marinho brasileiro poderia vir a ser ocupado por esses empreendimentos, o que demandaria a adoção de salvaguardas ambientais rigorosas, incluindo a aplicação das Normas de Desempenho do Banco Mundial e da IFC, a realização de consultas públicas qualificadas e o desenvolvimento de mapeamentos de sensibilidade ambiental e social.

A análise das alternativas locacionais deve, portanto, considerar não apenas a viabilidade da implantação do projeto em uma determinada poligonal, mas também a necessidade de compatibilização territorial entre os empreendimentos concorrentes. A exigência de apresentação de outras áreas tecnicamente viáveis, com base em estudos ambientais comparativos, revela-se instrumento essencial para evitar conflitos de uso, assegurar previsibilidade ao processo de licenciamento e garantir que a outorga de licenças se dê em consonância com os objetivos de uso sustentável do espaço marinho.

No cenário atual, a inexistência de diretrizes claras sobre a admissibilidade de sobreposições espaciais, considerando inclusive a elaboração dos estudos de impacto da área em duplicata, aumentam o risco de judicialização e de paralisia decisória por parte da Administração Pública. Assim, a condicionante nº 2.3 da LP nº 709/2025 pode representar precedente relevante para a construção de um modelo regulatório mais eficiente, ao prever balizas espaciais claras para ajustes locacionais dentro de uma área previamente licenciada, sem comprometer a integridade da avaliação ambiental.

A emissão da primeira licença prévia para eólica offshore inaugura, portanto, uma nova etapa no licenciamento ambiental brasileiro, marcada pela necessidade de adoção de procedimentos integrados, com critérios objetivos para seleção locacional, zoneamento ambiental costeiro e participação social qualificada. A consolidação de uma política pública ambientalmente eficaz e institucionalmente coerente dependerá da articulação entre os diversos entes federativos, da clareza regulatória e da uniformização de entendimentos técnicos e jurídicos por parte dos órgãos ambientais competentes.

3.2. REGULATÓRIO

O regime jurídico aplicável ao aproveitamento energético offshore no Brasil, embora tenha avançado com a promulgação da Lei nº 15.097/2025, ainda apresenta fragilidades importantes no tocante à integração entre as etapas de cessão de uso do espaço marinho e a efetiva outorga para a geração de energia elétrica.

Nos termos do § 2º do art. 10 da Lei nº 15.097/2025, *“a autorização ou a concessão [...] não confere direito à exploração do serviço de geração de energia elétrica pelo cessionário, que dependerá de autorização outorgada pela Aneel”*. Essa redação revela um arranjo institucional no qual a União concede,

por meio da cessão de uso, o direito de ocupação de uma área marítima sem que o cessionário detenha garantia quanto à autorização de geração.

A Portaria GM/MME nº 52/2022, que regulamenta os procedimentos de cessão de uso onerosa, embora possa conferir maior operacionalidade ao regime, acaba por reforçar a separação entre as duas etapas. A Portaria delega à Aneel a competência para firmar contratos de cessão, conduzir as licitações e fiscalizar os contratos, mas não soluciona o descompasso entre o título de uso da área (contrato de cessão) e o título de exercício da atividade regulada (autorização de geração). Ao manter a autorização de geração como um ato autônomo, sujeito a trâmite posterior e eventual recusa pela Aneel, o sistema permite que prismas sejam adjudicados a agentes que, ao final, poderão não reunir as condições regulatórias necessárias para operar o empreendimento. Isso conduz a uma ineficiência estrutural no modelo de aproveitamento do potencial energético offshore.

Esse quadro é agravado pela ausência de critérios objetivos e públicos que priorizem ou organizem os requerimentos de cessão de uso com base na capacidade técnica, econômica e ambiental dos proponentes. O resultado é uma corrida desordenada pela ocupação do espaço marinho, com sobreposições de áreas e concentração de projetos em determinadas regiões, sem a devida coordenação espacial e energética. Essa desarticulação compromete o próprio Planejamento Espacial Marinho (PEM), cuja diretriz é observada expressamente na Lei nº 15.097/2025 (art. 6º, § 7º) como condição para a outorga de prismas.

Nesse cenário, impõe-se a necessidade de reestruturação do modelo de outorga, com vistas à sua integração. A proposta que se apresenta como mais coerente com a lógica do planejamento energético, com os princípios da Administração Pública e com a segurança jurídica do setor consiste na realização de leilões públicos promovidos diretamente pela Aneel, nos quais sejam simultaneamente outorgadas: (i) a cessão de uso do prisma e (ii) a autorização para a geração de energia elétrica. Esse modelo unificado resolveria os principais gargalos identificados, ao evitar que agentes sem viabilidade técnica obtenham direitos precários sobre áreas estratégicas e, ao mesmo tempo, permitiria uma melhor governança sobre o uso múltiplo do espaço marinho.

Além disso, a centralização da licitação nas mãos da Aneel garantiria maior coerência entre os critérios de habilitação técnica e financeira dos proponentes, os objetivos de política energética e os requisitos ambientais. Conforme estabelece a Lei nº 15.097/2025, a licitação dos prismas em oferta planejada deve observar as condições do edital, incluindo cláusulas obrigatórias sobre descomissionamento, obrigações regulatórias, metas de implantação e estrutura de penalidades. A realização de uma única licitação para ambos os títulos (cessão e outorga) permitiria incluir todos esses aspectos em um único instrumento contratual, facilitando a fiscalização e reduzindo litígios.

Tal proposta também se alinha ao espírito da Portaria GM/MME nº 52/2022, que reconhece a necessidade de uma abordagem integrada e preconiza que o edital de licitação contenha a minuta do contrato de cessão de uso, os critérios de qualificação dos interessados e as condições para o desenvolvimento do empreendimento. Nada impediria, portanto, que esse procedimento licitatório fosse

ampliado para incluir a outorga de geração, conferindo ao vencedor o duplo título necessário à implementação do projeto, desde que atendidos os requisitos técnicos e ambientais previstos na regulamentação setorial.

Em conclusão, a atual fragmentação entre cessão de uso e outorga de geração representa um dos principais entraves à expansão ordenada e eficiente da energia eólica offshore no Brasil. A superação desse modelo exige não apenas a revisão normativa dos instrumentos existentes, mas a construção de um processo regulatório integrado, competitivo e transparente, que assegure a alocação eficiente dos recursos marinhos, a viabilidade técnica dos projetos e a proteção do interesse público. A realização de licitações únicas, conduzidas pela Aneel, com a outorga conjunta dos direitos de uso e de geração, configura-se como medida essencial à consolidação de uma política energética marítima moderna, segura e sustentável.

4. CONCLUSÃO

O desenvolvimento da energia eólica offshore no Brasil representa não apenas uma oportunidade estratégica no contexto da transição energética global, mas também um desafio institucional de grande complexidade. A pujança do potencial técnico identificado, o crescente interesse do setor privado e os avanços normativos recentes — em especial a promulgação da Lei nº 15.097/2025 — indicam um cenário promissor. Contudo, o progresso do setor dependerá da superação de entraves estruturais relacionados à governança do espaço marítimo, à fragmentação entre os instrumentos de cessão e outorga, e à ausência de planejamento espacial ambientalmente orientado.

O estudo de caso da Licença Prévia nº 709/2025 demonstrou, em escala reduzida, os dilemas concretos enfrentados pela Administração Pública: a necessidade de garantir segurança jurídica e previsibilidade locacional aos empreendedores, sem perder de vista a função essencial do licenciamento ambiental como instrumento de ordenamento do território marinho. A análise de alternativas locacionais, o controle das sobreposições espaciais e a adoção de critérios objetivos para ranqueamento de projetos são condições indispensáveis para a efetividade da política ambiental e para a compatibilização entre o desenvolvimento energético e a proteção dos bens ambientais e sociais do litoral brasileiro.

Nesse contexto, mostra-se imperativa a construção de um modelo regulatório integrado, no qual a outorga da cessão de uso e da autorização para geração de energia elétrica estejam articuladas em um único procedimento público e competitivo, promovido pela Aneel. Tal abordagem, além de promover maior eficiência, transparência e segurança jurídica, alinha-se ao critério legal já previsto no art. 9º, § 4º da Lei nº 15.097/2025 — segundo o qual deve prevalecer a proposta que apresentar o maior valor ofertado a título de participações governamentais. A consolidação desse modelo, somada à urgente regulamentação das lacunas legais remanescentes, é fundamental para que o Brasil possa liderar, de maneira responsável e sustentável, a nova fronteira da energia eólica offshore.

REFERÊNCIAS

- BIM, Eduardo Fortunato. Licenciamento ambiental. 3.ed. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2016.
- BM. Cenários para o Desenvolvimento de Eólica Offshore no Brasil. 2024. Disponível em <chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://documents1.worldbank.org/curated/en/099071824152529105/pdf/P1790301b6823207e188d51b18681968535.pdf>. Acesso em 02/08/2025.
- BRASIL. IBAMA. Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis. Ibama lança Termo de Referência Padrão para Complexos de Energia Eólica Offshore. Disponível em: <https://www.gov.br/ibama/pt-br/assuntos/noticias/2020/ibama-lanca-termo-de-referencia-padrao-para-complexos-de-energia-eolica-offshore>. Acesso em 02/08/2025.
- GWEC. Global Wind Report 2025. 2025. Disponível em <https://www.gwec.net/reports/globalwindreport#Download >. Acesso em 01/08/2025.
- GWEC. Global Wind Report 2025. 2025. Disponível em: <chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://img.saurenergy.com/2025/06/global-offshore-wind-capacity-hits-83.2gw-in-2024-gwec.pdf>. Acesso em 01/08/2025.
- IBAMA. Mapa em PDF- Processos de licenciamento ambiental de eólicas offshore abertos no Ibama até 10 de março de 2025. Disponível em: <https://www.gov.br/ibama/pt-br/assuntos/laf/consultas/mapas-de-projetos-em-licenciamento-complexos-eolicos-offshore>. Acesso em 02/08/2025.
- IBP. Instituto Brasileiro do Petróleo. Nota Técnica - Eólicas Offshore. 2023. Disponível em < chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2023/03/nt-eolicas-offshore-2023.pdf>. Acesso em 01/08/2025.
- IEA. Agência Internacional de Energia. Electricity 2025 Analysis and forecast to 2027. 2025. Disponível em <chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://iea.blob.core.windows.net/assets/0f028d5f-26b1-47ca-ad2a-5ca3103d070a/Electricity2025.pdf>. Acesso em 01/08/2025.
- MME/EPE. Balanço Energético Nacional. Relatório Síntese, Ano Base 2024. 2025. Disponível em <chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-885/topico-767/BEN_S%C3%ADntese_2025_PT.pdf>. Acesso em 01/08/2025.
- WATSON, S. C. L.; SOMERFIELD, P. J.; LEMASSON, A. J.; KNIGHTS, A. M.; JONES, A. E.; NUNES, J.; PASCOE, C.; MCNEILL, C. L.; SCHRATZBERGER, M.; THOMPSON, M. S. A.; COUCE, E.; SZOSTEK, C. L.; BAXTER, H.; BEAUMONT, N. J. The global impact of offshore wind farms on ecosystem services. Ocean & Coastal Management. 2024. Disponível em <https://doi.org/10.1016/j.ocecoaman.2024.107023>ZHANG, Z.; LIU, X.; ZHAO, D.>. Acesso em 02/08/2025.

Desafios e Oportunidades para Geração Eólica em um Mercado de Serviços Ancilares no Setor Elétrico Brasileiro

Vinicius Lopes¹, Matheus Freitas

1 Hitachi Energy

vinicius.lopes@hitachienergy.com, matheus.freitas@hitachienergy.com

RESUMO

A oferta de serviços ancilares é essencial para garantir a confiabilidade e a segurança operacional em sistemas elétricos de potência. No Brasil, o mercado de serviços ancilares tem recebido especial atenção ao longo da última década, impulsionada pelo aumento da penetração de fontes renováveis intermitentes, que pressionam a demanda por estes serviços. Reformas na regulamentação da prestação de serviços ancilares têm sido amplamente discutidas, em um esforço para conciliar os interesses econômicos e as necessidades da operação. O trabalho apresenta um panorama da regulação brasileira atual para prestação de serviços ancilares e experiências internacionais, a partir das quais são discutidos os desafios e oportunidades para a energia eólica no mercado de serviços ancilares no Brasil.

Palavras-chaves:

Serviços Ancilares; Sistema Elétrico Brasileiro; Regulação; Energia Eólica

ABSTRACT

The offer of ancillary services is essential to ensure electrical power grids feasibility and operational security. In Brazil, the ancillary services market has been receiving special attention along last decade, as powered by increasing intermittent renewable energy penetration, which pushes its demand. The review of regulation on providing ancillary services has been widely discussed as an effort to gather both economic interests and operational needs. The work presents an overview on current Brazilian regulation for ancillary services provisioning and international experiences, from which the challenges and opportunities for wind power are discussed within the Brazilian market for ancillary services.

Keywords:

Ancillary Services; Brazilian Power Grid; Regulation; Wind Power Energy

1. INTRODUÇÃO

Em sistemas elétricos de potência, a operação ótima permite atender à demanda garantindo níveis satisfatórios de confiabilidade e de continuidade do fornecimento de energia ao menor custo operacional. A continuidade e a estabilidade são aspectos fundamentais para segurança elétrica e resiliência sistêmica. Para tanto, além dos serviços de geração, de transmissão e de distribuição, são necessários serviços não relacionados diretamente ao suprimento de energia aos consumidores finais – os Serviços Ancilares (SA) (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2024).

Uma motivação provável para adoção do termo “serviços ancilares” poderia ser evitar um conflito de significado com o termo “serviços auxiliares”, que geralmente é utilizado em referência aos serviços internos de apoio à operação de usinas elétricas (Velasco, 2004).

A prestação de SA contribui diretamente para a qualidade e para estabilidade do suprimento de energia elétrica (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2024), com a manutenção da reserva de potência operativa, que permite acomodar eventuais desbalanços entre carga e geração; com o suporte de potência reativa, que permite controlar o perfil de tensão local e garantir a estabilidade tensão sistêmica; com a participação em esquemas automáticos de proteção, que minimizam os impactos de contingências na rede de operação; e, inclusive, na recomposição do fornecimento de energia, após um desligamento intempestivo.

Apesar de sua relevância, os SA representam uma pequena fração dos custos totais de geração (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2021), o que não justifica o investimento em novas instalações dedicadas exclusivamente à prestação destes serviços (Instituto Acende Brasil, 2022). No Brasil, a remuneração pela prestação de SA é complementar às receitas de geração, permitindo aos agentes recuperar os custos incorridos (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2021).

O aumento da penetração de fontes renováveis de geração intermitente experienciado no país ao longo da última década, sobretudo com a integração massiva de grandes centrais geradoras eólicas (CGE), usinas fotovoltaicas (UFV) e empreendimentos de Mini e Microgeração Distribuída (MMGD) (Operador Nacional do Sistema Elétrico), tem pressionado a demanda da operação por SA para atender aos critérios de estabilidade e qualidade do suprimento de energia (Instituto Acende Brasil, 2022) (André, 2019) (Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2019).

As transformações na matriz eletroenergética brasileira nesse período tem motivado um amplo debate à respeito dos critérios e da regulamentação para prestação destes serviços no ambiente do setor elétrico. Dentre os principais fóruns dedicados ao tema, merece destaque o Workshop de Serviços Ancilares promovido pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em 2019 (Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2019). O evento reuniu representantes de entidades setoriais e agentes, fomentando discussões que contribuíram para o aprimoramento regulatório e motivaram Tomadas de Subsídios (TS) e Análises de Impactos Regulatórios (AIR) realizadas pela ANEEL entre 2019 e 2021 (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2021), que repercutem até o presente.

Nessa esteira, o trabalho apresenta um breve histórico da evolução da regulamentação para prestação de SA no Brasil, os mecanismos previstos na regulação atual e as principais definições de SA. Um panorama dos modelos internacionais é apresentado. Por fim, são discutidos os desafios impostos pela conjuntura atual do setor elétrico nacional e oportunidades para a energia eólica no mercado de SA no Brasil a partir da análise do contexto atual.

As próximas três seções apresentam uma introdução ao mercado de SA no Brasil: a segunda seção apresenta um breve histórico da regulação dos SA; a terceira, os mecanismos atuais para prestação de SA, as definições e conceitos; a quarta, os mecanismos para remuneração. A quinta seção apresenta uma visão geral dos mercados de SA em outros países, através de uma breve revisão bibliográfica. Na sexta seção, são discutidos os desafios atuais do mercado de SA no Brasil e oportunidades para o aprimoramento da regulação vigente. A última seção resume as principais conclusões e contribuições.

2. REGULAMENTAÇÃO DOS SERVIÇOS ANCILARES

No Brasil, a regulamentação para prestação de SA é relativamente recente, sendo instituída no início dos anos 2000 através da Resolução Normativa (REN) Nº 265/2003 (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2003), complementada pelo Decreto Nº 5.163 /2004 (Presidência da República, 2004), que prevê a compensação financeira dos Agentes de geração pela prestação dos serviços. A regulamentação foi

posteriormente atualizada pela REN Nº 697/2015 (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2015), que contribui para dar maior clareza à definição do termo “serviço ancilar” no contexto do setor.

Em anos recentes, o aumento da participação de fontes renováveis com características de geração intermitente (Operador Nacional do Sistema Elétrico) na matriz elétrica brasileira, ainda predominantemente baseada em energia hidrelétrica, combinada com uma redução gradativa da capacidade de regularização dos reservatórios das Usinas Hidrelétricas (UHE) (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2021) (Zambon, 2013), impulsionaram o debate a respeito da modernização da regulamentação dos SA. A reforma regulatória propunha criar mecanismos para incentivar a qualidade e aumentar eficiência na prestação destes serviços, promovendo a racionalização dos custos (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2021).

O aperfeiçoamento da legislação em vigor quanto aos SA já previstos e a regulamentação de novos SA foram ambos objetos de amplas discussões e contribuições dos Agentes do setor em Consultas Públicas (CP) e TS promovidas pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2021). Proposições como a prestação de SA para manutenção do nível inércia dinâmica, com utilização de mecanismos de inércia sintética em fontes assíncronas ou volantes de inércia (flywheels), e a utilização de sistemas de armazenamento de energia, usinas híbridas ou reversíveis para prestação de SA, embora pertinentes, foram desconsideradas por não haver fundamentos robustos que embasassem sua viabilidade técnico-financeira à época (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2021).

Como resultado, a reforma culminou na publicação da REN Nº 1030/2022 (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2022), atualmente em vigor, posteriormente complementada com a publicação da REN Nº 1.062/2023 (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2023) e do Decreto Nº 9.143/2017 (Presidência da República, 2017), que trata das compensações financeiras. A resolução (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2022) foi motivada para incentivar o aumento da flexibilidade operativa das Usinas Termelétricas (UTE) na prestação de SA para manutenção da Reservas de Potência Operativa (RPO) (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2021), além de permitir melhor explorar recursos como a capacidade de suporte de potência reativa por CGE e UFV para atender às necessidades da operação do sistema (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2021).

3. A PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS ANCILARES

Na Rede Básica (RB), composta por instalações em níveis de tensão iguais ou superiores à 230 kV, a demanda por SA é identificada pelo ONS a partir das análises técnicas realizadas em diferentes estágios dos processos de planejamento da operação e da integração de novas instalações ao sistema. As conclusões destas análises são consolidadas em documento próprio, o Parecer Técnico Relativo a Serviço Ancilar (Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2021), emitido pelo Operador.

A prestação de SA pelos Agentes de geração é objeto de contrato específico celebrado entre os Agentes designados e o ONS, o Contrato de Prestação de Serviços Ancilares (CPSA) (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2022). As condições de contrato e remuneração são previstas nos Procedimentos de Rede (Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2023), incluindo o ressarcimento de eventuais custos de implantação de infraestrutura necessária para prestação dos serviços, mediante autorização da ANEEL (Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2023).

Na regulamentação atual, são considerados SA o controle secundário de frequência, o auto-restabelecimento, o suporte de potência reativa em operação como compensador síncrono ou em despacho ativo nulo, os Sistemas Especiais de Proteção (SEP) e o despacho complementar para manutenção das RPO (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2022).

3.1. SERVIÇOS ANCILARES DE CONTROLE DE FREQUÊNCIA

A frequência elétrica reflete o balanço entre a carga e a geração do sistema. Na operação de sistemas de potência, o controle de frequência é realizado em dois estágios, sendo o primeiro a regulação primária e o segundo, complementar, a regulação secundária, ou resposta da frequência (Velasco, 2004).

A regulação primária é exercida de forma automática pelos reguladores de velocidade instalados nas Unidades Geradoras (UG), sendo obrigatória para todas as máquinas conectadas ao sistema (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2022). Para usinas despachadas de forma centralizada, os requisitos técnicos para prestação deste SA são definidos nos Procedimentos de Rede (Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2023). Para as demais usinas, estes requisitos são definidos nos Procedimentos de Distribuição

(PRODIST) (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2022). A regulação primária de frequência, no entanto, não é objeto de CPSA entre o ONS e o Agente de geração (Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2023), não sendo classificada como SA.

A regulação secundária é exercida de forma centralizada através do Controle Automático de Geração (CAG), operado pelo ONS. O mecanismo permite controlar o valor nominal da frequência do sistema reestabelecendo o equilíbrio entre carga e geração resultado da intermitência de fontes renováveis (Velasco, 2004), como CGE e UFV, ou de contingências. A regulação secundária permite, ainda, controlar o intercâmbio de potência entre determinadas áreas de operação (Velasco, 2004).

A RPO, ou reserva girante, compreende uma reserva de potência sob a forma de capacidade de geração ociosa, caracterizada como uma reserva com capacidade de resposta rápida (André, 2019). A RPO compreende a parcela da capacidade de geração instalada em operação utilizada pelo CAG para a regulação secundária de frequência (André, 2019). A RPO é distribuída entre as áreas de controle do sistema, conforme procedimentos estabelecidos pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2022).

No Brasil, o CAG é exercido principalmente por UHE (André, 2019). A necessidade de prestação deste SA é indicada pelo ONS, considerando aspectos geográficos, características técnicas das UG e suas eventuais restrições de operação (Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2021).

3.2. SERVIÇOS ANCILARES DE AUTO-REESTABELECIMENTO

O sistema de auto-restabelecimento (*black-start*) de uma usina compreende o conjunto de equipamentos que permitem às UG serem inicializadas de forma autônoma, dispensando a necessidade de uma fonte externa para alimentação do sistema de excitação de campo. A energia necessária para partida autônoma pode ser fornecida por unidades diesel-elétricas, ou mesmo baterias (Silva, 2021).

Empreendimentos de geração que dispõem de recursos de auto-restabelecimento são utilizados para definição dos corredores para recomposição, para reenergização do sistema em situações de desligamento total (*black out*) ou parcial (Velasco, 2004). Os corredores de recomposição são compostos por um conjunto de instalações selecionadas para energização e tomada de carga sequencial e gradativa, conforme previsto nos procedimentos de operação definidos pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2020). A recomposição do sistema é realizada em duas fases. A primeira, a fase fluente, é executada pelos centros de operação dos Agentes concessionários e permissionários que operam no sistema; a segunda, a fase coordenada, é gerenciada pelos centros e operação do ONS para interligação das áreas autor restabelecidas para restauração do sistema (Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2020).

A classificação dos empreendimentos de geração como usinas como de auto-restabelecimento, parcial ou integral, é definida em análise pelo ONS (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2022). A necessidade de prestação deste SA é indicada pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2021), considerando aspectos técnicos e geográficos que viabilizem novos corredores de recomposição e/ou contribuam para maior agilidade e confiabilidade dos corredores existentes (Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2023).

Para prestação de SA de auto-restabelecimento, o empreendimento deve dispor de uma fonte de alimentação autônoma que garanta a capacidade integral (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2022) de partida de ao menos uma UG, independentemente das demais unidades existentes (Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2023). Para esta fonte de alimentação, admite-se uma indisponibilidade geral de até 0,02% ao ano (Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2023). A capacidade de auto-restabelecimento parcial, embora contribua para recomposição do sistema, não é classificada como SA (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2022), não sendo objeto de CPSA (Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2023).

3.3. SERVIÇOS ANCILARES DE SUPORTE DE POTÊNCIA REATIVA

A oferta de potência reativa é essencial para o controle dos níveis de tensão sistêmicos e para a segurança da operação, mitigando riscos de instabilidade ou colapso de tensão. Em máquinas elétricas síncronas ou máquinas de indução diretamente conectadas à rede, a capacidade de excursão de potência reativa, isto é, sua capacidade de absorção ou injeção de potência reativa, é uma característica construtiva intrínseca. Em UG assíncronas, no entanto, a excursão de potência reativa é proporcionada pelos inversores de frequência que as conectam ao sistema.

A capacidade de excursão de potência reativa é obrigatória para todas as UG conectadas ao sistema (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2022). Para usinas despachadas de forma centralizada, os requisitos

técnicos para prestação deste SA são definidos nos Procedimentos de Rede (Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2023). Para as demais usinas, estes requisitos são definidos nos PRODIST (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2022).

A prestação de SA de suporte de potência reativa permite ampliar a capacidade de controle de tensão local do sistema. A necessidade da prestação deste SA é definida pelo ONS, considerando aspectos técnicos das UG e sistêmicos (Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2021).

A regulamentação atual (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2022) caracteriza a prestação deste SA como o suporte de potência reativa proporcionado por UG que operem na condição de compensador síncrono (Presidência da República, 2004) ou por empreendimentos de geração considerados na programação da operação, isto é, usinas classificadas como Tipos I ou II (Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2022) se, e somente se, operando com despacho ativo nulo, condição na qual não é possível recuperar os custos operacionais para suporte de potência reativa (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2021).

A ampliação do rol de empreendimentos aptos a prestar este SA, com inclusão dos empreendimentos de geração Tipos I e II na condição de despacho nulo, foi prevista pela REN Nº 1.062/2023 (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2023). A resolução abriu a possibilidade de prestação destes SA por CGE quando desligadas e UFV em condições de pouca ou nenhuma luminosidade (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2021), utilizando a mesma estrutura regulatória aplicável às UG operando na condição de compensador síncrono.

Em linha com esta resolução (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2023), o Marco Regulatório da MMDG (Presidência da República, 2022) abre a possibilidade para contratação de empreendimentos de MMDG para prestação deste SA pelas concessionárias de distribuição, se constatada a necessidade (Silvia Andrea Cupertino, 2023).

Após a publicação da REN 1030/2022 (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2022), o suporte de potência reativa oferecido por UG despachadas, isto é, com despacho ativo não nulo, não mais passou a ser classificado como SA. Desta forma, nesta condição, não é prevista remuneração via TSA ou a celebração de CPSA (Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2023). Esta alteração contribuiu para maior clareza da regulamentação.

3.4. SERVIÇOS ANCILARES DE PARTICIPAÇÃO EM SEP

Os SEP são sistemas de proteção automatizados, concebidos pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2020) para mitigar os impactos de contingências específicas sobre a operação do sistema (Operador Nacional do Sistema Elétrico). O termo SEP abrange os Esquemas de Controle de Emergência (ECE) e os Esquemas de Controle de Segurança (ECS) (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2022). A necessidade de criação de um novo SEP ou de atualização de SEP existentes é identificada pelo ONS.

A participação de empreendimentos de geração em SEP que implicam no corte automático de geração, é classificada como prestação de um SA.

3.5. SERVIÇOS ANCILARES DE DESPACHO COMPLEMENTAR

As UTE convencionais apresentam tempos de disponibilização mais longos, com ciclos de partida a frio que podem se estender por horas até que atinjam seu despacho nominal (Tolmasquim, 2016). Desta forma, as UTE não são inicialmente consideradas na composição da RPO, sendo acionadas como uma reserva de potência secundária em caso de indisponibilidade ou esgotamento da RPO (Velasco, 2004).

No entanto, restrições para geração hidráulica provocadas por períodos de estiagem prolongados somadas ao aumento da penetração de fontes renováveis intermitentes (André, 2019) motivaram a discussão de alternativas para preservar a capacidade de operação das UHE e a RPO.

O despacho de UTE fora da ordem de mérito para manutenção da RPO foi incluído no rol de SA pela REN Nº 822/2018 (André, 2019) (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2018), posteriormente incorporado à REN Nº 1030/2022 (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2022). A resolução (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2018) estabeleceu critérios objetivos para o despacho, contribuindo para redução dos custos adicionais incorridos (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2021).

O ONS é responsável por indicar as UTE aptas à prestação deste SA (Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2023; Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2021). Para programação do despacho, o ONS considera níveis de despacho em carga plena ou reduzida, observando eventuais restrições operacionais indicadas pelos Agentes (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2022). Os Agentes informam ao ONS a oferta de preços para prestação deste SA. As ofertas são limitadas à 130% do último valor informado para o Custo Variável Unitário (CVU) (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2022), de modo a cobrir os custos de operação.

4. A REMUNERAÇÃO DOS SERVIÇOS ANCILARES

Os custos pela prestação de SA são consolidados nos Encargos de Serviços Ancilares, repassados aos Agentes de consumo, isto é, consumidores livres ou cativos, como parte dos Encargos de Serviços do Sistema (ESS) (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2022) (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2022).

A prestação de SA de auto-restabelecimento, de participação em SEP e serviços de controle secundário de frequência é remunerada a partir de apuração mensal realizada pelo ONS (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2022) (Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2020).

A prestação de SA de despacho complementar de potência ativa para manutenção da POR é remunerada a partir das medições pelo Sistema de Medição de Faturamento (SMF). As medições são valoradas pelo Custo Variável Unitário (CVU) ofertado pelos Agentes de geração ao ONS na semana anterior à previsão de despacho (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2022).

A prestação de SA de suporte de potência reativa é remunerada a partir das medições registradas pelo Sistema de Medição de Faturamento (SMF). As medições são valoradas pela Tarifa de Serviços Ancilares (TSA) (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2022), atualizada periodicamente ANEEL. O consumo de potência ativa pela UG, eventualmente necessário para operação na condição de compensador síncrono, é classificado como perda sistêmica (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2022).

5. EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS

Na experiência internacional, um fator comum é a atuação de agências reguladoras nacionais, estabelecendo padrões e requisitos mínimos para prestação de SA. As regulamentações podem incluir requisitos técnicos para os provedores de SA, como a disponibilidade de equipamentos de reserva, capacidade de resposta rápida a mudanças na demanda ou na geração e a disponibilidade do SA durante emergências. Em muitos casos, o desenvolvimento de padrões e a consolidação das melhores práticas para prestação de SA são resultado de colaborações internacionais, especialmente em regiões onde os sistemas elétricos nacionais são interconectados e compartilham recursos.

Existem mercados específicos para prestação de SA baseados no modelo de concorrência. Estes mercados são organizados de diversas maneiras, incluindo leilões, contratos bilaterais e sistemas de compensação regulatória (Devika Jay *, 2021) (A. M. Pirbazari, 2010) (G. Rancilio, 2022).

No mundo, o mercado de energia reativa, em particular, não possui mecanismos de ajustes em tempo real (A. M. Pirbazari, 2010). Tipicamente, mercados de energia reativa se baseiam em preços uniformes ou fórmulas fixas, ineficientes do ponto de vista técnico. No entanto, a gestão eficaz dos SA de energia reativa requer sinais de preço que sejam tanto técnica quanto economicamente eficientes.

Em relação ao Brasil, existem outros serviços que podem ser classificados como SA, a exemplo do serviço de monitoramento da carga (*load following*), adotado no Canadá e Países Nórdicos (Velasco, 2004). Este serviço busca o equilíbrio permanente entre a oferta e a demanda de energia ao acompanhar e gerenciar os desequilíbrios entre carga e geração em um determinado período frente à alterações na programação da operação. Na Argentina e na Espanha, é praticado um nível adicional de regulação de frequência além da regulação secundária (Velasco, 2004).

Como no Brasil, a demanda por SA em outros países pode ser associada à natureza do sistema energético e, com isso, à disponibilidade e às características dos recursos de geração, ou ao tipo de serviço necessário para operação do sistema considerando os padrões de desempenho e confiabilidade praticados.

Nos Estados Unidos, modelos de otimização são utilizados para alocação de recursos para atendimento à demanda e à necessidade de SA simultaneamente (André, 2019).

Em países europeus, em geral, o operador do sistema elétrico define as provisões compulsórias para alguns tipos de SA. Por padrão, a remuneração para estas provisões é ajustada pelo lado do vendedor, a exemplo do controle de tensão, controle de frequência e serviços de reserva de potência operativa.

O mercado de SA na Europa envolve quatro partes interessadas: as Autoridades Reguladoras Nacionais (ARN), os Órgãos Operadores do Sistema (OOS), as Partes Responsáveis pelo Balanço (PRB) e os Provedores de serviços de balanceamento (PSB) (G. Rancilio, 2022). Os OOS e PSB são as principais partes envolvidas ativamente na operação dos sistemas elétricos na Europa.

O principal objetivo das ARN é garantir o fornecimento de energia segura, protegida e sustentável a um custo razoável, através da concorrência. Como no Brasil, as ARN são responsáveis pela regulação que rege a prestação de SA nos respectivos países.

Os OOS monitoram e controlam o despacho e a qualidade de energia no sistema de transmissão em cada área administrada, além das interconexões internacionais. Em suas atividades, o OOS se utiliza da oferta de SA prestados por terceiros, regulamentados por contratos baseados no mercado, quando aplicável (Commission regulation (EU) 2017/1485). O aumento das MMDG tem suscitado aos OOS de distribuição internacionais a necessidade de aprimorar as regulações atuais para prestação de SA, de modo a garantir a segurança de suas redes neste novo contexto. Como exemplo, destacam-se as regulações específicas para prestação de SA não-frequenciais necessários para os sistemas de distribuição (Directive (EU) 2019/944, 2019).

Os PRB são responsáveis pela programação de conexão e desconexão de UG ou unidades consumidoras (UC) no sistema elétrico e pelos correspondentes desequilíbrios. Durante o período de liquidação de desequilíbrio, os PRB são financeiramente responsáveis por manter o equilíbrio das próprias posições, isto é, a programação de conexão e desconexão de suas UG ou UC (Commission Regulation (EU) 2017/2195 establishing a guideline on the electricity balancing).

Os PSB prestam serviços de reserva aos OOS para o equilíbrio entre a carga e a geração (Commission Regulation (EU) 2017/2195 establishing a guideline on the electricity balancing). Com os seus ativos de geração ou carga, são responsáveis por compensar flutuações imprevistas na rede elétrica, aumentando ou reduzindo rapidamente a sua produção ou consumo de energia. Os PSB lidam, principalmente, com desbalanços de carga-geração que os PRB não são capazes de evitar. Para prestação destes serviços, as UG ou UC são submetidas à testes de pré-qualificação estabelecidos pelos OOS. Uma vez qualificados, os PSB são responsáveis por apresentar propostas para prestação destes serviços aos OOS.

Assim, as principais partes ativas envolvidas na operação do equilíbrio de eletricidade na Europa são os OOS e os PSB. Cada país possui um ou mais OOS responsáveis pela segurança e balanceamento do sistema. Os SA são contratados pelos OOS considerando as regulações locais e suas definições próprias de SA.

A Tabela 1 (A. M. Pirbazari, 2010) resume as classificações de SA praticadas em diferentes países europeus e detalha os mecanismos de contratação e remuneração adotados nestes países para prestação de SA.

Tabela 1 - Escolha dos mercados de serviços ancilares em alguns países europeus (esquerda) e Custos dos mercados de serviços ancilares em alguns países europeus (direita) (A. M. Pirbazari, 2010)

	AT	BE	CZ	DK	FI	FR	DE	HU	IE	IR	NL	NO	PL	PT	ES	SE	SK	UK
FC	X	X		X		X	X	X	X		X	X	X	X	X	X	X	X
VC	X	X		X	X	X	X	X	X	X		X	X	X	X	X	X	X
SP	X	X		X			X	X	X	X						X	X	
ST				X			X	X	X	X			X	X		X	X	
BS	X	X		X			X	X	X							X	X	
RG	X	X					X	X	X				X	X			X	
GL	X	X					X		X									
EC	X	X				X	X	X	X				X					

FC	Controle de Frequência	RG	Controle remoto de Geração				
VC	Controle de Tensão	GL	Compensação de perda de rede				
SP	Reserva Girante	EC	Controle de Emergência				
ST	Reserva Permanente						
BS	Black Start						
AT	Austria	FR	França	NL	Holanda	SE	Suécia
BE	Bélgica	DE	Alemanha	NO	Norway	SK	Eslováquia
CZ	Republica Tcheca	HU	Hungria	PL	Polonia	UK	Reino Unido
DK	Dinamarca	IE	Islândia	PT	Portugal		
FI	Finlândia	IR	Irlanda	ES	Espanha		

	AT	BE	CZ	DK	FI	FR	DE	HU	IE	IR	NL	NO	PL	PT	ES	SE	SK	UK	
FC	OM		M	N	N	NT	NOM	N	O	O	O	N	N	O	O	O	R	N	
VC	OM		N	N	N	NT		N	O	R	N	N	N	ON	T	O	R	TN	
SP			M	N	N	M		N	O	R	N	N				M	N	R	
ST			M	N	N	M		N	O	R	M	M	N	ON			N	R	M
BS	N		N	N				N	O	R	N						O	R	
RG	N		M		N			N	O	R					ON	M		R	
GL	N		M		N	M		N	O		M						N		
EC	N					O					N								
N	Contratos (negociação)																		
O	Obrigatório (sem pagamento)																		
M	Mercado aberto																		
T	Tarifário																		
R	Preço regulado																		
AT	Áustria						FR	França						NL	Holanda		SE	Suécia	
BE	Bélgica						DE	Alemanha						NO	Norway		SK	Eslováquia	
CZ	República Tcheca						HU	Hungria						PL	Polónia		UK	Reino Unido	
DK	Dinamarca						IE	Islândia						PT	Portugal				
FI	Finlândia						IR	Irlanda						ES	Espanha				

Conforme dados recolhidos a partir de um questionário sobre o desempenho dos SA em diferentes países europeus (Ancillary Services (Unbundling electricity products-an emerging market)), o controle de frequência e tensão são mandatórios em boa parte da Europa. A exceção da Islândia, a prestação de SA é regulamentada por contratos bilaterais com remuneração negociada, na maioria dos países Europeus. A prestação de SA obrigatórios, no entanto, não é remunerada.

A Alemanha possui quatro OOS para operação e gerenciamento da rede elétrica, através de um sistema de auto despacho. A demanda por SA é coordenada de forma conjunta através de uma plataforma comum. A prestação de SA é regulamentada por um sistema de contratos bilaterais. Serviços como Reserva Girante (SP) são contratados em leilões diários ou semanais, enquanto os demais SA são basicamente ofertados (G. Rancilio, 2022).

No Reino Unido, três mecanismos, nomeadamente o Serviço Obrigatório de Energia Reativa (SOER), o Serviço Aprimorado de Energia Reativa (SAER) e o Gerenciamento de Restrições de Transmissão (GRT), são usados para contratação de SA de energia reativa. O SOER é um serviço obrigatório. O SAER é contratado por meio de licitações realizadas semestralmente. O GRT baseia-se em contratos bilaterais, sendo contratado conforme as condições de operação do sistema (Devika Jay *, 2021).

O Operador do Mercado de Energia Australiano (AEMO) incorpora uma estrutura de mercado baseada em licitações para aquisição de energia reativa para serviços de controle de tensão, por meio do mercado de SA. Os contratos podem ser de curto prazo, longo prazo ou uma combinação de ambos. A potência reativa contratada é avaliada através dos modos de operação capacitivo e indutivo. O pagamento envolve a disponibilidade e a compensação em caso de restrições das UG (Devika Jay *, 2021).

6. DESAFIOS E OPORTUNIDADES ATUAIS

O aumento da penetração de energias renováveis, sobretudo fontes eólica e solar, contribui para maior complexidade no planejamento da operação do sistema elétrico devido à alta variabilidade intrínseca à estas fontes. Outrossim, a maior recorrência de eventos climáticos extremos representa um desafio adicional para a resiliência do sistema elétrico. Nesse contexto, a integração de tecnologias capazes de mitigar os impactos da variabilidade e intermitência das gerações renováveis, como redes inteligentes e sistemas de armazenamento de energia, requer a atualização do atual arcabouço legal considerando os aspectos técnicos e necessários.

A criação de um mercado de SA competitivo é apontada como uma solução para estimular a redução dos custos na prestação dos serviços através da concorrência (André, 2019) (Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2019), bem como promover uma regulamentação neutra à tecnologia (Instituto Acende Brasil, 2022). Atualmente, no Brasil, somente os SA de despacho complementar são contratados segundo uma lógica de concorrência, dando origem ao mercado de capacidade.

Em particular, para o setor de energia eólica, as receitas do mercado de SA podem compensar perdas de receita causadas pela queda dos preços de energia como resultado do aumento da oferta, em consequência do aumento da penetração e competitividade de fontes renováveis.

Estudos recentes demonstram que agentes de geração eólica podem aumentar suas receitas com a prestação de SA para reserva operativa (Millstein, 2021) (Troy, 2010) (Rebello, 2020). No entanto, os autores destacam a eventual necessidade de mudanças nas regras dos mercados de SA de modo a adequar os dispositivos legais às necessidades particulares da geração renovável (Holtinen, 2016).

Atualmente, no sistema elétrico brasileiro, empreendimentos de geração eólica estão sujeitos à restrições de operação por *Constrained-off*, por motivos externos às suas instalações, os quais não são passíveis de ressarcimento. Ações vêm sendo tomadas a respeito do tema, conforme apontado na consulta pública feita pela ANEEL em 2022 (ANEEL, 2022). A regulamentação da participação de geração eólica no mercado de SA oferece aos Agentes uma oportunidade para mitigar os riscos econômicos associados à estas restrições, além de robustecer a oferta de SA.

7. CONCLUSÕES

O trabalho apresenta conceitos e definições sobre SA através de uma visão geral da regulação brasileira em vigor e um breve histórico de sua evolução. É apresentado, ainda, um panorama das experiências internacionais no tema. Por fim, são apresentados desafios e oportunidades para a energia eólica no mercado de SA no Brasil.

Há um aumento significativo do uso de fontes renováveis no mercado global, especialmente com a grande integração de centrais eólicas, usinas fotovoltaicas e projetos de MMGD. Tal mix de geração, para compor uma arquitetura mais sustentável e mais distribuída, reflete também um sistema mais complexo de se controlar. Esse cenário intensificou a necessidade dos SA.

A prestação de SA contribui diretamente para a qualidade e para estabilidade do suprimento de energia elétrica, com a manutenção da reserva de potência operativa, com o suporte de potência reativa, com a participação em esquemas automáticos de proteção, e, inclusive, com a recomposição do fornecimento de energia após um desligamento intempestivo.

O mercado de SA internacional e o mercado brasileiro não divergem muito em relação às operações do serviço, uma vez que os OOS são responsáveis por identificar a necessidade pela prestação destes serviços. Alguns países possuem somente serviços obrigatórios ou com preço regulado, enquanto no Brasil a remuneração pela prestação de SA é majoritariamente regulada.

No âmbito nacional, a evolução do mercado de SA e a análise das ocorrências de restrições de operação por *Constrained-off* poderiam contribuir para a confiabilidade do sistema. Ressalta-se a importância do aprimoramento da regulamentação dos SA de forma a promover a participação da geração eólica no mercado, o que contribuiria não só para aumentar a oferta de SA e à redução dos custos operacionais, mas também para mitigar riscos econômicos associados às restrições de geração para estes Agentes.

REFERÊNCIAS

A. M. PIRBAZARI, C. U. G. . S. **Ancillary Services Definitions, markets and practices in the world.** Latin America. 2010.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa Nº 265. Brasília: [s.n.], 2003. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/>>. Estabelece os Procedimentos para Prestação de Serviços Ancilares de Geração e Transmissão.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa Nº 697. Brasília: Estoque Regulatório ANEEL, 2015. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel>>. Acesso em: Maio 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa Nº 822. Brasília: [s.n.], 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Nota Técnica Nº 130/2021.** Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). [S.l.]. 2021. Proposta de Abertura de Consulta Pública Conjunta - Subsídios para o AIR e Minuta da RN 1030/2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Revisão da Resolução Normativa Nº 697/2015, que Regulamenta a Prestação e Remuneração de Serviços Ancilares no SIN.** Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Encargos Setoriais. In: _____ **Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET).** [S.l.]: [s.n.], 2022. Cap. Submódulo 5.4.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa Nº 1030. Brasília: Estoque Regulatório da ANEEL, 2022. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel>>. Acesso em: Maio 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa Nº 1.062. Brasília: [s.n.], 2023. Altera a RN Nº 1030, Autoirizando a prestação de Serviços Ancilares de suporte de potência reativa por usinas eólicas e fotovoltaicas.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Regulação Técnica da Geração. **Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)**, 17 Maio 2024. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel>>.

Ancillary Services (Unbundling electricity products-an emerging market). [S.l.].

ANDRÉ, P. Reserva de Potência Operativa e o Mercado de Serviços Ancilares. **Agência Canal Energia**, Rio de Janeiro, 22 Maio 2019. Disponível em: <<http://gesel.ie.ufrj.br/>>.

ANEEL. consulta-ira-debater-revisao-de-regras-para-constrained-off-de-usinas-eolioeletricas, Maio 2022. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2022/>>. Acesso em: Junho 2024.

Commission regulation (EU) 2017/1485. Brussels.

Commission Regulation (EU) 2017/2195 establishing a guideline on the electricity balancing. Brussels.

DEVIKA JAY *, K. S. S. **A comprehensive survey on reactive power ancillary service markets**. Italy. 2021.

Directive (EU) 2019/944. Brussels. 2019.

G. RANCILIO, A. R. D. F. A. G. M. M. **Ancillary services markets in europe: Evolution and regulatory trade-offs**. [S.l.]. 2022.

HOLTINEN, H. I. A. L. D. J. **Wind power in markets for frequency support services**. In: **2016 13th International Conference On the European Energy Market (EEM)**. Porto, Portugal, p. 6-9. 2016.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. **Contribuição para CP 0832/2021 - Serviços Ancilares**. Instituto Acende Brasil. [S.l.]. 2022.

MILLSTEIN, D. R. W. M. A. D. . B. M. S. J. J. S. **Solar and wind grid system value in the United States: the effect of transmission congestion, generation profiles, and curtailment**. [S.l.], p. 1-27. 2021.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Relatório do Workshop de Serviços Ancilares**. ONS. [S.l.]. 2019.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Avaliação da Operação. Submódulo 6.6 - Apuração dos Serviços Ancilares. In: _____ **Procedimentos de Rede**. [S.l.]: [s.n.], 2020. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/>>.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Integração de Instalações, Submódulo 7.5 - Implantação e Sistemas Especiais de Proteção. In: _____ **Procedimentos de Rede**. [S.l.]: [s.n.], 2020. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/>>.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Operação do Sistema, Submódulo 5.8 - Recomposição da Rede de Operação. In: _____ **Procedimentos de Rede**. [S.l.]: [s.n.], 2020. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/>>.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Planejamento da Operação, Submódulo 3.11 - Análise Técnica dos Serviços Ancilares de Suporte de Reativos, Controle Secundário de Frequência e Autorrestabelecimento Integral. In: _____ **Procedimentos de Rede**. [S.l.]: [s.n.], 2021. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/>>.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Critérios e Requisitos, Submódulo 2.3 - Premissas, Critérios e Metodologias para Estudos Elétricos. In: _____ **Procedimentos de Rede**. [S.l.]: [s.n.], 2022. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/>>.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Integração de Instalações, Submódulo 7.2 - Classificação de Modalidade de Operação de Usinas. In: _____ **Procedimentos de Rede**. [S.l.]: [s.n.], 2022.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Administração dos Contratos e contabilização Financeira, Submódulo 8.1 - Administração dos Contratos. In: ONS **Procedimentos de Rede**. [S.l.]: [s.n.], 2023. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/>>. Acesso em: Maio 2024.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Critérios e Requisitos, Submódulo 2.10 - Requisitos Técnicos Mínimos para a Conexão às Instalações de Transmissão. In: _____ **Procedimentos de Rede**. [S.l.]: [s.n.], 2023. Acesso em: Maio 2024.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Histórico da Operação - Evolução da Capacidade Instalada de Geração Eólica e Fotovoltaica 2018-2023. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/>>. Acesso em: Maio 2024.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. ONS. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/>>. Acesso em: Maio 2024.

PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. **Decreto Nº 5.163**. Brasília. 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica.

PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. **Decreto Nº 9.143**. Brasília. 2017. Regulamenta o Decreto Nº5.163/2004, com Alterações no Artigo 59, sobre os Serviços Ancilares.

PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. **Lei Nº 14.300**. [S.l.]. 2022. Marco da Mini e Micro Geração Distribuída.

REBELLO, E. W. D. R. M. **Ancillary services from wind turbines: automatic generation control (AGC) from a single Type 4 turbine**. [S.l.], p. 225-236. 2020.

SILVA, R. D. D. S. E. Utilização de Sistemas de Armazenamento de Energia em Baterias no Setor Elétrico e as Perspectivas para o Brasil. **Radar**, Dezembro 2021.

SILVIA ANDREA CUPERTINO, F. T. H. K. D. M. C. O Marco Legal da Microgeração e Minigeração Distribuída - Considerações sobre a Lei Nº 14.300/2022. **Revista de Informação Legislativa**, 240, 13 Julho 2023. 107-123.

TOLMASQUIM, M. **Energia Termelétrica - Gás Natural, Biomassa, Carvão, Nuclear**. Empresa de Pesquisa Energética. [S.l.]. 2016.

TROY, N. T. S. **Wind as a Price-Maker and Ancillary Services Provider in Competitive Electricity Markets**. Minneapolis, U.S., p. 25-29. 2010.

VELASCO, C. J. **Metodologia para Cálculo do Valor do Serviço e da Remuneração dos Agentes Fornecedores de Reservas Operativas**. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro. 2004.

ZAMBON, F. A. M. F. E. R. C. **Evolução da Capacidade de Regularização do Sistema Elétrico Brasileiro**. XX Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos. Bento Gonçalves - RS: [s.n.]. 2013.

RESULTADOS OBTIDOS E APRIMORAMENTOS METODOLÓGICOS DO MONITORAMENTO PRUDENCIAL DA CCEE COM FOCO EM AGENTES DE GERAÇÃO

Autores: Weber Daas, Helen Apolinário, Tácito Netto e Vitor Giardini

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

weber.daas@ccee.org.br, helen.apolinario@ccee.org.br, tacito.netto@ccee.org.br,
vitor.giardini@ccee.org.br

RESUMO

Regulamentado a partir da Resolução Normativa nº 1.072/2023 da ANEEL, o Monitoramento Prudencial da CCEE teve seu início em novembro de 2023, completando 12 meses de sua operação do período sombra em outubro de 2024. Após o atingimento desse marco, a CCEE encaminhou à ANEEL e divulgou ao mercado um relatório com os principais resultados obtidos nesse período e potenciais aprimoramentos para a regulamentação definitiva do tema.

Nesse contexto, o presente artigo apresenta os principais resultados obtidos para os agentes da categoria geração durante os 12 primeiros meses do período sombra, bem como ressalta os aprimoramentos metodológicos propostos pela CCEE exclusivamente para os geradores, além daqueles com impacto amplo para todas as classes de agentes do mercado.

Palavras-chaves:

Monitoramento Prudencial; período sombra; riscos.

ABSTRACT

Regulated by ANEEL Normative Resolution No. 1,072/2023, the CCEE Prudential Surveillance System began in November 2023, completing 12 months of its shadow period operation in October 2024. After reaching this milestone, CCEE submitted to ANEEL and released to the market a report outlining the main results obtained during this period and potential improvements for the final regulation of the topic.

In this context, this article presents the main results obtained for generation agents during the first 12 months of the shadow period, as well as highlights the methodological improvements proposed by CCEE exclusively for generators, in addition to those with a broad impact on all classes of market agents.

Keywords:

Prudential Surveillance System; shadow period; risks.

1. INTRODUÇÃO

Mecanismos de Monitoramento Prudencial são amplamente utilizados no setor financeiro com vistas a garantir a solidez das instituições. Nesse contexto, em 2020 e 2021, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), por meio de carta¹ e notas técnicas², propôs soluções concretas para o fortalecimento da segurança do mercado de energia brasileiro, tendo como principal recomendação a criação de um processo de Monitoramento Prudencial inspirado no setor bancário (CCEE, 2024).

Como resultado do constante aprimoramento regulatório do setor e do diálogo contínuo com os agentes, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 1.072/2023 (REN 1.072/2023), que instituiu o período sombra do Monitoramento Prudencial no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), com início em 1º de novembro de 2023.

Durante a vigência do período sombra, a elegibilidade dos agentes, de acordo com cada classe, e frequência do envio das informações ocorre conforme a Tabela 1, sendo exigido dos agentes o compartilhamento dos seguintes dados (CCEE, 2023): total de contratos de compra e de contratos de venda consolidados, em reais e MW médios, em base mensal, para o mês atual e para o horizonte dos próximos 6 meses; previsão de geração em MW médios, em base mensal, para o mês atual e para o horizonte dos próximos 6 meses; previsão de consumo em MW médios, em base mensal, para o mês atual e para o horizonte dos próximos 6 meses; exposição das 5 maiores contrapartes, considerando a marcação a mercado total das operações que vencem nas próximas 3 contabilizações do mercado de curto prazo; receita proveniente de contratos do mercado regulado, em base mensal, para o mês atual e para os próximos 6 meses; e patrimônio líquido ajustado.

¹ CT-CCEE-0963/2020

² Nota Técnica nº 0086/2020 e Nota Técnica nº CCEE04925/2021

Tabela 1 – Elegibilidade e frequência de envio de informações por classe de agente

Classe do agente	Elegibilidade	Frequência do envio de informações
Comercializador	Elegível	Semanal
Gerador (Produtor Independente/Autoprodutor)	Elegível	Semanal
Consumidor (Livre e Especial)	Elegível	Mensal
Distribuidor	Não elegível	Não se aplica

Fonte: Elaboração própria

Dentre as informações recebidas e calculadas pela CCEE, em plataforma baseada na tecnologia de computação confidencial, apenas o fator de alavancagem (FA) dos agentes é considerado como dado público, sendo divulgado no site da Câmara (CCEE, 2023). O FA, de acordo com o Manual de Monitoramento Prudencial vigente, é calculado a partir da razão que reflete o quanto do patrimônio com liquidez de um agente, dentro de um horizonte de 7 meses, entre o mês atual e os 6 meses seguintes, está comprometido com resultados financeiros negativos na comercialização de energia elétrica ou sob risco causado exclusivamente pela volatilidade dos preços de energia – parcela denominada “risco de mercado” –, sendo representado pela seguinte equação:

$$FA_{\alpha,m,pd} = \max \left(0; \frac{RWA_{\alpha,m,pd} - RES_FIN_{\alpha,m,pd}}{PLA_{\alpha,m,pd}} \right)$$

Onde:

FA: fator de alavancagem

RES_FIN: resultado financeiro do agente para fins de monitoramento prudencial

RWA (risk-wieghted asset): somatório das parcelas de risco do agente

PLA: patrimônio líquido ajustado

“α” : agente

“m”: mês de apuração

“pd”: período de declaração (a depender da classe do agente)

Após os 12 primeiros meses do período sombra, a CCEE consolidou as informações coletadas e encaminhou à ANEEL, conforme determinação regulatória, um relatório com os principais resultados obtidos e propostas de aprimoramentos metodológicos para o Monitoramento Prudencial (CCEE, 2024).

2. RESULTADOS OBTIDOS DE AGENTES DE GERAÇÃO

Serão destacados, nesta seção, os principais resultados obtidos de agentes de geração no contexto do Monitoramento Prudencial durante os 12 primeiros meses do período sombra, focando no nível de alavancagem dos agentes geradores nesse período e na conformidade das informações compartilhadas com a CCEE.

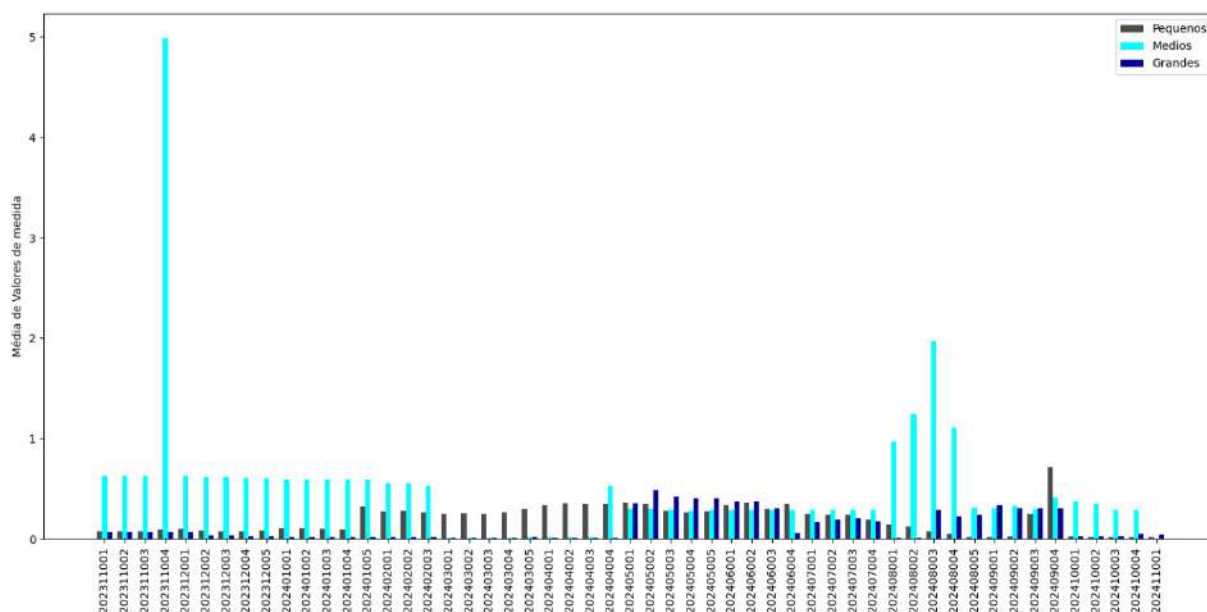
2.1 Nível de alavancagem dos agentes de geração durante os 12 primeiros meses do período sombra

Com a finalidade de melhor representar os FAs médios dos agentes geradores, utilizou-se o modelo estatístico *Gaussian Mixture Model* (GMM) para definir o agrupamento de geradores por porte, resultando nos seguintes grupos: grande porte (maior ou igual a 277,369 MWmédios), porte médio (entre 40,640 MWmédios e 277,369 MWmédios) e pequeno porte (até 40,640 MWmédios) (CCEE, 2024). O FA médio dos agentes geradores para cada um desses grupos, durante os 12 primeiros meses do período sombra, está representado na Figura 1.

Nota-se, a partir da Figura 1, que geradores de grande e pequeno porte assumiram, ao longo desse período, patamares de alavancagem inferiores aos geradores de médio porte. Adicionalmente, destaca-se que comportamentos pontuais, como o observado em novembro de 2023, foram identificados pela CCEE, tendo a Câmara atuado de forma a investigar as motivações que levaram às alterações do nível de alavancagem dos agentes e ainda prestado orientações ao corpo técnico e representantes dos agentes para que as informações declaradas no âmbito do Monitoramento Prudencial estivessem adequadas conforme a regulamentação vigente.

A CCEE, no relatório encaminhado à ANEEL após os 12 primeiros meses do período sombra, também apresentou maior abertura sobre a distribuição dos FAs dos geradores por porte e considerando outros parâmetros estatísticos, conforme Tabela 2, evidenciando a alta incidência de agentes com FA zerado, porém elevado desvio padrão, influenciado pela incidência de um conjunto menor de agentes com nível de alavancagem substancialmente acima do padrão médio encontrado no mercado.

Figura 1 – FA médio de geradores por porte



Fonte: CCEE, 2024

Tabela 2 – Estatísticas sobre o FA dos geradores

Categoria	Média	Desvio padrão	Percentil 25	Mediana	Percentil 75	Máximo
Pequeno	0,19	5,90	0	0	0,0003	1.301,14
Médio	0,51	8,55	0	0	0,0017	553,41
Grande	0,13	1,12	0	0	0,0032	14,97

Fonte: adaptado de CCEE (2024)

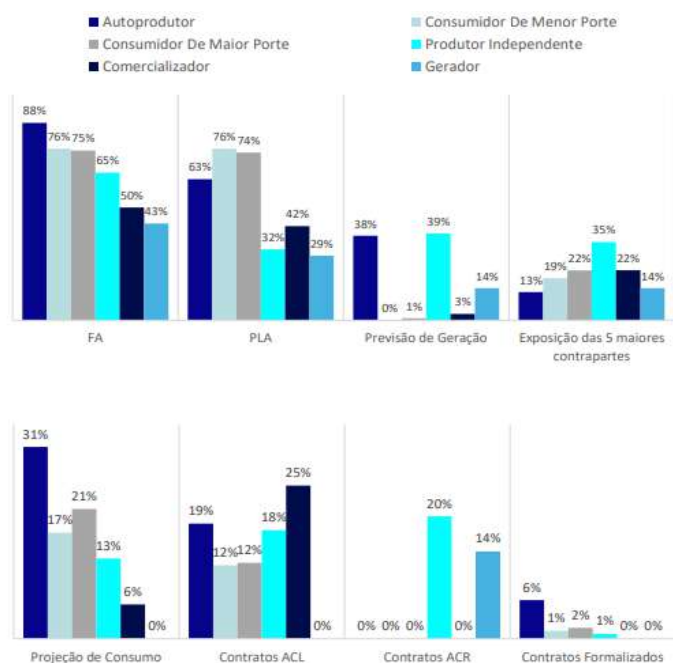
2.2 Conformidade das informações declaradas pelos agentes de geração

De acordo com o art. 135-D da REN 957/2021 (incluído pela REN 1.072/2023), a CCEE é responsável pela verificação amostral aleatória das informações submetidas pelos agentes no âmbito do Monitoramento Prudencial, durante o período sombra, devendo a Câmara verificar os dados enviados por até 10% dos agentes a cada 12 meses, escolhidos aleatoriamente por classe de agente.

Nesse contexto, a CCEE, no relatório encaminhado à ANEEL com os principais resultados dos 12 primeiros meses do período sombra, reportou os percentuais de não conformidades por parâmetro avaliado e classe de agente, conforme ilustrado pela Figura 2.

Para agentes de geração, depreende-se, a partir da Figura 2, que o FA de 88% dos autoprodutores, 65% dos produtores independentes e 43% dos geradores apresentaram não conformidade. Ao avaliar individualmente os parâmetros que compõem o fator de alavancagem dos agentes de geração, aqueles que se destacam com o maior índice de não conformidade são: Patrimônio Líquido Ajustado (PLA), para autoprodutores, com 63% de não conformidade; previsão de geração, para produtores independentes, com 39% de não conformidade; e PLA, para geradores, com 29% de não conformidade.

Figura 2 – Percentuais de não conformidades por parâmetro e classe de agente



Fonte: CCEE, 2024

3. APRIMORAMENTOS METODOLÓGICOS

A partir dos principais resultados obtidos durante os 12 primeiros meses do período sombra e do diálogo constante com a ANEEL e com os agentes do setor, a CCEE apresentou em novembro de 2024 propostas de aprimoramento para o Monitoramento Prudencial (CCEE, 2024). Logo, objetiva-se, com essa seção, introduzir os principais aprimoramentos recomendados pela CCEE, ao órgão regulador, com impactos para todas as classes de agente e, posteriormente, maior detalhamento sobre as melhorias sugeridas exclusivamente para agentes de geração no âmbito do Monitoramento Prudencial.

3.1 Aprimoramentos metodológicos sugeridos para todas as classes de agentes

Apresentadas as sugestões de aprimoramentos metodológicos exclusivas para agentes de geração, salienta-se que outras recomendações de aprimoramentos metodológicos foram apresentadas pela CCEE (2024), cujo efeito não está limitado aos agentes de geração, quais sejam:

- Horizonte de declaração: a CCEE recomendou a manutenção do horizonte de declaração de 7 meses (mês corrente até 6 meses adiante), além da implementação de um FA calculado por vértices sem publicização ao mercado. Exemplo: FA do mês M+0, M+1, M+2, etc.
- Parâmetros de cálculo do FA: em seu relatório com os principais resultados obtidos após os 12 primeiros meses do período sombra, a CCEE recomendou: (i) a adoção do *stress test* como métrica de risco adicional, com peso de 20%; (ii) manutenção do intervalo de confiança de 95% para cálculo do *value at risk* na parcela de risco de mercado; (iii) manutenção do multiplicador anticíclico (Kt) zerado; (iv) manutenção da metodologia *Exponentially Weighted Moving Average* (EWMA) na apuração da volatilidade histórica; e (v) manutenção de coeficiente de correlação entre vértices igual a 1.
- Risco de crédito: a CCEE também recomendou a adoção de uma parcela de risco de crédito diferente de zero para todos os agentes. A parcela, chamada de RWA_CRED, consolidará o risco de contrapartes e o risco da carteira varejista, se aplicável, assumido pelos agentes, a partir da marcação a mercado com as 5 maiores contrapartes de um agente e da potencial exposição no MCP causada pelo consumo dos representados em uma carteira varejista, ambos ponderados por suas respectivas probabilidades de default – que serão apuradas de acordo com a probabilidade associada ao *rating* de agência de crédito e *score* do Serasa, respectivamente – e deduzidas eventuais garantias financeiras em favor do agente declarante.

3.2 Participação dos agentes de geração na regulamentação definitiva

A CCEE recomenda que os agentes de geração continuem fornecendo informação para fins do Monitoramento Prudencial com frequência semanal, seguindo a elegibilidade e frequência descritas na Tabela 1. As justificativas são (CCEE, 2024):

- a. Os geradores possuem como função garantir lastro de energia para o mercado, sendo essencial para todos os demais agentes;
- b. Agentes de geração possuem flexibilidade de compra e venda de energia acima ou abaixo de sua garantia física, permitindo alavancagem e os tornando similares aos agentes comercializadores;
- c. Geradores enfrentam riscos operacionais que podem afetar a geração prevista, forçando-os a adquirir energia no mercado e expondo-os a situações de variação de preços, o que, em situações extremas, pode dificultar o cumprimento de seus contratos; e
- d. Em caso de desligamento de um gerador, a pilha de despacho pode sofrer alteração, impactando diretamente a formação de preços no mercado de curto prazo.

3.3 Precificação do recurso da geração

Definiu-se, no Manual de Monitoramento Prudencial vigente para o período sombra, que agentes de geração deveriam declarar o preço médio de seus recursos provenientes da geração com preço médio equivalente aos seus requisitos (contratos de venda).

Entretanto, foram observadas distorções significativas no cálculo do FA de agentes de geração em função da adoção dessa premissa, especialmente em casos em que o gerador adota estratégia de não comercializar 100% da sua energia, preservando um balanço energético positivo como uma forma de proteção (*hedge*). Nesse contexto, foram identificados dois tipos de distorção: (i) distorção no FA do agente de geração, com exposição positiva, por sobra de energia (proveniente da geração), que ao ser valorada pelo preço médio dos contratos de venda faz com que o resultado financeiro tenda a ficar negativo, prejudicando, dessa forma, o fator de alavancagem; e (ii) distorção no cálculo do preço médio do recurso, pela ausência de contratos de venda (100% da geração exposta positivamente no balanço energético) (CCEE, 2024).

Dessa forma, foram mapeadas pelo Comitê de Implementação do Monitoramento Prudencial³, implementado no contexto do Monitoramento Prudencial da CCEE, quatro situações de portfólio, conforme ilustrado na Figura 4, em que três apresentam distorções para os geradores, sendo eles:

- Caso 1: agente de geração com recurso maior do que requisito e preço de mercado inferior ao preço médio de venda do portfólio;
- Caso 2: agente de geração com recurso maior do que requisito, incluindo contrato de compra, e preço de mercado inferior ao preço médio de venda do portfólio;
- Caso 3: agente de geração sem contratos de venda; e
- Caso 4: agente de geração com recurso de geração inferior aos contratos de venda.

A CCEE, após a identificação dos referidos casos e suas distorções, buscou alternativas à metodologia vigente de precificação do recurso da geração, realizando simulações de Monte Carlo⁴ para geração aleatória de montantes de geração, volume de contratos de compra e venda, preços de contratos de compra e venda e preços de marcação a mercado da parcela descontratada. Logo, nas simulações computacionais foram testadas quatro metodologias distintas para precificação do recurso da geração (CCEE, 2024):

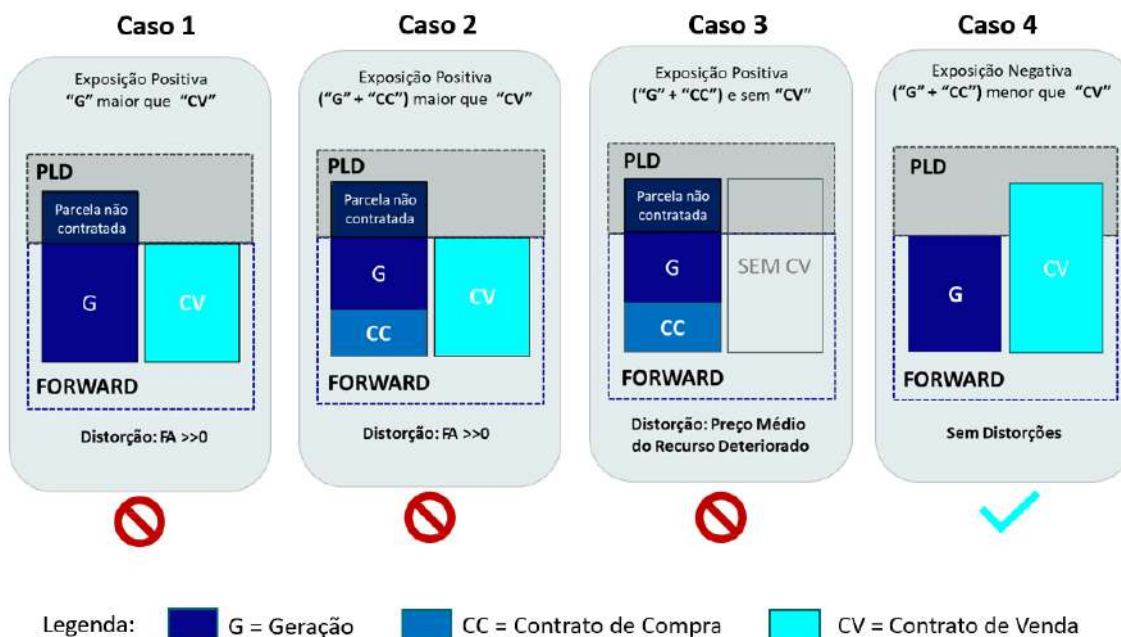
- a. Preço da geração igual a zero⁵;
- b. Preço médio da geração igual ao preço médio dos contratos de venda (metodologia atual);
- c. Preço da geração igual ao preço médio de requisito até o montante equivalente aos contratos de venda, sendo valorada a zero apenas o recurso excedente; e
- d. Preço da geração igual preço médio de requisito até o montante equivalente aos contratos de venda, sendo valorada ao PLDmín apenas o recurso excedente.

³ Comitê instituído pela CCEE com representantes das associações do setor para discutir e debater aprimoramentos relacionados a Segurança de Mercado, em especial o Monitoramento Prudencial

⁴ Utiliza-se de métodos estatísticos que se baseiam em amostragens aleatórias massivas para obter resultados numéricos. Em suma, utilizam a aleatoriedade de dados para gerar um resultado para problemas que a priori são determinísticos.

⁵ Metodologia inicialmente sugerida pela Nota Técnica CCEE04925/2021

Figura 4 – Casos abordados pelo Comitê de Monitoramento



Fonte: CCEE, 2024

A partir das simulações realizadas com portfólios simulando os casos descritos na Figura 4 e da comparação dos resultados obtidos entre as alternativas estudadas, a CCEE recomendou, em seu relatório publicado após os 12 primeiros meses do período sombra, a adoção da alternativa (d) como forma de precificação do recurso da geração. Essa solução resultaria em um cálculo intermediário para o FA dos agentes, apontando para resultados entre a alternativa (a), que subestima o nível de alavancagem dos agentes de geração, e a alternativa (b), vigente durante o período sombra, de forma a minimizar as distorções previamente relatadas (CCEE, 2024).

3.4 Cálculo do PLA para agentes de geração

Conforme descrito na seção introdutória desse artigo, o PLA é utilizado como base para o cálculo do FA, sendo o patrimônio líquido ajustado do agente utilizado para fins de comparação com eventuais prejuízos e valores em risco na carteira dos agentes declarantes no âmbito do Monitoramento Prudencial.

De forma a possibilitar que o PLA reflita com precisão a capacidade de pagamento de um agente, e de acordo com o Manual de Monitoramento Prudencial, anexo à REN 1.072/2023, em seu capítulo 5, anexo I, são deduzidos do patrimônio líquido do agente as seguintes contas contábeis: *goodwill* (ágio), ativos intangíveis, participações societárias em empresas sujeitas ao Monitoramento Prudencial, créditos tributários, imóveis e fundos imobiliários, despesas antecipadas e dívidas subordinadas.

Contudo, como fruto das análises realizadas pela CCEE ao longo dos 12 primeiros meses do período sombra, foram sugeridos aprimoramentos no cálculo do PLA para todas as classes de agentes. Especificamente para agentes de geração, as propostas de aperfeiçoamento podem ser visualizadas a

partir da Tabela 3, sendo que as alterações sugeridas ocorrerão nas seguintes contas: ativos intangíveis, imóveis rurais ou urbanos e fundos de investimentos imobiliários com lastros em imóveis rurais ou urbanos; dívidas subordinadas (ativo e passivo); marcação a mercado dos contratos de energia.

Adicionalmente, cumpre ressaltar que a CCEE também recomendou cálculo alternativo do FA para agentes com PLA declarado negativo, que atualmente, durante o período sombra, resulta na incapacidade de cálculo do nível de alavancagem dos agentes. A proposta apresentada pela CCEE (2024) está descrita na equação abaixo:

$$FA_{\alpha,m,pd} = \frac{RWA_{\alpha,m,pd} + Passivos_{\alpha,m,pd} - RES_FIN_{\alpha,m,pd}}{Ativos_{\alpha,m,pd} - Deduções_{\alpha,m,pd}}$$

Onde:

FA: fator de alavancagem

RWA (risk-wieghted asset): somatório das parcelas de risco do agente

Passivos: Passivos

Ativos: Ativos

RES_FIN: resultado financeiro do agente para fins de monitoramento prudencial

Deduções: Deduções conforme Manual de Monitoramento Prudencial

“α” : agente

“m”: mês de apuração

“pd”: período de declaração (a depender da classe do agente)

Tabela 3 – Proposta de melhoria nas deduções aplicadas ao cálculo do PLA de agentes de geração

Dedução	Proposta
Goodwill (ágio)	Deduzir
Ativos intangíveis	Não deduzir
Participações em outras empresas do setor	Deduzir
Créditos tributários	Deduzir
Imóveis rurais ou urbanos e fundos de investimentos imobiliários com lastros em imóveis rurais ou urbanos	Não deduzir
Despesas antecipadas	Deduzir
Dívidas subordinadas (ativo)	Deduzir
Dívidas subordinadas (passivo)	Deduzir
MtM Contratos de Energia	Deduzir

Legenda: Verde – sem alterações; vermelho – alterado da base passada; azul – inclusão da conta

Fonte: adaptado de CCEE (2024)

4. CONCLUSÃO

Conforme exposto ao longo do artigo, os 12 primeiros meses do período sombra do Monitoramento Prudencial foram essenciais para que a CCEE, em posse dos resultados obtidos nesse período e do diálogo contínuo com os agentes e entidades do setor, propusesse uma série de aprimoramentos à metodologia vigente do mecanismo, não limitada à categoria de geração, visando o aperfeiçoamento do FA e dos passos intermediários que levam ao cálculo desse indicador.

A análise dos Fatores de Alavancagem (FA) dos geradores ao longo desse período revelou não apenas padrões distintos entre portes, mas também distorções importantes decorrentes de premissas metodológicas que não captavam adequadamente as estratégias operacionais e comerciais típicas dos geradores, como a manutenção de sobras de energia de geração ou a ausência de contratos de venda.

Nesse sentido, os aprimoramentos metodológicos propostos pela CCEE buscaram refletir com maior fidelidade a realidade desses agentes, com destaque para: (i) a revisão da metodologia de precificação dos recursos de geração, (ii) o aperfeiçoamento das regras de cálculo do patrimônio líquido ajustado (PLA),

e (iii) a manutenção da elegibilidade e da frequência semanal de envio de informações por parte dos geradores, dada sua relevância sistêmica.

Essas mudanças visam mitigar distorções na mensuração do risco de mercado dos geradores e garantir maior coerência na comparação entre diferentes classes de agentes. Ao propor tais aperfeiçoamentos, a CCEE reafirma o compromisso com um Monitoramento Prudencial tecnicamente robusto, proporcional aos riscos assumidos pelos geradores e essencial para a segurança do mercado de curto prazo.

REFERÊNCIAS

CCEE. Manual de Monitoramento Prudencial. 2023.

CCEE. Relatório Monitoramento Prudencial – Período Sombra. 2024.

EasyTUST: Solução Digital para Automação e Conformidade na Gestão da TUST no Setor Eólico Brasileiro

Bruno do Carmo Bastos, Felipe José Alves da Silva

POLLVO LICENCIAMENTO E DESENVOLVIMENTO DE SOFTWARE LTDA

Bruno.bastos@pollvo.com, Felipe.jose@pollvo.com

RESUMO

A Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) é um encargo regulatório de alta complexidade no setor elétrico brasileiro, exigindo gestão meticulosa e gerando riscos operacionais e financeiros quando não administrada eficientemente. Este artigo apresenta o EasyTUST, uma plataforma digital inovadora que automatiza significativamente o processo de apuração e controle da TUST, oferecendo ganhos substanciais em eficiência, compliance e redução de custos. A solução é particularmente relevante para o setor eólico brasileiro, que, apesar de seu crescimento acelerado e sua posição de destaque no cenário global (ABEEólica, s.d.) enfrenta desafios regulatórios e operacionais crescentes. O presente trabalho discute o panorama atual do setor eólico no Brasil, as ineficiências inerentes à gestão manual da TUST, os diferenciais tecnológicos do EasyTUST e os impactos mensuráveis de sua implementação na gestão operacional, fiscal e regulatória das empresas.

Palavras-chaves:

TUST; Compliance; Eficiência; Setor Elétrico

ABSTRACT

The Transmission System Usage Tariff (TUST) is a highly complex regulatory charge in the Brazilian electricity sector, requiring meticulous management and generating operational and financial risks when not administered efficiently. This article presents EasyTUST, an innovative digital platform that significantly automates the TUST calculation and control process, offering substantial gains in efficiency, compliance, and cost reduction. The solution is particularly relevant for the Brazilian wind sector, which, despite its rapid growth and prominent position on the global stage (ABEEólica, n.d.), faces increasing regulatory and operational challenges. This paper discusses the current landscape of the wind sector in Brazil, the inefficiencies inherent in manual TUST management, the technological advantages of EasyTUST, and the measurable impacts of its implementation on the operational, fiscal, and regulatory management of companies.

Keywords:

TUST; Compliance; Efficiency; Electric Sector

1. INTRODUÇÃO

O setor eólico brasileiro tem demonstrado um crescimento notável, consolidando-se como um pilar fundamental na matriz energética nacional. Em 2024, o Brasil alcançou a 5ª posição no ranking mundial de capacidade total instalada de energia eólica onshore, com 33,7 GW, e adicionou 3,27 GW em novas instalações (ABEEólica, s.d.). Este avanço, contudo, vem acompanhado de uma crescente complexidade regulatória e operacional, especialmente no que tange à gestão de encargos como a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST). A TUST, embora essencial para a remuneração da infraestrutura de transmissão, é frequentemente gerenciada por processos manuais, fragmentados e suscetíveis a erros, resultando em ineficiências, falta de transparência e potenciais penalidades regulatórias.

Neste contexto, a digitalização emerge como uma estratégia imperativa para otimizar a gestão no setor elétrico. A adoção de tecnologias avançadas, como monitoramento em tempo real, plataformas de gestão de energia, automação de processos e inteligência artificial, tem transformado a gestão e o consumo de energia, promovendo maior eficiência, transparência e redução de custos (SHIMADA, 2025). O EasyTUST, desenvolvido pela Pollvo, surge como uma resposta tecnológica a essa demanda, propondo uma abordagem moderna e segura para a gestão da TUST. A plataforma visa automatizar de ponta a ponta a apuração, conferência, integração e conciliação desse encargo, liberando recursos e mitigando riscos para os agentes do setor eólico.

Este artigo está estruturado da seguinte forma: a Seção 2 aborda a fundamentação teórica e o contexto regulatório da TUST no Brasil, com uma revisão da literatura sobre digitalização regulatória. A Seção 3 detalha a metodologia e a proposta de solução do EasyTUST, descrevendo suas funcionalidades e tecnologias. A Seção 4 apresenta os resultados obtidos em testes-piloto. A Seção 5 discute a relevância do EasyTUST para os desafios específicos do setor eólico. Finalmente, a Seção 6 apresenta as conclusões e as contribuições científicas do trabalho.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA E CONTEXTO REGULATÓRIO

A Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) é um componente crucial do arcabouço regulatório do setor elétrico brasileiro, instituída para remunerar o uso da Rede Básica de transmissão. Sua gestão é complexa, envolvendo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) na regulamentação e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) na operacionalização, por meio do Programa Nodal (IMPORTÂNCIA DAS TARIFAS..., 2025). A complexidade é amplificada pelo dinamismo do mercado, especialmente no ambiente de comercialização livre, e pela rigorosidade das exigências de compliance fiscal.

A literatura recente tem enfatizado a importância da digitalização e automação de processos regulatórios no setor elétrico. Oliveira (2022) e ABRACEEL (2023), citados no artigo original, destacam a automação e a centralização de dados como pilares para a melhoria da governança regulatória. A digitalização no setor elétrico não se limita à eficiência energética e redução de custos; ela impulsiona a criação de novos modelos de negócios, a sustentabilidade e o cumprimento de metas ESG, além de contribuir para a transparência e conformidade regulatória ao fornecer dados precisos e em tempo real (SHIMADA, 2025).

No contexto específico do setor eólico, a gestão da TUST apresenta desafios adicionais. A descentralização dos ativos e a multiplicidade de agentes envolvidos na cadeia de valor da energia eólica exigem ferramentas que garantam não apenas a eficiência operacional, mas também a conformidade regulatória e fiscal. A ausência de padronização das informações, a dificuldade de integração com interfaces de pagamento e fiscal, e o excesso de intervenção manual são limitações que resultam em falta de confiabilidade, atrasos e alta probabilidade de erros (POLLVO, 2025). Esses problemas podem levar a autuações e retrabalhos, impactando diretamente a sustentabilidade financeira dos empreendimentos eólicos.

2.1. A TUST no Setor Eólico

Para geradoras eólicas, a TUST representa um custo fixo e inevitável. O cálculo e o pagamento da TUST são baseados em simulações do Programa Nodal, que considera a configuração da rede, linhas de transmissão, subestações, geração e carga, além da Receita Anual Permitida (RAP) (IMPORTÂNCIA DAS TARIFAS..., 2025). A precisão nesse processo é vital para evitar discrepâncias que podem gerar multas e sanções. A complexidade aumenta com a necessidade de conciliar dados de múltiplas fontes, como o ONS e as transmissoras, e integrá-los com os sistemas fiscais e financeiros internos das empresas.

2.2. Desafios da Gestão Tradicional da TUST

A gestão tradicional da TUST é caracterizada por:

- **Alta granularidade e volume de pagamentos:** A quantidade de informações e transações é vasta, tornando o controle manual propenso a falhas.
- **Dificuldade de integração:** A falta de interoperabilidade entre os sistemas do ONS, transmissoras e os ERPs internos das empresas gera silos de informação.
- **Ausência de padronização:** A diversidade de formatos e a falta de um padrão unificado para as informações dificultam a automação e a conciliação.
- **Dinamismo regulatório:** As constantes mudanças nas bases de transmissoras e nos processos de cobrança exigem adaptação contínua, o que é oneroso para processos manuais.
- **Excesso de intervenção manual:** A dependência de tarefas manuais resulta em alto custo operacional, morosidade e maior incidência de erros (POLLVO, 2025).

Esses desafios ressaltam a necessidade de uma solução tecnológica que possa mitigar os riscos associados à gestão da TUST, garantindo maior precisão, agilidade e conformidade para as empresas do setor eólico.

3. METODOLOGIA E PROPOSTA DE SOLUÇÃO

A Pollvo desenvolveu o EasyTUST com base em uma abordagem robusta de Business Process Automation (BPA), integrando tecnologias de ponta para otimizar a gestão da TUST. A solução é entregue em modelo Software as a Service (SaaS), garantindo escalabilidade, segurança e acessibilidade. A implantação do sistema é estruturada em seis etapas, desde a definição do escopo até a operação assistida, assegurando uma transição suave e eficiente para os clientes (POLLVO, 2025).

As tecnologias centrais que sustentam o EasyTUST incluem (POLLVO, 2025):

- **Robotic Process Automation (RPA):** Robôs são empregados para automatizar a importação, validação e gravação de informações no banco de dados. Isso elimina a necessidade de intervenção manual em tarefas repetitivas e volumosas, como a coleta de dados de diversas fontes regulatórias e de transmissoras.
- **Optical Character Recognition (OCR):** Ferramenta essencial para extrair informações de documentos não estruturados, como PDFs e arquivos de texto, e convertê-los em dados utilizáveis para o banco de dados do sistema. Isso é crucial para processar faturas e comunicados que chegam em formatos variados.
- **Business Process Management Suite (BPMS):** Responsável pelo controle e orquestração dos processos, gerenciando prazos, periodicidade de execução e alterações de status. O BPMS garante que todas as etapas da gestão da TUST sejam executadas de forma sequencial e conforme as regras de negócio e regulatórias.

3.1. Funcionalidades Centrais do EasyTUST

O EasyTUST oferece um conjunto abrangente de funcionalidades projetadas para cobrir todo o ciclo de vida da gestão da TUST (POLLVO, 2025):

- **Captura Automatizada de Dados:** O sistema automatiza a coleta de dados da TUST e encargos correlatos, provenientes de diversas fontes, incluindo o ONS e as transmissoras. Isso garante que as informações estejam sempre atualizadas e precisas.
- **Validação e Conciliação Automatizadas:** Realiza a validação e conciliação dos dados capturados com as bases do ONS e das transmissoras, identificando inconsistências e divergências de forma proativa. Isso minimiza erros e retrabalhos, que são comuns em processos manuais.
- **Conciliação com Dados Financeiros, Fiscais e Operacionais:** Integração nativa com ERPs fiscais e financeiros, permitindo a conciliação dos dados da TUST com as informações contábeis e fiscais da empresa. Isso assegura a conformidade fiscal e a precisão dos pagamentos.
- **Dashboards para Gestão em Tempo Real:** Oferece painéis de controle intuitivos que proporcionam visibilidade em tempo real sobre o status da gestão da TUST, permitindo o acompanhamento de pendências e a tomada de decisões estratégicas.
- **Banco de Dados Estruturado:** Mantém um banco de dados robusto e estruturado com todas as informações recebidas e processadas, facilitando a rastreabilidade, auditoria e gerenciamento de dados históricos. Isso é fundamental para a conformidade regulatória e para análises futuras.

O EasyTUST é uma solução completa que visa transformar a gestão da TUST de um processo manual e propenso a erros em um fluxo de trabalho automatizado, eficiente e transparente, liberando recursos humanos para atividades de maior valor agregado. Sua arquitetura em nuvem (AWS) garante alta disponibilidade e segurança, com manutenção e infraestrutura inclusas no valor mensal de uso.

4. RESULTADOS

Testes e implementações do EasyTUST em clientes-piloto demonstraram resultados expressivos e mensuráveis, validando a eficácia da plataforma na otimização da gestão da TUST. Os principais resultados incluem (POLLVO, 2025)

- **Automação de Tarefas:** O EasyTUST é capaz de automatizar até 95% das tarefas rotineiras e repetitivas relacionadas à gestão da TUST. Isso inclui a coleta de dados, validação, conciliação e integração com sistemas internos, liberando equipes para atividades mais estratégicas e analíticas.
- **Redução do Tempo de Trabalho Manual:** Houve uma redução de até 90% no tempo de trabalho manual alocado ao processo de gestão da TUST. Essa otimização de tempo se traduz em maior produtividade e menor custo operacional.
- **Eliminação de Inconsistências e Erros:** A automação e a validação rigorosa dos dados pelo EasyTUST eliminam inconsistências e erros manuais que frequentemente resultam em autuações, retrabalhos e perdas financeiras. A precisão dos dados garante a conformidade regulatória e fiscal.
- **Melhora da Visibilidade e Controle Regulatório:** A plataforma proporciona uma visibilidade aprimorada e um controle regulatório mais efetivo sobre o encargo da TUST. Os dashboards em tempo real permitem que os gestores acompanhem o status dos processos e identifiquem rapidamente quaisquer desvios ou pendências.
- **Redução de Custos Operacionais:** A eficiência gerada pela automação e pela redução de erros resulta em uma diminuição de até 70% no custo operacional total da gestão da TUST. Essa economia representa um benefício financeiro significativo para as empresas, especialmente em um cenário de margens apertadas.

Esses resultados corroboram a capacidade do EasyTUST de transformar a gestão da TUST, tornando-a mais eficiente, precisa e menos onerosa, e reforçam sua relevância para o setor elétrico brasileiro, em particular para o setor eólico, que busca otimização e conformidade em um ambiente regulatório complexo.

5. DISCUSSÃO

O setor eólico brasileiro, apesar de seu crescimento robusto e sua importância estratégica para a matriz energética nacional, enfrenta desafios intrínsecos que demandam soluções inovadoras. A descentralização dos ativos de geração, a multiplicidade de agentes envolvidos na cadeia de valor e a crescente complexidade do mercado livre de energia exigem que as empresas adotem ferramentas que garantam não apenas a eficiência operacional, mas também a estrita conformidade regulatória e fiscal. Nesse cenário, o EasyTUST se posiciona como uma ferramenta estratégica que contribui diretamente para a superação desses desafios.

A automação proporcionada pelo EasyTUST, por meio de tecnologias como RPA, OCR e BPMS, é fundamental para mitigar os riscos associados à gestão manual da TUST. A eliminação de erros e inconsistências, a redução do tempo de trabalho manual e a melhoria da visibilidade e controle regulatório são benefícios que se traduzem em ganhos financeiros e operacionais significativos. A capacidade de integrar dados de diversas fontes e conciliar informações com os sistemas fiscais e financeiros internos das empresas é um diferencial competitivo que assegura a precisão e a rastreabilidade dos processos, elementos cruciais para auditorias e para a tomada de decisões estratégicas.

Além dos benefícios diretos na gestão da TUST, o EasyTUST potencializa a digitalização do setor elétrico, alinhando-se às diretrizes nacionais de modernização e às tendências globais de descarbonização, descentralização e digitalização. Ao fornecer uma plataforma que centraliza e padroniza as informações, o EasyTUST apoia a criação de um ambiente de dados mais transparente e acessível, facilitando a análise e o planejamento estratégico. Isso permite que as empresas do setor eólico se concentrem em seu core business, enquanto a gestão de encargos regulatórios é otimizada por uma solução tecnológica confiável e eficiente.

A relevância do EasyTUST para o setor eólico se manifesta em diversos aspectos:

- **Mitigação de Riscos Regulatórios e Fiscais:** A automação e a validação de dados reduzem drasticamente a probabilidade de erros que poderiam levar a multas e sanções por parte dos órgãos reguladores.
- **Otimização de Recursos:** A redução do tempo de trabalho manual libera equipes para atividades de maior valor agregado, como análise de mercado, desenvolvimento de novos projetos e otimização da operação dos parques eólicos.
- **Melhora da Governança Corporativa:** A transparência e a rastreabilidade dos processos de gestão da TUST contribuem para uma governança corporativa mais robusta, aumentando a confiança de investidores e stakeholders.
- **Apoio à Tomada de Decisão:** Os dashboards em tempo real e o banco de dados estruturado fornecem informações precisas e atualizadas, permitindo que os gestores tomem decisões mais informadas e estratégicas.
- **Escalabilidade e Adaptabilidade:** A arquitetura SaaS do EasyTUST e sua capacidade de se adaptar a mudanças regulatórias garantem que a solução permaneça relevante e eficaz à medida que o setor eólico continua a evoluir.

Em suma, o EasyTUST não é apenas uma ferramenta para a gestão da TUST; é um catalisador para a transformação digital no setor eólico brasileiro, promovendo maior eficiência, conformidade e sustentabilidade em um ambiente cada vez mais competitivo e regulado.

5.1. Expansão e Adaptabilidade da Solução para Outras Indústrias

A arquitetura tecnológica do EasyTUST, fundamentada em Robotic Process Automation (RPA), Optical Character Recognition (OCR) e Business Process Management Suite (BPMS), confere à solução uma notável adaptabilidade e escalabilidade, permitindo sua expansão para além do setor elétrico e eólico. Os princípios de automação e inteligência artificial empregados na gestão da TUST são universalmente aplicáveis a qualquer indústria que enfrente desafios complexos de compliance regulatório, fiscal e legal, com o objetivo de mitigar custos e otimizar processos.

Em diversos setores, a conformidade regulatória é um fardo operacional e financeiro significativo. A automação de processos, impulsionada por IA e RPA, tem se mostrado uma ferramenta poderosa para enfrentar esses desafios. Por exemplo, no setor financeiro, a IA e o RPA são utilizados para automatizar a detecção de fraudes, a análise de transações para compliance com regulamentações como KYC (Know Your Customer) e AML (Anti-Money Laundering), e a geração de relatórios regulatórios (INTELIGÊNCIA artificial e conformidade regulatória, 2025). A capacidade de processar grandes volumes de dados, identificar padrões e anomalias, e automatizar a documentação de conformidade é um diferencial que reduz riscos e custos operacionais (RPA in Manufacturing, s. d.).

No âmbito fiscal e tributário, a automação com IA e RPA está revolucionando a forma como as empresas lidam com suas obrigações. Ferramentas baseadas em IA automatizam a coleta, análise e interpretação de dados contábeis e fiscais, otimizando processos e reduzindo a probabilidade de erros humanos que podem resultar em multas e sanções (AUTOMAÇÃO Tributária com IA: Otimize Processos Contábeis, 2025). A adaptabilidade dos robôs de RPA permite que sejam configurados para lidar com a validação de livros digitais, comparação de apurações e outras tarefas fiscais complexas, independentemente do setor de atuação da empresa (AUTOMAÇÃO tributária: Ferramentas de IA e RPA que vão revolucionar sua contabilidade até 2025, s. d.).

A flexibilidade dos motores de IA e RPA do EasyTUST reside na sua capacidade de serem rapidamente adaptados para diferentes conjuntos de regras regulatórias e formatos de dados. O core da solução – captura automatizada, validação, conciliação e integração de dados – pode ser reconfigurado para atender às especificidades de outras tarifas, impostos ou obrigações regulatórias em indústrias como telecomunicações, saneamento, saúde, ou até mesmo em grandes corporações com complexas estruturas fiscais. A mitigação de custos fiscais e legais é um benefício direto dessa adaptabilidade, pois a automação reduz a necessidade de intervenção manual intensiva e minimiza a ocorrência de erros que geram passivos.

Além disso, a crescente movimentação legislativa e regulatória em torno da Inteligência Artificial (MATTOS FILHO, 2025) reforça a necessidade de soluções que não apenas utilizem IA, mas que também sejam projetadas com a conformidade em mente. O EasyTUST, ao focar na transparência e rastreabilidade dos processos automatizados, está alinhado com as diretrizes de uma regulação equilibrada da IA, que busca fortalecer o desenvolvimento tecnológico ao mesmo tempo em que assegura segurança e responsabilidade (BRASIL, Ministério da Fazenda, 2025).

Em síntese, a base tecnológica do EasyTUST transcende a aplicação específica da TUST no setor elétrico. Sua capacidade de automatizar processos regulatórios complexos, mitigar riscos fiscais e legais, e se adaptar a diferentes contextos regulatórios e setoriais, posiciona-o como uma solução promissora para a transformação digital e a otimização da conformidade em um vasto leque de indústrias.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS, CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O EasyTUST representa uma inovação de grande relevância e aplicabilidade para o setor eólico brasileiro, oferecendo uma solução digital que aborda de forma eficaz os desafios complexos inerentes à gestão da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST). A plataforma demonstra um potencial transformador ao automatizar processos críticos, reduzir custos operacionais e mitigar riscos regulatórios e fiscais, contribuindo significativamente para a profissionalização da gestão de encargos regulatórios no setor elétrico.

As contribuições do EasyTUST são multifacetadas:

- **Profissionalização da Gestão de Encargos Regulatórios:** Ao substituir processos manuais por fluxos de trabalho automatizados e integrados, o EasyTUST eleva o nível de precisão e confiabilidade na apuração e controle da TUST, promovendo uma gestão mais profissional e estratégica.
- **Redução Significativa de Custos Operacionais e Riscos:** A automação de até 95% das tarefas e a redução de até 90% do tempo de trabalho manual resultam em uma diminuição substancial dos custos operacionais. Além disso, a eliminação de erros e inconsistências minimiza os riscos de autuações e retrabalhos, protegendo a saúde financeira das empresas.
- **Aumento do Compliance e da Transparência:** A validação automatizada e a conciliação de dados com as bases do ONS e das transmissoras garantem a conformidade com as exigências regulatórias. A visibilidade em tempo real e o banco de dados estruturado promovem maior transparência em todo o processo.
- **Viabilização de Processos Auditáveis, Rastreáveis e Integrados:** A capacidade de registrar e rastrear todas as transações e informações relacionadas à TUST em um ambiente centralizado e seguro facilita auditorias e assegura a integridade dos dados, um requisito fundamental em um ambiente regulado.

Em suma, o EasyTUST é uma solução escalável e adaptável, pronta para responder rapidamente às mudanças regulatórias e às crescentes demandas do setor eólico. Sua implementação não apenas otimiza a gestão da TUST, mas também impulsiona a digitalização e a modernização do setor elétrico brasileiro, consolidando-se como um diferencial competitivo para as empresas que buscam eficiência, conformidade e sustentabilidade em suas operações.

Como recomendações, sugere-se que estudos futuros aprofundem a avaliação do impacto do EasyTUST, tanto do ponto de vista econômico, analisando reduções de custos operacionais, retrabalhos e riscos regulatórios, quanto do ponto de vista organizacional, investigando sua influência na governança, compliance e transparência corporativa. Pesquisas comparativas com outras soluções digitais podem identificar melhores práticas e limitações na automação de processos de gestão da TUST, enquanto análises sobre a escalabilidade da plataforma poderiam explorar sua aplicabilidade a outros segmentos do setor elétrico e a diferentes tipos de encargos regulatórios. Ademais, a integração do EasyTUST com inteligência artificial e ferramentas analíticas avançadas merece atenção, visando aprimorar a previsão de inconsistências, otimizar fluxos de trabalho e apoiar a tomada de decisão estratégica em tempo real. Estudos sobre os desafios de implementação e adoção, incluindo resistência à mudança, capacitação de equipes e interoperabilidade com sistemas existentes, seriam relevantes para orientar estratégias de sucesso na implementação da ferramenta. Por fim, pesquisas longitudinais poderiam examinar os efeitos da digitalização promovida pelo EasyTUST na sustentabilidade operacional, na inovação contínua e na adaptação a possíveis mudanças regulatórias, contribuindo para consolidar práticas mais eficientes, transparentes e estratégicas no setor elétrico brasileiro.

REFERÊNCIAS

ABEEólica – Associação Brasileira de Energia Eólica. Brasil sobre uma posição e fica em 5º lugar no Ranking Mundial de Energia Eólica. Disponível em: <https://abeeolica.org.br/brasil-sobre-uma-posicao-e-fica-em-5o-lugar-no-ranking-mundial-de-energia-eolica/>. Acesso em: 29 jul. 2025.

AUTOMAÇÃO tributária: ferramentas de IA e RPA que vão revolucionar sua contabilidade até 2025. Cosmos Advisors [s. l.], [s. d.]. Disponível em: <https://cosmosadvisors.com.br/automatizacao-tributaria-ferramentas-de-ia-e-rpa-que-vaio-revolucionar-sua-contabilidade-ate-2025/>. Acesso em: 29 jul. 2025.

AUTOMAÇÃO tributária com IA: otimize processos contábeis. IURE Digital [s. l.], 17 jun. 2025. Disponível em: <https://iure.digital/blog/automacao-tributaria-com-ia-otimize-processos-contabeis/>. Acesso em: 29 jul. 2025.

BRASIL. Ministério da Fazenda. Regulação equilibrada da inteligência artificial ajudará a fortalecer o novo ciclo de desenvolvimento do País. Gov.br – Ministério da Fazenda, Brasília, 5. jun. 2025. Disponível em: <https://www.gov.br/fazenda/pt-br/assuntos/noticias/2025/junho/regulacao-equilibrada-da-inteligencia-artificial-ajudara-a-fortalecer-o-novo-ciclo-de-desenvolvimento-do-pais>. Acesso em: 29 jul. 2025.

Importância das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST). Disponível em: <https://partnerenergy.com.br/glossario/importancia-tarifas-uso-sistema-transmissao-tust/>. Acesso em: 29 jul. 2025

INTELIGÊNCIA artificial e conformidade regulatória. Sudeste Online, [s. l.], [s. d.]. Disponível em: <https://sudesteonline.com.br/inteligencia-artifical-e-conformidade-regulatoria/>. Acesso em: 29 jul. 2025.

MATTOS FILHO. Inteligência Artificial: movimentações legislativas e regulatórias no primeiro semestre de 2025. Único — Portal de notícias do Escritório Mattos Filho, São Paulo, 10 jul. 2025. Atualizado em 14 jul. 2025. Disponível em: <https://www.mattosfilho.com.br/unico/ia-movimentacoes-2025/>. Acesso em: 29 jul. 2025.

POLLVO. EasyTust: Solução Digital para Automação e Conformidade no Pagamento da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) no Setor Eólico Brasileiro. Apresentação Comercial. 2025.

RPA in manufacturing. Kanerika Blog [s. l.], [s. d.]. Disponível em: <https://kanerika.com/blogs/rpa-in-manufacturing/>. Acesso em: 29 jul. 2025.

SHIMADA, Keith. Digitalização no setor elétrico: o que é, benefícios e impactos para empresas. Com.brEDP Energia, 18 jun. 2025. Disponível em: <https://solucoes.edp.com.br/blog/digitalizacao-no-setor-eletrico/>. Acesso em: 15 set. 2025