

Análise do Impacto Econômico de Cortes de Geração em Usinas Eólicas

Júlia Brandão Salles

Trabalho final da disciplina Fontes Renováveis de Energia

Programa de Planejamento Energético 2023/02

Resumo

No Brasil a inserção de fontes de energia renováveis no Sistema Interligado Nacional (SIN) tem provocado uma série de discussões e revisões nas estratégias de planejamento e operação. Neste contexto, as restrições operativas designadas por curtailment ou constrained-off têm crescido à medida que a geração de energia eólica e solar, principalmente distribuída, tem criado gargalos para o setor de transmissão. Este trabalho tem como objetivo avaliar o impacto econômico dos cortes de geração em usinas eólicas na subestação (SE) Morro do Chapéu II, localizada no Estado da Bahia. Assim, foram avaliados: os níveis de restrições, as razões associadas, os mecanismos regulatórios de compensação previstos atualmente e os impactos financeiros estimados.

Palavras-chave: Curtailment, Geração de Energia Eólica, Geração de Energia Solar.

1. Introdução

A geração de energia de fontes renováveis, especificamente solar e eólica, aumentou significativamente no Brasil devido a políticas de incentivos e estímulo ao desenvolvimento industrial, associadas ao enorme potencial de recursos nas regiões Nordeste e Sudeste do país. A inserção dessas fontes traz consigo desafios tecnológicos relacionados à integração ao sistema elétrico, devido à sua variabilidade e limitações de previsibilidade. O Sistema Interligado Nacional (SIN) é estruturado com base na matriz hidrelétrica, considerando, em seu planejamento e operação, as previsões pluviométricas para as estimativas dos níveis dos reservatórios e a gestão dos fluxos de atendimento à demanda energética.

As restrições operacionais têm sido amplamente discutidas no mercado e no estabelecimento da regulamentação, com foco na cobertura dos eventos de vertimento, que são comuns em períodos de seca. Esses eventos são classificados: em vertimentos em que a energia que a usina poderia gerar é desperdiçada porque o reservatório está cheio e não

há capacidade de escoamento adicional no sistema; ou em cenários em que a carga já está sendo atendida por fontes de despacho prioritário, com custo marginal zero, como as eólicas.

A alternativa comercial que se apresenta para as usinas hidrelétricas é a participação no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) e o compartilhamento dos cortes. Criando, dessa maneira, uma diferença entre os cortes físicos aplicados às usinas e o impacto comercial desses cortes.

Nos últimos anos, o desbalanceamento entre oferta e demanda de energia tem intensificado os cortes de geração de energia eólica e solar, impactando negativamente a receita desses empreendimentos. O esgotamento dos recursos de controle de estabilidade de tensão e frequência do sistema de transmissão também se apresenta como um agravante. Isto ocorre principalmente, nas regiões do país que concentram o maior potencial de geração de energia solar. Consequentemente, a maior parte da capacidade instalada de usinas solares no Brasil e nas regiões de interligação entre áreas exportadoras de energia e as regiões com consumo potencial.

Os operadores do sistema frequentemente distinguem entre as diversas causas das restrições para fins de compensação dos geradores e contabilidade do sistema, e as definições de restrição podem variar.

O sistema de distribuição, por sua vez, não enfrenta os mesmos desafios de controle de geração, permitindo que as fontes de Geração Distribuída (GD) escoem sua energia diretamente para o sistema, suprimindo a carga local e impactando a percepção de demanda do SIN. No entanto, as usinas conectadas ao SIN enfrentam cortes de geração significativos.

Assim, a geração distribuída representa um fator adicional de complexidade para as previsões de cortes de geração por razões energéticas, uma vez que essa modalidade tem sido amplamente incentivada e atende a uma parcela significativa da demanda nos centros de carga da região Sudeste. A expectativa de crescimento da GD permanece mesmo diante de alterações regulatórias e redução de incentivos.

Do ponto de vista do sistema, esse conjunto de fatores que tem levado às restrições operacionais e de transmissão impõe desafios para o aproveitamento eficiente da energia disponível. Um exemplo dessa dificuldade foi o apagão ocorrido em 15 de agosto de 2023, quando, após análise das causas o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) atribuiu a

responsabilidade ao desempenho dos controles das usinas eólicas e fotovoltaicas. Como resposta, o ONS aumentou os critérios de confiabilidade do sistema, limitou o intercâmbio entre subsistemas e aplicou penalidades aos empreendimentos que contribuíram para o esgotamento dos mecanismos de controle do sistema.

Este trabalho tem como propósito apresentar uma avaliação da dimensão dos cortes de geração nas usinas conectadas à subestação (SE) Morro do Chapéu II, em relação à geração esperada para os parques. Essa subestação é localizada no Nordeste e próxima de centros de geração de energia renovável eólica e solar, e é parte de um corredor de 500kV de escoamento de energia no fluxo nordeste – sudeste. Além disso procura-se realizar uma valoração por meio do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), calculado com base no Custo Marginal de Operação (CMO), estimando-se o impacto financeiro dos cortes de geração para uma melhor compreensão da sua relevância para o modelo econômico de projetos de geração similares.

Além desta introdução este trabalho está estruturado da seguinte forma, a Seção 2 mostra a abordagem metodológica utilizada enquanto a Seção 3 são apresentados e discutidos os resultados obtidos com aplicação da abordagem metodológica. Por fim, as conclusões e comentários finais estão na Seção 4 seguindo-se as referências bibliográficas utilizadas.

2. Dados Utilizados e Metodologia Aplicada

Este trabalho considerou os dados públicos disponibilizados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). O ONS fornece informações sobre a energia gerada e restringida em MWh por empreendimento eólico, detalhando o ponto de conexão e a tensão de cada conjunto, com registros em base semi-horária desde outubro de 2021. Assim, foram considerados os dados do período de outubro de 2023 a novembro de 2024, observando-se o percentual de energia restringida em relação à energia gerada pelos empreendimentos, com foco nos conjuntos conectados à subestação (SE) Morro do Chapéu II, localizada na Bahia. Além disso, foram incluídos os dados de energia esperada em P90 para os empreendimentos analisados.

A análise de dados foi realizada por meio de planilhas, no Microsoft Excel, o que possibilita a classificação mensal com segmentação horária das restrições de geração de energia para se avaliar a sazonalidade e a modulação horária dos cortes.

O ONS classifica os eventos que originam os cortes possibilitando a análise por diferentes tipos de restrição. A categorização dos cortes segue a regulamentação vigente, conforme estabelecido pela Resolução Normativa nº 1030, publicada em 2022, que define os procedimentos de corte aplicados pelo ONS e os critérios de ressarcimento para os geradores. Adicionalmente, foram considerados os dados calculados e publicados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) relativos ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), com registros diários e em base horária. O PLD é calculado com base no Custo Marginal de Operação (CMO), sendo limitado por valores máximos e mínimos estipulados para cada período de apuração, com variações aplicáveis por submercado.

A partir da análise dos dados e dos procedimentos aqui descritos, foram realizadas as inferências necessárias para se atingir o objetivo deste trabalho. Os resultados obtidos são apresentados e discutidos na Seção 3 adiante.

3. Análise dos Resultados Obtidos

3.1. Aspecto Regulatório

Uma análise mais detalhada da redução da geração de energia eólica por questões operativas do Sistema Interligado Nacional (SIN) tem sido objeto de discussões na Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) desde 2018. Naquele ano, a agência promoveu uma Consulta Pública com o objetivo de obter subsídios para a elaboração de uma Resolução Normativa que disciplinasse a situação do *constrained-off*, para usinas eólicas.

O resultado dessa consulta pública e das avaliações realizadas pela ANEEL, considerando os desafios enfrentados pelos empreendedores, evidenciou a necessidade de estabelecer procedimentos claros para apuração, quantificação e valoração dos cortes de geração.

Neste contexto, em julho de 2022, foi publicada a Resolução Normativa (REN) nº 1030/2022, que aborda os cortes de geração em usinas eólicas no Capítulo I do Título II. A normativa formaliza a definição do *constrained-off*, também denominado *curtailment* no mercado, como: “eventos de redução da produção de energia por usinas eólioelétricas despachadas centralizadamente ou usinas/conjuntos de usinas eólioelétricas considerados na programação, decorrente de comando do ONS, que tenham sido originados externamente às instalações das respectivas usinas” (ANEEL, 2022). A resolução também

estabelece a classificação dos eventos de restrição de operação, de acordo com sua motivação (ANEEL, 2022):

- I. Razão de Indisponibilidade Externa: motivados por indisponibilidade das instalações externas às respectivas usinas;
- II. Razão de Atendimento a Requisitos de Confiabilidade Elétrica: motivados por razões de confiabilidade elétrica dos equipamentos pertencentes a instalações externas às respectivas usinas;
- III. Razão Energética: motivados pela impossibilidade de alocação da geração de energia na carga.

Com base na potência de saída da usina e na velocidade do vento no momento do corte, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) estima uma curva de produtividade da usina e o montante de geração frustrada. Outro aspecto relevante introduzido pela normativa refere-se ao ressarcimento financeiro decorrente dos eventos de restrição de operação. De acordo com o artigo 16º, a compensação financeira é devida somente nos casos classificados como Razão de Indisponibilidade Externa, sendo os valores pagos pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) por meio do Encargo de Serviço do Sistema (ESS), com valoração baseada no Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) do submercado correspondente, no respectivo período de comercialização. Em setembro de 2023, a REN 1030/2022 foi alterada pela REN 1073/2023, expandindo a aplicação dos critérios de apuração e pagamento de restrição de operação por *constrained-off* para as usinas solares, anteriormente não contempladas. (ANEEL, 2022)

3.2. Dados de Corte por Tipo – Visão Geral:

Os dados (ONS, 2024) foram classificados por data (mês e ano) para possibilitar a avaliação das alterações no perfil ao longo dos anos. Os cortes nas fontes solar e eólica tornaram-se mais recorrentes a partir de 2022 e, a partir de 2023, com a alteração dos critérios de confiabilidade pelo ONS e a limitação do intercâmbio entre subsistemas, os cortes passaram a ter maior relevância. O foco das avaliações deste trabalho foi o período de dados de outubro de 2023 até outubro de 2024.

O gráfico da Figura 1 apresenta a classificação dos dados de cortes nas usinas eólicas no Brasil por razão, sendo "elétrica" os cortes por indisponibilidade externa, "energética" os cortes por impossibilidade de alocação da geração na carga e "confiabilidade" os cortes por atendimento a requisitos de confiabilidade elétrica das instalações externas às usinas. Os

cortes por razão de confiabilidade do sistema representam a maior parcela, seguindo um perfil de sazonalidade semelhante ao do recurso. O recurso eólico segue uma curva em que, nos meses de inverno, de junho a outubro, o perfil dos ventos é mais intenso, resultando em uma produção mais elevada dos parques eólicos.

Como os cortes por razão de confiabilidade estão relacionados à saturação dos mecanismos de controle, pode-se concluir que o aumento da quantidade de geração frustrada entre junho e setembro decorre da falta de adaptação do sistema de transmissão à quantidade de geração renovável intermitente.

O esgotamento dos recursos de controle nas interligações entre as regiões geoeletricas do Nordeste e Sudeste é um fator que agrava as restrições operativas por confiabilidade do sistema. Ao analisar o crescimento da geração e a situação atual do sistema de transmissão, é possível prever gargalos nos serviços de transmissão para escoamento da geração e atendimento à carga. Antecipando esse cenário, a EPE recomendou um pacote de obras, com horizonte de entrada em operação entre 2026 e 2034, visando reforçar e melhorar o SIN, garantindo maiores limites de fluxo nas interligações. O pacote propõe melhorias para todas as regiões, incluindo a construção de linhas de até 800kV para fortalecer a interligação Norte-Sudeste. (EPE, 2025)

Outro fator relevante para justificar esse comportamento é o fato de que os critérios de confiabilidade utilizados pelo ONS foram revisados para patamares mais rígidos em resposta ao evento do apagão sistêmico de 15 de agosto de 2023. O evento consistiu no do desligamento da linha de transmissão 500kV Quixadá-Fortaleza e falha em equipamentos, entre eles, um regulador de tensão de uma usina, que demorou milissegundos além do previsto para entrar em operação após a falha na linha de transmissão. Conforme divulgado na nota técnica de análise das razões das falhas, o ONS atribuiu a responsabilidade ao desempenho dos controles em campo de usinas eólicas e fotovoltaicas, que se mostrou aquém do representado pelos modelos matemáticos disponibilizados pelos agentes do ONS, em especial a capacidade de suporte dinâmico de potência reativa. A partir desta conclusão, o Operador implementou novos limites de intercâmbios e medidas operativas mais rígidas, visando garantir a segurança operativa do SIN. (ONS, 2023)

A segunda maior razão apresentada no gráfico da Figura 2 é a energética, decorrente das limitações do sistema em atender à carga. Esses cortes não estão relacionados a

problemas técnicos, mas à falta de demanda ou impossibilidade de escoamento da energia devido a restrições operacionais do sistema interligado.

Um agravante é o excesso de geração em relação à demanda. A carga possui um perfil diretamente ligado aos consumidores, que podem ser cativos, atendidos pelas distribuidoras, ou consumidores livres, que contratam energia diretamente das geradoras. Essa configuração traz complexidade para a operação e distribuição, uma vez que a previsão da demanda real das distribuidoras difere da estimativa baseada no consumo, havendo variação e incerteza na carga a ser atendida.

A inserção de geração distribuída (GD) nas redes de distribuição altera o perfil da demanda. Os estados de São Paulo e Minas Gerais possuem a maior capacidade instalada de GD, com aproximadamente 5GW em SP e 4,4GW em MG. No Brasil, mais de 36GW de GD solar fotovoltaica foram instalados, sendo 8GW em 2024.

Esse fenômeno altera a operação das redes de distribuição nos momentos de pico de geração solar, quando os consumidores injetam energia no sistema. Embora as usinas de geração distribuída não sofram com cortes de geração, geram desafios operacionais para as distribuidoras, que precisam adaptar suas redes, e para o ONS, que deve gerenciar o atendimento à carga. A ANEEL está propondo revisões tarifárias para mitigar esses impactos e buscar critérios que garantem isonomia regulatória.

A respeito do excesso de geração, até 2024, existem 23GW de solar fotovoltaica em operação e 36GW de eólicas, além de 20 GW de eólicas e 122GW de solares fotovoltaicas com autorização emitida pela ANEEL e ainda sem construção iniciada (ANEEL, 2025), a maioria sem garantia de conexão emitida pelo ONS.

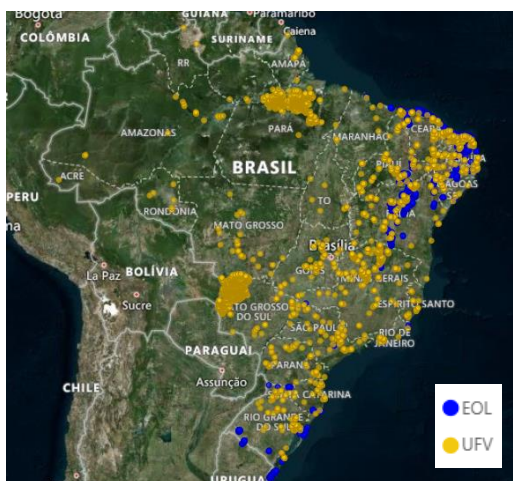


Figura 1 – Usinas Eólicas e Solares instaladas e em construção (ANEEL, 2025)

Assim, o aumento da geração renovável centralizada e distribuída impacta os cortes por razão energética, devido à diminuição dos patamares de carga em momentos específicos e descasamento do momento de excedente de geração com os picos de carga.

Os cortes por razão energética também acompanham o perfil de sazonalidade do recurso eólico, conforme a Figura 2. O gráfico da Figura 3 apresenta o perfil dos cortes ao longo da semana, indicando que os dias de domingo e sábado registram as maiores ocorrências de cortes por razões energéticas. Essa situação pode ser justificada pela redução da carga nos finais de semana. A Figura 4 ilustra a participação de cada tipo de corte no total de geração frustrada por hora. Observa-se que os cortes por razão energética se concentram principalmente nas horas de 07h até 18h, acompanhando o perfil de geração solar. Essa correlação entre os cortes e as horas de maior produção fotovoltaica permite estabelecer uma relação com as alterações no perfil de carga provocadas pela inserção de geração distribuída. À medida que a carga é suprida pelas usinas instaladas nos pontos de consumo, a demanda deixa de ser atendida pelo SIN, resultando, indiretamente, em cortes para as usinas conectadas ao sistema.

Os cortes por indisponibilidade externa, referidos nas figuras como cortes por razões elétricas, são mais facilmente explicados, pois estão relacionados à indisponibilidade das instalações do sistema de transmissão, responsáveis por escoar a energia gerada pelos parques. Esses eventos podem ser causados por fatores como incêndios, raios, tempestades ou falhas de manutenção. Assim, os eventos passíveis de ressarcimento não são previsíveis e não possuem relação direta com a inserção de geração no sistema, tampouco com a falta de robustez do SIN. De acordo com os dados (ONS, 2024) apresentados nas figuras, os cortes por razões elétricas não seguem um padrão definido por mês, dia ou hora.

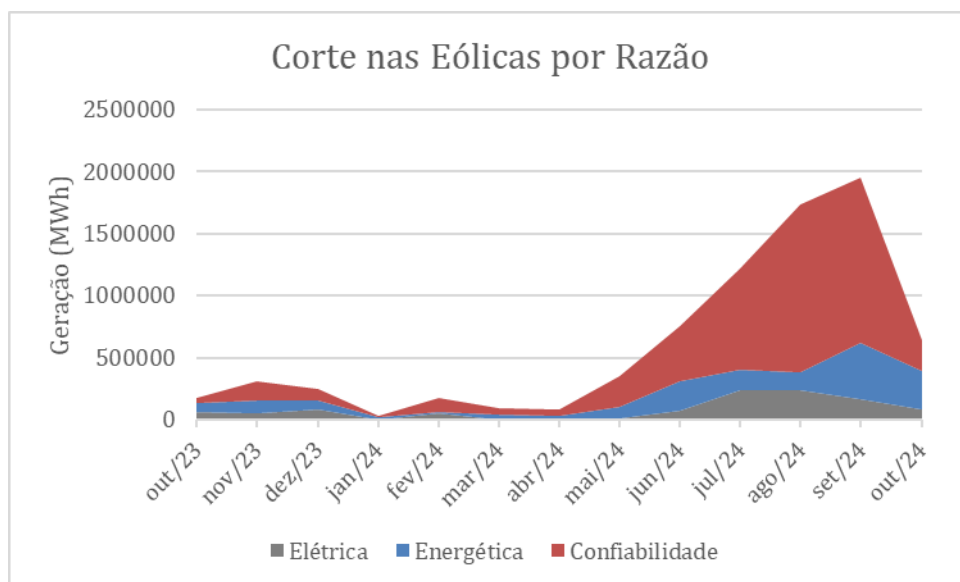


Figura 2 – Curva de Cortes (ONS, 2024)

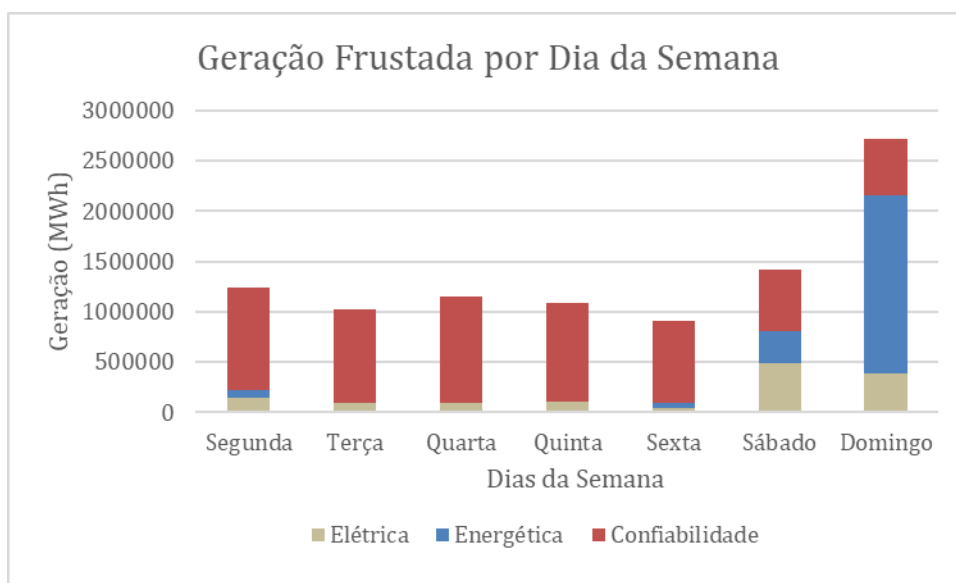


Figura 3 - Geração Frustrada por Dia da Semana (ONS, 2024)

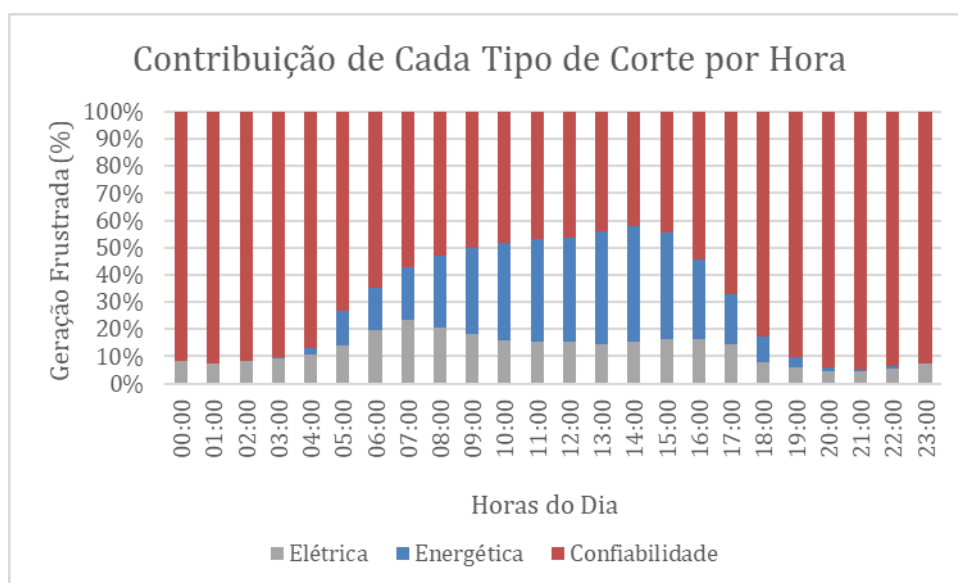


Figura 4 - Contribuição de Cada Tipo de Corte por Hora do Dia (ONS, 2024)

Os cortes nas usinas nem sempre são originados por restrições próximas ao local da instalação do complexo. Por isso, o operador classifica os dados de geração frustrada conforme a origem da restrição, distinguindo entre causas sistêmicas e locais. A Figura 5 apresenta a contribuição de cada tipo de corte ao longo do período avaliado. Os cortes por razão sistêmica são predominantes e ocorrem quando a redução da geração é necessária para garantir a segurança e estabilidade do SIN como um todo. Esses cortes podem estar relacionados a diferentes fatores, confiabilidade, indisponibilidade ou razões energéticas, que têm um impacto que vai além da área onde o evento ocorreu.

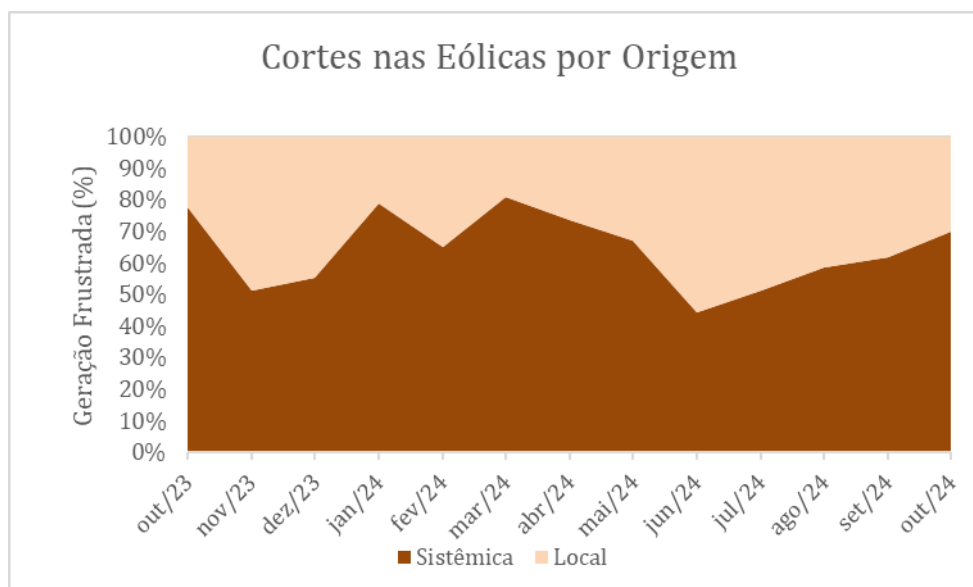


Figura 5 - Cortes nas Eólicas por Origem (ONS, 2024)

3.3. Dados de Corte por Tipo – Visão Local: SE Morro do Chapéu II

Tendo em vista a limitação do Microsoft Excel para processamento dos dados, para este estudo, a análise detalhada será concentrada nos complexos eólicos conectados a uma subestação específica, a SE Morro do Chapéu II localizada no estado da Bahia.

A subestação Morro do Chapéu II está situada no submercado Nordeste e é relevante para o escoamento de geração no fluxo Nordeste – Sudeste, sendo responsável por exportar a geração das renováveis conectadas no Nordeste para os centros de carga presentes no Sudeste.



Figura 6 - Localização da SE Morro do Chapéu II

O gráfico da Figura 7 apresenta uma proporção dos cortes por razão, em relação a geração produzida pelo complexo. É possível observar no total foram registrados 3,0% de geração frustrada no ponto de conexão SE Morro do Chapéu e os cortes de confiabilidade foram responsáveis por 1,3%, seguidos dos cortes por razão energética com 0,9% e os cortes por indisponibilidade somam 0,8%.

Desse modo, os cortes por razão de confiabilidade representam a maior parte da geração frustrada no ano de 2024, comportando-se de maneira semelhante aos dados gerais do Brasil.

Os complexos considerados nas avaliações deste trabalho foram os parques eólicos denominados Cristal, Morro do Chapéu Sul II, Serra Azul e Ventos da Bahia, a tabela abaixo indica a capacidade instalada e data de entrada em operação de cada conjunto. No total,

são 1.272,45 MW de projetos eólicos conectados à subestação Morro do Chapéu; entretanto, para este estudo, não foi possível obter dados dos demais parques.

Conjunto Eólico	Capacity [MW]	Data de Entrada em Operação
EOL CRISTAL	89.7	10/11/2017
EOL MORRO DO CHAPÉU SUL II	352.8	02/02/2022
EOL SERRA AZUL	118	21/12/2027
EOL VENTOS DA BAHIA	298.1	12/09/2018
TOTAL	1030.6	-

Tabela 1

As restrições são repassadas diretamente aos complexos pelo ONS, que não apresenta critérios claros para a ordenação desses cortes. Através da análise desses dados, não é possível perceber um padrão na ordem dos cortes; no entanto, é evidente que alguns complexos são mais penalizados que outros.

Conjunto Eólico	Produção	Confiabilidade e	Elétrico	Energético
EOL CRISTAL	97.5%	1.2%	0.4%	0.9%
EOL MORRO DO CHAPÉU SUL II	98.6%	0.7%	0.2%	0.6%
EOL SERRA AZUL	96.1%	2.2%	0.6%	1.2%
EOL VENTOS DA BAHIA	95.6%	1.6%	1.6%	1.3%
TOTAL	97.0%	1.3%	0.8%	0.9%

Tabela 2

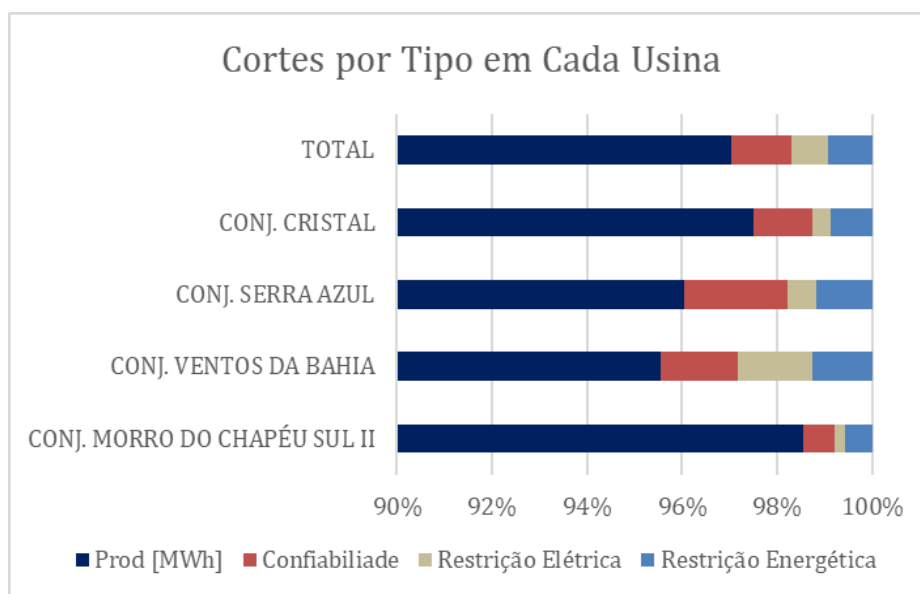


Figura 7 - Cortes por Tipo em Cada Usina (ONS, 2024)

Considerando os dados de outubro de 2021 a dezembro de 2024, a Figura 8 apresenta análises estatísticas dos dados de cortes mensais, por tipo. É possível concluir

que os valores de montantes de energia restringidos mensalmente são, em geral, baixos, mas podem atingir patamares elevados em situações específicas.

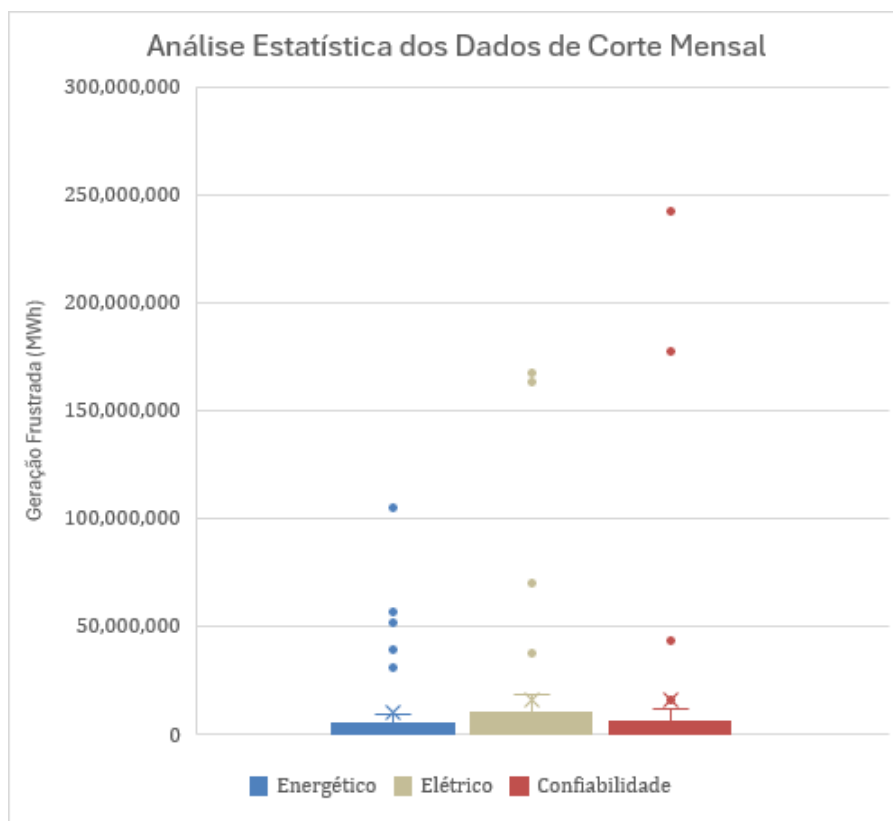


Figura 8 - Análise Estatística dos Dados de Corte Mensal (ONS, 2024)

3.4. Impacto Financeiro por PLD – Visão Local: SE Morro do Chapéu

Para esta avaliação foram considerados como referência os critérios de ressarcimento, por isso, este trabalho utilizou o valor de Preço de Liquidação das Diferenças, em base horária, obtido dos dados abertos da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE, 2024), para atribuir um valor de prejuízo para a geração frustrada dos parques conectados à SE Morro do Chapéu II.

Esse prejuízo estimado é aproximado porque o prejuízo real dos empreendedores deve considerar o valor de energia acordado via contratos de energia comercializada nos ambientes de contratação e registrados na CCEE.

Para estimativa de energia esperada, é válido considerar a garantia física (GF) dos projetos. A GF consiste no montante de geração que o empreendimento espera gerar em

90% do tempo, durante um ano (MWm). Esse valor é usualmente a quantidade de energia comercializada do empreendimento, desse modo, é possível utilizar esse valor como referência para avaliar o impacto dos cortes no modelo financeiro dos projetos.

Conjunto Eólico	GF [MWM]	Produção [MWh]	Geração Restrita [MWh]	Geração Restrita [%]	GF (MWh)	Impacto em GF %
EOL CRISTAL	47.7	369,753.25	9,468.48	2.50%	350,308.80	0.00%
EOL MORRO DO CHAPÉU SUL II	209	1,061,187.87	15,517.73	1.44%	1,534,896.00	1.44%
EOL SERRA AZUL	65.9	413,696.40	17,010.13	3.95%	483,969.60	3.95%
EOL VENTOS DA BAHIA	125.9	918,058.86	42,671.62	4.44%	924,609.60	4.44%
TOTAL	448.5	2,762,696.38	84,667.96	2.97%	3,293,784.00	2.46%

Tabela 3

No geral, o impacto em garantia física é equivalente ao impacto de geração restrita, exceto no caso do complexo Cristal, que apesar de ter tido 2,5% da geração produzida frustrada, gerou mais do que o esperado e por isso não deve ter sido possível perceber o impacto do *curtailment* na ótica da expectativa de receita do projeto.

Conjunto Eólico	Perdas Totais PLDh [R\$]	Perdas por Confiabilidade PLDh [R\$]	Perdas por Razões Elétricas PLDh [R\$]	Perdas por Razões Energéticas PLDh [R\$]
EOL CRISTAL	1,142,618.24	600,207.97	230,953.86	311,456.41
EOL MORRO DO CHAPÉU SUL II	1,588,252.98	723,310.89	331,544.73	533,397.36
EOL SERRA AZUL	1,875,594.36	1,104,837.44	330,140.59	440,616.33
EOL VENTOS DA BAHIA	4,560,578.66	1,960,541.22	1,480,465.75	1,119,571.69
Total	9,167,044.24	4,388,897.52	2,373,104.93	2,405,041.79

Tabela 4

A Tabela 4 apresenta os valores de energia valorados a PLD, com um impacto total equivalente de energia produzida que foi “vertida” no ano de 2024 na SE Morro do Chapéu II de R\$ 9.167.044,24. Sozinho, o projeto Ventos da Bahia sofreu com aproximadamente 50% desse prejuízo, sendo o empreendimento mais penalizado.

4. Considerações Finais

Este trabalho avaliou os dados de cortes de geração de energia nas usinas eólicas conectadas a SE Morro do Chapéu, no ano de 2024, com objetivo de dimensionar o impacto financeiro das restrições operativas nos empreendimentos conectados a essa subestação. Foram avaliadas as abordagens regulatórias pela ANEEL para o problema, bem como sua classificação em razões de originação dos cortes. Há diversos fatores que culminam em cortes de geração, e constatou-se que os cortes por razões de confiabilidade do sistema representam a maior parcela da energia restringida. Considerando a configuração atual do sistema de transmissão e sua falta de robustez, bem como as alterações nos perfis de carga por conta da inserção da geração distribuída próxima aos centros de carga, esses cortes têm registrado patamares altos em relação aos anos anteriores, principalmente nos meses em que é esperada maior geração das eólicas. Entende-se que a entrada em operação das obras de reforço e melhoria do sistema de transmissão podem impactar em redução dos montantes de geração frustrada por permitir maior flexibilidade operativa e maiores limites de intercâmbio entre os submercados, solucionando as condições que agravam os cortes por confiabilidade do sistema.

No entanto, este estudo apresenta limitações no que se refere à projeção futura dos cortes, considerando a imprevisibilidade da geração devido ao comportamento probabilístico das variáveis que influenciam as restrições.

Como sugestões de trabalho futuro, sugere-se avaliar a questão da eficiência e alocação adequada dos custos do ponto de vista do sistema, tendo em vista que a complexificação da gestão de energia pode ser atribuída a empreendimentos de geração centralizada, de geração distribuída, à inércia da expansão do sistema de transmissão ou à gestão de energia do operador.

Referências

ANEEL. (2022). *Resolução Normativa nº1030*.

ANEEL. (2022). *Resolução Normativa nº1073*.

ANEEL. (janeiro de 2025). *Sistema de Informações de Geração da ANEEL SIGA*. Fonte: SIGA ANEEL:

<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiNGE3NjVmYjAtNDZkZC00MDY4LTliINTItMTVkZTU4NWYzYzFmliwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9>

CCEE. (novembro de 2024). *Dados PLD*. Fonte: Dados e Análises:

<https://www.ccee.org.br/dados-e-analises/dados-pld>

EPE. (janeiro de 2025). *Estudos de Planejamento da Transmissão*. Fonte: Publicações - Estudos de Planejamento da Transmissão: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/relat%C3%B3rios-r1>

ONS. (2023). *RELATÓRIO DE ANÁLISE DE PERTURBAÇÃO - ANÁLISE DA PERTURBAÇÃO DO DIA 15/08/2023 ÀS 08H30MIN*.

ONS. (novembro de 2024). *Dados ONS*. Fonte: Dados de Restrição de Operação por Constrained-off de Usinas Eólicas:

https://dados.ons.org.br/dataset/restricao_coff_eolica_usi