



o o o

Meet & Greener: Curtailment 4^a Edição Março

**Curtailment /
Constrained-off de
Geração Solar e Eólica**

o o o



Cortez
Pimentel
& Melcop
ADVOGADOS

Greener

CarpeVie 
Engenharia Consultiva

Editorial

Prezado leitor,

A temática das restrições ou limitações de geração de centrais geradoras eólicas e solares por eventos de *curtailment* ou *constrained-off* está em evidência no setor elétrico.

Os volumosos cortes de energia vistos nessas usinas, principalmente alocadas nos subsistemas do Norte, Nordeste e Sudeste do país, evidenciou uma série de questionamentos sobre as razões, a ocorrência, o agravamento do volume de cortes e o mecanismo de ressarcimento para os eventos de curtailment/constrained-off de usinas eólicas e fotovoltaicas.

Em um sistema elétrico cuja entrega física é dissociada da virtualidade da comercialização dos montantes de compra e de venda de energia elétrica, a matriz regulatória instituída pela Agência Reguladora para o endereçamento dos riscos e dos ônus financeiros pela ocorrência de tais eventos desencadeou a rediscussão sobre o próprio tratamento sobre o fenômeno.

O risco pela ocorrência do curtailment é de fato risco ordinário do gerador? Em quais termos a defasagem da rede elétrica de transmissão é de responsabilidade dos órgãos de controle? Quais são as soluções que estão sendo estudadas para o problema? O conservadorismo da operação está penalizando sobremaneira os geradores?

Na segunda edição do Meet & Greener 2025, a Greener convida as equipes do **Cortez Pimentel & Melcop Advogados**, do **GCTMA Advogados** e da **Carpe Vie Engenharia** para apresentar os principais aspectos jurídicos e técnicos sobre os eventos de curtailment / constrained-off de usinas eólicas e fotovoltaicas.

Desejamos a todos uma boa leitura.

Greener

Márcio Takata // Marco Conte

Carpe Vie

Alécio Fernandes

Cortez Pimentel & Melcop Advogados

Lucas Cortez Pimentel // Luiza Melcop

GCTMA Advogados

Rhudá Tavares // Edgar Moury

Quem somos

O O O O

A **Greener** é um ecossistema de inteligência de mercado para a transição energética, integrando Educação, Negócios e Inteligência para oferecer soluções completas para toda a cadeia produtiva. Com mais de 12 anos de experiência, a Greener capacita profissionais e empresas por meio de programas educacionais avançados, além de conectar os principais players do setor, gerando negócios e fornecendo análises detalhadas para decisões baseadas em dados confiáveis. Por meio de estudos estratégicos, negócios de valor e educação, a Greener apoia toda a cadeia produtiva na transformação de desafios em oportunidades de crescimento sustentável.

O **Cortez Pimentel & Melcop Advogados** é um escritório de advocacia comprometido em viabilizar projetos e investimentos no setor de infraestrutura, principalmente na área de energia elétrica, através da prestação de serviços de assessoria consultiva e contenciosa. Desde 2021 a equipe do CPMA auxilia os seus clientes no desenvolvimento das melhores soluções jurídicas e regulatórias para os seus negócios.

A **Carpe Vie Engenharia** é uma empresa de engenharia consultiva especializada em soluções através de estudos, consultoria e assessoria de engenharia. Com uma abordagem estratégica e métricas adequadas ao projeto assessorado, a empresa é uma referência no setor elétrico. O sócio fundador Alécio Fernandes possui uma experiência consolidada na área, tendo passado por anos de atuação no ONS e como consultor do CNPq e da ANEEL, sendo atualmente o responsável pela coordenação das atividades da empresa.

O O O

O **GCTMA Advogados** é um escritório de advocacia especializado no atendimento de demandas empresariais estratégicas. Com ampla experiência nos setores de agronegócio e energia, o escritório se destaca na resolução de disputas envolvendo contratos empresariais, sejam regidos pelo direito público ou privado. As equipes do Cortez Pimentel & Melcop Advogados e do GCTMA Advogados possuem uma parceria consolidada no patrocínio de ações judiciais no setor de energia.

Índice

1. <i>Curtailment</i> de Geração Solar e Eólica.....	6
1.1. Classificação do <i>curtailment</i> / <i>constrained-off</i>	6
1.2. Agravamento dos eventos do <i>curtailment</i> / <i>constrained-off</i> nos submercados Norte, Nordeste e Sudeste.....	11
1.3. Consulta Pública ANEEL nº 45/2019: O que está sendo discutido na ANEEL sobre a fixação de critérios para a redação e/ou limitação de geração no Sistema Interligado Nacional - SIN?.....	18
2. Metodologia de ressarcimento por eventos de <i>curtailment</i> / <i>constrained-off</i>	24
2.1. Metodologia do ressarcimento fixada pela Resolução Normativa nº 1.030/2022.....	24
2.2. Consulta Pública ANEEL nº 09/2025: Aprimoramento das Regras de Comercialização da CCEE em face do mecanismo de ressarcimento por eventos de <i>curtailment</i> / <i>constrained-off</i>	25
2.3. Prognóstico das ações judiciais.....	27

1. Curtailment de Geração Solar e Eólica



1. Curtailment de Geração Solar e Eólica

1.1. Classificação do curtailment / constrained-off

O “*curtailment*” ou “*constrained-off*” é conceituado pela Resolução Normativa nº 1.030/2022 como um evento que ocasiona a redução da produção de energia por centrais geradoras eólicas ou fotovoltaicas despachadas centralizadamente ou conjuntos de centrais geradoras consideradas na programação decorrente de comando do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, que tenham sido originados externamente às instalações das respectivas centrais geradoras.

Em outros termos, o “curtailment ou constrained-off” é o evento por meio do qual o ONS determina a redução deliberada da produção da usina em decorrência de determinada causa originada externamente à usina.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é o responsável pela coordenação e operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), de modo a garantir a confiabilidade, a segurança e a economicidade da operação do setor elétrico, assegurando que toda a demanda de energia dos consumidores abrangidos pelo SIN seja atendida de forma eficiente e contínua, garantindo um equilíbrio entre a geração e o consumo.

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é um complexo sistema de redes elétricas que é responsável por conectar as centrais geradoras na Rede Básica (sistema de transmissão), bem como por transportar a energia aos centros de consumo, cobrindo quase a totalidade do território nacional e cuja operação, para fins de otimização, é dividida entre 04 (quatro) subsistemas ou submercados (Norte, Nordeste, Sul, Sudeste/Centro-Oeste), os quais são interligados e operam entre si por limites de intercâmbio de energia. Veja-se uma imagem ilustrativa do SIN:





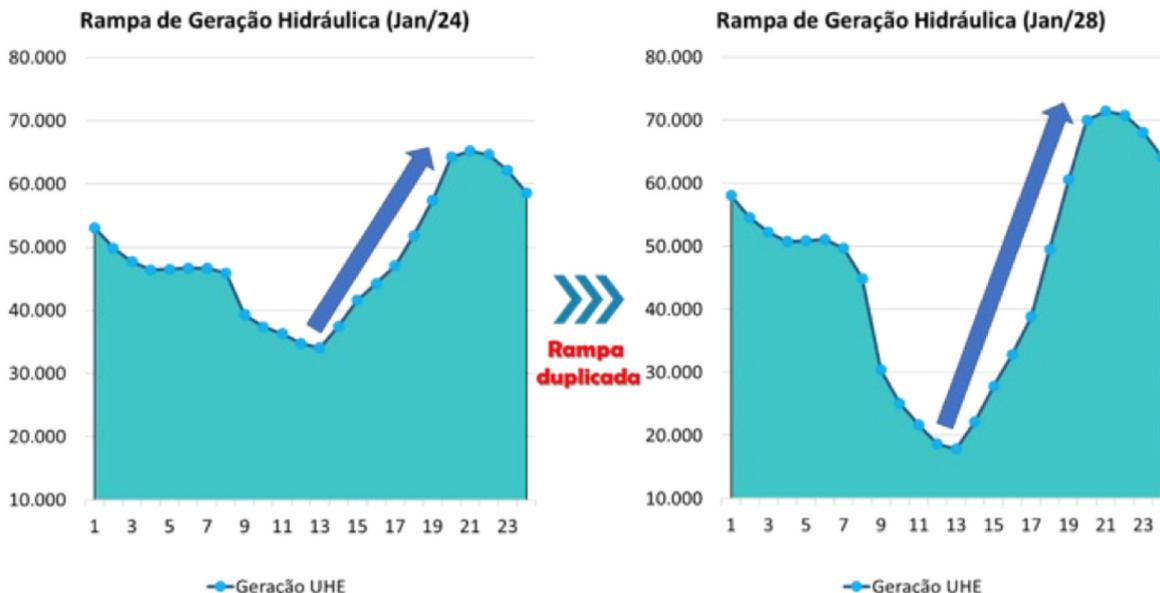
Por questões afetas à disponibilidade dos recursos energéticos, o SIN possui uma alocação de usinas hidrelétricas e termelétricas em regiões dispersas, enquanto as usinas eólicas e fotovoltaicas estão majoritariamente alocadas nos subsistemas Norte, Nordeste e no estado de Minas Gerais, parte do subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Com isso, também é de competência do ONS, dentro das suas atribuições na operação do SIN, **gerenciar o intercâmbio de energia entre os subsistemas**, de forma a garantir a eficiência, o equilíbrio e a estabilidade da rede elétrica no suprimento nacional.

Dentro da operação do SIN, o ONS deve lidar com o problema da “**Curva do Pato**”¹, segundo o qual a produção de energia proveniente principalmente das centrais de geração solar fotovoltaica está alocada entre o período horário das 06:00 h às 18:00 h, em face de sua dependência da irradiação solar, fato que ocasiona uma curva de carga líquida para o Sistema Interligado que assume o perfil de um pato, conhecida como “Curva do Pato”. Veja-se:

¹A Curva do Pato

Outro aspecto importante na transição do período diurno para o período noturno, consequência do característico perfil de geração da fonte solar, é a complexa coordenação da saída de geração solar como na entrada de geração hidráulica e/ou térmica para garantir a continuidade do atendimento às cargas com segurança durante a rampa de carga que ocorre nesta transição. O aumento da penetração da geração solar ao longo do horizonte de estudo gradativamente reduz a carga a ser atendida pelas demais fontes de geração durante o período diurno, mas não contribui para a o atendimento da ponta do período noturno, ampliando ao longo do tempo a rampa, efeito que ficou conhecido como a “curva do pato”. Dada a característica da matriz elétrica do SIN, a principal fonte de flexibilidade operativa para atendimento dessa rampa de carga é a geração hidrelétrica. A título de ilustração, as figuras a seguir apresentam o perfil da geração hidrelétrica do SIN frente às rampas de cargas previstas para os anos de 2024 e 2028:



Em seu Plano de Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN Ciclo 2024 - 2029², o ONS mostrou a evolução esperada da rampa de geração hidráulica do SIN entre janeiro de 2024 e janeiro de 2028, com evidências de que haveria uma maior demanda por geração hidrelétrica durante a rampa de saída da geração solar.

Além do equilíbrio geração/demanda (carga), o ONS também é responsável por manter o SIN em um “ponto estável de operação”. Para isso, limites de intercâmbios são impostos, bem como inequações operacionais em operação normal (sistema íntegro) e quando de contingências simples (N-1), visando evitar sobrecargas em instalações e equipamentos, colapsos de tensão, mitigando possíveis desdobramentos que resultem em uma instabilidade do sistema elétrico.

²Sumário Executivo PAR/PEL 2024: Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN (Ciclo 2024 - 2028)

Neste contexto, o elevado volume de geração das usinas solares e eólicas passa a ser uma importante variável de controle, levando o ONS a deliberar por restrições/cortes de geração das usinas fotovoltaicas e eólicas (não despacháveis), visando uma operação segura. Ou seja, o ONS tem limitado a geração dessas usinas pela impossibilidade e/ou dificuldades em alocar a geração dessas usinas no SIN para as cargas de consumo, para manter a confiabilidade da operação em operação normal e quando de contingências simples na Rede Básica.

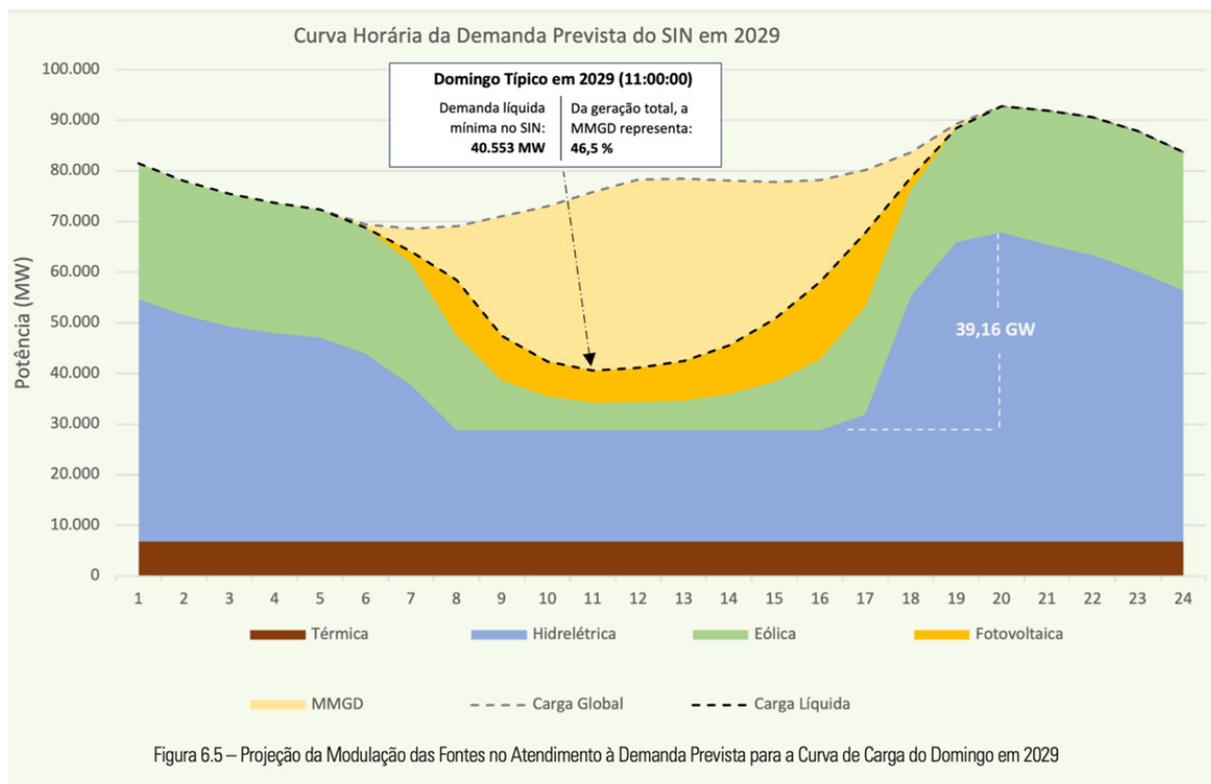
No relatório do Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN Ciclo 2025 - 2029³, o ONS se manifestou no seguinte sentido:

Com a maior penetração de fontes renováveis variáveis na matriz de energia elétrica brasileira é fundamental a coordenação da entrada em operação dessas novas fontes com o sistema de transmissão. Além disso, para garantir uma operação segura do SIN, será necessário prover recursos que permitam assegurar a qualidade e a confiabilidade desejadas para o atendimento ao consumidor de energia elétrica, frente às intensas rampas de carga provenientes da variabilidade do vento, ou da transição do horário diurno e noturno. Para tal, é necessário um sistema de transmissão robusto, com capacidade de absorver as bruscas variações de potência e garantir ao sistema inércia sincronizada e reserva de potência operativa adequada, especialmente com o aumento da penetração de fontes renováveis variáveis conectadas ao sistema elétrico via conversores de potência.

Além disso, diante das projeções de atingimento em 2029 de cerca de **50 GW de Recursos Energéticos Distribuídos (MMGD)- REDs do tipo micro e minigeração distribuída**, o ONS ponderou que o **incremento dessa fonte de energia impõe desafios à operação dos sistemas elétricos**, tanto para o controle de frequência e tensão quanto na requisição de maior flexibilidade operacional e gestão das restrições já existentes na rede de transmissão.

³Sumário Executivo PAR/PEL 2024: Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN (Ciclo 2025 - 2029)

Em análise específica de cenário de curva horária da demanda prevista no SIN em 2029, o ONS elaborou o seguinte caso, que é explicativo de como ocorre o fenômeno de corte de geração (“curtailment”) das usinas centralizadas fotovoltaicas e eólicas para autorizar a penetração de geração proveniente de outras fontes, incluindo a MMGD:



Conforme análise do gráfico acima⁴, a projeção da carga líquida mínima horária em um domingo de 2029 é da ordem de 40.553 MW, que ocorre às 11h00. Nesse instante, a MMGD apresenta uma geração de aproximadamente 35.279 MW, que corresponde à 46,5% da carga global do SIN. Adicionalmente, é relevante destacar que no horário compreendido entre 8h e 16h a geração hidráulica foi despachada no valor mínimo considerado de 22 GW e foi necessário restringir geração eólica e fotovoltaica centralizada para controle de frequência devido ao aumento da participação da MMGD no atendimento à demanda do SIN. Sob esse aspecto, destaca-se que o pico de restrição da geração centralizada eólica e fotovoltaica ocorreu às 11h, atingindo a marca de 21,3 GW de geração fotovoltaica e 18,5 GW de geração eólica restrita. Isso significa que pode ser necessário restringir, por exemplo, cerca de 40 GW de geração eólica e fotovoltaica para garantir o equilíbrio entre carga e geração no sistema e mitigar o risco de perda de controlabilidade da frequência. Em cenários com maior disponibilidade desses recursos, o volume total de geração a ser cortado por razões energéticas pode ser ainda mais significativo.

⁴Sumário Executivo PAR/PEL 2024: Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN (Ciclo 2025 – 2029)

Com isso, para promover o equilíbrio da operação do sistema elétrico, o ONS é instado a **limitar os despachos e/ou comandos para a disponibilidade de geração de usinas geradoras conectadas à rede elétrica.**

Por mais que o controle dos despachos do ONS seja dinâmico, com programações diárias, os cenários de restrição e/ou os cortes de geração das usinas geradoras possuem cenários de limitação geral, que são dados inclusive pelas limitações de intercâmbio de energia entre os subsistemas e por indisponibilidades de elementos na Rede Básica.

1.2. Agravamento dos eventos do curtailment / constrained-off nos submercados Norte e Nordeste

De acordo com os Procedimentos de Rede, o Programa de Operação do ONS é dado por uma série de critérios que consideram o equacionamento entre a oferta de geração e a demanda de energia no SIN. Para o cômputo da oferta de energia são vistos como quesitos os parques de geração existentes, os limites de intercâmbio entre os subsistemas nacional e os internacionais, bem como as previsões de expansão de geração.

Já as condições para o atendimento à carga de energia são determinísticas e consideram os balanços de demanda por energia, nos quais os requisitos (demanda) e recursos (potência / energia) são confrontados, com os resultantes estimados em sobras ou déficits de energia.

Para o balanço da demanda são vistas premissas tais como: análise de cada subsistema considerado no estudo, limites para a transferência entre subsistemas no horário de demanda máxima do SIN, disponibilidade contratual de aproveitamentos hidráulicos, disponibilidade líquida obtida a partir da capacidade instalada do SIN, dentre outros aspectos.

A partir dessas premissas, o ONS elabora o Planejamento da Operação Energética do SIN nos horizontes de médio prazo (PEN), mensal (PMO) e diário (PD), os quais também devem considerar as restrições de segurança elétrica e os limites de fluxo para o controle de carregamento, sendo estes definidos por uma série de inequações, estabelecidas e/ou atualizadas em estudos de planejamento elétrico quadrimestral e mensal pelo ONS.

Com isso, os eventos de curtailment/constrained-off de usinas geradoras são comumente comandados pelo ONS com fundamento na necessidade de:

- Controle de frequência e/ou por questões de balanceamento energético de carga – geração;
- Confiabilidade em operação normal, com base nos limites de intercâmbios e inequações.
- Contingências simples e indisponibilidades na Rede Básica do SIN.

Nesses termos, conforme conceituação dos eventos de curtailment / constrained-off definidos na Resolução Normativa nº 1.030/2022, esses eventos podem ser classificados em 03 (três) grupos:



1. Razão de indisponibilidade externa:

motivados por indisponibilidades em instalações externas às respectivas Centrais Geradoras Fotovoltaicas ou conjuntos de Centrais Geradoras.



2. Razão de atendimento a requisitos de confiabilidade elétrica:

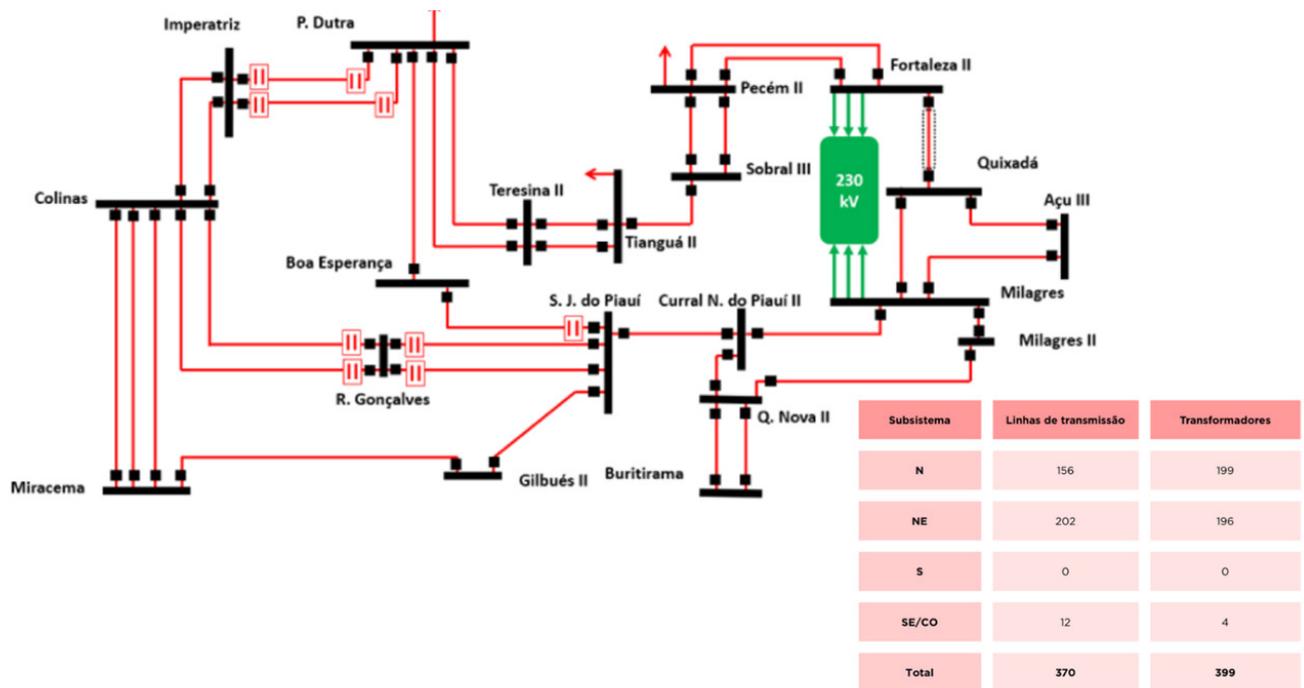
motivados por razões de confiabilidade elétrica dos equipamentos pertencentes a instalações externas às respectivas Centrais Geradoras ou conjuntos de Centrais Geradoras e que não tenham origem em indisponibilidades dos respectivos equipamentos.



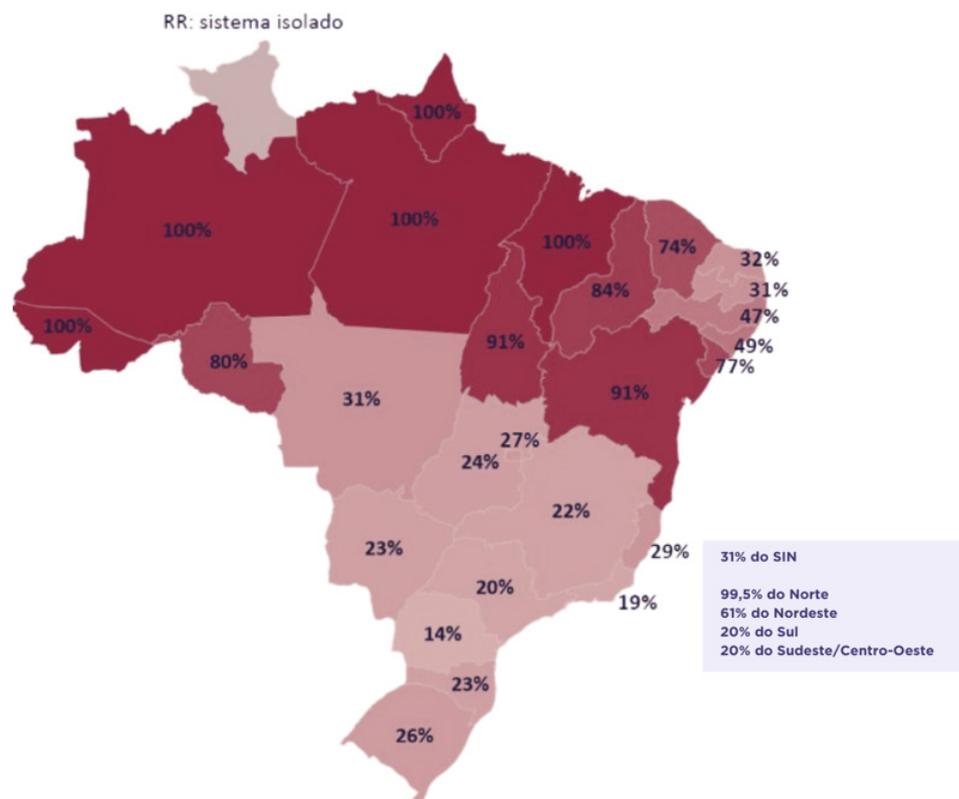
3. Razão energética:

motivados pela impossibilidade de alocação de geração de energia na carga. Controle de frequência.

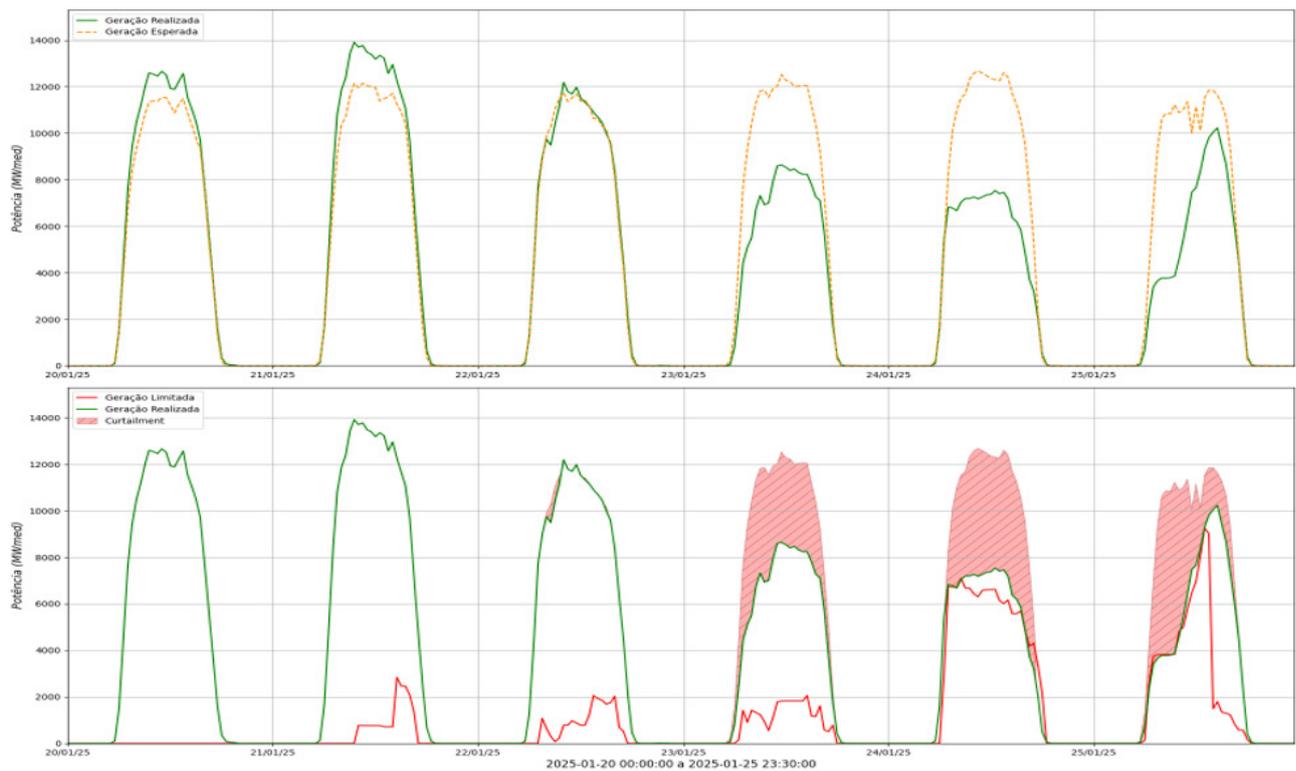
Um evento relevante para a redefinição de critérios utilizados pelo ONS em seus Programas de Operação foi o evento conhecido publicamente como o “apagão de agosto de 2023”, que teve início com o desligamento da Linha de Transmissão LT 500 kV Quixadá - Fortaleza II e provocou, em cadeia, uma abrupta redução de tensão na rede, com a abertura de diversas linhas de transmissão e a consequente separação dos Subsistemas Norte, Nordeste e Acre/Rondônia do restante do Sistema Interligado Nacional - SIN. Ao final da ocorrência, verificou-se o desligamento de 370 linhas de transmissão e 399 transformadores, a maioria nos subsistemas Norte e Nordeste.



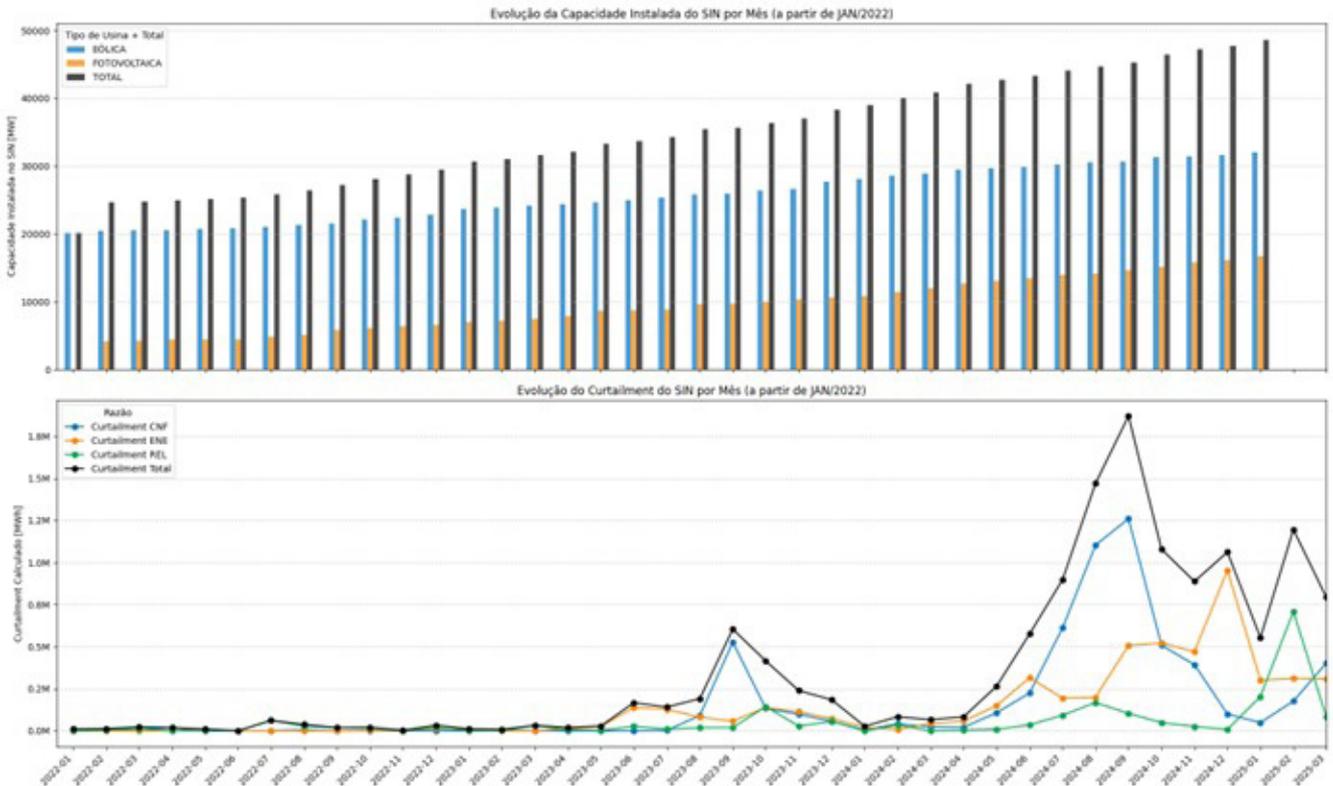
De acordo com o Relatório de Análise de Perturbação – RAP referente à análise da perturbação deste evento do dia 15/08/2023 o ONS relatou que houve a interrupção de aproximadamente 23.368 MW de cargas no SIN, sendo 12.689 MW na macrorregião Norte/Nordeste e 10.680 MW na macrorregião S/SE/CO. No dia, o ONS autorizou o restabelecimento total das cargas às 14h49 min. Em decorrência, após a apuração do ocorrido, o ONS adotou uma série de mudanças em seus cenários operativos da rede elétrica.



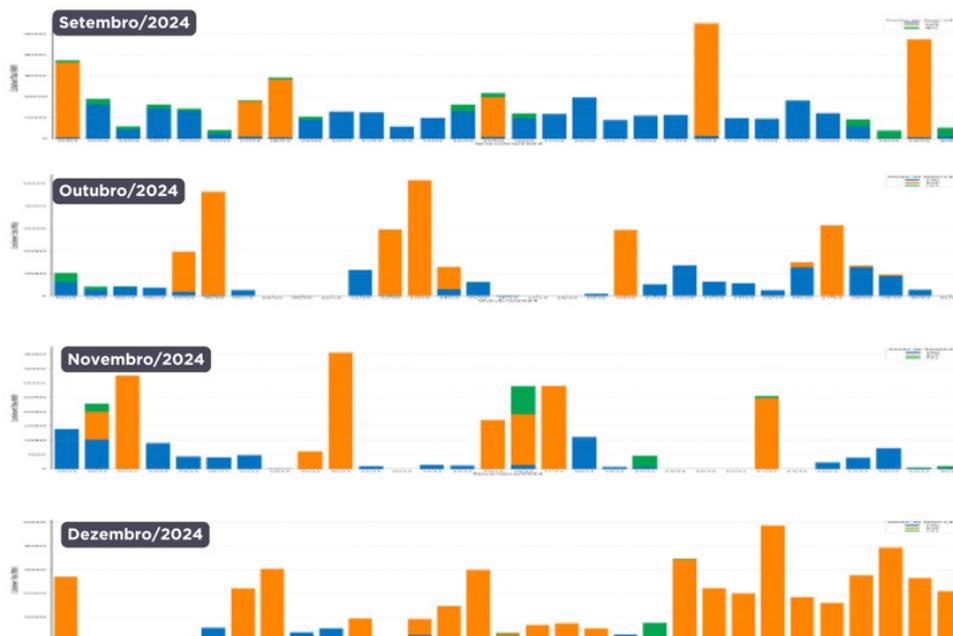
Com isso, desde agosto/2023 nota-se uma alteração das premissas utilizadas pelo ONS principalmente para reforçar as restrições de segurança elétrica, com a alteração das inequações anteriormente utilizadas e a implementação de novas, inclusive para o intercâmbio entre os subsistemas e para os limites de fluxo para o controle de carregamento dos equipamentos e linhas de transmissão, os quais implicaram, em decorrência, no agravamento dos eventos de curtailment / constrained-off principalmente nos subsistemas Norte, Nordeste e Sudeste. Vide a seguir exemplo de curtailment diário de geração solar.



No gráfico abaixo, é possível verificar o agravamento do cenário de cortes de geração, após agosto de 2023. Vejamos:



Abaixo, é possível visualizar a evolução dos volumes de *curtailment / constrained-off* de usinas geradoras no SIN, classificados por fonte e por subsistema entre 2022 e 2025:



Curtailment classificado por razão.

ENE: Laranja
CNF: Azul
REL: Verde

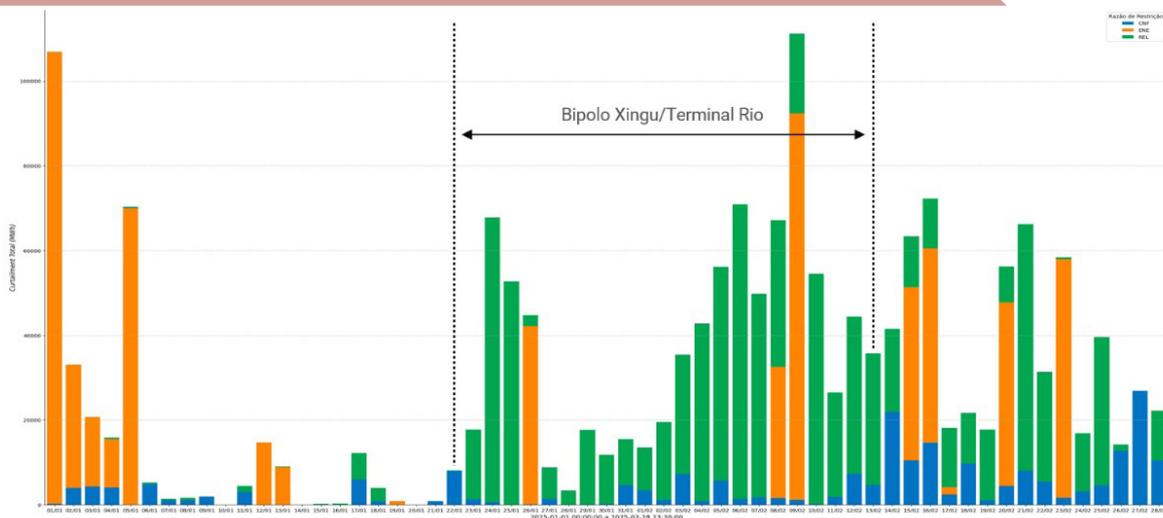
Curtailment por razão energética (ENE).

Set: 41,8%
Out: 64,7%
Nov: 65,1%
Dez: 93,5%

As análises do *curtailment/constrained-off* revelam um comportamento conjuntural, que variam de forma explícita entre dias, semanas e meses, na amplitude e na razão. Isso denota uma elevada incerteza, que depende de um grande número de variáveis energéticas e elétricas da operação. No mês de dezembro de 2024, a **razão energética (ENE)** representou **93,5%** de todo o *curtailment/constrained-off*, em contraposição a **41,8%** verificado no mês de setembro de 2024.

- A título de exemplo, no dia 22/01/2025 (22h31) se teve a contingência do bipolo Xingu/Terminal Rio (Elo CC 800 kV), devido a queda de torres, parte do sistema para escoamento da geração da UHE Belo Monte. Esta indisponibilidade perdurou até o dia 13/01/2025 (13h29), quando houve a normalização do bipolo. Neste período, ao estratificar o *curtailment/constrained-off* de usinas geradoras no SIN, observa-se um crescimento acentuado da razão elétrica (REL - em verde) motivado pela indisponibilidade do bipolo. Constata-se a indisponibilidade de um único circuito (bipolo) impactando sobremaneira a geração renovável no SIN.

Curtaimente no SIN - Jan-Fev/2025



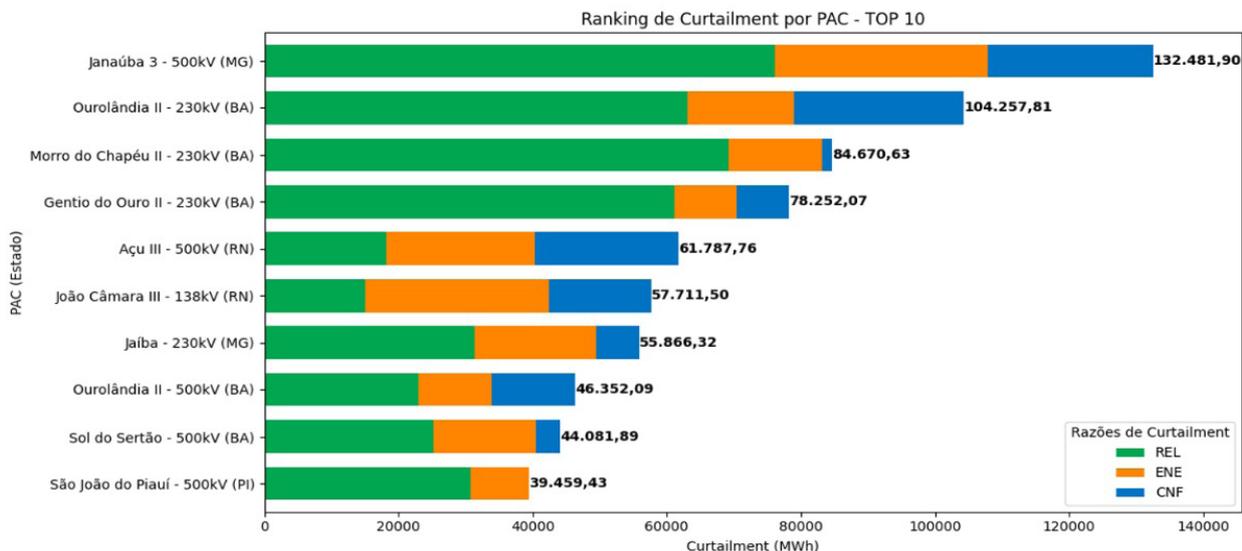
Fonte: Dados abertos/ONS, semanas operativas de 01/01 à 28/02/2025

No período de janeiro-fevereiro de 2025, contabiliza-se *curtailment/constrained-off* total no SIN de 1.751,9 GWh, o que representa um percentual de **8.90%** para a energia não gerada (GNRa), sendo:

- Curtailment de Geração Solar: **629,4 GWh (35.93%)**.
- Curtailment de Geração Eólica: **1.122,5 GWh (64.07%)**.

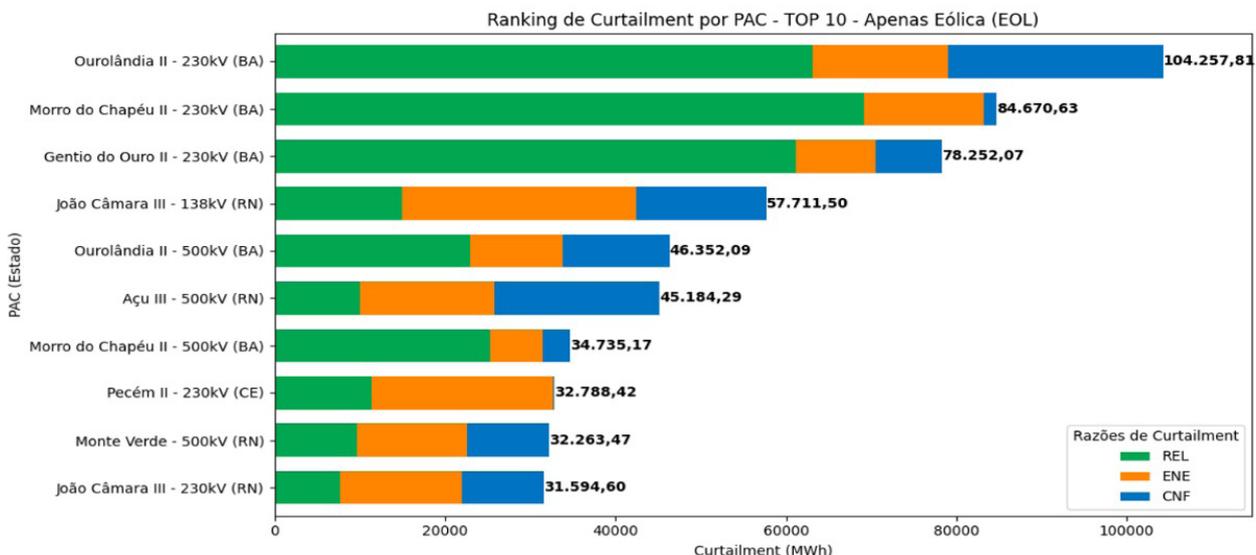
Apresenta-se a seguir um *ranking* por PAC (Ponto de Acoplamento Comum) com a Rede Básica, classificando as subestações em que se concentraram os maiores valores de *curtailment/constrained-off*, por fonte eólica e solar.

Curtailmente PAC do SIN - TOP 10 - Jan-Fev/2025



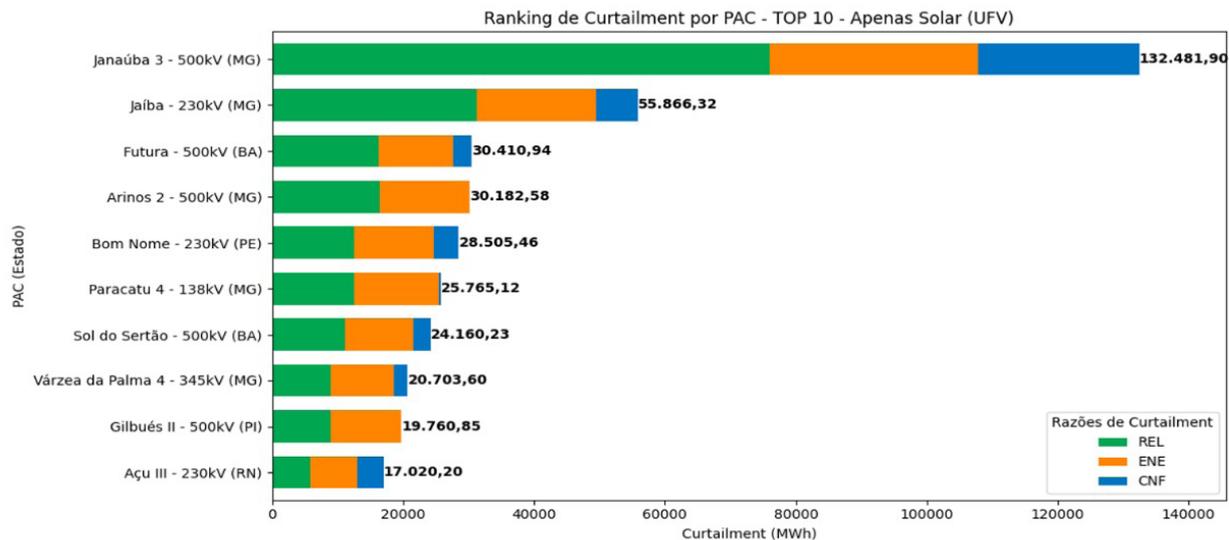
Fonte: Dados abertos/ONS, semanas operativas de 01/01 à 28/02/2025

Curtailmente PAC do SIN - TOP 10 EOLs - Jan-Fev/2025



Fonte: Dados abertos/ONS, semanas operativas de 01/01 à 28/02/2025

Curtailmente PAC do SIN - TOP 10 UFVs - Jan-Fev/2025



Fonte: Dados abertos/ONS, semanas operativas de 01/01 à 28/02/2025

No período de janeiro-fevereiro de 2025, o *curtailment/constrained-off* evidenciou:

- **Fonte eólica:** Forte concentração nos estados da Bahia e Rio Grande do Norte;
- **Fonte solar:** Concentração nos estados de Pernambuco, Rio Grande do Norte e Bahia.

1.3. Consulta Pública ANEEL nº 45/2019: O que está sendo discutido na ANEEL sobre a fixação de critérios para a redução e/ou limitação de geração no Sistema Interligado Nacional - SIN?

Em 25/02/2025 foi encerrada a 3ª Fase da Consulta Pública nº 45/2019, que visa obter subsídios para estabelecer os critérios operativos para a redução ou a limitação de geração.

Em termos de problema regulatório enfrentado pelo regulador, foi visto que a determinação da redução e/ou da limitação à geração (comando para o curtailment) implicaria em custos distribuídos de forma desigual entre os agentes, não havendo clareza e assertividade quanto a aplicação de critérios pelo ONS que sejam fundamentados na racionalidade econômica da operação do SIN.

Assim, o objeto do processo regulatório é definir o sinal econômico adequado em relação a escolha da central geradora disponível para o alcance do comando de redução e/ou limitação de geração, de forma que tal eleição tenha por fundamento a segurança operativa do SIN e os custos decorrentes do exercício dessa opção.

Na 1ª Fase da Consulta Pública nº 45/2019⁵ foi observado que os agentes do setor se manifestaram, em maioria, em concordância com a definição de critérios objetivos pelo ONS, contudo, foram contrários às proposições de rateio dos custos e/ou ônus financeiros decorrentes da redução e/ou limitação de geração.

Uma vez que houve sequência, em paralelo, ao processo regulatório do mecanismo de ressarcimento por eventos de curtailment de centrais geradoras, notadamente por meio da Resolução Normativa nº 1.030/2022, foi dado prosseguimento à Consulta Pública nº 45/2019 com o enfoque na definição dos critérios para a redução ou a limitação de geração.

⁵Item 07 da Nota Técnica nº 094/2022 - SRG/ANEEL - Doc. SIC. ANEEL nº 48550.000732/2022-00.

Na 2ª Fase da Consulta Pública nº 45/2019 foram apresentadas as seguintes premissas para a fixação da ordem dos cortes de geração:

- 1) Ordem aplicada a usinas despachadas centralizadamente e/ou conjuntos de usinas consideradas na programação do ONS
- 2) Classificação dos eventos de *curtailment* em (i) razão de indisponibilidade externa, (ii) razão de atendimento a requisitos de confiabilidade elétrica; (iii) razão energética.
- 3) Se o evento de curtailment ocorrer por razão energética deverá ser seguida a seguinte ordem de cortes entre as usinas: (i) **Bloco 1**: a redução da geração implicará em redução de custos para o consumidor; (ii) **Bloco 2**: a redução da geração será neutra, pois não produzirá e nem aliviará custos para o consumidor; (iii) **Bloco 3**: a redução da geração implicará em custos ao consumidor.
- 4) Se o evento de curtailment ocorrer por razão de atendimento a requisitos de confiabilidade elétrica deverá ser seguida a ordem decrescente de sensibilidade da variação de geração das usinas em relação ao fluxo de potência transmitido a que o ONS deseja controlar.

2ª Fase da Consulta Pública nº 45/2019

BLOCOS DE CORTE



Na 3ª Fase da Consulta Pública nº 45/2019 foram pautados para contribuições públicas, dentre outros aspectos, as propostas de aprimoramento em relação à organização da ordem dos cortes em tempo de programação, tempo real e pós operação.

Curtailment por razões energéticas

Rateio da redução e/ou limitação da geração entre as usinas hidrelétricas com vertimento turbinável, eólicas e fotovoltaicas (usinas do Bloco 2)

Propõe-se que o rateio do corte energético entre essas usinas, que estariam dentro da mesma ordem de prioridade para a limitação / redução da geração, seja proporcional as suas garantias físicas, devendo a aplicação proporcional dos cortes ocorrer dentro da subdivisão entre os Submercados Norte/Nordeste e Submercados Sul/Sudeste/Centro-Oeste.

Mecanismo de oferta

Com base em contribuições recebidas, foi vista a possibilidade de adoção de um mecanismo complementar de oferta entre o grupo de usinas geradoras do Bloco 2 como forma de instrumentalizar a revelação de preços acerca do custo de produção de energia entre as centrais geradoras para que haja a “comercialização” dos volumes de cortes entre elas, bilateralmente. O mecanismo poderia ser operado em 03 (três) momentos:

- 1. Oferta ex-ante: antes do despacho/PLD (pré-operação):** Nessa fase, em que não seriam conhecidos o PLD e o volume de restrição do despacho físico da usina, o agente gerador revelaria o custo de produção da geração de usina, a quantidade e o valor propostos para redução de sua geração, o qual, após negociado, seria realocado entre os agentes no mecanismo de proporcionalização dos cortes de geração.
- 2. Oferta dentro do intervalo entre pós-DESSEM, tempo real e rateio**
- 3. Oferta ex-post: depois do despacho/PLD e do rateio (pós-operação):** Nessa fase, já conhecidos o PLD e o volume de restrição do despacho físico da usina, o agente gerador revelaria o custo de oportunidade da geração da sua usina para, a partir disso, apresentar a quantidade e o valor propostos para a realocação da proporção dos cortes no mecanismo de compartilhamento do *curtailment*.

Com a criação do mecanismo de oferta, seria concedida alternativa aos agentes geradores para gerenciar o seu custo de oportunidade em relação às receitas contratuais, as compensações financeiras pela energia não entregue e a posição da usina no Mercado de Curto Prazo - MCP.

No entanto, pelo efeito possivelmente perverso do Mecanismo de Oferta, a Agência entendeu pela pertinência de não recomendar a sua adoção.

3ª Fase da Consulta Pública nº 45/2019

PROCEDIMENTO

Curtailment por razões energéticas



Curtailment por razões de confiabilidade elétrica

Mantém-se a proposta de que se o evento de curtailment ocorrer por razão de atendimento a requisitos de confiabilidade elétrica deverá ser seguida a ordem decrescente de sensibilidade da variação de geração das usinas em relação ao fluxo de potência transmitido a que o ONS deseja controlar.

Contudo, na etapa de pós-operação, os montantes de energia reduzidos ou limitados devem ser alocados entre todas as usinas elegíveis no quesito de confiabilidade de acordo com a ordem de prioridade:

- 1 - Usinas com restrições ativas nos Pareceres de Acesso
- 2 - Usinas com DAPR - P
- 3 - Em relação aos montantes remanescentes deverá ser aplicado o rateio de forma proporcional às respectivas garantias físicas das demais usinas / conjunto de usinas.

3ª Fase da Consulta Pública nº 45/2019

PROCEDIMENTO

Curtailment por razões de confiabilidade elétrica



A Consulta Pública nº 45/2019 é bastante relevante para o segmento de geração centralizada, justamente porque ainda não há a definição em norma dos critérios objetivos para a ordenação dos cortes de geração entre as centrais geradoras.

Assim, muito embora o ONS comande atualmente os eventos de curtailment com base em seus Programas de Operação, os quais já consideram a ordem de mérito para os despachos à geração e a otimização do uso dos recursos sob a sua gestão, a regulamentação pautada pela Consulta Pública nº 45/2019 visa promover maior **racionalidade econômica na ordem de mérito para os cortes de geração**.

Nesses termos, destaca-se que no escopo da Consulta Pública houve a exclusão do estudo acerca de aprimoramentos para reduzir os percentuais de ocorrência dos eventos de curtailment no SIN.

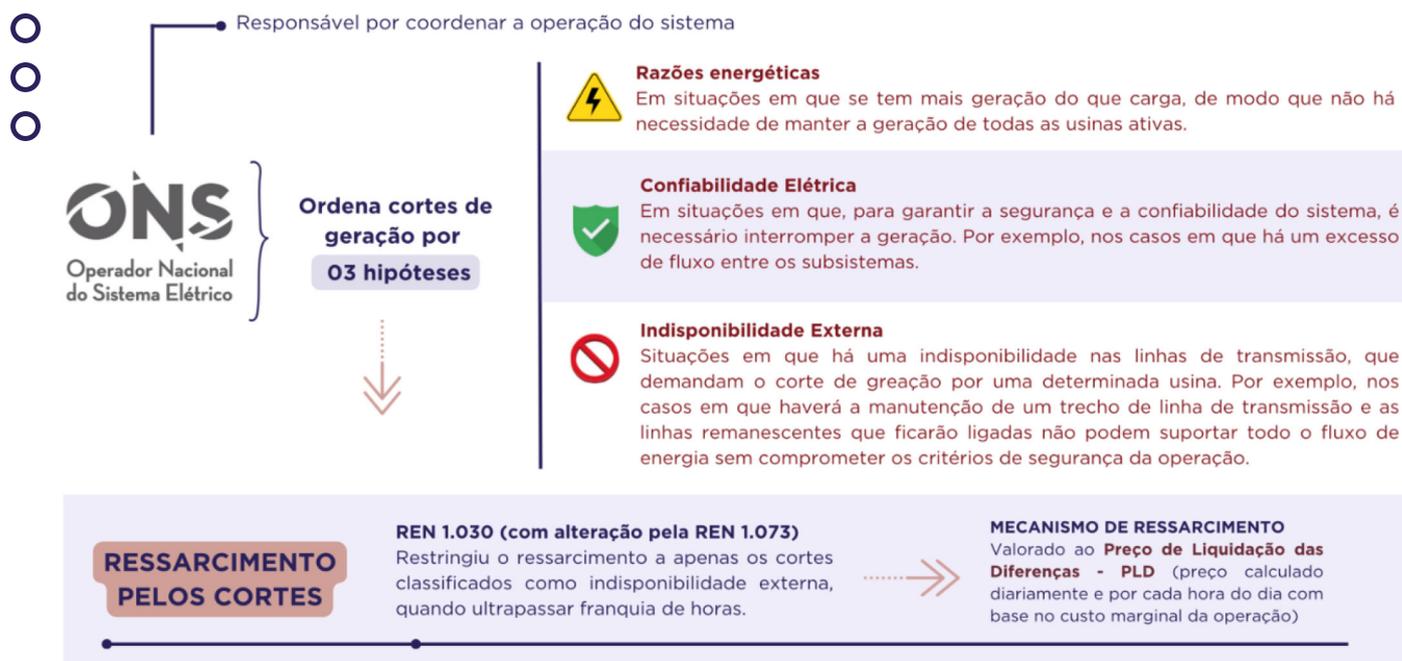


2. Metodologia de ressarcimento por eventos de *curtailment* / *constrained-off*

○ ○ ○

2. Metodologia de ressarcimento por eventos de curtailment / constrained-off

2.1. Metodologia do ressarcimento fixada pela Resolução Normativa nº 1.030/2022



Como visto acima, os eventos de constrained-off de usinas eólicas e fotovoltaicas podem ser classificados em 03 grupos: (i) **razão de indisponibilidade externa**; (ii) **razão de atendimento a requisitos de confiabilidade elétrica**; (iii) **razão energética**.

Contudo, de acordo com a Resolução Normativa nº 1.030/2022, **só são passíveis de ressarcimento os eventos de curtailment classificados como razão de indisponibilidade externa e os ressarcimentos somente são devidos na parcela de restrição de geração que ultrapassar franquia mínima de horas**. A franquia mínima de horas inicialmente estabelecida para as usinas eólicas foi de 78 (setenta e oito) horas, enquanto para as usinas fotovoltaicas foi de 30 (trinta) horas e 30 (trinta) minutos.

O mecanismo prevê que o ressarcimento será pago por meio de **Encargo de Serviço de Sistema - ESS**, valorado ao **Preço de Liquidação das Diferenças - PLD**.

Nos termos definidos pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) o Preço de Liquidação das Diferenças – PLD é o preço calculado diariamente e por cada hora do dia com base no Custo Marginal de Operação (CMO), considerando a aplicação dos limites máximos (horário e estrutural) e mínimo vigentes para cada período de apuração e para cada submercado⁶.

Com isso, o mecanismo de ressarcimento por eventos de *curtailment* definido pela REN 1.030/2022 somente prevê o **ressarcimento pelo custo marginal de operação para produção de energia**.

Dessa forma, não é adicionado no cálculo do ressarcimento outros itens de custeio, a exemplo da indexação ao valor negociado nos contratos de compra e venda de energia, cuja entrega foi frustrada pelo evento de impossibilidade de geração pelo comando de *curtailment*.

Além disso, de acordo com a Resolução Normativa nº 1.030/2022, o pagamento do ESS deverá ser operacionalizado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, que ainda está em fase de definição do procedimento, tendo sido aberta a Consulta Pública nº 09/2025 em 26/02/2025, com prazo de contribuições até 11/04/2025.

2.2. Consulta Pública ANEEL nº 09/2025: Aprimoramento das Regras de Comercialização da CCEE em face do mecanismo de ressarcimento por eventos de *curtailment* / *constrained-off* de usinas fotovoltaicas

Em 26/02/2025 foi aberta a **Consulta Pública nº 09/2025**, que visa obter subsídios para o aprimoramento das Regras e Procedimentos de Comercialização em razão da necessidade de operacionalização permanente do mecanismo de ressarcimento aos agentes geradores fotovoltaicos por eventos de *constrained-off*. O prazo de contribuições da Consulta Pública nº 09/2025 será encerrado em 11/04/2025.

⁶Regras de Comercialização CCEE – Preço de Liquidação das Diferenças – Versão 2025.1.0

Abaixo, seguem as principais propostas⁷ para tal aprimoramento:

a) Limite de indisponibilidade de transmissão sem direito ao constrained-off:

Foi proposto o expurgo do cômputo de restrições de operação ocorridas em período noturno, uma vez que as UFVs possuíam curva horária de produção diurna. No entanto, não foram ponderados os efeitos dessas restrições em período noturno quando as UFVs possuírem, a exemplos, Sistemas de Armazenamento de Energia – SAEs colocalizados como forma de mitigar os efeitos adversos do curtailment.

b) Determinação da geração frustrada por usina:

Foi proposto que o ONS deverá considerar, no caso de conjuntos de UFVs (Complexo Fotovoltaicos), o rateio da frustração de geração de energia internamente ao conjunto, de forma proporcional à capacidade instalada de cada UFV.

c) Determinação da Energia Contratada:

Foi proposto que a frustração da geração seja apurada para o valor integral da garantia física da usina, devendo haver a proporcionalização do rateio para cada ambiente de contratação (ACR/ACL) com fundamento no percentual de comprometimento da usina nesses ambientes. Para as usinas sem garantia física definida, o rateio deverá ser feito com base na energia gerada.

d) Compensações internas aos contratos regulados:

Foi proposto que o montante de energia não fornecida para fins de ressarcimento do agente gerador à distribuidora e/ou desconto na Receita Fixa contratada seja computado da seguinte forma: “o montante de energia não fornecida para os contratos é calculado como o menor valor entre: i) a energia frustrada devido à restrição de operação indicada pelo ONS; e ii) a energia necessária para atendimento aos contratos (considerando o que fora efetivamente gerado). Esse montante de energia não fornecida para os contratos é utilizado para verificação do atendimento aos contratos e cálculo da (eventual) multa por ressarcimento.”

⁷Nota Técnica nº 258/2024 – SGM/ANEEL. Doc.SIC.ANEEL 48550.002101/2024-00.

2.3. Prognóstico das ações judiciais

Para efetuar a limitação dos eventos de constrained-off de usinas eólicas e fotovoltaicas que seriam passíveis de ressarcimento por meio de pagamento do ESS, a ANEEL propôs uma avaliação acerca da **alocação dos riscos ordinários e extraordinários dentro da exploração da atividade de produção de energia elétrica**, que possui um regime de livre concorrência.

Em síntese, a Agência Reguladora fundamentou a alternativa adotada nos seguintes termos:

1. Somente será devido o pagamento de ressarcimento por evento de constrained-off classificado como razão de indisponibilidade externa enquanto não ultrapassada franquia mínima anual, pois a franquia reflete uma indisponibilidade média anual dos equipamentos de transmissão para fins de manutenção preventiva, preditiva e corretiva, sendo parte do risco de negócio do agente gerador a ciência acerca desse fato.

2. Não será devido o pagamento de ressarcimento por evento de constrained-off classificado como razão de atendimento a requisitos de confiabilidade elétrica, dado que **os cortes de geração em decorrência do atingimento dos limites físicos / de engenharia das funções de transmissão faz parte do risco do negócio do agente gerador.**

3. Não será devido o pagamento de ressarcimento por evento de constrained-off classificado como razão energética pois a restrição e/ou a limitação de geração só ocorre porque há produção de energia superior ao consumo, de forma que **é risco do negócio a ausência de mercado para a compra do produto.**

Dessa forma, na visão da Agência, a compensação financeira indistinta pelos eventos de *constrained-off* teria por efeito adverso a redistribuição de renda, aumentando a tarifa dos consumidores, haja visto que o ESS é pago por todo agente que comercializa energia elétrica com usuário final.

Ocorre que a escolha do regulador não foi bem recebida pelos agentes geradores, principalmente as usinas eólicas e fotovoltaicas, tendo sido identificadas 03 (três) principais incongruências no processo / decisão do regulador:

a. Limites de legalidade:

A regulamentação da ANEEL desafia os limites de legalidade de sua competência regulamentar, haja visto que a Lei nº 10.848/2004 e o Decreto nº 5.163/2004, dentre outras normativas, preveem que os esquemas de corte de geração e de alívio de cargas (curtailment ou constrained-off) devem ser ressarcidos aos agentes geradores afetados, devendo os recursos para tal custeio ser proveniente da conta do Encargo de Serviço dos Sistemas (ESS).

b. Compartilhamento de riscos em relação ao acesso ao SIN:

Uma vez que o Sistema Interligado Nacional – SIN é, por definição, um sistema integrado e que conecta 04 (quatro) subsistemas, os quais são operados por limites de intercâmbio de energia e de acordo com o balanceamento entre a oferta de geração e a demanda de energia no SIN, há um compartilhamento de riscos, deflagrada em termos físicos, entre todos os agentes conectados ao sistema elétrico. À medida que há a dissociação entre a entrega física e o cômputo virtual de energia para fins de comercialização, a metodologia adotada pela ANEEL no mecanismo de ressarcimento não reflete a realidade de compartilhamento de riscos factualmente operada no SIN.

c. Compartilhamento dos ônus pelo mecanismo de ressarcimento:

O mecanismo de ressarcimento não autoriza que a compensação financeira pelo evento de curtailment seja calculado com base no preço de energia do contrato intitulado pela usina que sofreu a restrição e/ou limitação de geração de energia. Pelo fato de o ressarcimento ser calculado com base no PLD, ou seja, com base no custo marginal de produção de energia, ainda que o agente gerador seja compensado pelo evento de curtailment terá de absorver os ônus financeiros em relação à diferença do PLD e do valor de energia não entregue em seu contrato, adicionado de eventuais penalidades contratuais pela frustração da não entrega ao agente comprador.

Assim, com vistas a declarar a ilegalidade das restrições às hipóteses de ressarcimento determinadas pela Resolução Normativa nº 1.030/2022, houve um notório movimento de ajuizamento de ações judiciais contra a Agência Reguladora, dentre os quais se destacou a ação de natureza coletiva da Absolar e da Abeeólica, cuja tramitação está relatada no Infográfico abaixo:

Infográfico da Ação Judicial da Absolar / Abeeólica

AÇÃO ABEEOLICA E ABSOLAR

LINHA DO TEMPO

06/10/2023

AJUIZAMENTO DA AÇÃO
PELA ABEEOLICA E ABSOLAR

Liminarmente, que a ANEEL promova a compensação integral aos geradores associados pelos cortes de geração (*constrained-off*), sem limitações de classificação ou dedução de franquia.

No mérito, a confirmação da liminar em caráter definitivo. Além disso: (i) que a ANEEL seja compelida à compensar integralmente os cortes de geração desde 2014 (geradores eólicos) e 2016 (geradores fotovoltaicos), com atualização monetária e juros; (ii) que a ANEEL altere a Resolução Normativa nº 1.030/2022 para refletir esses ajustes e garantir o tratamento adequado aos eventos de *constrained-off*.

PEDIDOS

10/10/2023

PROFERIDA DECISÃO CONCEDENDO
EM PARTE A LIMINAR PLEITEADA

Juiz indeferiu a concessão da liminar argumentando que o controle judicial sobre decisões técnicas da ANEEL deve ser limitado.



ANEEL **não inovou indevidamente na legislação**, pois a Lei nº 10.848/2004 e o Decreto nº 5.163/2004 apenas exigem tratamento para restrições de transmissão, sem especificar compensações.



Também **considerou justificável a diferenciação** entre usinas termelétricas e eólicas/solares devido às suas diferentes operações.



Além disso, **entendeu que não há periculum in mora**, pois a Resolução Normativa nº 1.030/2022 está em vigor desde 2022 e as compensações são mensais, permitindo ajustes futuros.



Ressaltou ainda que a **mudança imediata das regras poderia gerar um impacto tarifário e custos de adaptação**, justificando a manutenção das normas atuais para evitar prejuízos aos consumidores (*periculum in mora inverso*).

DESTAQUES DA DECISÃO



REMETIDO AO 2º GRAU



10/11/2023

INTERPOSIÇÃO DO AGRAVO
DE INSTRUMENTO



30/11/2023

PROFERIDA DECISÃO INDEFERINDO A
MEDIDA LIMINAR PLEITEADA

- o
- o
- o

Relator convocado concedeu parcialmente a antecipação de tutela recursal requerida pela ABEEOLICA e ABSOLAR contra decisão que havia negado o pedido de compensação integral pelos cortes de geração (*constrained-off*).

Reconheceu probabilidade do direito

Entendeu que a **diferenciação** entre fontes renováveis e termelétricas na concessão de compensação era **desarrazoada e não isonômica**, uma vez que todas as restrições operacionais decorrem de comandos do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), fator externo ao controle das usinas.

Determinou que a ANEEL realize a compensação integral

Aos geradores eólicos e solares associados às agravantes, **sem limitação** aos eventos classificados como indisponibilidade externa e **sem a aplicação de franquias de horas**, a partir do relatório de contabilização a ser divulgado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) em 01.12.2023 e nos subsequentes.

DESTAQUES DA DECISÃO

30/04/2024

PROFERIDA DECISÃO DETERMINANDO QUE A ANEEL PROMOVA OS AJUSTES NECESSÁRIOS NAS REGRAS DE COMERCIALIZAÇÃO PARA OPERACIONALIZAR A COMPENSAÇÃO INTEGRAL DETERMINADA PELA DECISÃO PROLATADA NO DIA 30/11/2023.

03/07/2024

PROFERIDA DECISÃO RECONSIDERANDO A TUTELA RECURSAL ANTECIPADA CONCEDIDA

- o Em razão de requerimento da ANEEL, o Relator reconsiderou a decisão anterior e negou o pedido de tutela recursal antecipada, mantendo a decisão de primeira instância que havia indeferido a compensação integral aos geradores eólicos e solares por restrições de operação (*constrained-off*).

Na ocasião, **considerou que não foram apresentados elementos concretos** que comprovassem risco de dano grave e irreparável às usinas eólicas e solares. Além disso, **reconheceu o periculum in mora inverso**, ou seja, os impactos negativos da decisão anterior sobre o equilíbrio regulatório e financeiro do setor elétrico, que poderia transferir custos elevados aos consumidores.



18/12/2024

PROFERIDO ACÓRDÃO QUE DEU PARCIAL PROVIMENTO AO
AGRAVO DE INSTRUMENTO.

O Voto do Relator, acompanhado pelos demais desembargadores componentes da Turma, entendeu pelo provimento parcial do Agravo de Instrumento.

Determinação de que a ANEEL, no próximo Relatório do Processamento da Contabilização da Liquidação Financeira do Mercado de Curto Prazo de Energia Elétrica, a ser divulgado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), e nos subsequentes, **promova à compensação integral aos geradores associados à agravante**, em relação a todos os eventos de restrição de operação por constrained-off ocorridos a partir da intimação deste acórdão, sem limitação aos eventos classificados como indisponibilidade externa e incidência da franquia de horas.

A decisão se baseou no entendimento de que a Resolução Normativa ANEEL nº 1.030/2022, alterada pela Resolução nº 1.073/2023, **extrapolou os limites regulamentares ao restringir indevidamente a compensação financeira** para cortes de geração. Na ocasião, o Relator destacou que essas normas criaram limitações que não encontram respaldo na Lei nº 10.848/2004 e no Decreto nº 5.163/2004, **violando o princípio da legalidade administrativa**.

Além disso, a decisão **reconheceu que as restrições impostas pela ANEEL resultaram em graves prejuízos financeiros** aos geradores de energia renovável, comprometendo a sustentabilidade econômica do setor e desestimulando investimentos em fontes limpas.

DESTAQUES DA DECISÃO

REMETIDO AO STJ

10/01/2025

PROTOCOLO DO PEDIDO DE SUSPENSÃO DE LIMINAR E
DE SENTENÇA FORMULADO PELA ANEEL.

22/01/2025

PROFERIDA DECISÃO QUE SUSPENDEU AS
LIMINARES CONCEDIDAS PELO TRF-1

O Ministro Herman Benjamin concedeu a suspensão das decisões liminares proferidas pelo Tribunal Regional Federal da 1ª Região (TRF-1), que determinavam a compensação integral dos geradores de energia eólica e solar por cortes de geração (*constrained-off*), sem a limitação imposta pela Resolução Normativa ANEEL nº 1.030/2022.

○ ○ ○

○
○
○



22/01/2025

PROFERIDA DECISÃO QUE SUSPENDEU AS LIMINARES CONCEDIDAS PELO TRF-1

A **decisão atendeu ao pedido da ANEEL**, que argumentou que a antecipação da tutela recursal imposta pelo TRF-1 poderia gerar grave lesão à ordem e à economia públicas. Segundo a agência reguladora, as liminares determinavam mudanças imediatas nas regras de compensação do setor elétrico, **impactando diretamente os consumidores de energia elétrica**, que poderiam arcar com um custo adicional de R\$ 1,1 bilhão, segundo estimativa da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). A ANEEL defendeu que a Resolução 1.030/2022 não extrapolou seu poder regulamentar, pois foi elaborada com base em audiências e consultas públicas, levando em conta a necessidade de segurança e estabilidade no Sistema Interligado Nacional (SIN).

Além disso, o relator apontou que o **TRF-1 não avaliou adequadamente o impacto econômico da decisão**, contrariando os princípios da LINDB, que exige a análise das consequências práticas das decisões judiciais. Também foi observado que a tutela provisória concedida pelo TRF-1 não era imprescindível, pois eventuais valores devidos poderiam ser ajustados futuramente sem comprometer a viabilidade do setor.

DESTAQUES DA DECISÃO

QUADRO RESUMO

	06/10/2023 AJUIZAMENTO DA AÇÃO PELA ABEEOLICA E ABSOLAR
10/10/2023 PROFERIDA DECISÃO CONCEDENDO EM PARTE A LIMINAR PLEITEADA	10/11/2023 INTERPOSIÇÃO DO AGRAVO DE INSTRUMENTO
30/11/2023 PROFERIDA DECISÃO INDEFERINDO A MEDIDA LIMINAR PLEITEADA	30/04/2024 PROFERIDA DECISÃO DETERMINANDO QUE A ANEEL PROMOVA OS AJUSTES NECESSÁRIOS NAS REGRAS DE COMERCIALIZAÇÃO PARA OPERACIONALIZAR A COMPENSAÇÃO INTEGRAL DETERMINADA PELA DECISÃO PROLATADA NO DIA 30/11/2023.
03/07/2024 PROFERIDA DECISÃO RECONSIDERANDO A TUTELA RECURSAL ANTECIPADA CONCEDIDA	18/12/2024 PROFERIDO ACÓRDÃO QUE DEU PARCIAL PROVIMENTO AO AGRAVO DE INSTRUMENTO.
10/01/2025 PROTOCOLO DO PEDIDO DE SUSPENSÃO DE LIMINAR E DE SENTENÇA FORMULADO PELA ANEEL.	22/01/2025 PROFERIDO ACÓRDÃO QUE DEU PARCIAL PROVIMENTO AO AGRAVO DE INSTRUMENTO.

Considerações finais

“Para todo problema complexo existe sempre uma solução simples, elegante e completamente errada”. A frase, atribuída ao jornalista americano Henry Louis Mencken, frequentemente empregada na análise de problemas que envolvem diferentes variáveis e graus de incerteza, nos faz lembrar que às vezes **problemas complexos demandam resoluções igualmente complexas e multipartes.**

Muito embora o problema do curtailment seja fundamentado em variáveis técnicas de operação da rede elétrica e de balanceamento da geração para o atendimento da carga de consumo do SIN, **os efeitos decorrentes do curtailment não são simples de serem equacionados, vez que as suas implicações contrastam com lógicas econômicas complexas.**

A expansão do sistema de transmissão, em face da necessidade de planejamento, do tempo e dos custos incorridos, não são soluções fáceis e/ou rápidas de implementação. Não é facilitada também a solução de implementação dos comandos de redução de geração, pois o estabelecimento da sua ordem de priorização pode implicar na (in)correta alocação de custos entre os agentes do setor, inclusive consumidores.

Como visto no presente Editorial, o ambiente regulatório está em plena transformação, acompanhando o momento dinâmico de mudança do mercado de energia. Na 2ª Edição do Meet & Greener, buscou-se responder o panorama geral sobre a ocorrência dos eventos de curtailment / constrained-off de usinas eólicas e fotovoltaicas.

Para continuarmos as discussões sobre a transformação no mercado de energia elétrica, acompanhe nosso trabalho nas mídias e redes sociais e participe do Greener Summit 2025.

Atenciosamente,

Greener

Márcio Takata // Marco Conte

Cortez Pimentel & Melcop Advogados

Lucas Cortez Pimentel // Luiza Melcop

Carpe Vie

Alécio Fernandes

GCTMA Advogados

Rhudá Tavares // Edgar Moury





Márcio Takata

Fundador e CEO da **Greener**, com mais de 15 anos de experiência no desenvolvimento e estruturação de negócios no mercado de energia solar. Se tornou um dos principais nomes quando o assunto é dados, estratégia e inovação. Baseando seu trabalho em inteligência de mercado, assessora investidores nacionais e internacionais nos seus planos e caminhos da transição energética, trazendo referências e fundamentos nas suas análises.

✉ relacionamento@greener.com.br

☎ +55 11 94584-1946



Luiza Melcop

Sócia do **Cortez Pimentel & Melcop Advogados**, com foco de atuação na assessoria jurídica consultiva e contenciosa em direito administrativo, infraestrutura e regulatório de energia.

Graduada em Direito pela UFPE | Mestranda em Economia pelo IDP / SP.

✉ luiza.melcop@cortezpimentel.adv.br

☎ +55 81 9979-0811



Alécio Fernandes

31 anos de experiência no setor elétrico, atuando em gestão, engenharia e consultoria. Passou 13 anos no Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e, desde 2003, é sócio e CEO da **Carpe Via Engenharia**. Em 2018, tornou-se sócio e diretor da Nexiall Consultoria em Energia. Conselheiro consultivo certificado pela Board Academy.

Graduado em Engenharia Elétrica pela UFPB | Mestre e Doutor em Engenharia Elétrica pela UFB | MBA pelo IAG/PUC-Rio | Extensão em Business Analytics International Program, Innovation Experience - Israel 360).

✉ alecio.b.fernandes@carpevie.com

☎ +55 81 98636-0800





Rhudá Tavares

Sócio do **GCTMA Advogados**, especializado em responsabilidade civil contratual e extracontratual, com foco no contencioso estratégico. Possui mais de 10 anos de experiência em litígios de natureza privada, especialmente em disputas envolvendo contratos empresariais, com destaque para os setores de energia e agronegócio.

Graduado em Direito pela UNICAP | LLM em Direito Empresarial pela FGV/RJ | MBA em Agronegócio pela ESALQ/USP,

✉ rhuda@gctm.adv.br

☎ +55 81 99319-8690



Lucas Cortez Pimentel

Sócio fundador do **Cortez Pimentel & Melcop Advogados**, com foco de atuação em direito contratual, societário e regulação de energia elétrica.

Graduado em Direito pela UFPE | LLM em Direito Empresarial pela FGV | Diretor Jurídico da ABRAPCH.

✉ lucas@cortezpimentel.adv.br

☎ +55 81 9458-0665



Você também
pode se
interessar:



○○○

Meet & Greener: Curtailment 4ª Edição - Março

Curtailment / Constrained-off de Geração Solar e Eólica

○○○

Greener

Márcio Takata // Marco Conte

Cortez Pimentel & Melcop Advogados

Lucas Cortez Pimentel // Luiza Melcop

Carpe Vie

Alécio Fernandes

GCTMA Advogados

Rhudá Tavares // Edgar Moury



Greener



Desenvolvido por

www.manguestudiodigital.com

© 2025 Greener. Todos os direitos reservados.

Este material é protegido pela legislação de direitos autorais (Lei nº 9.610/98). Nenhuma parte deste conteúdo pode ser reproduzida, distribuída ou transmitida, em qualquer forma ou por qualquer meio, eletrônico ou mecânico, sem a autorização prévia da Greener ou o devido referenciamento da fonte.