**MODELO PARA ENVIO DE CONTRIBUIÇÕES REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 045/2019**

**NOME DA INSTITUIÇÃO: COCEN PIRATININGA Conselho de Consumidores da CPFL PIRATININGA**

**AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL**

**ATO REGULATÓRIO : NOTA TÉCNICA Nº 240/2024-SGM/ANEEL de 12 de novembro de 2024.**

**EMENTA:** Obter subsídios para estabelecer os critérios operativos para redução ou limitação de geração.

**CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS**

**IMPORTANTE:** Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando

| TEXTO/ANEEL | TEXTO/CONSELHO | ANÁLISE/JUSTIFICATIVA/CONSELHO |
|---|---|---|
| **Nota Técnica nº 240/2024-SGM/ANEEL** | | |
| Em 12 de novembro de 2024. | | |
| Processo nº: **48500.000375/2019-83.** | | |
| Assunto: **Análise das contribuições à Consulta Pública 045/2019 – 2a Fase, instaurada para obter subsídios para estabelecer os critérios operativos para redução ou limitação de geração.** | | |
| **I - DO OBJETIVO** | | |
| 1. Esta Nota Técnica tem por objetivo analisar as contribuições à Consulta Pública **045/2019 – 2ª Fase**, instaurada com o objetivo de obter subsídios para estabelecer critérios para **redução ou limitação de geração de usinas despachadas centralizadamente** pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (**ONS**), no Programa Diário da Produção (PDP) pós processamento do modelo DESSEM e em tempo real. | | |
| **II - DOS FATOS** | | |
| 2. Por meio da Nota Técnica **nº 119/2019**-SRG/ANEEL, de 10 de dezembro de 2019, a SRG recomendou à Diretoria a instauração de **primeira fase** de Consulta Pública com o objetivo de obter subsídios para avaliação conceitual do conteúdo da Nota Técnica e da Análise de Impacto Regulatório (AIR) que tratam do estabelecimento de critérios operativos para redução ou limitação de geração de usinas despachadas pelo ONS. | | |
| 3. A Diretoria da ANEEL decidiu instaurar a Consulta Pública **045/2019** (CP 045/2019) no período de 19/12/2019 a 17/02/2020. | | |
| 4. Em seguida, a Diretoria decidiu prorrogar o prazo de envio de contribuições à CP 045/2019 para 18/03/2020. | | |
| 5. Após a avaliação das contribuições, conforme Nota Técnica **nº 094/2022**, foi proposta a abertura de segunda fase da CP 045/2019 para avaliação da minuta de Resolução Normativa, a qual incluiu a **proposta da definição dos critérios para redução ou limitação de geração com base em critérios econômicos**, conforme **Alternativa 2 da AIR**, mas **sem contemplar a proposta de distribuição dos efeitos comerciais entre as usinas** dos conjuntos indicados pelo ONS. | Comentários | Este conselho de consumidores é totalmente contrário ao pagamento de efeitos comerciais serem impostos a quem NÃO deu causa. Concordamos com a sugestão inicial da Aneel de que "reduções ou limitações de geração devem ocorrer na ordem da menor para a maior imposição de custo sob a ótica do consumidor." |
| 6. O período para o recebimento de contribuições ocorreu entre 11/08/2022 a 26/09/2022, tendo sido posteriormente prorrogado até **10/11/2022**. | | |
| 7. Durante esse período, foram recebidas contribuições à CP 045 de 25 participantes: | | |
| • Associação Brasileira de Energia Eólica - ABEEólica | | |
| • Associação Brasileira de Investidores em Autoprodução de Energia - ABIAPE | | |
| • Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livre - ABRACE | | |
| • Associação Brasileira das Empresas Geradores de Energia Elétrica - ABRAGE | | |
| • Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa - ABRAGEL | | |
| • Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas - ABRAGET | | |
| • Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica - ABSOLAR | | |
| • AES Brasil - AES BRASIL | | |
| • Aliança Geração de Energia S.A - ALIANÇA | | |
| • Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica - APINE | | |
| • Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE | | |
| • COMERC Energia | | |
| • Grupo CPFL Energia - CPFL | | |
| • EDP Energias do Brasil S.A. - GRUPO EDP | | |
| • Elera Renováveis - ELERA | | |
| • Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRAS | | |
| • Engie Brasil Energia - ENGIE | | |
| • Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás – IBP | | |
| • NORTE Energia S.A. - NESA | | |
| • Omega Energia - OMEGA | | |
| • Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS | | |
| • PSR Soluções e Consultoria em energia ltda - PSR | | |
| • Qair Brasil Participações S.A - QAIR BRASIL | | |
| • Santo Antônio Energia S.A - SAESA | | |
| • Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG | | |
| 8. Conforme Relatório de Análise das Contribuições – **RAC**, em anexo a esta Nota Técnica, das 202 contribuições recebidas na **2a fase da CP 045/2019**, 20 foram aceitas, 48 foram parcialmente aceitas, 84 não foram aceitas e 50 estavam fora do escopo da análise. | | |
| **III.DA ANÁLISE** | | |
| 9. Em linha com as disposições legais em vigor, as atividades de **coordenação** e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica integrantes do sistema elétrico brasileiro são executadas pelo **ONS**. Nessa tarefa, o **ONS realiza o despacho** conforme processos de planejamento e programação, operação em tempo real e pós operação, com o objetivo de utilizar, **da forma mais econômica possível**, os recursos para garantir o atendimento à demanda do sistema. | | |
| 10. Inclusive, a Nota Técnica nº 119/2019-SRG/ANEEL, de 10/12/2019, que promoveu o início do debate integrante da CP 045/2019, apresentou de forma sumarizada as rotinas desses processos do Operador. Ao cabo, essa avaliação técnica indicou as seguintes conclusões: | | |
| *28. Da análise efetuada, conclui-se que:* | | |
| *(i) a priorização da redução ou limitação de geração de uma ou outra usina **acarreta custos a diferentes agentes;*** | | |
| *(ii) é necessário estabelecimento de critério para definição da(s) usina(s) que terá(ão) a geração reduzida ou limitada com vistas a proporcionar **maior racionalidade econômica na operação do SIN**;* | | |
| *(iii) ao decidir pela redução ou limitação de geração, o ONS deverá avaliar, depois da segurança operativa do SIN, a prioridade de redução ou limitação de geração dos conjuntos de usinas com observância ao **critério econômico proposto**;* | | |
| *(iv) o ONS tomará a decisão com base na **segurança operativa** e nos **custos da redução** ou **limitação da geração** e a **CCEE calculará e distribuirá seus os efeitos comerciais entre as usinas dos conjuntos indicados pelo ONS**; e* | Comentário. | O ONS não poderá decidir a quem impõe os efeitos comerciais. Esta questão deve ser claramente regulamentada pela Aneel com base no histórico de entrada das usinas no SIN. As que entraram antes tinham plena capacidade e segurança de despachar suas cargas através dos sistemas de transmissão existentes. Com a profusão de outorgas promovida pela Aneel, para as fontes incentivadas (solar e eólica), com redução de 50% da TUSD e TUST, esta capacidade foi de deteriorando promovendo a necessidade de limitação da geração. Este conselho entende que ela deve ser imposta a quem deu causa, nitidamente os últimos entrantes. |
| *(v) a proposta provê sinalização mais evidente ao **planejamento quanto às consequências da escolha do parque gerador disponível**, pois os efeitos da redução/limitação de geração são distribuídos às diversas usinas passíveis.* | | |
| 11. Naquela ocasião, resumidamente, o tratamento regulatório pretendido e formatado pela Análise de Impacto Regulatório avaliou três perspectivas de atuação, conforme listado na tabela a seguir, sendo **indicada a segunda alternativa** com base para os debates futuros. | | |
| **Quesito / Características** | | |
| **Alternativa (1) - não regular a matéria** | | |
| • Priorização das fontes com CVU nulo.<br>• Evitação/minimização de vertimentos turbináveis.<br>• Redução/limitação de geração de UTE sem observância plena da racionalidade econômica. | | |
| **Alternativa (2) - critério de conjunto de usinas** | | |
| • Indicação de **conjuntos de usinas** para redução/limitação de geração.<br>• Observância a **critério econômico** para redução/limitação.<br>• **Distribuição dos efeitos comerciais** da redução ou limitação de geração. | | |
| **Alternativa (3) - critério da proporção linear** | | |
| • Redução ou limitação de geração de maneira proporcional e linear entre todas as usinas passíveis.<br>• Redução/limitação de geração de UTE sem observância plena da racionalidade econômica.<br>• Distribuição dos efeitos comerciais da redução ou limitação de geração. | | |
| 12. Na etapa seguinte, as contribuições dessa primeira etapa da CP 045/2019 foram avaliadas pela Nota Técnica nº 094/2022-SRG/ANEEL, de 04/08/2022, tendo sido observado **participações bastante homogêneas**, uma vez que, em sua maioria, houve concordância dos participantes no estabelecimento de **critérios objetivos e transparentes** para o ONS proceder à redução ou limitação de geração de usinas despachadas centralizadamente a partir de **racional econômico**, mas também **discordância quanto à possibilidade de rateio dos efeitos comerciais** da redução ou limitação de geração entre os **agentes geradores**. | Comentário. | Este conselho de consumidores é totalmente contrário ao pagamento de efeitos comerciais serem impostos a quem não deu causa. |
| 13. A citada Nota Técnica em face do apontado delimitou que, naquele momento, **não cabia dar continuidade ao debate quanto à proposta de distribuição dos efeitos comerciais** entre as usinas dos conjuntos indicados para redução ou limitação de geração pelo ONS, pois a existência da regulação de *constrained-off* para algumas fontes **conduz a efeitos distintos entre os geradores quando da distribuição de tais efeitos.** | Comentário. | Este conselho de consumidores é totalmente contrário ao pagamento de efeitos comerciais serem impostos a quem não deu causa. As usinas que foram construídas para atender à expansão do mercado livre devem arcar com os custos de indisponibilidade já que elas são as últimas a acessas ao sistema e as verdadeiras responsáveis pela necessidade de desligamento |
| 14. Noutra frente, frisando que a operação do sistema elétrico brasileiro observa redespacho na etapa de programação pós-DESSEM e operação de tempo real, por razões associadas a interações com os próprios agentes de geração e alterações das condições do SIN, levando em conta a escolhas de redução ou limitação de produção pelo Operador, a Nota Técnica nº 094/2022-SRG/ANEEL registrou que *"as **reduções e limitações não são praticadas pelo Operador** por uma determinação de **regulamento vigente**, mas **sim, por imposição das características atuais do sistema elétrico** e resultantes do exercício das competências do ONS".* | | |

**MODELO PARA ENVIO DE CONTRIBUIÇÕES REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 045/2019**

**NOME DA INSTITUIÇÃO: COCEN PIRATININGA Conselho de Consumidores da CPFL PIRATININGA**

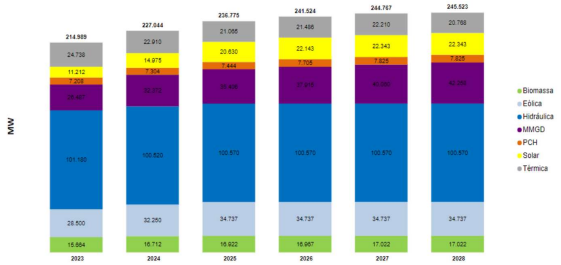
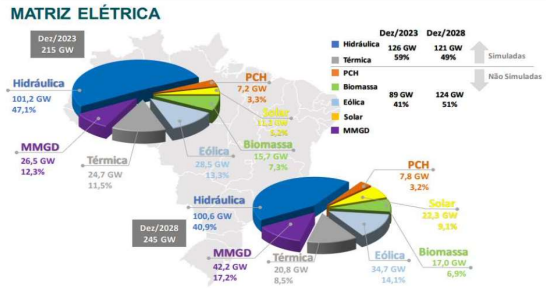
**AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL**

**ATO REGULATÓRIO : NOTA TÉCNICA Nº 240/2024-SGM/ANEEL de 12 de novembro de 2024.**

**EMENTA:** Obter subsídios para estabelecer os critérios operativos para redução ou limitação de geração.

**CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS**

**IMPORTANTE:** Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando

| TEXTO/ANEEL | TEXTO/CONSELHO | ANÁLISE/JUSTIFICATIVA/CONSELHO |
|---|---|---|
| 15. Desse modo, ao sopesar como variável norteadora para o ordenamento dos cortes de geração **o custo decorrente desses ao consumidor,** foi apresentada uma proposta de segunda fase de debates com a sociedade para a CP 045/2019 com uma abordagem normativa guiada, em síntese, pelas seguintes premissas: | | |
| 1) Os critérios para **redução ou limitação** de geração **se aplicarão a usinas despachadas** centralizadamente e usinas ou conjuntos de usinas considerados na programação da operação pelo **ONS**, nas etapas de programação da operação, pós processamento do modelo de curtíssimo prazo e operação em tempo real do SIN. | | |
| 2) Os **eventos de redução** ou limitação de geração serão classificados de acordo com seus motivos da seguinte forma: | | |
| a. Razão de **indisponibilidade externa:** motivados por indisponibilidades em **instalações externas às respectivas usinas** ou conjuntos de usinas; | | |
| b. Razão de atendimento a requisitos de **confiabilidade elétrica**: motivados por razões de confiabilidade elétrica dos equipamentos pertencentes a **instalações externas** às respectivas usinas ou conjuntos de usinas e que não tenham origem em indisponibilidades dos respectivos equipamentos; e | | |
| c. **Razão energética**: motivados pela impossibilidade de **alocação de geração** de energia na carga. | Comentário. | A sobrecontratação já está sendo imposta aos consumidores cativos não tem sentido algum impor mais estes custos de redução ou limitação de geração. |
| 3) Para as **reduções** ou limitações de geração motivadas por **razão energétic**a, o ONS deverá atender, preferencialmente, uma ordem pré-definida de blocos de usinas, a qual tem como justificativa a **aplicação de racional econômico**, pois atende critério de redução ou limitação de geração na ordem do maior **para o menor benefício para o consumidor:** | | |
| a. **Bloco 1** – A redução ou limitação de geração **produz alívio de custo para o consumidor;** | Comentário. | Vamos ter que incluir as questões de custos para diferentes mercados ACR e ACL, já que com as fontes incentivadas o ACL tem subsídios de 50% sobre a TUST e TUSD. |
| b. **Bloco 2** – A redução ou limitação de geração não produz **nem alívio de custo nem impõe custo para o consumidor**; e, | Comentário. | Vamos ter que incluir as questões de custos para diferentes mercados ACR e ACL, já que com as fontes incentivadas o ACL tem subsídio de 50% sobre a TUST e TUSD. |
| c. **Bloco3** – A redução de geração **impõe custo para o consumidor**. | Comentário. | Vamos ter que incluir as questões de custos para diferentes mercados ACR e ACL, já que com as fontes incentivadas o ACL tem subsídio de 50% sobre a TUST e TUSD. |
| 4) Para as reduções ou limitações de geração motivadas por razão de indisponibilidade externa ou razão de atendimento a requisitos de confiabilidade elétrica, o **ONS** deverá atender, como **critério de priorização,** a ordem decrescente de sensibilidade da **variação de geração** das usinas em relação ao **fluxo de potência** transmitido que se **deseja controlar**. | | |
| 16. Observa-se desse apanhado que o escopo da presente instrução está centrado em sedimentar as classificações dos eventos de restrições de geração de ativos operados de forma centralizada, bem como **sistematizar critérios objetivos e transparentes** para a realização dessas **restrições.** | | |
| 17. Desse modo, o debate contido nesta Consulta Pública **não se trata da proposição de soluções estruturantes de redução do fenômen**o, observado em determinados momentos, de excesso de capacidade de produção de energia elétrica oriunda de **ativos de geração não controlávei**s, o qual deriva de uma diversidade de fatores que estão além do escopo da instrução em comento, conforme se aborda com mais detalhes no final da seção III.1. | | |
| 18. Dito isso, a análise desta Nota Técnica está estruturada conforme os seguintes tópicos: | | |
| III.1. Do fenômeno de reduções ou limitações de geração; | | |
| III.2. Da proposta submetida à segunda fase da CP 045/2019; e | | |
| III.3. Das contribuições recebidas na 2a Fase. | | |
| **III.1. Do fenômeno de reduções ou limitações de geração** | | |
| 19. Conforme extraído do sítio eletrônico do ONS, a Figura 1 mostra uma projeção da **evolução anual da Matriz** Elétrica Brasileira até o ano de 2028, na qual verifica-se uma estabilidade da oferta de usinas hidráulicas e um decréscimo na oferta de usinas termelétricas (em função das descontratações no ambiente regulado ao longo do horizonte) e, por outro lado, um aumento significativo de geração de usinas eólicas, fotovoltaicas e Micro e Minigeração Distribuída (MMGD). Ou seja, na **expansão da oferta predominam as fontes renováveis intermitentes.** | Comentário. | A expansão de oferta com predomínio de renováveis incentivadas se dá basicamente para atendimento ao ACL com subsídios de 50% na TUSD e TUST, justificando claramente a necessidade de separação dos mercados ACR e ACL para imputação dos efeitos econômicos das limitações de despachos. |
|   **Figura 1: Evolução Anual da Matriz Elétrica**<br>Fonte: Painéis Dinâmicos do Plano da Operação Energética (PEN 2024-2028) | | |
| 20. Há que se destacar que o **maior incremento ocorre para MMGD**, com previsão de **aumento de capacidade** instalada de aproximadamente **15 GW entre 2023 e 2028**. Conforme ilustrado na Figura 2 a seguir, ao final do horizonte a MMGD representará a segunda maior fonte de geração na matriz elétrica brasileira, ficando atrás apenas das usinas hidrelétricas. | Comentário. | Os prossumidores de energia solar (99%) da MMGD devem também receber parte da imposição dos custos da Sobrecontratação e do deslocamento de carga que impõe ao sistema. |
|   **Figura 2: Comparação da Matriz Elétrica Brasileira entre dezembro/2023 e dezembro/2028.**<br>Fonte: Apresentação do Plano da Operação Energética (PEN 2024-2028) | | |
| 21. Quanto às projeções da carga de energia do SIN, a Figura 3 mostra os seguintes montantes: | | |

**MODELO PARA ENVIO DE CONTRIBUIÇÕES REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 045/2019**

**NOME DA INSTITUIÇÃO: COCEN PIRATININGA Conselho de Consumidores da CPFL PIRATININGA**

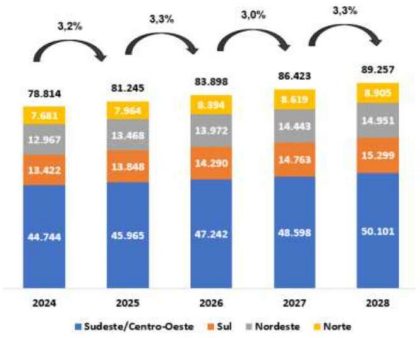
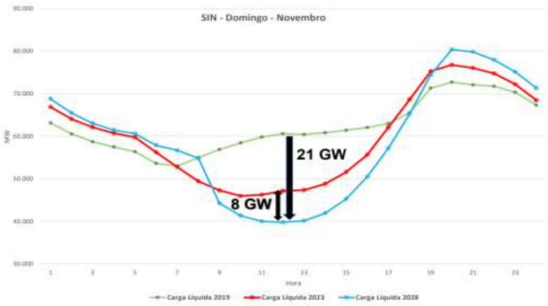
**AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL**

**ATO REGULATÓRIO : NOTA TÉCNICA Nº 240/2024-SGM/ANEEL de 12 de novembro de 2024.**

**EMENTA:** Obter subsídios para estabelecer os critérios operativos para redução ou limitação de geração.

**CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS**

**IMPORTANTE:** Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando

| TEXTO/ANEEL | TEXTO/CONSELHO | ANÁLISE/JUSTIFICATIVA/CONSELHO |
|---|---|---|
|  <br>**Figura 3: Evolução da carga de energia do SIN por Subsistema (MWmed)**<br>Fonte: Apresentação do Plano da Operação Energética (PEN 2024-2028) | | |
| 22. Em 2025, por exemplo, a carga média a ser atendida corresponde a aproximadamente **81 GWmed**, enquanto a **capacidade instalada** para atendimento dessa demanda corresponde a **236 GW**. | | |
| 23. Nesse cenário, a **operação do Sistema enfrenta desafios** com o **crescimento das fontes renováveis variáveis**. Se em determinados momentos do dia há uma considerável redução da carga líquida a ser atendida e **sobreoferta de geração**, em outros momentos há necessidade de **despachos adicionais das fontes controláveis** e flexíveis (UHEs e UTEs) para atendimento da ponta de carga. | Comentário. | Os consumidores do ACR não podem ser onerados a custos que não deram causa. |
| 24. A Figura 4 a seguir exemplifica a mudança do comportamento da **carga líquida ao longo do tempo** em função da evolução da **geração renovável variável.** | | |
|  <br>**Figura 4: Exemplo de impacto da evolução da geração variável na carga líquida do SIN**<br>Fonte: Apresentação do Sumário Executivo do Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN (PAR/PEL 2024-2028) | Comentário. | Quem deve pagar pelo aumento de carga após as 19 horas, os consumidores que contrataram energias incentivadas para o ACL e os prossumidores de fonte predominantemente solar da MMGD ou os consumidores do ACR? |
| 25. Conforme citado no Relatório do PEN 2024-2028, as **projeções indicam** que a necessidade de **cortes na geração eólica e fotovoltaica crescerá d**evido à **sobre oferta no meio do dia,** no pico de geração das fontes lastreadas em energia solar. Com isso, poderão ocorrer situações em que, já estando com os demais recursos de geração minimizados, o **corte pleno nas gerações eólica e fotovoltaica** centralizadas **poderá não ser suficiente** para eliminar a sobre oferta. Desta forma, destaca o Relatório que "ações devem ser discutidas de forma a manter a estabilidade e segurança elétrica nessas condições, por exemplo, o **investimento para que as distribuidoras consigam controlar o despacho dos recursos de geração distribuída** conectados às suas redes, de forma coordenada com o ONS". | Comentário. | Qualquer investimento que seja necessário das distribuidoras para controlar o despacho da MMGD, não pode ser imposto ao consumidor regulado que não seja prossumidor de MMGD. |
| 26. Para além dessa dimensão de ordem energética apontada anteriormente, não se pode deixar de apontar **questões de ordem elétrica**, também presente nos debates sobre as limitações e reduções de produção de energia elétrica em sistemas elétricos de potência. | | |
| 27. Os sistemas elétricos, e por sua vez os mercados de eletricidade, possuem particularidades intrínsecas, sendo o seu destaque a indissociável existência concomitante da carga e da geração da energia elétrica. Para tanto, os ativos de transmissão têm grande relevância para garantir aos centros consumidores de energia elétrica a **entrega sincronizada da produção da energia**. Em casos de **congestionamento dos sistemas de transmissão ou distribuição**, o Operador necessitará realizar comandos aos agentes integrados aos sistemas, sejam eles geradores ou transmissores, para garantir que o fluxo de energia ocorra de forma segura e confiável até o consumidor, inclusive, lançando mão de esquemas de **restrições de produção** de energia **em determinados pontos do sistema.** | Comentário. | Com a expansão das fontes incentivadas para o ACL sem que tenha existido a expansão das LT's, este "congestionamento" citado deve ser imposto a quem deu causa. Segundo último Reajuste tarifário da CPFL Piratininga, a última contatação de energia Eólica foi em novembro de 2014 demonstrando claramente que nem a Distribuidora, nem seus consumidores regulados devem ser responsabilizados por eventual "congestionamento".<br><br>Processos Tarifários: Empresa: CPFL Piratininga; Data: 23/10/2024; Processo: Reajuste<br>Contratos Energia por Disponi-bilidade: UFV MWh: zero; Valor: zero; Data: zero; EOL MWh: 641.124; Valor R$: 135.261.253; Data: 01/11/2014<br>Sobrecontratação MWh: 1.388.742<br>Energia Vendida MWh: 7.647.330<br>%: 18% |
| 28. Inclusive, parte dessa dimensão já teve espaço em instrução também em curso na Agência, no âmbito do Processo Administrativo 48500.003183/2021, o qual está dedicado a debater o aperfeiçoamento da regulação quanto à **confiabilidade do sistema de transmissão**, especialmente no Relatório de Análise de Impacto Regulatório (AIR) nº 3/2022-SRT-SRG-SCT-SFE/ANEEL, o qual apresenta as seguintes considerações ao excursionar sobre os efeitos do **congestionamento em restrições** de produção de energia elétrica: | | |

**MODELO PARA ENVIO DE CONTRIBUIÇÕES REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 045/2019**

**NOME DA INSTITUIÇÃO: COCEN PIRATININGA Conselho de Consumidores da CPFL PIRATININGA**

**AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL**

**ATO REGULATÓRIO : NOTA TÉCNICA Nº 240/2024-SGM/ANEEL de 12 de novembro de 2024.**

**EMENTA:** Obter subsídios para estabelecer os critérios operativos para redução ou limitação de geração.

**CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS**

**IMPORTANTE:** Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando

| TEXTO/ANEEL | TEXTO/CONSELHO | ANÁLISE/JUSTIFICATIVA/CONSELHO |
|---|---|---|
| *77. Na esteira desses axiomas econômicos, a expansão da transmissão visa identificar os* ***reforços e reposições no âmbito da rede*** *e, para tanto, critérios de confiabilidade devem ser previamente consensados. Portanto há estreita relação entre o exercício do planejamento e a* ***alocação de custos****, onde os critérios de confiabilidade estão no centro do plano decisório. [...]* | Comentário. | Com a expansão das fontes incentivadas para o ACL sem que tenha existido a expansão das LT's, este "congestionamento" citado deve ser imposto a quem deu causa. Segundo último Reajuste tarifário da CPFL Piratininga, a última contatação de energia Eólica foi em novembro de 2014 demonstrando claramente que nem a Distribuidora, nem seus consumidores regulados devem ser responsabilizados por eventual "congestionamento".<br>Processos Tarifários: Empresa: CPFL Piratininga; Data: 23/10/2024; Processo: Reajuste<br>Contratos Energia por Disponi-bilidade: UFV MWh: zero; Valor: zero; Data: zero; EOL MWh: 641.124; Valor R$: 135.261.253; Data: 01/11/2014<br>Sobrecontratação MWh: 1.388.742<br>Energia Vendida MWh: 7.647.330<br>%: 18% |
| *80. As restrições de transmissão podem emergir de várias maneiras na operação.* ***A mais comum delas é o congestionamento****, que é quando determinado* ***fluxo energético*** *em uma linha ou equipamento dela pertencente atinge o limite superior de sua capacidade física. A* ***natureza dessa limitação pode ser estar atrelada*** *exclusivamente* ***às propriedades físicas do próprio elemento e/ou podem estar vinculadas a condições de contorno sistêmicas****, que têm implicações semelhantes. Essa última condição está diretamente vinculada aos critérios e à dinâmica da confiabilidade para a operação do sistema de transmissão.* | Comentário. | A questão física está plenamente justificada, resta determinar a quem devem ser impostos os custos que derivam da restrição. Claramente a quem deu causa e, neste caso, não são os consumidores cativos sem MMGD. |
| *81. São* ***muitas as causas*** *para a fixação de condicionantes operativas motivadas por critérios de confiabilidade: segurança no manejo de* ***transientes*** *eletromagnéticos ou para o provimento de estabilidade à rede,* ***controle de tensão,*** *de* ***frequência,*** *de* ***potência****. Importante sublinhar que independentemente da motivação, os inevitáveis* ***congestionamentos*** *na rede desviam a operação de uma referência ótima* ***sob a ótica econômica.*** | Comentário. | A questão física está plenamente justificada, resta determinar a quem devem ser impostos os custos que derivam da restrição. Claramente a quem deu causa e, neste caso, não são os consumidores cativos sem MMGD. |
| *82. Isso porque* ***planejar uma rede com capacidade ilimitada de transmissão*** *muito provavelmente seria uma* ***iniciativa econômica proibitiva,*** *porquanto ineficiente (Rivier et al., 2013). Daí a importância de se assegurar estreita sinergia entre os critérios de confiabilidade válidos para o planejamento e para a operação. Tendo em vista tratar-se de fenômeno probabilístico, restrições podem ser* ***altamente justificáveis sob a ótica econômica*** *quando a recorrência estatística do evento seja tal que o valor esperado de seu* ***custo operativo seja inferior ao custo de oportunidade vinculado*** *à sua substituição ou remoção.* | Comentário. | Resta determinar a quem devem ser impostos os custos que derivam da restrição. Claramente a quem deu causa e, neste caso, não são os consumidores cativos sem MMGD. |
| *83. Em maior ou menor grau, as* ***restrições de transmissão produzem custos*** *ao demandarem reposicionamento da oferta promovida originalmente pela ordem de mérito econômica. Trata-se de custos motivados pelo acionamento de* ***novos recursos de geração*** *(redespachos) e/ou de* ***custos de oportunidade****, quando há decisões de corte ou de* ***redução de geração*** *relativamente à ordem de mérito previamente fixada. (grifos desse)* | | |
| 29. Com efeito, tomando-se por referência o **subsistema Nordeste,** o qual caracteriza-se como **polo da expansão da geração de fonte renovável não despachável**, o Plano Decenal de Expansão de Energia 2034 (**PDE 2034**) em elaboração pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), no seu Caderno de Transmissão de Energia traz informações quanto ao intercâmbio de produção de energia elétrica entre regiões do SIN. | | |
| 30. Dentre diversas nuances, o referido Caderno indica que parte dos estudos promovidos estão centrados no **aumento da capacidade de exportação da região Nordeste**. Para demonstrar tal abordagem, apresenta-se a seguir a Figura 5 a seguir. | Comentário. | O aumento da capacidade de transmissão será imposto a todos os usuários do SIN quando deveria estar restrito a quem deu causa o ACL. |
| <br>**Figura 5: Aumento da capacidade de exportação da região Nordeste**<br>Fonte: Caderno Transmissão do PDE 2034 (EPE) | | |
| 31. Como visto, as limitações de produção de energia elétrica, para além das questões afetas às nuances físicas operativas dos ativos de transmissão, também se associam a **condições mais amplas de contorno sistêmic**o dos demais ativos integrados ao sistema elétrico, inclusive, tais condições igualmente afetam os critérios e à dinâmica da **confiabilidade para a operação** do sistema de transmissão. | | |
| 32. Em nosso contexto operativo do SIN, esse último ponto foi observado no exame das causas da **ocorrência de 15/08/2023**, quando ocorreu uma perturbação no Sistema Interligado Nacional (**SIN**), que se iniciou com o **desligamento** automático da Linha de Transmissão (**LT) de 500 kV Quixadá – Fortaleza II**. | | |
| 33. Diante de informações decorrentes da análise promovida pelo ONS e dos processos de fiscalização da Agência, esse evento levou a uma redução de tensão na região, afetando os sistemas de 230 kV e 500 kV, r**esultando na abertura de diversas linhas de transmissão** e na consequente separação dos Subsistemas Norte, Nordeste e Acre/Rondônia do restante do SIN. Tal falha ocasionou a **interrupção de aproximadamente 23 GW de carga**, sendo 12 GW na macrorregião Norte/Nordeste e 11 GW na macrorregião Sul/Sudeste/Centro-Oeste. | | |
| 34. A abertura dessa linha de transmissão foi a origem do incidente, mas ela isoladamente não explica o grau de severidade e amplitude da perturbação. Esquadrinhados os **critérios de segurança da operação**, mesmo que essa linha fosse desligada, naquele momento o sistema, inclusive as **usinas eólicas e solares da região, deveria estar em condições de absorver** a sua ausência naturalmente. | | |
| 35. Todavia, a análise da perturbação constatou que o **comportamento das usinas eólicas e fotovoltaicas** observado em campo, no que tange à capacidade de fornecimento de **potência reativa, ficou aquém do indicado** pelos modelos matemáticos desses equipamentos, modelos esses fornecidos pelos próprios proprietários das usinas e a partir daí utilizados e armazenados na base de dados de transitórios eletromecânicos do ONS. | | |
| 36. Diante de tais achados, o **ONS indicou ter ajustado sua base de dados** para que esta refletisse, em ambiente de simulação, o efetivo desempenho observado em condição de operação real dos equipamentos do sistema – dentre eles, os ativos de geração – adotando, de modo a garantir a segurança na operação do sistema, os dados observados de desempenho dinâmico dos agentes de geração, **resultando em redução da região de segurança** e, por conseguinte, na **redução dos montantes de produção de energia elétrica** passíveis de escoamento na área elétrica **próxima à região da ocorrência**. | | |

**MODELO PARA ENVIO DE CONTRIBUIÇÕES REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 045/2019**

**NOME DA INSTITUIÇÃO: COCEN PIRATININGA Conselho de Consumidores da CPFL PIRATININGA**

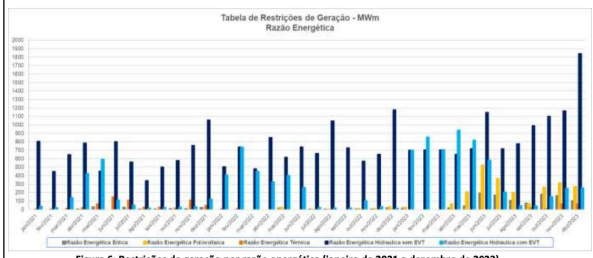
**AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL**

**ATO REGULATÓRIO : NOTA TÉCNICA Nº 240/2024-SGM/ANEEL de 12 de novembro de 2024.**

**EMENTA:** Obter subsídios para estabelecer os critérios operativos para redução ou limitação de geração.

**CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS**

**IMPORTANTE:** Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando

| TEXTO/ANEEL | TEXTO/CONSELHO | ANÁLISE/JUSTIFICATIVA/CONSELHO |
|---|---|---|
| 37. Portanto, observa-se que as dimensões energéticas e elétricas, decorrentes da integração entre os diversos atores e ativos componentes dos sistemas elétricos, **norteiam a operação segura, confiável e resiliente** dos sistemas elétricos, impondo aos operadores, no caso brasileiro ao ONS, a adoção de comandos **para manter carga e geração em constante equilíbrio.** | Comentário. | Com a expansão das fontes incentivadas para o ACL sem que tenha existido a expansão das LT's, este "congestionamento" citado deve ser imposto a quem deu causa. Segundo último Reajuste tarifário da CPFL Piratininga, a última contatação de energia Eólica foi em novembro de 2014 demonstrando claramente que nem a Distribuidora, nem seus consumidores regulados devem ser responsabilizados por eventual "congestionamento".<br><br>Processos Tarifários: Empresa: CPFL Piratininga; Data: 23/10/2024; Processo: Reajuste<br>Contratos Energia por Disponibilidade: UFV MWh: zero; Valor: zero; Data: zero; EOL MWh: 641.124; Valor R$: 135.261.253; Data: 01/11/2014<br>Sobrecontratação MWh: 1.388.742<br>Energia Vendida MWh: 7.647.330<br>%: 18% |
| 38. O **SIN** é o resultado de diversas integrações entre equipamentos elétricos, dentre eles | | |
| (i) as **estruturas de produção de energia elétrica** movidas a variadas fontes energéticas (por exemplo: usinas hidrelétricas, eólicas, fotovoltaicas e termelétricas), | | |
| (ii) as **estruturas de transmissão e distribuição** dessa energia elétrica entre os locais de produção e os locais de consumo (por exemplo: transformadores, linhas transmissão e linhas de distribuição), bem como | | |
| (iii) os **equipamentos de consumo** (industriais, comerciais, residenciais ou de serventia do público em geral), que utilizam a energia elétrica em seu funcionamento (i.e.: forno industrial, ar-condicionado, processamento de dados, eletrodoméstico, sistema de iluminação pública, etc.). | | |
| 39. Da mesma forma que acontece no Brasil, essa configuração é **natural e intrínseca em qualquer sistema elétrico** de potência ao redor do mundo, trazendo como característica operacional uma enorme **interdependência** dessas **instalações** e dos correspondentes **processos de acionamento** (ou despacho), funcionamento e desligamento (ou corte). | | |
| 40. Sendo assim, os **operadores** de sistemas elétricos mundo afora devem **garantir**, com segurança e confiabilidade, a **equivalência a cada instante** entre a quantidade de **energia consumida e produzida**. E, nessa tarefa, devem considerar diversos fatores, tais como execução das intervenções, controle da geração, controle da transmissão, operação hidráulica de reservatórios, operação em contingência, gerenciamento da carga, recomposição da rede de operação após perturbação, operação das instalações da rede de operação, ajustamentos operativos entre o ONS e agentes de geração, transmissão e distribuição, instruções de operação, mensagens operativas e rotinas operacionais, dentre outros. | | |
| 41. Do exposto, tanto na etapa de programação diária da operação quanto na etapa de pós processamento do modelo Dessem e na operação em tempo real, o **ONS** pode **definir** modificações dos **despachos** indicados em razão de diversas alterações nas condições do SIN e na validação das propostas de geração pelos agentes. Assim, os comandos de limitação ou redução de geração **sempre fizeram parte da operação do SIN e continuarão presentes.** | | |
| 42. Com efeito, as necessidades de **redução ou limitação de geração (curtailment)** estão se tornando **cada vez mais significativas** em função das características de expansão do sistema e pelas razões intrínsecas à operação de sistemas elétricos de potência conforme exposto anteriormente. As restrições de operação que ensejam atuação do operador estão, portanto, associadas à matriz elétrica e ao seu sistema de transmissão. | | |
| 43. Por conta desta dinâmica, mostrou-se necessário para o ordenamento do **tratamento normativo** a respeito da matéria, conforme já exposto no material apresentado na segunda fase da CP 045/2019, sumarizar uma classificação de eventos de limitação e redução de geração de acordo com a origem das restrições conforme segue: | | |
| • **Razão de indisponibilidade externa:** motivados por indisponibilidades em instalações externas às respectivas usinas ou conjuntos de usinas; | | |
| • **Razão de atendimento a requisitos de confiabilidade elétrica:** motivados por limitação na confiabilidade elétrica dos equipamentos pertencentes a instalações externas às respectivas usinas ou conjuntos de usinas, e que não tenham origem em indisponibilidades dos respectivos equipamentos; e | | |
| • **Razão energética:** motivados pela impossibilidade de alocação de geração de energia na carga | | |
| 44. Tomando por referência essa tipologia, as figuras a seguir mostram os montantes de redução de geração ao longo do tempo. Esses montantes foram obtidos a partir de relatórios mensais disponibilizados no sítio eletrônico do ONS (Sintegre). Ressalta-se que os dados foram levantados até dezembro de 2023, tendo em vista que a publicação dos relatórios naquele formato foi descontinuada. | | |
| 45. De 2021 a 2023, as restrições de geração por razão energética (Figura 6), confiabilidade elétrica (Figura 7) e indisponibilidade externa (Figura 8) foram as seguintes: | | |
|  <br>**Figura 6: Restrições de geração por razão energética (janeiro de 2021 a dezembro de 2023)** | Comentário. | Nas questões de Razão Energética, a principal restrição é Hidráulica sem EVT - Energia Vertida Turbinável, afeta a todos os consumidores e geradores e já está devidamente regulada e tem efeitos tarifários sensíveis traduzidos por efeitos financeiros nos processos tarifários.. |
| <br>**Figura 7: Restrições de geração por confiabilidade elétrica (janeiro de 2021 a dezembro de 2023)** | Comentário. | Nas questões de Confiabilidade Elétrica, a principal restrição é a fonte Eólica, afeta, principalmente a partir de 2023, a quem deu causa, geradores de fontes incentivadas para atendimento ao ACL. |

**MODELO PARA ENVIO DE CONTRIBUIÇÕES REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 045/2019**

**NOME DA INSTITUIÇÃO: COCEN PIRATININGA Conselho de Consumidores da CPFL PIRATININGA**

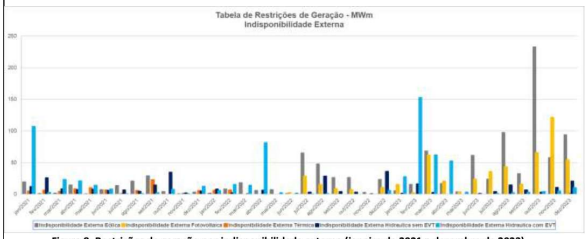
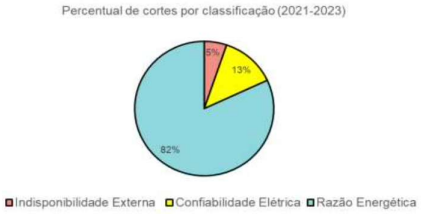
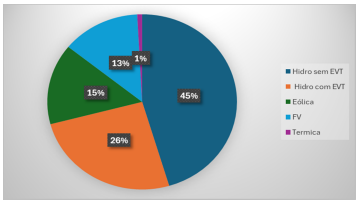
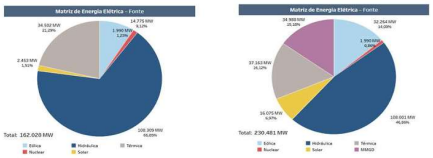
**AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL**

**ATO REGULATÓRIO : NOTA TÉCNICA Nº 240/2024-SGM/ANEEL de 12 de novembro de 2024.**

**EMENTA:** Obter subsídios para estabelecer os critérios operativos para redução ou limitação de geração.

**CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS**

**IMPORTANTE:** Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando

| TEXTO/ANEEL | TEXTO/CONSELHO | ANÁLISE/JUSTIFICATIVA/CONSELHO |
|---|---|---|
|  <br>**Figura 8: Restrições de geração por indisponibilidade externa (janeiro de 2021 a dezembro de 2023)** | Comentário. | Nas questões de Indisponibilidade Externa, a principal restrição são as fontes Solar e Eólica, afetas, principalmente a partir de 2023, a quem deu causa, geradores de fontes incentivadas para atendimento ao ACL. |
| 46. Ao se avaliar a distribuição dos cortes no período de 2021 a 2023 de acordo com a sua classificação (Figura 9), verifica-se a predominância dos cortes de natureza energética, seguida pelos cortes em função da confiabilidade e indisponibilidade. | | |
|  <br>**Figura 9: Percentual de restrições de geração de acordo com as classificações (janeiro de 2021 a dezembro de 2023)** | Comentário. | Necessário avaliar os efeitos a partir de 2023, ano da abertura total ao mercado livre de AT e que produziu efeitos significativos a cada mercado ACR e ACL. Os efeitos de abertura e a "corrida do ouro" produziram uma expansão acelerada de implantação de geração de fontes de energias incentivadas. Além disso essas fontes estão localizadas na região NE e a análise regional pode indicar resultados bem diferente dos apontados pela Aneel para todo o país. Os mesmos dados dos gráficos das figuras 6, 7 e 8 indicam os seguintes resultados:<br>  |
| 47. Conforme observado, vale repisar, antes de prosseguirmos com as análises referentes à CP 045/2019, objeto desta Nota Técnica, que as discussões aqui presentes sobre os critérios para redução ou limitação da geração **referem-se a discussões sobre o ordenamento dos cortes,** de forma a balizar a operação do Sistema, o que não se confunde com soluções para tratar estruturalmente esse fenômeno. | Comentário. | Entendemos que os cortes devem se iniciar pelos últimos empreendimentos entrantes no sistema, já que eles são os grandes motivadores da necessidade técnica de cortes ou limitação de geração. Os custos desses cortes, que serão tarados a posteriori, devem recair a quem deu causa. |
| | Comentário. | Corroborando nossa avalçiação verifica-se no item 14 do voto da diretora Agnes verifica-se forte expansão da Matriz Elétrica Brasileira entre 2019 e 2024 em geração Solar (Centralizada e MMGD) e Eólica.<br>**2019** **2024**<br>  <br>Figura 1 – Evolução da matriz elétrica entre 2019 e 2024. Fonte: ONS |
| 48. Nessa Consulta Pública, cuida-se da norma que dará diretrizes gerais para responder a seguinte pergunta: **dado que há um volume de cortes a ser efetuado, como organizar tais cortes em tempo de programação, tempo real e pós operação? Ou seja, busca-se a discussão no tocante a ordenar a distribuição do fenômeno do "curtailment".** | | |
| 49. Sendo assim, **a presente instrução não trata de examinar soluções para se reduzir o montante do corte na geração.** Tal exame de soluções conclama por abordar temas que envolvem uma perspectiva mais ampla, parte delas além do alcance das competências normativas e de fiscalização da Agência. Cita-se: avaliação do perfil da expansão da matriz elétrica; avaliação no padrão dos **subsídios/incentivos à geração centralizada e descentralizada**; avaliação quanto a investimentos em **linhas de transmissão com foco no escoamento da geração não controlável**; análise do nível de **inflexibilidades térmicas** e de **restrições hídricas**; viabilização da instalação de sistemas de **armazenamento** para *peak shifting* na produção de energia; instalação de **cargas**, como **hidrogênio** de baixo carbono e ***data centers***, em determinados ponto da rede; avaliação quanto à possível evolução do programa de Resposta da Demanda dedicado a incentivar aumentos de consumo; avaliação quanto à formação de preço no mercado de energia elétrica brasileiro, com revelação de montantes de produção e custos pelos agentes; melhoria na previsão e na representação dos recursos energéticos em tempo de programação; dentre outros. | Comentário. | Abertura do mercado para a AT produziu um crescente aumento nos subsídios para fonte incentivada e MMGD que juntos, segundo o subsidiômetro da Aneel, sangraram R$ 24,12 dos consumidores brasileiros, equivalente despachar a Bandeira Vermelha 2 durante 12 meses. Os custos adicionais de cortes não podem ser repassados aos consumidores cativos.<br> |
| 50. Desse modo, **delimita-se: a instrução** em comento busca estabelecer **critérios alocativos das restrições** que precisam ser manejadas pelo Operador diante das características intrínsecas dos sistemas elétricos demonstradas anteriormente, **considerando o arranjo setorial** em vigor. | Comentário. | Devem também ser incluídos no critério que usinas mais antigas, que não deram causa à restrição, que atendem aos leilões do ACR, não podem ser objeto de corte. |
| **III.2. Da proposta submetida à segunda fase da CP 045/2019** | | |
| 51. A fim de se adequar os critérios propostos à realidade da programação e operação, a **ANEEL e o ONS** aprofundaram as discussões desde a realização da primeira fase da Consulta Pública. Como resultado desses diálogos, foi **proposta uma minuta de Resolução Normativa** para o estabelecimento de critérios de redução de geração. De forma a resgatar a proposta submetida à 2ª fase da CP 045/2019, apresentamos a seguir trecho da Nota Técnica **nº 094/2022**-SRG/ANEEL: | | |
| a) Definição da abrangência da regulação: | | |
| a.1) Os critérios para **redução ou limitação de geração** se aplicarão a **usinas** despachadas centralizadamente e usinas ou conjuntos de usinas considerados na programação da operação pelo ONS, nas etapas de programação da operação, pós processamento do modelo de curtíssimo prazo e operação em tempo real do SIN. | | |
| a.2) Partindo-se da referência de classificação estabelecida na REN 927, os eventos de redução ou limitação de geração serão classificados de acordo com seus motivos da seguinte forma: | | |
| • Razão de **indisponibilidade externa**: motivados por indisponibilidades em instalações externas às respectivas usinas ou conjuntos de usinas; | Comentário. | Nas questões de Indisponibilidade Externa, a principal restrição são as fontes Solar e Eólica, afetas, principalmente a partir de 2023, a quem deu causa, geradores de fontes incentivadas para atendimento ao ACL. |
| • Razão de atendimento a requisitos de **confiabilidade elétrica**: motivados por razões de confiabilidade elétrica dos equipamentos pertencentes a instalações externas às respectivas usinas ou conjuntos de usinas e que não tenham origem em indisponibilidades dos respectivos equipamentos; e | Comentário. | Nas questões de Confiabilidade Elétrica, a principal restrição é a fonte Eólica, afeta, principalmente a partir de 2023, a quem deu causa, geradores de fontes incentivadas para atendimento ao ACL. |
| • **Razão energética**: motivados pela impossibilidade de alocação de geração de energia na carga. | Comentário. | Nas questões de Razão Energética, a principal restrição é Hidráulica sem EVT - Energia Vertida Turbinável, afeta a todos os consumidores e geradores e já está devidamente regulada e tem efeitos tarifários sensíveis traduzidos por efeitos financeiros nos processos tarifários.. |

**MODELO PARA ENVIO DE CONTRIBUIÇÕES REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 045/2019**

**NOME DA INSTITUIÇÃO: COCEN PIRATININGA Conselho de Consumidores da CPFL PIRATININGA**

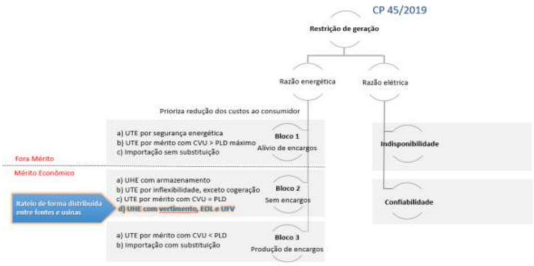
**AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL**

**ATO REGULATÓRIO : NOTA TÉCNICA Nº 240/2024-SGM/ANEEL de 12 de novembro de 2024.**

**EMENTA:** Obter subsídios para estabelecer os critérios operativos para redução ou limitação de geração.

**CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS**

**IMPORTANTE:** Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando

| TEXTO/ANEEL | TEXTO/CONSELHO | ANÁLISE/JUSTIFICATIVA/CONSELHO |
|---|---|---|
| b) Para as reduções ou limitações de geração motivadas por **razão energética**, o ONS deverá atender, preferencialmente, a ordem das **usinas do bloco 1**, **usinas do bloco 2** e **usinas do bloco 3**, a seguir apresentados. Essa ordem tem como justificativa a aplicação de racional econômico, pois atende critério de redução ou limitação de geração na ordem do maior para o menor benefício para o consumidor. Essa proposta, portanto, propicia ao ONS o exercício das suas competências, o qual deve, nas suas tarefas legais de planejamento e programação da operação do despacho centralizado da geração, primar pela otimização dos recursos energéticos disponíveis, a menor custo e de forma segura. | | |
| **Bloco 1 – A redução ou limitação de geração produz alívio de custo para o consumidor.** | | |
| • **Usinas termelétricas com CVU** não nulo despachadas com a titulação de segurança energética (tanto para a condição de PLDx < PLD ou PLDx >= PLD); | | |
| • **Usinas termelétricas com CVU** não nulo despachadas com a titulação de ordem de mérito de custo na condição de CVU > PLD; e | | |
| • **Importação de energia** sem substituição de usina termelétrica (tanto para a condição de PLDx < PLD ou PLDx >= PLD). | | |
| **Bloco 2 – A redução ou limitação de geração não produz nem alívio de custo nem impõe custo para o consumidor.** | | |
| • **Usinas hidrelétricas** com capacidade de armazenamento de água no | | |
| • **Usinas termelétricas despachadas por inflexibilidade**, respeitando-se exclusivamente as restrições associadas aos requisitos de cogeração declarados no modelo de curtíssimo prazo; | | |
| • **Usinas termelétricas despachadas por ordem de mérito** de custo na condição de CVU = PLD; | | |
| • **Usinas hidrelétricas com vertimento turbinável**, **usinas eólicas** e **usinas fotovoltaicas**. Neste ponto, pondera-se que a REN 927 estabeleceu procedimentos e critérios para apuração e **pagamento de restrição de operação por constrained- off de usinas eólicas.** Apesar disso, a única previsão para que ocorra esse pagamento pelo consumidor consiste na ocorrência de indisponibilidade externa com período superior a certo número de horas no ano (78 horas na versão original da norma). As demais situações (razão de atendimento a requisitos de confiabilidade elétrica e **razão energética**) **não impõem custo ao consumidor**. Desse modo, propõe-se incluir as usinas eólicas no Bloco 2. | | |
| **Bloco 3 – A redução de geração impõe custo para o consumidor.** | | |
| • **Usinas termelétricas despachadas** com a titulação de ordem de mérito de custo, na condição de CVU < PLD; e | | |
| • **Importação de energia** com substituição de usina termelétrica. | | |
| b.1) Internamente a cada Bloco, deverão ser observados os seguintes critérios: | | |
| **Bloco 1:** as reduções ou limitações de geração deverão ocorrer na **ordem do maior para o menor alívio de custo sob a ótica do consumidor.** | | |
| **Bloco 2:** as reduções ou limitações de geração deverão ocorrer na seguinte ordem de prioridade: | | |
| 1) **usinas hidrelétricas com capacidade de armazenamento** de água no reservatório; de modo a preservar os estoques do recurso energético nos | | |
| 2) **usinas termelétricas despachadas por inflexibilidade**; de modo a preservar os estoques do recurso energético; | | |
| 3) **usinas termelétricas despachadas por ordem de mérito** de custo na condição de CVU = PLD; de modo a preservar os estoques do recurso energético; e | | |
| 4) **usinas hidrelétricas com vertimento turbinável**, **usinas eólicas** e **usinas fotovoltaicas**; uma vez que essas fontes não têm capacidade de estocar o recurso energético. Neste item, o ONS deverá ter como diretriz que a efetivação das reduções ou limitações de geração ocorra de forma distribuída entre estas fontes e usinas ou conjunto de usinas, com o objetivo de se atingir, em alguma medida, homogeneidade entre as usinas ou conjuntos de usinas dos montantes de energia | | |
| **Bloco 3:** as reduções ou limitações de geração deverão ocorrer na ordem da menor para a maior imposição de custo sob a ótica do consumidor. | Comentário. | Incluir as usinas que atendem ao ACR como prioridade. |
| a) Para as reduções ou limitações de geração motivadas por razão de **indisponibilidade externa** ou razão de atendimento a requisitos de **confiabilidade elétrica,** o ONS deverá atender, como critério de priorização, a ordem **decrescente de sensibilidade da variação de geração das usinas em relação ao fluxo de potência transmitido que se deseja controlar**. De acordo com a manifestação do ONS pela Carta CTA-ONS DOP 1571/2021, o uso do redespacho de geração nas usinas com maior sensibilidade minimiza o montante de corte a ser realizado nas usinas elegíveis, favorecendo a otimização energética do sistema e redução de manobras operativas na operação em tempo real. | Comentário. | O ONS deve antes de proceder à limitação por indisponibilidade externa ou confiabilidade elétrica excluir as usinas eólicas e fotovoltaicas que atem ao ACR pois quando os leilões para contratação de potência foram realizados estas restrições não existiam e foram impostas pelo vertiginoso aumento das fontes incentivadas para atendimento ao ACL. |
| Ademais, na hipótese de os valores de sensibilidade da variação de geração das usinas em relação ao fluxo de potência forem próximos, o ONS deverá atender, preferencialmente, a ordem das usinas conforme os blocos supramencionados. | | |
| 52. A Figura 10 a seguir, elaborada pelo ONS e apresentada durante reuniões técnicas, ilustra a proposta submetida pela ANEEL à segunda fase de Consulta Pública. | | |
|  <br>**Figura 10: Proposta submetida à 2ª fase da CP 045/2019**<br>**Fonte: ONS** | | |
| **III.3. Das contribuições recebidas na 2ª Fase:** | | |
| 53. A seguir serão avaliadas as principais contribuições recebidas na 2ª fase da Consulta Pública 045/2019 de acordo com o tema. Ressalta-se que todas as contribuições se encontram detalhadas no Relatório de Análise de Contribuições – RAC, anexo a esta Nota Técnica. | | |
| 54. Há que se destacar novas e importantes interações com o ONS após o recebimento das contribuições. As reuniões realizadas e as sugestões recebidas do Operador contribuíram para as análises e conclusões desta Nota Técnica. | | |
| **III.3.1. Propostas para mitigar os cortes de geração** | | |
| 55. Várias contribuições foram feitas no sentido de se evitar as reduções ou cortes de geração, as quais estão listadas a seguir. | | |
| • Programa de Resposta da Demanda em regiões específicas com incentivo para aumento de carga, que utilizaria o arcabouço regulatório do programa estrutural de Resposta da Demanda existente. Em uma possível estrutura a ser aplicada, o consumo acima da linha de base seria contabilizado no Mercado de Curto Prazo, valorado a PLD mais ágio para Encargo de Serviços do Sistema (ESS) e não haveria penalidade por falta de lastro para a parcela de consumo adicional; (**ABEEÓLICA, AES BRASIL, APINE, CPFL ENERGIA, ENGIE**) | | |
| • Utilização de recursos que forneçam flexibilidade operativa ao sistema, como armazenamento, criação de parques híbridos; (**ABEEÓLICA, PSR)** | | |
| • Possibilidade de relaxamento dos critérios de confiabilidade, desde que não afete os padrões de estabilidade do sistema; (**ABEEÓLICA, ABSOLAR, APINE, CPFL ENERGIA, ENGIE, NESA**) | | |
| • Expansão do sistema de transmissão devido ao crescimento das fontes renováveis (solar fotovoltaica e eólica); (**ABSOLAR, PSR**) | | |
| • Exportação de energia vertida turbinável das usinas hidrelétricas (AES BRASIL), ou mesmo das demais fontes como eólicas e solares; (**APINE, CPFL ENERGIA, ENGIE)** | | |
| • Redução da inflexibilidade das Usinas Termelétricas: criar incentivos para que o agente termelétrico exerça esta opção, seja por negociação bilateral com seu fornecedor de combustível, eliminação de penalidades por não cumprimento da inflexibilidade contratual ou compartilhamento de parte do ganho financeiro sistêmico com os agentes que reduzirem a inflexibilidade. Caberia ainda explorar oportunamente mecanismos competitivos independente da fonte que porventura tenham interesse em reduzir ou limitar sua geração mediante compensação; (**APINE, ENGIE**) | | |

**MODELO PARA ENVIO DE CONTRIBUIÇÕES REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 045/2019**

**NOME DA INSTITUIÇÃO: COCEN PIRATININGA Conselho de Consumidores da CPFL PIRATININGA**

**AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL**

**ATO REGULATÓRIO : NOTA TÉCNICA Nº 240/2024-SGM/ANEEL de 12 de novembro de 2024.**

**EMENTA:** Obter subsídios para estabelecer os critérios operativos para redução ou limitação de geração.

**CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS**

**IMPORTANTE:** Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando

| TEXTO/ANEEL | TEXTO/CONSELHO | ANÁLISE/JUSTIFICATIVA/CONSELHO |
|---|---|---|
| • Redução das defluências mínimas das UHEs; (**APINE, ENGIE**) | | |
| • Viabilizar um mecanismo em que o gerador pudesse solicitar a postergação de seu CUST/D, dentro de um horizonte previamente definido pelo ONS, que represente um período crítico para o planejamento da operação, sem qualquer ônus ou bônus, apenas com intuito de postergar a expansão da geração; (**COMERC**) | | |
| • Automatização de cortes de geração, que tem o potencial de reduzir o tempo e volume desnecessários de cortes; (**PSR**) | | |
| • Aprimoramento dos mecanismos de previsão de geração. (**PSR**) | | |
| 56. Quanto às contribuições que apresentam propostas de soluções para mitigar os cortes de geração, concordamos que **podem e devem ser adotadas medidas em diferentes frentes com esse objetivo**. Algumas dessas ações inclusive já se encontram regulamentadas, como as **usinas híbridas,** ou já estão em fase de regulamentação, como o **armazenamento**. Outras questões regulatórias também já tiveram o debate iniciado na Agência, como os critérios de confiabilidade. Além dessas, outras que possuam caráter eminentemente normativo poderão eventualmente ser incorporadas nas Agendas Regulatórias futuras ou nos programas de atividades das unidades técnicas. | Comentário. | O ONS deve antes de proceder à limitação, por indisponibilidade externa ou confiabilidade elétrica, excluir as usinas eólicas e fotovoltaicas que atendem ao ACR pois quando os leilões para contratação de potência foram realizados estas restrições não existiam e foram impostas pelo vertiginoso aumento das fontes incentivadas para atendimento ao ACL. |
| 57. No entanto, determinadas questões suscitadas nas contribuições **demandam avaliações** e soluções de **planejamento**, não fazendo parte das atribuições da Agência, como a análise do equilíbrio entre a oferta e a demanda futuras, a expansão da capacidade de transmissão, a contratação de recursos flexíveis, a redução de inflexibilidades já contratadas, exportação de energia. | | |
| 58. Assim, em que pese entendermos que essas contribuições são pertinentes, nos termos do já exposto, elas não fazem parte do escopo desta proposta de regulamentação. | | |
| **III.3.2. Propostas para tratamentos das reduções ou limitações de geração motivadas por razão energética** | | |
| 59. A **ABRACE** traz o **apoio à proposta da Agência em relação os critérios econômicos para a ordem de redução ou limitação da geração,** além de ratificar o pleito de se estabelecer o **rateio dos efeitos econômicos provenientes destas situações entre os próprios geradores**. | Comentário. | Os consumidores não devem pagar essa conta. Contudo deve ser atentado que a limitação por indisponibilidade externa ou confiabilidade elétrica deve antes excluir as usinas eólicas e fotovoltaicas que atendem ao ACR, pois, quando os leilões para contratação de potência foram realizados estas restrições não existiam e foram impostas pelo vertiginoso aumento das fontes incentivadas para atendimento ao ACL. |
| 60. No entendimento da **ABEEólica**, deveriam ser considerados critérios que assegurassem o menor custo operativo global e que também levassem em conta os efeitos comerciais nos geradores e não somente nos consumidores. Propõe que as usinas eólicas sejam realocadas para um Bloco 4, ou que sejam inseridas no Bloco 3, onde todos os custos incorridos pelos geradores eólicos originados pela restrição de geração passem a ser objeto de ressarcimento, independente da motivação da restrição. | | |
| 61. Para a **ABIAPE**, o texto não esclarece como será a distribuição da redução de geração entre as três fontes da alínea d): hidrelétricas com vertimento turbinável, eólicas e fotovoltaicas. Com a proposta, o Operador possuiria livre interpretação sobre a distribuição da redução e poderia escolher, por exemplo, um critério de distribuição proporcional à geração no momento, à garantia física ou mesmo alocar a redução igualmente nas fontes. Ainda, é preciso estabelecer diretriz para distribuição da redução entre geradores de uma mesma fonte próximos eletricamente, evitando que uma agente tenha preferência sem justificativa técnica. Diante das incertezas, a **ABIAPE** recomenda que o critério para distribuição de redução de geração entre fontes e entre geradores de uma mesma fonte seja definido em resolução, buscando-se mitigar discricionariedade do Operador e concentração de impactos em uma fonte ou gerador específico. Finalmente, a Associação sugere que usinas eólicas em fase de teste tenham redução priorizada em relação a usinas em operação comercial. | | |
| 62. Para a **ABSOLAR**, faz-se necessário que a Agência faça os cálculos e proponha uma tabela para apuração de custos sob a ótica do gerador, o principal afetado pelas restrições operativas. Além disso, em relação ao art. 2o, que divide em blocos a ordem das usinas que devem ser restringidas para as reduções ou limitações de geração por razão energética e onde a fonte solar se encontra no Bloco 2 junto com as usinas hidrelétricas de vertimento turbinável e usinas eólicas, a Associação alega não haver definição de critérios para escolher restringir uma usina ou outra. Prossegue a **Absolar** para apontar que as três fontes possuem comportamentos diferentes e, portanto, deveriam ser considerados pelo Operador, por isto, faz-se necessária uma explicação na regulamentação sobre como será feita a distribuição e o critério de rateio das restrições, se este será distribuído igualmente ou haverá alguma preferência. | | |
| 63. No que se refere à restrição por razão energética, adicionalmente aos Blocos 1, 2 e 3 propostos, a **AES BRASIL** sugere a criação dos Blocos 4 e 5 para o agrupamento, respectivamente, das usinas UHE com Vertimento Turbinável (VT) e das usinas eólicas/fotovoltaicas até que se equacione adequadamente o ressarcimento por constrained-off para todas as fontes. | | |
| 64. A **ALIANÇA** sugere que o item "d" do inciso II (Bloco 2) do art. 2o seja deslocado para o inciso III (Bloco 3) do mesmo artigo, desmembrado e tratado com item "c", usinas eólicas e usinas fotovoltaicas, e item "d", usinas hidrelétricas com vertimento turbinável. De acordo com a contribuição, as eólicas e solares podem sofrer variações abruptas quando comparadas às hidrelétricas com vertimento turbinável. | | |
| 65. Para a **APINE**, a matéria deve ser tratada em linha com as seguintes abordagens: | | |
| • Em relação ao primeiro bloco, onde estão propostas as usinas térmicas despachadas fora da ordem de mérito, as usinas despachadas no mérito quando CVU > PLD, e a importação de energia sem substituição de UTE, concorda-se com a adoção desta priorização. De fato, é o mais lógico a ser feito, visto que por origem são despachos fora dos modelos de programação energética e que o acionamento incorre em encargo para o consumidor, além de poderem deslocar outras usinas que estão despachadas no mérito. | | |
| • Já no segundo bloco, a nota técnica da CP propõe a redução, nesta ordem: | | |
| o UHEs com capacidade de armazenamento de água no reservatório; | | |
| o UTEs despachadas por inflexibilidade; | | |
| o UTEs despachadas por ordem de mérito quando CVU = PLD; e | | |
| o UHEs com vertimento turbinável ("VT"), usinas eólicas e usinas fotovoltaicas. | | |
| • Em relação ao primeiro item, que abarca as usinas hidrelétricas com capacidade de armazenamento de água no reservatório, ainda que haja possibilidade de uso futuro do recurso, o que ocorre é uma perda de oportunidade do gerador, valorada a PLD - PLDx. Além disso, essa água armazenada tem potencial de ser convertida em vertimento turbinável no futuro, caso o reservatório venha a atingir o seu limite de capacidade. | | |
| • Já no último item (UHEs com VT, eólicas e fotovoltaicas), em que pese haver previsão de que o ONS deve ter como diretriz que a redução ocorra de forma distribuída entre as fontes e usinas (ou conjunto de usinas), não foi definido como será feita a distribuição entre as usinas. Nesse sentido, considerando as características operativas distintas entre as UHEs e as eólicas/fotovoltaicas, e que o custo irrecuperável para o gerador em todas as três fontes é o mesmo (PLD), propõe-se que seja considerado como critério de rateio do nível de redução a geração instantânea de cada usina no momento da necessidade de limitação, respeitados os limites mínimos operativos e ambientais intrínsecos a cada usina. | | |
| • Cumpre ressaltar que as fontes enquadradas nos dois itens citados acima não possuem previsão de ressarcimento pela restrição, caso contrário eles estariam localizados no Bloco 3, pois gerariam encargo para o consumidor, razão pela qual sugerimos que ambos sejam movimentados para a última escala possível de priorização de redução, um novo Bloco 4. Este bloco abarcaria as fontes e situações em que ainda não há previsão de ressarcimento por restrição de geração por razão energética. Essa medida é necessária para que seja incluído o racional econômico do ponto de vista do agente gerador, que tem sofrido reiteradamente frustrações de geração, por motivo exógeno a sua capacidade de gestão, sem perceber qualquer ressarcimento pela ausência de regulamentação. Não é justo que, além de não ter ressarcimento, as hidrelétricas com ou sem VT, eólicas e fotovoltaicas sejam mais restringidas do que aquelas que já recebem ressarcimento. Desta forma, essas situações devem perceber limitação de geração apenas em última instância, até que haja regulamentação. | | |
| • Posteriormente, **quando todas as fontes tiverem seu ressarcimento regulamentado**, essa ordenação poderá ser revisitada. | Comentário. | A Sobrecontratação já está sendo imposta aos consumidores cativos, portanto, não tem sentido algum impor mais custos de redução ou limitação de geração aos consumidores do ACR. |
| 66. Quanto ao Bloco 3, nomeadamente **UTEs despachadas por ordem de mérito** quando CVU < PLD e importação com substituição de UTE, concordamos com a priorização que ocupam na proposta da CP com a ressalva de que, sendo o consumidor o beneficiário das restrições de geração, as hidrelétricas com capacidade de armazenamento, e as UHEs com vertimento turbinável, eólicas e fotovoltaicas **sejam de fato considerados os últimos recursos a serem acionados**, após todos os blocos, inclusive o terceiro. | Comentário. | O ONS deve antes de proceder à limitação, por indisponibilidade externa ou confiabilidade elétrica, excluir as usinas eólicas e fotovoltaicas que atendem ao ACR pois quando os leilões para contratação de potência foram realizados estas restrições não existiam e foram impostas pelo vertiginoso aumento das fontes incentivadas para atendimento ao ACL. |
| 67. Para a **CCEE**, a aplicação do racional econômico **centrado no consumidor** não representa, de forma adequada, os reais prejuízos ao sistema como um todo, que deveria estar focado exclusivamente no custo de oportunidade. Tal conceito baseia-se no fato em que mercado competitivos, representados por meio da teoria marginalista, as alocações mais eficientes resultam em maior surplus (ou custo de oportunidade), dado pela diferença entre o preço de mercado (PLD) e o preço de produção. | Comentário. | A Sobrecontratação e Subsídios já está sendo imposta aos consumidores cativos, portanto, não tem sentido algum impor mais custos de redução ou limitação de geração aos consumidores do ACR. |
| 68. A **CCEE** entende que o mais adequado seria elencar todas as fontes e titulações de despacho em uma única tabela, onde serão representados os seus respectivos custos para o sistema. A partir das informações disponíveis no período após o processamento do DESSEM, o ONS irá utilizar a tabela para calcular os custos que o corte da geração de cada classificação irá trazer para a sociedade. | | |
| 69. A tabela apresentada pela **CCEE** suprimiu algumas das condições contidas na tabela apresentada na nota técnica de abertura da consulta pública. Os casos em que o despacho por segurança energética ou por importação sem substituição possam gerar o pagamento de encargo por deslocamento hidráulico foram representados dentro do cálculo do custo para o sistema. Para usinas com CVU não nulo despachadas por ordem de mérito, foram suprimidas as condições, já que o cálculo do custo para o sistema é mesmo para qualquer um dos três cenários. | | |

**MODELO PARA ENVIO DE CONTRIBUIÇÕES REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 045/2019**

**NOME DA INSTITUIÇÃO: COCEN PIRATININGA Conselho de Consumidores da CPFL PIRATININGA**

**AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL**

**ATO REGULATÓRIO : NOTA TÉCNICA Nº 240/2024-SGM/ANEEL de 12 de novembro de 2024.**

**EMENTA:** Obter subsídios para estabelecer os critérios operativos para redução ou limitação de geração.

**CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS**

**IMPORTANTE:** Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando

| TEXTO/ANEEL | TEXTO/CONSELHO | ANÁLISE/JUSTIFICATIVA/CONSELHO |
|---|---|---|

| Tipo da Fonte | Titulação do Despacho | Condição | Custo para o Sistema |
|---|---|---|---|
| CVU não nulo | Segurança Energética | - | PLD - CVU - max (PLD - PLDx ; 0) |
| | Ordem de Mérito | - | PLD - CVU |
| | Inflexibilidade | - | PLD |
| Importação | Importação | Com substituição de UTE | PLD - Preçoimportação |
| | | Sem substituição de UTE | PLD - Preçoimportação - max (PLD - PLDx ; 0) |
| Usina do MRE | Qualquer | Com acúmulo de água em reservatório | PLD - PLDx |
| | | Com vertimento turbinável | PLD |
| CVU nulo | Qualquer | - | PLD |

70. Em relação aos custos relacionados à importação, o consumidor, quando da programação da importação, será responsável pelo custo do constrained-off devido ao desligamento de uma usina termelétrica e irá capturar o ganho trazido pela diferença entre o PLD e o preço de importação. Desta forma, a expectativa de benefício da importação é representada na tabela como a diferença entre o CVU da usina termelétrica desligada e o preço da importação, entendimento também corroborado pela CCEE durante a primeira fase da Consulta Pública. No entanto, a CCEE encaminha as seguintes contribuições:

• Em um aprofundamento da análise dos custos de importação, entendemos que não seria correto considerar o CVU da usina termelétrica desligada na composição da perda do custo de oportunidade para o consumidor, ou ainda, para o sistema. Isso porque, ao analisar os cenários inicial e final decorrentes do possível corte da importação, a única diferença é custo de oportunidade da falta da geração. Explica-se.

• Nota-se que nos casos em que a importação se realizou, o consumidor arcou com o encargo por constrained-off e teve um ganho decorrente da diferença entre o PLD e o preço da importação.

• Nos casos em que a importação não se realizou, o consumidor continuou arcando com o encargo por constrained-off e deixou de ter um ganho decorrente da diferença entre o PLD e o preço da importação. Desta forma, independentemente da realização ou não da importação no despacho em tempo real, uma vez que esta seja programada, o consumidor irá arcar com o desligamento da usina termelétrica substituída, que ensejou a própria importação com substituição.

• Então, o que deve ser considerado como perda de custo de oportunidade deve ser somente a diferença entre o PLD e o preço de importação, pois este é o custo de oportunidade perdido pelo consumidor quando da redução ou limitação de geração. Sob essa ótica, propomos o ajuste deste custo na forma da tabela apresentada anteriormente.

71. Em relação ao critério de desempate, a **CCEE** informa o seguinte:

• Caso a tabela apresente diferentes fontes ou usinas com a mesma ordem de classificação, o que pode ocorrer principalmente para as usinas que não possuem custo de produção, a CCEE concorda com a proposta da ANEEL para que a redução ocorra de forma distribuída entre as usinas, com o objetivo de se atingir, em alguma medida, homogeneidade dos montantes de energia reduzidos ou limitados.

• Entretanto, conforme apresentado na Nota Técnica nº 119/2019- SRG/ANEEL, tal operação pode ser dificultosa para o ONS. Assim, propõe que fique explícito na regulamentação o critério a ser utilizado na impossibilidade de redução em conjunto de todas as usinas com o mesmo custo, tal como o critério de sensibilidade, visando reduzir, sempre que possível, os efeitos da redução em única usina ou conjunto de usinas.

• Adicionalmente, considerando as diferentes nuances do setor elétrico brasileiro, destaca-se as usinas com inflexibilidade que possuam combustível subsidiado nos termos do art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. Ainda que a tabela apresentada considere que o custo de produção relacionado ao gasto de combustível seja igual a zero, ou seja, o custo de oportunidade seja representado apenas pelo PLD, sabe-se que tal condição somente é possível devido ao subsídio do combustível pago via CDE.

• Além disso, diferentemente de outras fontes com CVU nulo (exceto hidráulica com reservatório), o combustível pode ser armazenado, podendo a usina realizar a geração em outro momento, mantendo-se a possibilidade de atendimento a compra mínima do combustível e eventuais compromissos de inflexibilidade contratual.

• Neste sentido, caso ocorra empate entre uma usina que possua combustível subsidiado e outra usina que não possua, a CCEE propõe que a redução seja realizada primeiramente na usina que recebe o reembolso da CDE, respeitando os demais critérios de confiabilidade e segurança apresentado na proposta, visto que esta condição alterou o posicionamento na ordem de classificação.

72. A **CCEE** também alerta sobre possíveis impactos na exportação por vertimento turbinável:

• A Portaria Normativa MME nº 49, de 22 de setembro de 2022, estabeleceu as diretrizes para a exportação de energia proveniente de excedente de geração de energia elétrica de usinas hidrelétricas, cuja geração seja transmissível e não alocavel na carga do SIN, ou seja, a geração que, na ausência da possibilidade de exportação, produziria vertimento turbinável.

• Neste sentido, propõe que nos casos em que houver exportação por vertimento turbinável, o ONS deverá avaliar se a redução ou limitação de geração de usina hidroelétrica destinada à exportação por vertimento turbinável também será acompanhada pela interrupção da exportação. Caso contrário, serão utilizados recursos de outras usinas para a exportação, o que não condiz com o objetivo esperado pela regulação.

73. Para a **COMERC**, o item 4 de priorização estabelecido na definição do Bloco 2 não determina critério claro e objetivo de priorização de corte das fontes consideradas (hidrelétricas de vertimento turbinável, eólicas e solares). Embora esteja claro que o ONS deverá ter como diretriz que a efetivação das reduções ou limitações de geração ocorra de forma distribuída entre as fontes e usinas ou conjunto de usinas, não está claro de que forma acontecerá essa priorização. Portanto, faz-se necessária explicação e consideração das particularidades de cada fonte na definição do critério de priorização deste item e a partir de qual métrica será definido a diretriz de priorização de corte. Como proposta, sugere-se a inclusão de um 5º item ao Bloco 2, que deve contemplar as fontes eólica e solar, a serem priorizadas após acionamento das hidrelétricas com vertimento turbinável, devido a significativa diferença entre elas.

74. Conforme contribuição da **ELERA RENOVÁVEIS**, verifica-se que as reduções de geração por razão energética são predominantes para as usinas hidrelétricas, com mais de 80% do volume de sua geração reduzido. Apesar de elevado, tal comportamento é compatível com capacidade instalada da fonte hidrelétrica, responsável por 82% do total. Observa-se, portanto, que neste caso específico, os critérios atualmente adotados pelo ONS para a redução de geração por razão energética guardam proporcionalidade entre as fontes.

75. Por outro lado, ao analisar as reduções de geração por razão de confiabilidade e indisponibilidade, esta relação se altera. As reduções de geração nas fontes eólica e termelétrica são, proporcionalmente, bastante superiores às reduções ocorridas na fonte hidrelétrica. Lembrando que, no caso da redução de geração em fonte termelétrica, foram considerados todos os tipos operativos possíveis (inflexibilidade, despachada por ordem de mérito ou fora da ordem de mérito).

76. Assim, a **ELERA RENOVÁVEIS** apresenta o seguinte resumo para suas contribuições:

• Adoção de critérios econômicos para a seleção dos empreendimentos candidatos à redução de geração por razões energética, confiabilidade ou disponibilidade, em linha com os três blocos apresentados no item 36 da NT 094;

• Priorização dos empreendimentos com restrições ativas em seus Pareceres de Acesso para fins de redução de geração por razões de confiabilidade ou disponibilidade.

77. A **ENGIE** sugere a criação de um quarto bloco enquanto não houver ressarcimento para todas as fontes, como último recurso na hierarquia, que inclui, nesta ordem:

(i) UHEs com capacidade de armazenamento,

(ii) UHEs com vertimento turbinável, e

(iii) usinas eólicas e fotovoltaicas. Essa medida seria necessária para que seja incluído o racional econômico do ponto de vista do gerador. Em sua visão, o impacto no agente gerador é suavizado no caso da UHE com VT, em decorrência do MRE, diferentemente das usinas eólicas e fotovoltaicas, em que o impacto é percebido diretamente pelos empreendedores individualmente.

78. O **IBP** apoia a proposta da ANEEL sobre a divisão das usinas por blocos. No entanto, entende que a Agência deva considerar que, a depender o combustível utilizado para geração termoelétrica, o impacto de uma limitação de geração pode ser diferente. Ainda que exista um tratamento diferenciado para usinas movidas a gás natural liquefeito, o **IBP** acredita que também deve ser desenvolvido um tratamento diferenciado para usinas que utilizem gás natural nacional. Com relação ao gás do pré-sal, por se tratar de gás associado à produção do petróleo, por limitações de reinjeção e pela impossibilidade de armazenamento, não é recomendado que uma usina termoelétrica que utilize esse combustível tenha sua geração modificada, principalmente durante períodos de inflexibilidade, em que o empreendedor já contava com determinada geração. Caso isso não seja possível, como uma proposta alternativa, que sejam incluídas, pelo menos, no Bloco 3.

79. A **Norte Energia - NESA** propõe reagrupamento dos casos de geração considerando todos os custos, não somente os regulamentados para o consumidor. Sugerem a inclusão de um novo Bloco 4, como último recurso na hierarquia dos blocos de restrição, na seguinte ordem: (a) UHEs com capacidade de armazenamento; e (b) UHEs com vertimento turbinável.

**MODELO PARA ENVIO DE CONTRIBUIÇÕES REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 045/2019**

**NOME DA INSTITUIÇÃO: COCEN PIRATININGA Conselho de Consumidores da CPFL PIRATININGA**

**AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL**

**ATO REGULATÓRIO : NOTA TÉCNICA Nº 240/2024-SGM/ANEEL de 12 de novembro de 2024.**

**EMENTA:** Obter subsídios para estabelecer os critérios operativos para redução ou limitação de geração.

**CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS**

**IMPORTANTE:** Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando

| TEXTO/ANEEL | TEXTO/CONSELHO | ANÁLISE/JUSTIFICATIVA/CONSELHO |
|---|---|---|
| 80. Para a **PSR**, o critério de corte de geração deve seguir as diretrizes do modelo operativo adotado atualmente, e **a escolha do gerador deveria independer de políticas de ressarcimento, aplicação de encargos, subsídios e elementos contratuais**. As principais razões por traz dessa recomendação residem (i) no fato de esta ser a abordagem da operação física do setor, não se justificando tratamento diferenciado para manobra operativa específica; e (ii) no fato de o operador não ter acesso a todas as informações de contratos para realizar julgamento justo e isonômico quanto aos custos para os diferentes consumidores. | Comentário. | A Sobrecontratação e Subsídios já está sendo imposta aos consumidores cativos, portanto, não tem sentido algum impor mais custos de redução ou limitação de geração aos consumidores do ACR. O ONS deve antes de proceder à limitação, por indisponibilidade externa ou confiabilidade elétrica, excluir as usinas eólicas e fotovoltaicas que atendem ao ACR pois quando os leilões para contratação de potência foram realizados estas restrições não existiam e foram impostas pelo vertiginoso aumento das fontes incentivadas para atendimento ao ACL. |
| 81. Assim, na proposta da **PSR** deve levar em consideração: | | |
| • Prioridade de cortes segundo custos operativos, sendo cortados geradores de maior custo operativo até o menor custo operativo; | | |
| • Quando restam muitas opções após a aplicação dos critérios anteriores, o ONS deve seguir critério de viabilidade operacional de corte considerando tamanho e viabilidade de comunicação ou controle remoto de instalações. | | |
| 82. A empresa avalia que, em relação aos custos operativos dos geradores, atualmente as usinas termelétricas são operadas segundo seu CVU, hidrelétricas segundo seu custo de oportunidade e renováveis com custos nulos. No entanto, em situações que hidrelétricas apresentam vertimento turbinável, os custos deste vertimento são considerados como também nulos pelos modelos computacionais. Para mitigação dessas questões, aponta algumas alternativas, como: (i) manter a atual dinâmica para determinação de custos operativos e atribuir ao mecanismo de alocação de custos a solução de impasses entre as fontes com custos operacionais iguais; (ii) definir regulatoriamente valores de referência para as fontes, em uma tentativa de emular seus verdadeiros custos (como já é feito para as hidrelétricas no âmbito do MRE); (iii) uma abordagem de mercado em que se permite aos geradores passíveis de corte declararem sua disposição a gerar. | | |
| 83. No entendimento da **PSR**, a terceira opção seria a mais adequada já que propõe a implantação de um mecanismo de mercado que prevê a realização de um processo competitivo em que os geradores devem expressar sua disposição a gerarem ao apresentarem lances que representem seus custos reais de operação (podendo atingir até valores negativos). Caso ocorra situação em que vários geradores possuem os mesmos custos e o operador opte por um deles, os custos serão posteriormente rateados entre todos os geradores de mesmo custo (incluindo geração inflexível). | | |
| 84. A **OMEGA** também propõe que as diretrizes de corte geração tenham como premissa a minimização dos custos operativos, sujeito às restrições operativas, o que se traduz numa hierarquia de corte que privilegia, sempre que os efeitos para o sistema sejam equivalentes, o corte de usinas com maior custo operativo variável. Esta lógica é a mesma que define a hierarquia da geração por ordem de mérito na programação da operação com suporte dos modelos de despacho e formação de preço. No caso das hidrelétricas, a **OMEGA** propõe que sejam considerados para título de ordenamento de fontes para corte os reconhecidos custos de operação variáveis das hidrelétricas, como a TEO e a GAG. | | |
| 85. Estes critérios, na visão da empresa, culminam na seguinte hierarquia de cortes (usinas na mesma condição de custo operativo devem participar igualmente dos custos): | | |
| 1. Usinas termelétricas com CVU não nulo despachadas por segurança energética; | | |
| 2. Usinas termelétricas com CVU não nulo despachadas por ordem de mérito de custo na condição de CVU > PLD; e | | |
| 3. Importação de energia sem substituição de usina termelétrica. | | |
| 4. Usinas hidrelétricas com capacidade de armazenamento de água no reservatório (custo é o valor da água); | | |
| 5. Usinas termelétricas com CVU não nulo despachadas por ordem de mérito de custo na condição de CVU = PLD; e | | |
| 6. Usinas termelétricas despachadas por ordem de mérito de custo, na condição de CVU < PLD; | | |
| 7. Importação de energia com substituição de usina termelétrica; | | |
| 8. Usinas hidrelétricas com vertimento turbinável (considerando custo variável de hidrelétricas); | | |
| 9. Usinas eólicas e usinas fotovoltaicas (custo variável zero). | | |
| 86. A **OMEGA ENERGIA** propõe que os custos provenientes de cortes de geração devido restrições energéticas seja rateado pelas fontes (usinas de mesmo custo) em proporção à geração das usinas no momento do corte. Dessa forma, mesmo que somente geradores específicos sejam cortados, caso não seja possível ratear o corte, conforme mencionado anteriormente, todos os geradores com mesmo custo operativo deveriam ter o mesmo impacto financeiro. | | |
| 87. Caso um gerador, hidrelétrico ou termelétrico, não tenha sido cortado segundo os critérios acima devido a inflexibilidade operacional, os custos associados deverão ser alocados à fonte inflexível, mesmo que operacionalmente o corte seja feito em outra fonte. Esta é uma forma de não onerar usinas que aportem flexibilidade operativa ao sistema. | | |
| 88. Para a **SAESA**, com relação a proposta da ANEEL de considerar o Bloco 1 como prioritário para a redução de geração, concordam que essa redução de usinas desse grupo representa redução do custo sistêmico. | | |
| 89. Com relação a priorização de redução de geração de usinas do Bloco 2, após esgotadas as possibilidades de redução do Bloco 1, entendem que não deve ocorrer redução de geração de usinas de forma discricionária. A redução de geração de usinas hidrelétricas sem reservatório, sobretudo nos casos em que resulte em vertimento turbinável, além do impacto financeiro à usina, também resultaria em deterioração do GSF do MRE. Portanto, em sua visão, não haveria somente impacto ao gerador, mas também a todas as usinas do MRE e ainda aos consumidores, no caso de usinas que repactuaram o risco hidrológico. Assim, as demais fontes listadas no Bloco 2 deveriam ser priorizadas em relação às usinas hidráulicas a fio d'água. No entanto, independentemente da fonte, deveria haver ressarcimento dos prejuízos causados. | | |
| 90. Também deveria ser considerada a questão temporal, pois o corte de uma usina com armazenamento e a geração a partir da água armazenada em outro momento pode resultar em custos diferenciados, o que traz maior complexidade para apuração dos impactos financeiros. | | |
| 91. Diante dessas contribuições apresentadas em relação às reduções ou limitações de geração motivadas por **razão energética**, observa-se que a **ABRACE, a ELERA e o IBP**, de uma forma geral concordam com a proposta da ANEEL. | | |
| 92. Em relação às contribuições da **CCEE**, conforme justificado na NT 094/2022, que por sua vez embasou a abertura desta segunda fase de CP, informamos que houve uma evolução na proposta de ordenamento dos cortes embasado em estimativas de custos ao consumidor, ou seja, passou a considerar o racional econômico que ordena das restrições do maior para o menor benefício ao consumidor. | | |
| 93. Quanto às questões levantadas pela Câmara para os casos de UTES com CVU não nulo por segurança energética ou das hidrelétricas com armazenamento, novamente apontamos para o critério que passou a ser relacionado ao "benefício ao consumidor". No caso do PLDx, por exemplo, esse parâmetro afeta apenas quando há cobrança de encargos, ou seja, quando há pagamento de encargo por deslocamento de geração hidrelétrica. | | |
| 94. Na proposta trazida pela CCEE em relação aos custos de importação com substituição, conforme citado pela Câmara, o consumidor continua arcando com os custos de constrained-off da usina termelétrica substituída, tanto nos casos em que a importação se realizou quanto nos casos em que a importação não se realizou. Por esse motivo, entendemos que o custo de constrained-off deve continuar sendo considerado no cálculo dos custos ao consumidor, o que resulta na equação atual: CVU UTEdesl - Pimp. | | |
| 95. A respeito da proposta da CCEE de se priorizar a redução de geração por inflexibilidade em usinas que possuem o combustível subsidiado nos termos da Lei 10.438/2002 em relação àquelas que não possuem, há que se ressaltar a política pública referente à compra mínima do carvão mineral e, associado a ela, a geração de energia elétrica. Essa inflexibilidade na geração está associada à necessidade de consumo de determinada quantidade de combustível que, por força de Lei, deve fomentar a manutenção da indústria carvoeira. Isto posto, em atenção à política pública, entendemos que essa UTE deveria se igualar às demais termelétricas inflexíveis. | | |
| 96. Quanto às questões levantadas pela Câmara para os casos de exportação por vertimento turbinável, em princípio a exportação de energia seria uma forma de mitigar o curtailment, tendo em vista que a própria Portaria nº 49/GM/MME, de 2022, estabelece que essa geração é proveniente de excedente de geração de energia elétrica de usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente, cuja geração seja transmissível e não alocavel na carga do SIN. No caso de redução de geração de usina destinada à exportação, cabe ao ONS avaliar a motivação para redução dessa geração, que nesse caso não deveria ser por motivos de restrição de escoamento ou por motivos energéticos. | | |
| 97. As propostas da **PSR e OMEGA** levam em consideração a **prioridade de cortes segundo custos operativos**, sendo cortados geradores de maior custo operativo até o menor custo operativo. No entanto, trazem a ressalva que, em relação aos custos operativos dos geradores, atualmente as usinas termelétricas são operadas segundo seu CVU, hidrelétricas segundo seu custo de oportunidade e renováveis com custos nulos. Em situações em que hidrelétricas apresentam vertimento turbinável, os custos deste vertimento são considerados como nulos pelos modelos computacionais. Para mitigação dessas questões, apontam algumas alternativas: | | |
| (i) manter a dinâmica para determinação de custos operativos e atribuir ao mecanismo de alocação de custos a solução de impasses entre as fontes com custos operacionais iguais; | | |
| (ii) definir regulatoriamente valores de referência para as fontes, em uma tentativa de emular seus verdadeiros custos (como já é feito para as hidrelétricas no âmbito do MRE); | | |
| (iii) uma abordagem de mercado em que se permite aos geradores passíveis de corte declararem sua disposição a gerar. | | |
| 98. A PSR apresenta como preferência o terceiro item e a OMEGA apresenta uma ordem de prioridade de corte com base na minimização dos custos operativos, mas, no caso das hidrelétricas, propõe que sejam considerados para título de ordenamento de fontes para corte custos de operação variáveis das hidrelétricas, como a TEO e a GAGO&M. | | |

**MODELO PARA ENVIO DE CONTRIBUIÇÕES REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 045/2019**

**NOME DA INSTITUIÇÃO: COCEN PIRATININGA Conselho de Consumidores da CPFL PIRATININGA**

**AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL**

**ATO REGULATÓRIO : NOTA TÉCNICA Nº 240/2024-SGM/ANEEL de 12 de novembro de 2024.**

**EMENTA:** Obter subsídios para estabelecer os critérios operativos para redução ou limitação de geração.

**CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS**

**IMPORTANTE:** Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando

| TEXTO/ANEEL | TEXTO/CONSELHO | ANÁLISE/JUSTIFICATIVA/CONSELHO |
|---|---|---|
| 99. Assim, a proposta de se guiar pelos custos operativos não segue exatamente os custos considerados nos modelos computacionais para o despacho. No mais, observa-se que atualmente nem todos os ativos possuem viabilidade de ter seus custos operativos discretizados nos modelos tampouco está estabelecido aos geradores ofertarem suas propostas de montante e custo de produção para a otimização do sistema. Desse modo, na atual configuração do setor, não se observa viável a adoção direta dessas propostas de se guiar no ordenamento dos cortes pelos custos operativos como presente nas contribuições da OMEGA e PSR. | | |
| 100. Em relação à abordagem de mercado, a mesma não trata de gabarito pré-definido, mas de um mecanismo pré-estabelecido. Considera-se pertinente o aprofundamento da análise sobre mecanismos competitivos capazes de promover a captura da percepção individual dos agentes para, a partir disso, se dispor de uma definição objetiva sobre tais preferências e, como decorrência desta, se constituir a ordem de priorização dos cortes. Essa abordagem será detalhada mais à frente. | | |
| 101. As contribuições dos demais participantes da Consulta Pública, de uma forma geral, **não foram contrárias** aos blocos propostos pela ANEEL, em especial porque o **Bloco 1 traz alívio de encargo para os consumidores** e o **Bloco 3 impõe custos aos consumidores**. No entanto, em relação ao Bloco 2, que traz aquelas usinas com CVU nulo, cuja redução ou limitação de geração não produz alívio nem impõe custos para o consumidor e, em especial, para as fontes constantes da alínea "d" (hidrelétricas com vertimento turbinável, eólicas e fotovoltaicas), as contribuições foram no sentido de que, como não há ressarcimentos regulamentados para essas fontes por motivos energéticos, essas deveriam ir para um **Bloco 4 ou 5 (a depender da contribuição)**, as colocando no "final da fila" para reduções de geração. | Comentário. | A Sobrecontratação e Subsídios já está sendo imposta aos consumidores cativos, portanto, não tem sentido algum impor mais custos de redução ou limitação de geração aos consumidores do ACR. O ONS deve antes de proceder à limitação, por indisponibilidade externa ou confiabilidade elétrica, excluir as usinas eólicas e fotovoltaicas que atendem ao ACR pois quando os leilões para contratação de potência foram realizados estas restrições não existiam e foram impostas pelo vertiginoso aumento das fontes incentivadas para atendimento ao ACL. |
| 102. Nesse ponto, reforçamos avaliação feita na Nota Técnica nº 094/2022-SRG/ANEEL, de 04/08/2022, para abertura da segunda fase da CP 045/2019: | | |
| 24. Partindo para as contribuições a respeito da definição de critérios para o ONS proceder à redução ou limitação de geração com base em um racional econômico, de modo geral, houve manifestação pela necessidade de se estabelecer regramento buscando estabelecer requisitos objetivos e transparentes. Em parte das contribuições, em que pese este reconhecimento, alguns agentes recomendaram seu prosseguimento apenas quando a dimensão dos efeitos econômicos estivesse equacionada, no bojo das considerações já apresentadas anteriormente. | | |
| 25. Preliminarmente, deve-se frisar que a operação do sistema elétrico brasileiro, conforme já anotada no material de abertura da Consulta Pública, observa redespacho na etapa de programação pós-DESSEM e operação de tempo real, por razões associadas a interações com os próprios agentes de geração, alterações das condições do SIN, levando a escolhas de redução ou limitação de produção pelo Operador com rebatimentos comerciais, acarretando dentre outros, vertimentos turbináveis e não turbináveis em usinas hidrelétricas. | | |
| 26. Desta feita, as reduções e limitações não são praticadas pelo Operador por uma determinação de regulamento vigente, mas sim por imposição das características atuais do sistema elétrico e resultantes do exercício das competências do ONS, o qual deve nas suas tarefas legais de planejamento e programação da operação do despacho centralizado da geração primar pela otimização dos recursos energéticos disponíveis, a menor custo e de forma segura. | | |
| 27. Em que pese os **efeitos comerciais decorrentes das ações de redespacho pelo Operador,** frise-se novamente que a situação das limitações totais ou parciais de produção de energia elétrica já está presente na programação e operação do SIN atualmente, portanto, se impõe ao fato de **inexistir tratamento amplo e geral.** | Comentário. | A Sobrecontratação e Subsídios já está sendo imposta aos consumidores cativos, portanto, não tem sentido algum impor mais custos de redução ou limitação de geração aos consumidores do ACR. O ONS deve antes de proceder à limitação, por indisponibilidade externa ou confiabilidade elétrica, excluir as usinas eólicas e fotovoltaicas que atendem ao ACR pois quando os leilões para contratação de potência foram realizados estas restrições não existiam e foram impostas pelo vertiginoso aumento das fontes incentivadas para atendimento ao ACL. |
| 103. Assim, conforme ponderações ratificadas também em várias contribuições, reiteramos que é importante o estabelecimento de **critérios objetivos e transparentes para redução** ou limitação da geração sob a ótica operativa do sistema elétrico, principalmente porque as **restrições de geração já fazem parte da rotina** de operação no SIN. | | |
| 104. Além disso, **não é razoável a imposição de custos ao consumidor,** caso se priorize os cortes do Bloco 3 (considera ativos despacháveis e acionados por despacho de mérito econômico pelo Operador) e não os do Bloco 2 (considera ativos com disponibilidade compulsória de recurso energético) pelo fato de que não há previsão de ressarcimentos para as usinas desse segundo bloco. | | |
| 105. No mais, busca-se com a proposta de normativo estabelecer como diretriz que a efetivação das reduções ou limitações de geração ocorra de forma distribuída entre as fontes constantes da alínea "d" do Bloco 2. | | |
| 106. Nessa linha, foram externadas preocupações em relação a uma **melhor definição do critério para distribuição da redução de geração entre as fontes** (hidrelétricas com vertimento turbinável, eólicas e fotovoltaicas) e **entre geradores de uma mesma fonte**. Para tanto, entendemos que a inserção de previsão de rateio desses cortes mitiga a preocupação sobre como os cortes realizados serão distribuídos entre as usinas. | | |
| 107. Nas contribuições, em relação à alínea "d" do Bloco 2, foi sugerido um rateio do montante de energia cortado para as três fontes que possuem a mesma ordem de prioridade de redução de geração (hidrelétricas com vertimento turbinável, eólicas e fotovoltaicas), na proporção da geração de cada usina no momento do corte. Entendemos que essa proposta pode ser incorporada, utilizando-se, no entanto, a garantia física das usinas como parâmetro para rateio desses cortes. Isso porque as gerações no momento do corte (por exemplo, em tempo real), podem estar influenciadas por reduções já comandadas (por exemplo, na programação diária). | | |
| 108. Assim, na etapa de programação e tempo real o ONS realiza o corte de acordo com a viabilidade técnica e operacional das usinas e, na etapa de pós operação procede ao rateio do corte energético proporcional às respectivas garantias físicas entre as usinas elegíveis pelo Operador. | | |
| 109. A seguir, com vistas a desenvolver quesitos complementares à proposta de alocação da redução ou limitação da geração proposta na segunda fase da Consulta Pública, serão apresentadas em destaque duas análises para aplicação dentre as usinas da alínea "d" do Bloco 2 (hidrelétricas com vertimento turbinável, eólicas e fotovoltaicas): a abrangência do corte e o mecanismo de oferta. | | |
| **III.3.2. Propostas para tratamentos das reduções ou limitações de geração motivadas por razão energética** | | |
| 110. Sobre a abrangência desse rateio, há que sopesar, de início, algumas questões. Por se tratar de um corte de natureza energética, o qual ocorre quando há mais geração do que consumo e quando também não existe restrição nos ativos de transmissão (indisponibilidade externa ou confiabilidade), pode-se pensar em uma divisão equitativa (i) abrangendo todo o SIN, (ii) por submercado ou (iii) por blocos de submercado. | | |
| 111. Ao se apontar para um **rateio abrangendo todo o SIN**, entende-se que os efeitos do desequilíbrio entre carga e geração seja indiferente em relação à localização geoelétrica onde ocorre a redução de geração. Considera-se que não há atingimento de nenhum limite de escoamento nas linhas de transmissão, bem como de que eventuais perturbações no comportamento dinâmico do sistema (por exemplo, oscilações na frequência), que seriam provocadas caso não houvesse o corte, independem da localização das usinas que seriam cortadas. Tais questões deveriam ser avaliadas, monitoradas e comprovadas pelo ONS, caso se adote um rateio por razão energética entre as usinas do Bloco 2 alínea "d" abrangendo todo o SIN. | | |
| 112. Contudo, do ponto de vista regulatório, essa abordagem para o rateio amplo das restrições de natureza energética pode não ser a resposta mais adequada. O referido rateio, visto como um tratamento distributivo da ausência de mercado (momento no qual o consumo de energia elétrica é inferior à capacidade de geração disponível), realizado em etapa da pós-operação do ONS, se espalharia para todo o Brasil, quando a sobreoferta se localiza dentro de um submercado tipicamente exportador. Nessa esteira, um submercado tipicamente importador, portanto, demandante de energia, importaria também o corte de produção de energia. Todavia, importa registrar que a constatação a respeito de um submercado, se importador ou exportador, pode ser feita em granularidade horária, ao se observar os recursos energéticos regionais (centralizados e descentralizados) vis a vis a necessidade de atendimento à carga local. | | |
| 113. No mais, aspectos relacionados ao potencial energético e aos incentivos econômicos de cada fonte influenciaram na decisão de instalação do empreendimento e comercialização de sua energia. O rateio do corte na pós operação, se realizado dentre as usinas do Bloco 2 alínea "d" abrangendo todo o SIN, poderia provocar uma disparidade entre as variáveis relacionadas à tomada de decisão sobre o local da implantação da usina e o resultado dessa realocação comercial do corte (rateio mais abrangente) na etapa de pós operação. | | |
| 114. A segunda possibilidade é o **rateio restrito a cada submercado.** No caso da sobre oferta física de energia estar localizada, por exemplo, no Submercado Nordeste, o rateio entre as fontes da alínea "d" do Bloco 2 ficaria restrito a este Submercado, não perpassando para os geradores das fontes hidrelétricas com vertimento turbinável, eólicas e fotovoltaicas localizadas fisicamente em outras regiões do país. | | |
| 115. Contudo, ao se manter o rateio do corte energético das usinas do Bloco 2 alínea "d" dentro do próprio submercado, quando a restrição ou limitação de geração física ocorre de acordo com a viabilidade técnica e operacional do ONS, seria necessário manter no normativo a diretriz de se buscar o equilíbrio/rodízio entre as fontes. Isso seria necessário pois a "viabilidade técnica e operacional" poderia levar o ONS a limitar a geração por razões energéticas sempre de uma mesma fonte, muito embora os efeitos do desequilíbrio entre carga e geração possam ser indiferentes em relação à fonte de geração e à sua localização geoelétrica. | | |
| 116. Além disso, em um submercado importador também poderá ocorrer em determinados momentos do dia (conforme já citado anteriormente) uma sobre oferta de geração, de tal sorte que este Submercado deixa de importar energia. Os gráficos abaixo ilustram o atendimento à carga no subsistema Sudeste/Centro-Oeste ao longo dos últimos meses (maio a outubro/2024), bem como o balanço de geração ao longo de um dia de outubro/2024. | | |

**MODELO PARA ENVIO DE CONTRIBUIÇÕES REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 045/2019**

**NOME DA INSTITUIÇÃO: COCEN PIRATININGA Conselho de Consumidores da CPFL PIRATININGA**

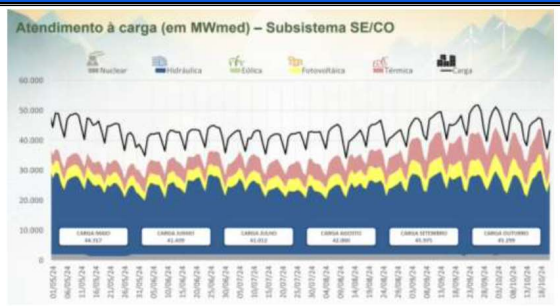
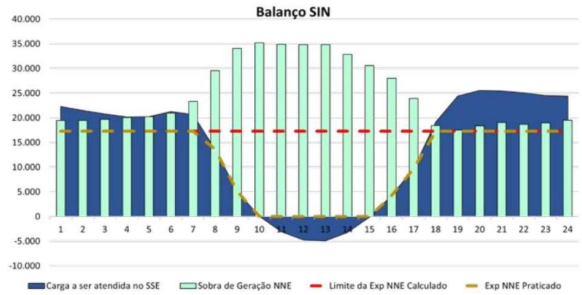
**AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL**

**ATO REGULATÓRIO : NOTA TÉCNICA Nº 240/2024-SGM/ANEEL de 12 de novembro de 2024.**

**EMENTA:** Obter subsídios para estabelecer os critérios operativos para redução ou limitação de geração.

**CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS**

**IMPORTANTE:** Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando

| TEXTO/ANEEL | TEXTO/CONSELHO | ANÁLISE/JUSTIFICATIVA/CONSELHO |
|---|---|---|
|  <br>**Figura 11: Atendimento à carga no Subsistema SE/CO**<br>Fonte: ONS (PMO novembro/2024) | | |
| <br>**Figura 12: Balanço da Programação Semanal no Subsistema SE/CO**<br>Fonte: ONS (PMO novembro/2024) | | |
| 117. Nota-se que ao longo do dia a produção energética proveniente da fonte solar, notadamente devido a MMGD (geração descentralizada), se soma às demais fontes de gerações, tornando o Sudeste autossuficiente no atendimento à sua demanda durante algumas horas do dia. Por outro lado, pode-se observar esse mesmo submercado como sendo tipicamente importador quando observado sob uma escala temporal de meses. | | |
| 118. Nesse ponto, destaca-se a edição do PAR/PEL 2023 (ciclo 2024-2028), a qual fez uma avaliação prospectiva considerando os desafios da operação das fontes renováveis variáveis e a importância do sistema de transmissão. Por meio dos balanços carga-geração dos blocos das regiões Norte/Nordeste e das regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste, confrontado com o limite de transferência entre essas regiões, foi possível avaliar o que de fato pode ser alocado na carga no período diurno, bem como a intensidade do uso do sistema de transmissão para o atendimento à ponta do período noturno. | | |
| 119. O relatório indica que o limite de transmissão não está usualmente ativo em boa parte do período diurno, mas no período noturno a capacidade de transmissão do corredor que conecta as regiões N/NE com a S/SE/CO é plenamente utilizada. Desse modo, é justamente no período diurno, quando a capacidade de transmissão possui folga, que ocorrem os cortes energéticos, notadamente por conta da penetração da MMGD, presente inclusive dentro de cada submercado. | | |
| 120. **Esta situação tende a se acentuar** ao longo dos próximos anos, como já destacado na seção III.1. Do fenômeno de reduções ou limitações de geração. O gráfico a seguir, extraído do relatório PAR/PEL 2023, ilustra um **dia útil típico no período úmido ao final do horizonte de estudo (março de 2028**). Seus dados focam na "**carga a ser atendida no S/SE/CO**", na "**sobra de geração no N/NE**", bem como nos "limites de exportação do N/NE para o S/SE/CO tanto o teórico (calculado) como o praticado. | Comentário. | A Sobrecontratação e Subsídios já está sendo imposta aos consumidores cativos, portanto, não tem sentido algum impor mais custos de redução ou limitação de geração aos consumidores do ACR. O ONS deve antes de proceder à limitação, por indisponibilidade externa ou confiabilidade elétrica, excluir as usinas eólicas e fotovoltaicas que atendem ao ACR pois quando os leilões para contratação de potência foram realizados estas restrições não existiam e foram impostas pelo vertiginoso aumento das fontes incentivadas para atendimento ao ACL. Segundo último Reajuste tarifário da CPFL Piratininga, a última contatação de energia Eólica foi em novembro de 2014 demonstrando claramente que nem a Distribuidora, nem seus consumidores regulados devem ser responsabilizados por eventual sobra de geração.<br>Processos Tarifários: Empresa: CPFL Piratininga; Data: 23/10/2024; Processo: Reajuste<br>Contratos Energia por Disponi-bilidade: UFV MWh: zero; Valor: zero; Data: zero; EOL MWh: 641.124; Valor R$: 135.261.253; Data: 01/11/2014<br>Sobrecontratação MWh: 1.388.742<br>Energia Vendida MWh: 7.647.330<br>%: 18% |
|  <br>**Figura 13: Balanço do SIN**<br>Fonte ONS (PAR/PEL 2023) | | |
| 121. Nos horários de maior incidência solar (das 10h às 15h), a **contribuição das usinas fotovoltaicas nas regiões S/SE/CO é tão elevada** que a carga desses subsistemas poderia ser suprida somente com **geração de fontes internas a esses submercados**, ocorrendo inclusive **sobra de energia** (área em azul abaixo do eixo das abcissas e com valores negativos no eixo das ordenadas), o que implica possibilidade de exportação dessa região ou mesmo corte energético dentro dessa região. | | |
| 122. Entretanto, no horário noturno e de ausência de incidência solar, as regiões S/SE/CO necessitam de mais geração para o atendimento à carga, chegando ao ponto de demandar mais produção de energia, essa advinda tanto da ocupação de toda a capacidade de escoamento entre regiões (área azul acima da linha pontilhada vermelha), como também de geração de dentro do próprio submercado S/SE/CO. | | |
| 123. Isto posto, a abrangência de **rateio** do corte energético das usinas do Bloco 2 alínea "d", **em dois grandes blocos** (terceira possibilidade), submercados Norte/Nordeste e submercados Sul/Sudeste/Centro-Oeste, parece se alinhar com as avaliações prospectivas que estão sendo realizadas pelo Operador frente aos desafios da operação futura do SIN. | | |
| 124. Isto posto, considerando que: | | |

**MODELO PARA ENVIO DE CONTRIBUIÇÕES REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 045/2019**

**NOME DA INSTITUIÇÃO: COCEN PIRATININGA Conselho de Consumidores da CPFL PIRATININGA**

**AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL**

**ATO REGULATÓRIO : NOTA TÉCNICA Nº 240/2024-SGM/ANEEL de 12 de novembro de 2024.**

**EMENTA:** Obter subsídios para estabelecer os critérios operativos para redução ou limitação de geração.

**CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS**

**IMPORTANTE:** Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando

| TEXTO/ANEEL | TEXTO/CONSELHO | ANÁLISE/JUSTIFICATIVA/CONSELHO |
|---|---|---|
| (i) o **corte de natureza energética ocorre quando há excedente de geração** e não existe restrição nos ativos de transmissão, e | | |
| (ii) que as avaliações do Operador sobre os desafios futuros da operação das fontes renováveis intermitentes agrupam os submercados em dois grandes blocos, entende-se como adequado encaminhar para a Consulta Pública dispositivo onde o **rateio entre as fontes hidrelétricas com vertimento turbinável, eólicas e fotovoltaicas** seria realizado **dentro de dois blocos:** regiões **Norte/Nordeste**; e regiões **Sul/Sudeste/Centro-Oeste** - aplicando-se a garantia física das usinas como parâmetro para tal rateio. | | |
| 125. Dessa forma, **propõe-se a manutenção dos Blocos 1, 2 e 3** conforme abertura da 2ª fase da CP 045/2019, **com alteração do critério referente à alínea "d"**, incluindo o rateio do corte energético entre essas usinas que possuem a mesma prioridade de limitação ou redução de geração, proporcional às garantias físicas das usinas elegíveis ao corte pelo Operador, e limitado aos blocos dos Submercados Norte/Nordeste e Submercados Sul/Sudeste/Centro-Oeste. Ademais, espera-se que nessa fase da consulta Pública as contribuições dos agentes e instituições tragam reflexões adicionais ao processo. | Propomos a alteração da alínea d) para alínea e) e criando uma nova alínea d) com a seguinte definição: **d) Usinas eólicas e usinas fotovoltaicas que não foram objeto de leilão público para atendimento ao ACR - Ambiente de Contratação Regulado.** | A Sobrecontratação e Subsídios já está sendo imposta aos consumidores cativos, portanto, não tem sentido algum impor mais custos de redução ou limitação de geração aos consumidores do ACR. O ONS deve antes de proceder à limitação, por indisponibilidade externa ou confiabilidade elétrica, excluir as usinas eólicas e fotovoltaicas que atendem ao ACR pois quando os leilões para contratação de potência foram realizados estas restrições não existiam e foram impostas pelo vertiginoso aumento das fontes incentivadas para atendimento ao ACL. |
| **III.3.2.B Análise complementar para as usinas da alínea "d" (hidrelétricas com vertimento turbinável, eólicas e fotovoltaicas): mecanismo de oferta** | | |
| 126. Para as usinas da alínea "d", as quais possuem a mesma ordem de prioridade na tabela, tendo em mente inclusive a significativa previsão de expansão de oferta dentro desse grupo conforme mencionado anteriormente, passa-se a aprofundar uma abordagem de mercado onde ofertas de preço e quantidade poderiam atuar complementarmente ao rateio do corte proporcional à garantia física. | Propomos a alteração da alínea d) para alínea e) e criando uma nova alínea d) com a seguinte definição: **d) Usinas eólicas e usinas fotovoltaicas que não foram objeto de leilão público para atendimento ao ACR - Ambiente de Contratação Regulado.** | A Sobrecontratação e Subsídios já está sendo imposta aos consumidores cativos, portanto, não tem sentido algum impor mais custos de redução ou limitação de geração aos consumidores do ACR. O ONS deve antes de proceder à limitação, por indisponibilidade externa ou confiabilidade elétrica, excluir as usinas eólicas e fotovoltaicas que atendem ao ACR pois quando os leilões para contratação de potência foram realizados estas restrições não existiam e foram impostas pelo vertiginoso aumento das fontes incentivadas para atendimento ao ACL. |
| 127. Nesse contexto, frisa-se o recebimento de contribuição apresentada pela PSR com tratamento para o tema baseado em uma abordagem de mercado, o qual permitiria aos geradores elegíveis ao corte declararem sua disposição a gerar ao apresentarem lances que podem representar custos reais de operação ou custos de oportunidade. | | |
| 128. No desenho do mercado brasileiro atual, em que pese debates em curso, a programação e o planejamento da operação, assim como a formação de preço, estão baseados em soluções atreladas a dinâmica centrada em custos e não em oferta dos agentes de mercado. Não obstante, a abordagem da temática do curtailment por meio de soluções de mercado devem ser sopesadas. Inclusive, a partir desse conceito, pode-se adotar diferentes desenhos de mercado. | | |
| 129. Cita-se abaixo algumas opções organizadas conforme o momento em que a oferta de preço e quantidade poderia ser realizada, dentro de uma linha do tempo que se inicia na programação da operação, passando pelas suas etapas internas até chegar no tempo real, terminando na etapa de pós-operação: | | |
| i. Oferta ex-ante: antes do despacho/PLD (na pré-operação) | | |
| ii. Oferta dentro do intervalo entre: pós-DESSEM, tempo real e rateio | | |
| iii. Ofertar ex-post: depois do despacho/PLD e do rateio (na pós-operação) | | |
| 130. A depender do momento dessas ofertas, se observam nuances em relação à composição do bid (preço, quantidade). Ofertas ex-ante, ou seja, antes mesmo de conhecidos o PLD e o despacho físico, tendem a revelar valores em que o bid de preço deve exprimir o custo de produção da fonte, e o bid de quantidade a sua disponibilidade energética. Ressalta-se que essa oferta ex-ante, por conta do atual desenho da indústria elétrica brasileira, não pretenderia alterar a formação do preço de curto prazo e nem influenciar o despacho físico, em que pese compreender que essa solução seria mais eficaz tanto quanto mais fossem adotados mecanismos associados a introdução de arranjos de mercado com preço formado por oferta (em tempo, tal debate exige discussão ainda mais ampla do que a própria discussão de soluções quanto à alocação dos cortes decorrentes do curtailment). Na oferta ex-ante, haveria apenas a antecipação dos bids para que se revele os seus custos de produção, sendo essa informação utilizada na fase de rateio do corte após realizado o despacho físico. | | |
| 131. Já nas ofertas ex-post, os agentes já conheceriam tanto o PLD como o despacho físico, bem como o próprio corte e o resultado do mecanismo de rateio proporcional à garantia física. Assim, tendem a revelar o seu custo de oportunidade, uma vez que o agente avaliaria suas exposições financeiras para, com base nisso, calcular seu bid de preço e quantidade. Esse custo de oportunidade (oferta ex-post) tem relação, portanto, | | |
| (i) com a receita proveniente de seu contrato, seja ele oriundo do **ambiente regulado** ou **livre**, | | |
| (ii) com as regras de reconciliação contratual e compensação à contraparte pela energia não entregue e | | |
| (iii) com sua posição dentro do Mercado de Curto Prazo (MCP). Trata-se da disposição do gerador em não ter o corte a ele alocado, frente aos seus compromissos contratuais e a sua estratégia de negócio. | | |
| 132. Nesse momento, tendo em vista a presente instrução estar cuidando da organização do corte entre aquelas fontes da alínea "d" do Bloco 2 (hidrelétricas com vertimento turbinável, eólicas e fotovoltaicas), compreende-se mais oportuno aprofundar-se em um desenho de mercado com ofertas ex-post (após conhecido o PLD e o após a rodada do mecanismo de rateio comercial). Dessa forma, poderia ser adotada a seguinte sequência de etapas: | | |
| i. se executa normalmente a programação da operação, com as rodadas dos modelos computacionais sem nenhuma alteração; | | |
| ii. ONS elabora a programação da operação (pós-Dessem) e opera o sistema em tempo real e, quando necessário, utiliza o "gabarito" expresso nos Blocos 1, 2 e 3 para realizar os cortes físicos; | | |
| iii. na pós-operação, primeiro se aplica o método do rateio para as usinas da alínea "d" do Bloco 2, onde os cortes seriam alocados proporcionalmente às garantias físicas; e | | |
| iv. se aplica o mecanismo de oferta para última acomodação dos cortes, momento em que os agentes teriam a oportunidade de manifestar suas posições e transacionar o corte que seria a eles alocado. | | |
| 133. Deve-se pontuar que essa transação do item (iv) pode ocorrer bilateralmente, onde players "se encontrariam" em uma plataforma e negociariam nos moldes de compra e venda de mercado de balcão ou bolsa (tipo home broker): preços e quantidades são revelados entre vendedores e compradores e a transação é concluída quando há convergência entre os preços, no limite da quantidade vendida ou comprada. | | |
| 134. Em outra abordagem, essa transação pode ocorrer no modelo de pool, com uma curva de oferta se encontrando com uma curva de demanda, e as transações bem-sucedidas são aquelas em que os preços de venda são iguais ou inferiores ao preço de equilíbrio do mercado. Aqui, cabe também adotar uma plataforma para centralizar e empilhar as ofertas, e posteriormente liquidar as transações. | | |
| 135. No referido arranjo, os bids de preço e quantidade representam o quanto o agente está ofertando para realocar o corte a ele atribuído, como forma de lidar com os efeitos comerciais por ele percebido. Nessa esteira, dado se estar levando em conta os custos de oportunidade que seriam influenciados não só pelo PLD, mas inclusive pelos contratos firmados, os lances não teriam um limite. Os geradores com ofertas bem-sucedidas pagariam para reduzir o quantitativo de corte a ele alocado, sendo que esse recurso financeiro seria destinado aos geradores com cortes alocados a maior. | | |
| 136. Assim, os geradores com ofertas vencedoras, tendo certo montante de corte não alocado a eles, poderiam liquidar essa energia ao PLD. Contudo, como esses devem pagar (para aqueles que receberam o correspondente montante de corte) na medida da sua oferta de preço e quantidade, esses geradores vencedores estariam revelando sua disposição financeira em ter maior alocação de energia dado seus compromissos contratuais (ou seja, revelariam que o recurso financeiro resultante do seu bid [PLD – bid] traz retorno financeiro ao projeto). Já os geradores que não sejam exitosos em suas ofertas, resultando em uma maior alocação a ele do montante de energia cortado, recebem um financeiro equivalente ao bid daqueles vencedores no mecanismo, de modo que quem teve corte alocado reduzido paga para quem teve corte alocado aumentado. | | |
| 137. Abaixo ilustra-se, por meio de um exemplo numérico, esse mecanismo de oferta ex-post, do tipo modelo pool, como eventual fase adicional à etapa do rateio proporcional à garantia física nos cortes por razão energética para as usinas da alínea "d" (hidrelétricas com vertimento turbinável, eólicas e fotovoltaicas). Nesse exemplo, 10 usinas ofertam preço e quantidade para não terem o corte alocado a elas. Cada uma tem, portanto, em seu lance de preço sua propensão a pagar para não ser cortada (comercialmente). Essas usinas estão listadas abaixo (Figura 14) de "A" a "J", juntamente com suas ofertas: a base de cada bloco representa a quantidade, e a altura o seu preço. | | |

**MODELO PARA ENVIO DE CONTRIBUIÇÕES REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 045/2019**

**NOME DA INSTITUIÇÃO: COCEN PIRATININGA Conselho de Consumidores da CPFL PIRATININGA**

**AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL**

**ATO REGULATÓRIO : NOTA TÉCNICA Nº 240/2024-SGM/ANEEL de 12 de novembro de 2024.**

**EMENTA:** Obter subsídios para estabelecer os critérios operativos para redução ou limitação de geração.

**CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS**

**IMPORTANTE:** Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando

| TEXTO/ANEEL | TEXTO/CONSELHO | ANÁLISE/JUSTIFICATIVA/CONSELHO |
|---|---|---|

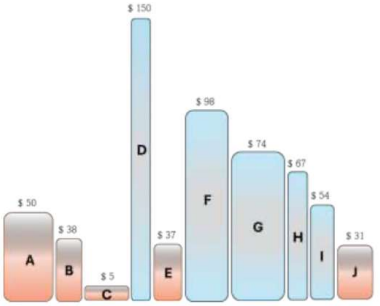



**Figura 14: Ofertas listadas de A a J**
Fonte: Elaboração própria

138. Essas ofertas precisam ser ordenadas e inseridas em uma curva de oferta e demanda. A Figura 15 mostra esse ordenamento da menor para a maior oferta, como em uma curva clássica de oferta da microeconomia.

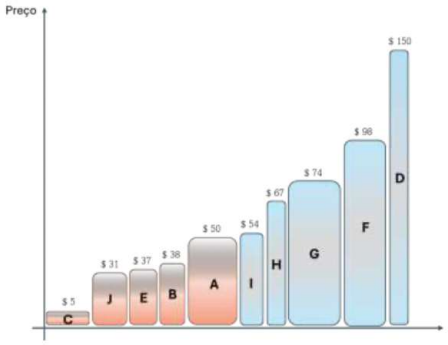



**Figura 15: Ofertas na ordem do menor preço para o maior**
Fonte: Elaboração própria

139. Contudo, como estamos tratando de um problema em que **quem paga** mais tem as ofertas bem-sucedidas (diferente dos casos em que um consumidor deseja comprar um bem ao menor preço oferecido pelos produtores), deve-se inverter a ordem das ofertas e ordenadas do maior bid de preço para o menor, conforme Figura 16.

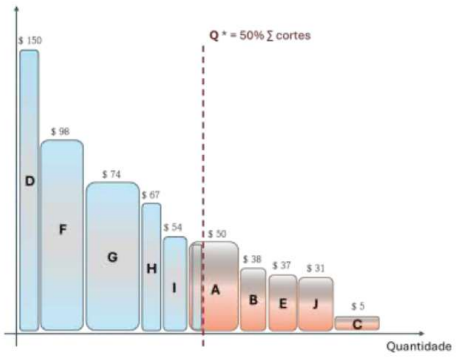



**Figura 16: Ofertas na ordem do maior preço para o menor**
Fonte: Elaboração própria

140. Finalmente, deve-se acrescentar nesse gráfico a "curva da demanda". Como aqui não estamos tratando de uma demanda proveniente dos consumidores, mas sim da necessidade de se identificar as ofertas selecionadas, as quais pagariam uma certa quantia às ofertas não selecionadas, em detrimento da não alocação do corte (comercial) no seu perfil, busca-se estipular uma demanda sintética, uma linha divisória. Considera-se que essa "curva de demanda" (inelástica) deve ser equivalente a 50% do total de cortes, conforme representada acima como uma linha vermelha tracejada (50% ∑).

141. Essas ofertas são apresentadas na tabela mais abaixo (colunas BID "preço" e BID "quantidade"), juntamente com o "resultado do rateio", o "resultado das ofertas", o "fator de distribuição", os "cortes finais", o "resultado financeiro" de cada participante, bem como o valor "total" envolvido nas transações.

| | | Resultado do rateio | BID | | Resultado das ofertas | Fator de distribuição | Cortes finais | Resultado financeiro ($) | Total ($) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Preço | Quant | | | | | |
| D | | 8 | 150 | 8 | -8 | - | 0 | -1200 (150*8) | -6017 |
| F | | 18 | 98 | 18 | -18 | - | 0 | -1764 (98*18) | |
| G | | 23 | 74 | 23 | -23 | - | 0 | -1702 (74*23) | |
| H | | 8 | 67 | 8 | -8 | - | 0 | -536 (67*8) | |
| I | | 10 | 54 | 10 | -10 | - | 0 | -540 (54*10) | |
| A | A1 | 21 | 50 | 21 | -5,5 | - | 0 | -275 (50*5,5) | 6017 |
| | A2 | | | | 15,5 | 21% (15,5/72,5) | 31 (15,5 +0,21*72,5) | 1286 (6017*21%) | |
| B | | 11 | 38 | 11 | 11 | 15% (11/72,5) | 22 (11 +0,15*72,5) | 913 (6017*15%) | |
| E | | 12 | 37 | 12 | 12 | 17% (12/72,5) | 24 (12 +0,17*72,5) | 996 (6017*17%) | |
| J | | 15 | 31 | 15 | 15 | 21% (15/72,5) | 30 (15 +0,21*72,5) | 1245 (6017*21%) | |
| C | | 19 | 5 | 19 | 19 | 26% (19/72,5) | 38 (19 +0,26*72,5) | 1577 (6017*26%) | |
| ∑ = | | 145 | | 145 | | 100% | 145 | | |
| 50% ∑ = | | 72.5 | | | | | | | |

142. A primeira observação a ser feita nesse exemplo diz respeito à linha divisória que separa as ofertas em dois grupos: (i) aquelas que tiveram preço competitivo para terem os cortes iniciais realocados a outras usinas; e (ii) aquelas que vão receber a realocação desses cortes, adicionalmente a aqueles cortes iniciais que foram provenientes da etapa anterior, qual seja, o rateio proporcionalmente à garantia física. No primeiro grupo estão as usinas em azul: **D; F; G; H**; e, parcialmente, a usina A, nessa categoria como **A1**. No segundo grupo estão as usinas em laranja: parcialmente a usina A, na porção definida em **A2; B; E; J; e C.**

**MODELO PARA ENVIO DE CONTRIBUIÇÕES REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 045/2019**

**NOME DA INSTITUIÇÃO: COCEN PIRATININGA Conselho de Consumidores da CPFL PIRATININGA**

**AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL**

**ATO REGULATÓRIO : NOTA TÉCNICA Nº 240/2024-SGM/ANEEL de 12 de novembro de 2024.**

**EMENTA:** Obter subsídios para estabelecer os critérios operativos para redução ou limitação de geração.

**CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS**

**IMPORTANTE:** Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando

| TEXTO/ANEEL | TEXTO/CONSELHO | ANÁLISE/JUSTIFICATIVA/CONSELHO |
|---|---|---|
| 143. A linha divisória separou a usina A em duas, pois a metade de todos os cortes (50% ∑) é 72,5, e a soma dos cortes acumulados até antes da usina A (na ordem das ofertas de preço, do maior para o menor, vai da usina D até a usina I) é 67 (8 + 18 + 23 + 8 + 10). Assim, a usina A, ao preço de 50, conseguiu "vender" o corte de 5,5 (72,5 – 67), resultado na parcela A1, e não foi bem-sucedida no montante de 15.5 (21 – 5,5), resultando na parcela A2. | | |
| 144. A coluna "Resultado das ofertas" organiza os cortes da seguinte forma: em azul os montantes que foram bem sucedidos e serão repassados; e em laranja aqueles cortes, provenientes da etapa anterior (rateio proporcionalmente à garantia física), que permanecem com as respectivas usinas. No exemplo, as usinas D, F, G e H realocam, integralmente, os seus cortes iniciais às usinas em laranja, e a usina A parcialmente (no montante da parcela A1). Já as usinas A2, B, E, J e C receberam os cortes iniciais das usinas D, F, G, H e A1. | | |
| 145. Já na coluna "Fator de distribuição" se tratou de dividir o total de cortes a ser remanejado (50% ∑, ou seja, 72,5) entre as usinas A2, B, E, J e C. Para tanto, adotou-se a razão entre os cortes individuais e o total de cortes a ser remanejado. Assim, na usina A2 se dividiu 15,5 por 72,5 (o que equivale a 21%); na usina B, 11/72,5 = 15%; e assim por diante. | | |
| 146. A coluna "Cortes finais" trata de apresentar o resultado da alocação dos cortes entre os agentes: aqueles com ofertas vencedoras tiveram os seus cortes reduzidos e igualados a zero; e os demais tiveram somados aos cortes iniciais metade dos cortes alocados a eles, na proporção do fator de distribuição citado acima. | | |
| 148. Para sumarizar a sequência de eventos, deve-se começar considerando que os cortes são "dados": a função objetivo aqui não é reduzi-los, mas organizá-los. E ao fim e ao cabo, ações podem ser implementadas com vistas para reduzir ou mitigar os cortes, porém, dado o perfil da matriz elétrica brasileira (conforme abordado na seção III.1, há expressiva evolução da geração renovável variável não controlável e uma mudança considerável no comportamento da carga líquida ao longo do tempo), gerenciar o corte ainda assim deve ser inevitável. E este processo cuida, especificamente, **de ordenar os cortes, dado que eles já ocorreram ou irão ocorrer no curtíssimo prazo.** | | |
| 149. Isto posto, no caso dos cortes por razão energética, **aplicar-se-ia primeiro o gabarito** que consta na proposta de art. 2o da minuta de Resolução Normativa, onde os cortes devem começar pelas usinas do Bloco 1 (UTEs despachadas por segurança energética, UTEs na ordem de mérito se CVU > PLD, e importação sem substituição de UTE), passar pelas usinas do Bloco 2 (hidroelétricas com reservatório, UTEs inflexíveis, UTEs na condição de CVU = PLD, usinas hidrelétricas com vertimento turbinável, usinas eólicas e usinas fotovoltaicas), e terminar nas usinas do Bloco 3 (UTEs na ordem de mérito se CVU < PLD, e importação com substituição de UTE). | | |
| 150. Ocorre que, conforme apresentado na Figura 1, tendo em vista a característica do parque com muita presença de fontes com custo marginal nulo e sem capacidade de armazenamento do recurso energético, a grande maioria do corte energético se concentra na alínea "d" do Bloco 2, ou seja, entre as usinas hidrelétricas com vertimento turbinável, usinas eólicas e usinas fotovoltaicas. Aqui se observa um grande "empate técnico". Para dirimir essa questão, se propõe o **rateio, o qual seria aplicado de forma automática (proporcional à garantia física)**, ou seja, sem envolvimento dos agentes. | | |
| 151. O **mecanismo de oferta poderia ser então aplicado na última etapa** dessa sequência de eventos para permitir que cada participante se envolva e se reposicione. Nessa etapa, os cortes seriam reorganizados por meio de um mecanismo competitivo onde se revelaria o custo de oportunidade relacionado ao corte, e onde aqueles com lances vencedores (metade) pagam para evitar o corte. Esse corte seria realocado para restante dos participantes (outra metade), que receberiam uma quantia financeira, de modo que o total a ser pago é igual ao total a ser recebido. | | |
| 152. Todavia, no âmbito dessas considerações a respeito de possível mecanismo de oferta complementar para alocação de redução ou limitação de geração há que se sopesar também a participação das usinas hidroelétricas, notadamente porque, atualmente, o risco de uma geração mais baixa (observando-se o fator de repactuação do risco hidrológico) mudaria a performance de tal mecanismo. Explica-se. | | |
| 153. A oferta dos agentes dentro desse possível mecanismo teria o intuito de permitir que os agentes revelassem sua propensão a pagar para não ser cortado, e isso depende essencialmente da exposição dos agentes no MCP e dos compromissos advindos de contratos bilaterais. Ocorre que as exposições das hidroelétricas, essencialmente ligadas ao risco de uma geração abaixo de sua garantia física (GSF = geração / garantia física), possuem particularidades quanto a sua alocação dos efeitos comerciais, sabidamente por conta do regime de cotas de garantia física e pela repactuação do risco hidrológico. | | |
| 154. Nesse contexto, explora-se questões afetas à repactuação do risco hidrológico. Nesse processo uma usina hidroelétrica pôde transferir parte ou todo o risco de geração para o consumidor, mediante pagamento de um prêmio. Nos produtos de classe P, o gerador transfere ao consumidor uma parcela do risco hidrológico, permanecendo com a energia secundária do MRE. Nos produtos de classe SP, o gerador transfere ao consumidor uma parcela do risco hidrológico e a propriedade da energia secundária. Assim, no caso do produto SP100, se transfere do titular da outorga da usina para o consumidor todo o risco hidrológico (ou seja, sempre que o GSF for menor que 1) e energia secundária no âmbito do MRE, caso exista. | | |
| 155. Isto posto, o mecanismo de oferta considerado como eventual etapa complementar ao rateio proposto para as usinas da alínea "d" do Bloco 2 do gabarito relativo ao corte energético pode ensejar uma amplificação dos efeitos comerciais suportados pelos consumidores responsáveis pela repactuação do risco hidrológico (igualmente, para os consumidores titulares de cotas de garantia física), uma vez que o corte de geração em hidrelétricas, quando o mesmo atua dentro da faixa do fator de repactuação que não mais afeta o gerador, tem efeitos financeiros diretamente sobre os consumidores e não sobre os geradores. E isso faz toda a diferença. Geradores que repactuaram no produto SP100, por exemplo, repassaram todo esse risco para o consumidor. | | |
| 156. Nesse contexto, o arranjo de mecanismo de oferta que deve funcionar como um instrumento para permitir que os geradores tenham formas de gerir o risco de sua produção teria um fator complicador por envolver efeitos aos consumidores sem capacidade ativa (ou, no mínimo, capacidade limitada) em tal instrumento. Como se observa no caso das hidroelétricas, o risco de produção recai, em grande medida, sobre os consumidores cativos, que obviamente não conseguirão participar do mecanismo dado a sua natureza difusa e o custo de transação envolvido. Há, portanto, um desequilíbrio entre os participantes. | | |
| 157. Ademais, sabe-se que em leilões repetidos os participantes têm oportunidade de aprender e desenvolver estratégias, e que o resultado de uma ação depende das ações dos outros participantes. À luz da teoria dos jogos, os agentes buscam encontrar estratégias racionais sabendo que o resultado de suas ações depende não só da própria estratégia, mas também das condições do mercado e, em particular, das estratégias dos outros agentes, que podem ter estratégias diferentes, apesar objetivos comuns. Isso pode resultar em diferentes níveis de concorrência ou cooperação. E a repetição do mecanismo de oferta citado anteriormente, alinhado ao racional da teoria dos jogos e à potencial distorção de incentivos para a participação de todos os geradores citada anteriormente, indica que introduzir esse mecanismo de oferta, nos moldes apresentados, envolvendo as três fontes de geração, em regime de pool e de caráter compulsório, não se mostra adequada, motivo pelo qual não se propõe adotá-lo como proposta de etapa complementar ao rateio proposto na minuta de resolução normativa. | | |
| 158. Por todo o exposto, entende-se que, por ora, a sequência de eventos deve ser finalizada na etapa do rateio, conforme ilustrado na figura abaixo. Contudo, espera-se que contribuições ao longo da Consulta Pública tragam reflexões adicionais a respeito do mecanismo de oferta citado anteriormente, inclusive demonstrando evidências e refinamentos que superem as ineficiências alocativas supracitadas. | | |
| <br>**Figura 17: Sequência de eventos dentro do corte energético** | | |
| 159. Ademais, foram feitos ajustes de forma, bem como a realocação dos §§ 3, 4º e 5º para o final da Resolução, em especial porque o atendimento prioritário à segurança do SIN deve prevalecer em qualquer situação, tanto energética quanto elétrica. | | |
| 160. Destaca-se também o acatamento da sugestão do ONS de incluir, **nos casos de exceção, a operação de usinas termelétricas nucleares.** | | |
| 161. Assim, a principal alteração referente às reduções de geração por razão energética, prevista no art. 2º da minuta de resolução normativa, está refletida nos seguintes dispositivos: | | |
| *Art. 2º ....* | | |
| *§4º Para a alínea d) do inciso II do §2º, o **ONS poderá efetuar as reduções** ou limitações de geração de acordo com a **viabilidade técnica e operacional** das usinas ou conjunto de usinas.* | | |
| *§5º Na etapa de pós-operação, o ONS deverá apurar os montantes de energia reduzidos ou limitados de que trata o §4º, e articular-se com a CCEE mediante acordo operacional, de forma a alocar os cortes **entre todas as usinas elegíveis,** conforme alínea d) do inciso II do §2º, para fins de contabilização de energia de forma proporcional às respectivas garantias físicas.* | | |
| *§6º Na alocação de que trata o §5º deve-se considerar que o **rateio dos montantes de energia reduzidos** ou limitados nos Submercados **Norte/Nordeste** fica limitado às usinas eletricamente conectadas aos Submercados Norte/Nordeste, e o rateio dos **montantes de energia reduzidos** ou limitados nos **Submercados Sul/Sudeste/Centro-Oeste** fica limitado às usinas eletricamente conectadas aos Submercados Sul/Sudeste/Centro-Oeste.* | | |
| **III.3.3. Reduções ou limitações de geração motivadas por razão de confiabilidade ou indisponibilidade externa** | | |

**MODELO PARA ENVIO DE CONTRIBUIÇÕES REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 045/2019**

**NOME DA INSTITUIÇÃO: COCEN PIRATININGA Conselho de Consumidores da CPFL PIRATININGA**

**AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL**

**ATO REGULATÓRIO : NOTA TÉCNICA Nº 240/2024-SGM/ANEEL de 12 de novembro de 2024.**

**EMENTA:** Obter subsídios para estabelecer os critérios operativos para redução ou limitação de geração.

**CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS**

**IMPORTANTE:** Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando

| TEXTO/ANEEL | TEXTO/CONSELHO | ANÁLISE/JUSTIFICATIVA/CONSELHO |
|---|---|---|
| 162. A **ABEEÓLICA** sugere ao invés de aplicação de Tabelas de Sensibilidade, instrumento indicado pelo ONS como passível de minimizar o montante de energia a cortado, a adoção de um critério de corte unificado em termos de percentagem da potência contratada para acesso à Rede, contemplando diversos empreendimentos por área de influência (inclusive não contíguas), como forma de "rateio" da aplicação de determinado montante de corte de geração. O racional da estratégia é de, ao fim e ao cabo, evitar que um Agente individual seja cortado de forma profunda com frequência (tendo-se verificado que esse fato tem ocorrido na prática), versus um corte de um número maior de agentes em uma determinada área, possivelmente com um corte de montante de energia maior, mas com impacto diluído entre os atingidos. | | |
| 163. Para a **ABIAPE,** pelo fato de a minuta de resolução regulamentar apenas os casos de redução ou limitação de geração por razão energética, o art. 3o deveria ser suprimido. Os critérios para os demais casos de redução de geração devem ser mais bem discutidos e tratados em resolução específica, a qual deve conter: uma lista de prioridade de usinas a serem cortadas para cada fluxo que se deseja controlar, além da determinação de que nenhum gerador seja impactado financeiramente, no caso de reduções por indisponibilidade externa; e soluções alternativas à redução – a exemplo da flexibilização de limites de transmissão –, no caso de atendimento aos requisitos de confiabilidade elétrica. | | |
| 164. Para a **ABSOLAR**, deve-se fazer uma discussão dos parâmetros de sensibilidade que não são conhecidos pelos agentes. Assim, o ONS só poderia fazer as reduções ou limitações quando os critérios forem definidos e até discutidos entre o setor e publicados para conhecimento de todos. O agente não sabe se os critérios são fixos ou móveis e como eles afetam as suas usinas. | | |
| 165. A **AES BRASIL** sugere a exclusão total da matriz de sensibilidade enquanto não houver ressarcimento aos agentes, visto que o critério técnico tende a penalizar e prejudicar de forma imensurável os mesmos geradores. | | |
| 166. Nos casos de razão elétrica (indisponibilidade externa e confiabilidade), a proposta é que, após a adoção de medidas que evitem o corte de geração, se ainda for necessário restringir a geração devem ser adotadas medidas que mitiguem os impactos econômicos para geradores e consumidores, sendo as principais para a **AES BRASIL:** o corte prioritário da geração deve ser do maior para o menor custo operativo para o sistema seguindo a curva da ordem de mérito. Se os geradores remanescentes, que deverão ser cortados, tiverem o mesmo custo marginal (por exemplo, usinas eólicas), então os geradores com parecer de acesso restrito, ou seja, com possibilidade de restrição de operação em condição normal, deverão ser cortados primeiro, uma vez que tiveram o conhecimento de tal risco. | | |
| 167. Em última instância, caso ainda reste um volume de geração a ser cortado, ele deverá ser distribuído entre um grande conjunto de usinas para mitigar o impacto sobre os agentes individualmente. Para tal, o corte de geração poderia ser realizado por porcentagem e unificado em diversos empreendimentos por áreas de influência (inclusive não contíguas), como forma de "rateio". Assim, no comando indicado pelo ONS, todos os empreendimentos com geração superior a X% haveria corte e quem já estivesse abaixo não precisaria cortar. | | |
| 168. Para a **ALIANÇA,** nos Manuais de Procedimento Operacional – MPO são trazidas algumas tabelas de sensibilidade tanto para a operação normal do sistema elétrico, quanto para a operação em contingência. O ONS precisaria confirmar que seguirá essas tabelas de sensibilidade ou se será elaborada uma nova tabela de sensibilidade específica para os problemas de corte de geração, e referenciá-la no Procedimentos de Rede. | | |
| 169. A **APINE** se manifesta absolutamente contrária a esta proposta. A adoção de um critério puramente técnico faz sentido apenas quando todas as fontes tiverem previsão de ressarcimento por constrained-off e que tal previsão seja isonômica. Ainda que haja uma espécie de "rodízio" entre as usinas restringidas, aquelas que estão localizadas mais distantes dos locais de maior sensibilidade sofrem pouca ou nenhuma restrição, em detrimento das demais. Por esse motivo sugerem a seguinte ordem: | | |
| a) Usinas com Parecer de Acesso com previsão de restrição de geração em condição normal de operação, que tenha alguma sensibilidade em relação ao fluxo que se deseja controlar, ou em condições de contingência caso seja aplicável ao evento específico; e | | |
| b) Rateio entre as usinas que estejam dentro de uma banda pré-determinada de sensibilidade, com respeito à usina com maior sensibilidade em relação ao fluxo que se deseja controlar, ainda que seja um montante maior a ser restringido. | | |
| 170. A **COMERC** sugere avaliar a possibilidade de rateio da aplicação do corte em determinadas regiões e/ou áreas de influência por mais agentes, a fim de evitar que um único agente seja cortado com muita frequência, em especial quando o corte acontece por motivos elétricos. Propõe que sejam intensificados os esforços para reduzir a ocorrência dos cortes de geração, por meio da otimização do sistema e da atuação preventiva do ONS, sendo necessário aprofundar no estudo de definição de um percentual máximo permitido de corte por empreendimento, para limitar o impacto comercial das restrições ou limitações de geração aos geradores. | | |
| 171. A **ELERA RENOVÁVEIS** propõe que a redução de geração por motivação de razão de confiabilidade ou elétrica seja priorizada nos empreendimentos que possuem restrições ativas de geração indicadas em seus Pareceres de Acesso, ou seja, restrições que (caso existam) ainda não tenham sido equacionadas por expansões ou reforços nos circuitos de transmissão. Após esta priorização, executa-se o critério de sensibilidade atualmente adotado pelo ONS ou outro que se avalie mais conveniente. | | |
| 172. Em relação às restrições elétricas, a **ENGIE** sugere que em primeiro lugar sejam limitadas as usinas que tenham Parecer de Acesso com previsão de restrição de geração em condição normal de operação e que possuam alguma sensibilidade em relação ao fluxo que se deseja controlar. Esgotado esse recurso e persistindo a necessidade de corte, deve ser feito um rateio homogêneo entre todas as usinas do submercado, que tenham alguma sensibilidade. Desta forma, evita-se concentrar os cortes em usinas próximas dos gargalos da transmissão. | | |
| 173. Para a **OMEGA ENERGIA**, a sugestão apresentada de realizar o corte com base na minimização da perda energética seguindo matriz de sensibilidade calculada pelo ONS é adequada. Mas seria fundamental para dar robustez e transparência ao processo que o ONS publicasse periodicamente e compartilhasse com os agentes a metodologia para definição de tal matriz. Adicionalmente, apesar da operacionalização dos cortes seguir a matriz de sensibilidade, todas as usinas de mesmo custo operativo que contribuem para o congestionamento devem participar do rateio dos custos da energia perdida na proporção da sua energia disponível para ser gerada. Além disso, apresenta propostas para os critérios para rateio dos custos para restrições elétricas locais (dentro do submercado) e rateio dos custos para restrições em linhas que compõem interconexão entre submercados. | | |
| 174. O **ONS** propõe a exclusão do Parágrafo Único do Art. 3º para evitar dúvidas de interpretação pela subjetividade do termo "próximos", além da complexidade de misturar dois critérios distintos para a mesma atuação. | | |
| 175. Para a **PSR**, para as restrições locais e estruturais, sejam elas devido a indisponibilidade de instalações de transmissão ou superação de limites de confiabilidade de linhas de transmissão, o critério operacional deve levar em consideração, na ordem apresentada: | | |
| a) Corte de geradores que apresentem em seus pareceres de acesso condicionantes relacionados somente às restrições locais; | | |
| b) Um índice custo/benefício para cortes, considerando o produto entre o volume de cortes requerido de cada gerador para mitigar a restrição (a geração de cada agente tem diferentes impactos nos geradores) e custo do gerador; | | |
| c) Restando muitas opções após a aplicação dos critérios anteriores, o ONS deve seguir critério de viabilidade de comunicação ou controle remoto de instalações. | | |
| 176. Para a **QAIR**, nessa proposta de resolução normativa não é definido o critério de sensibilidade citado neste artigo. Desta forma, não seria possível identificar os cálculos/equações relacionados à definição de sensibilidade, impossibilitando a interpretação da análise de "ordem decrescente de sensibilidade" comentada. Assim, sugerem a inclusão da definição de sensibilidade como também a sua metodologia de cálculo, a qual também poderia ser explicitada nos Procedimentos de Rede. | | |
| 177. Nas contribuições apresentadas, verifica-se uma preocupação dos agentes em relação à aplicação das tabelas de sensibilidade como único critério de redução ou limitação de geração motivada por razão de indisponibilidade externa ou confiabilidade elétrica. Os principais problemas levantados são relativos à falta de clareza em relação à metodologia para definição dessa matriz de sensibilidade, bem como a preocupação de que apenas um grupo de usinas seja cortado de forma profunda e com frequência. | | |
| 178. De forma a mitigar essas preocupações, algumas contribuições sugeriram um rateio entre um conjunto maior de empreendimentos que tenham alguma sensibilidade e estejam localizados na mesma área de influência. | | |
| 179. Várias contribuições também sugeriram que a priorização do corte seja daquelas usinas que tenham Parecer de Acesso com previsão de restrição de geração. | | |
| 180. Especificamente em relação ao Parecer de Acesso, para a **ABEEÓLICA, ABRAGE, AES BRASIL, APINE, CPFL ENERGIA, ELERA, ENGIE e PSR** o corte de geração deve ser endereçado prioritariamente às usinas com possibilidade de restrição de operação em condição normal já indicada no Parecer de Acesso (Parecer de Acesso com Restrição), que têm sido emitidos pelo Operador em casos recentes. Aqui o racional é de que os Agentes que possuem Parecer de Acesso com restrição de despacho prevista, inclusive em condição normal de operação na rede, já possuíam informações quanto a possibilidade de ocorrência dos eventos de restrição de geração, mesmo em regime normal de operação, portanto, cientes dos riscos associados, sendo cabível considerar que embutiram as consequências da restrição em seus planos de negócio e avaliação de viabilidade econômico-financeira dos projetos. | | |
| 181. Para a **ABSOLAR e COMERC**, diversos Pareceres de Acesso estão sendo emitidos pelo ONS com indicação de restrição de geração em condição normal de operação, além das condições específicas de contingência. No entanto, segundo a associação e a empresa, essas restrições não seriam explícitas quanto aos volumes a serem cortados e o prazo efetivo que tais restrições se cessariam. Dessa forma, não seria trivial para o empreendedor avaliar e precificar os riscos futuros de forma a incorporar as frustrações de geração no plano de negócios. | | |

**MODELO PARA ENVIO DE CONTRIBUIÇÕES REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 045/2019**

**NOME DA INSTITUIÇÃO: COCEN PIRATININGA Conselho de Consumidores da CPFL PIRATININGA**

**AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL**

**ATO REGULATÓRIO : NOTA TÉCNICA Nº 240/2024-SGM/ANEEL de 12 de novembro de 2024.**

**EMENTA:** Obter subsídios para estabelecer os critérios operativos para redução ou limitação de geração.

**CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS**

**IMPORTANTE:** Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando

| TEXTO/ANEEL | TEXTO/CONSELHO | ANÁLISE/JUSTIFICATIVA/CONSELHO |
|---|---|---|
| 182. Há que se ressaltar que a principal finalidade do Parecer de Acesso, conforme Submódulo 7.1 dos Procedimentos de Rede, *"é analisar a capacidade disponível do sistema de transmissão para atender o acessante, assim como avaliar os impactos da nova conexão sobre o sistema de transmissão, mantendo o atendimento aos demais agentes dentro dos requisitos de segurança, qualidade e confiabilidade, definidos nos Procedimentos de Rede, além de antecipar questões relevantes de natureza operativa ou aspectos que afetem a qualidade do serviço oferecido por meio por meio das instalações sob responsabilidade de transmissora, quando o caso assim o exigir."* | | |
| 183. Assim, concordamos com os entendimentos que o Parecer de Acesso, na medida que incorporam indicação de restrições de geração, tanto em regime normal ou em contingência, podem e devem ser considerados como instrumento hábil para revelação e avaliação do risco da existência de eventos de restrição de geração com a integração do empreendimento em questão. Ademais, diante dessas condições, pode ser adotado como insumo para se definir uma forma de priorizar o corte dentre aqueles empreendimentos cuja integração ainda depende de obras de transmissão futuras, ao invés de empreendimentos mais antigos que não tinham essa indicação à época. | | |
| 184. Desta reflexão, pode-se agregar uma segunda camada para priorização dos cortes associada à identificação daquelas usinas que ainda possuam pendências não impeditivas identificadas em seu processo de integração ao sistema elétrico, ou seja, possuam a Declaração de Atendimento aos Procedimentos de Rede Provisória – DAPR/P. Na DAPR/P são explícitos a data a partir da qual a unidade geradora atendeu aos requisitos dos Procedimentos de Rede para iniciar a operação integrada ao SIN em caráter provisório, os requisitos não atendidos que não sejam impeditivos para a entrada em operação integrada da usina, as adequações necessárias e os prazos acordados para a solução dos mesmos, bem como eventuais restrições de escoamento da geração. | | |
| 185. Assim, como essas usinas que ainda possuem pendências para atendimento aos Procedimentos de Rede podem estar contribuindo para as necessidades de redução de geração no SIN, também devem ter o corte priorizado em relação àquelas que já estejam atendendo plenamente os Procedimentos de Rede (neste caso, usinas que já possuem DAPR/D). | | |
| 186. Há que se ressaltar que tanto o Parecer de Acesso quanto a DAPR/P são instrumentos que podem indicar quais usinas teriam prioridade na redução ou limitação de geração por restrição elétrica, mas o fato de um determinado empreendimento não ter indicação de restrição explicitada no Parecer de Acesso ou já ter o DAPR/D (definitiva) não indica que ele está, em virtude do já exposto na seção III.1 desta Nota Técnica, isento da possibilidade de corte. | | |
| 187. Lembrando que o art. 3o da minuta de resolução submetida à 2ª fase da consulta pública já trouxe como critério para estabelecimento do corte por razões elétricas (confiabilidade e indisponibilidade), a ordem decrescente de sensibilidade da variação de geração das usinas em relação ao fluxo de potência que se deseja controlar, ou seja, atualmente já são elegíveis ao corte todas aquelas usinas ou conjuntos de usinas que possuem sensibilidade > 1. Dessa forma, seria dentro desse universo que seriam considerados os Pareceres de Acesso e as DAPR/P como critérios de priorização dos cortes. | | |
| 188. Além disso, também concordamos com as contribuições que sugerem um tratamento mais isonômico no que se refere ao rateio dos cortes de geração entre todas as usinas que possuem alguma sensibilidade para mitigação do problema, de forma que os cortes não fiquem concentrados sempre naquelas usinas que têm mais sensibilidade para controle do fluxo de potência. | | |
| 189. Ressalta-se os critérios para redução ou corte de geração são utilizados na etapa de programação diária da operação e em tempo real, podendo não haver tempo hábil para o Operador proceder a diversas avaliações sobre os pareceres de acesso, DAPR/P ou sobre o corte unificado das usinas elegíveis naquele momento, o que tornaria sua execução inviável operacionalmente. | | |
| 190. Assim, propõe-se que seja mantido o artigo 3º, por meio do qual o ONS utilizará, como critério operativo, na etapa de programação diária pós Dessem e tempo real, a ordem decrescente de sensibilidade da variação de geração das usinas em relação ao fluxo de potência transmitido que se deseja controlar. | | |
| 191. Na etapa de pós-operação, o ONS **deverá apurar os montantes de energia reduzidos** ou limitados, e deverá **articular-se com a CCEE mediante acordo operacional,** de forma a alocá-los **entre todas as usinas elegíveis no quesito sensibilidade**, para fins de contabilização de energia, considerando-se a seguinte ordem de prioridade: | | |
| I – Usinas com restrições de operação ativas nos Pareceres de Acesso; | | |
| II – Usinas com Declaração de Atendimento aos Requisitos dos Procedimentos de Rede para início da Operação Provisória; e | | |
| III – Aos montantes remanescentes deve ser aplicado o rateio de forma proporcional às respectivas garantias físicas das demais usinas ou conjuntos de usinas. | | |
| 192. Quanto às preocupações trazidas em relação à robustez e transparência da metodologia de sensibilidade, será incluído um dispositivo na minuta de Resolução determinando que o detalhamento de todo o processo de redução ou corte de geração deverá constar dos Procedimentos de Rede do ONS. | | |
| 193. Em relação à proposta do **ONS** de exclusão do parágrafo único do art. 3º, concordamos que o mesmo causará dúvidas de interpretação, além de misturar um mesmo critério para finalidades distintas. | | |
| 194. Por fim, registra-se abaixo a sequência de eventos relacionados ao corte elétrico (classificação por indisponibilidade externa e confiabilidade sistêmica). | | |
| **Figura 18: Sequência de eventos dentro do corte energético** | | |
| **III.3.4. Outras contribuições** | | |
| **Relatórios ONS** | | |
| 195. A **ABIAPE** solicita que a resolução determine que o ONS publique relatório indicando os motivos e detalhamento de todas as reduções de geração, incluindo as barras nas quais foi identificado o excesso de geração, manifestado pela nulidade do CMO nessa barra. Além disso, esse relatório seria um importante instrumento de fiscalização para as superintendências SFG e SFE. | | |
| 196. Para a **ABRAGET** é de fundamental importância que o ONS indique, como referência, as usinas que deverão ter sua geração reduzida, como decorrência das condições da rede, inclusive contingências, que conduzam a alteração do despacho de geração. | | |
| 197. A **ABSOLAR** entende que possa ser melhorada a forma como as informações são dispostas para o público, de forma a serem mais amigáveis para a interface com o gerador. Propõe-se a criação de um painel didático para poder ver as restrições em tempo real e outras informações importantes que interessem aos agentes do setor. | | |
| 198. A **ENGIE, IBP, OMEGA ENERGIA, PSR, SAESA** ressaltam a necessidade de dar transparência e ampla publicidade aos dados e tomadas de decisão do ONS quanto aos eventos de restrição de geração. Os dados disponibilizados das restrições de geração, titulação dos eventos e as condições a que levaram a essa classificação. | | |
| 199. Concordamos com as contribuições apresentadas no sentido de incluir um comando normativo para que o ONS disponibilize relatórios de acompanhamento das restrições de geração para cada classificação, por fonte e usina, para atender aos princípios de transparência e rastreabilidade. No mais, a consolidação dos dados possibilitará maior detalhamento de informações necessárias para operacionalização da previsão para apuração e realocação dos montantes reduzidos entre as usinas elegíveis. | | |
| 200. Assim será incluído na minuta de REN os seguintes dispositivos: | | |
| *Art. 5º O detalhamento dos **critérios** para redução e limitação de geração, bem como dos critérios para apuração dos montantes de energia previstos nesta Resolução, deverão constar nos **Procedimentos de Rede do ONS.*** | | |
| *Parágrafo único. No detalhamento de que trata o caput deverá ser incluída a definição da geração de referência considerada na **apuração para cada fonte**, os critérios para definição de elegibilidade das usinas para fins de rateio, além da metodologia considerada na definição e atualização da matriz de sensibilidade.* | | |
| *Art. 6º O **detalhamento dos critérios para rateio** dos montantes de energia reduzidos ou limitados para fins de contabilização deverá constar nas **Regra**s e Procedimentos de Comercialização da **CCEE.*** | | |
| *Art. 7º O ONS deverá disponibilizar relatórios mensais com os dados e informações relacionados às apurações dos montantes de energia reduzidos ou limitados das usinas ou conjunto de usinas, de acordo com as classificações dos eventos previstos nesta Resolução.* | | |
| 201. Adicionalmente, considerando a necessidade de dar maior transparência ao processo de atendimento ao sistema, bem como com o intuito de divulgar a influência da geração renovável não controlável, consideramos uma boa prática a divulgação da carga líquida pelo Operador, em conjunto com a carga global (atualmente já divulgada pelo ONS), nos moldes do realizado pelo Operador da California CAISO12, ou seja, tanto para o dia corrente quanto a previsão para a próxima semana, conforme ilustrado nas imagens a seguir. | | |

**MODELO PARA ENVIO DE CONTRIBUIÇÕES REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 045/2019**

**NOME DA INSTITUIÇÃO: COCEN PIRATININGA Conselho de Consumidores da CPFL PIRATININGA**

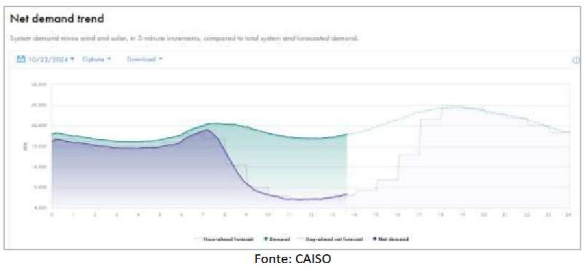
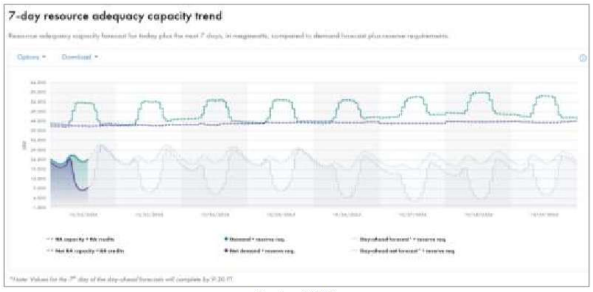
**AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL**

**ATO REGULATÓRIO : NOTA TÉCNICA Nº 240/2024-SGM/ANEEL de 12 de novembro de 2024.**

**EMENTA:** Obter subsídios para estabelecer os critérios operativos para redução ou limitação de geração.

**CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS**

**IMPORTANTE:** Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando

| TEXTO/ANEEL | TEXTO/CONSELHO | ANÁLISE/JUSTIFICATIVA/CONSELHO |
|---|---|---|
|  Fonte: CAISO | | |
|  Fonte: CAISO | | |
| **Constrained-off** | | |
| 202. Para a **ABEEÓLICA** é importante que se defina critérios objetivos e transparentes, com base em racional econômico, para redução ou limitação de geração de usinas despachadas centralizadamente. Entretanto, também é importante que se avance em critérios de ressarcimento para as usinas geradoras com base em racional econômico. Para a associação, os critérios para apuração e pagamento de restrição de operação por constrained-off de usinas eolioelétricas para que as situações de confiabilidade elétrica e energética **devem ser regulamentadas e ressarcidas aos geradores eólicos e solares.** | | |
| 203. A **ABRAGE** mantém sua posição, encaminhada na primeira fase dessa CP, de que não parece razoável a adoção de critérios econômicos para orientar a decisão do operador, sem que este saiba quais seriam os custos de se reduzir a geração de cada fonte. | | |
| 204. A **ABRAGEL** concorda com a proposta conceitual exposta pela Agência de estabelecer um critério econômico que sinalize a alteração de despacho por parte do ONS em cenários nos quais há necessidade de vertimento turbinável, o que traz a transparência requerida e necessária ao processo. No entanto, reitera seu posicionamento da 1ª fase da CP 45 para que os seguintes pontos sejam avaliados previamente à definição quanto à distribuição dos efeitos comerciais: | | |
| (i) priorizar a regulamentação do ressarcimento financeiro decorrente de eventos de constrained-off para todas as usinas, em especial as hidrelétricas, que precisam de celeridade, uma vez que até o momento não houve abertura de consulta pública; e | | |
| (ii) após a Agência adotar a regulamentação de constrained-off para as usinas hidrelétricas e eólicas – sendo que para esta última já foi publicada a REN 927 –, os impactos quantitativos da decisão operativa devem ser avaliados para todos os agentes do MRE e do mercado como um todo, de modo que se deve ter uma análise aprofundada sob esta ótica, visto que isso poderá alterar significativamente as expectativas de encargos. Além disso, posteriormente à regulamentação do constrained-off das usinas hidrelétricas e fotovoltaicas, propõem que seja instaurada a 3ª fase desta CP, com a proposta de distribuição dos efeitos comerciais entre as usinas dos conjuntos indicados pelo ONS. | | |
| 205. A **ABSOLAR** entende que **todos os cortes devem ser ressarcidos**, de quaisquer tipos de limitação ou restrição. O ressarcimento deve estar vinculado ao serviço que as fontes fornecem quando são restringidas. Cita, por exemplo, que a fonte solar UFV possui uma flexibilidade que o Operador faz uso quando decide restringi-la, uma vez que esta pode ser "desligada" de forma instantânea, e quando o Operador necessita da geração de energia é mais rápido "ligar" uma usina FV que entra, instantaneamente, em operação. Além disso, afirma que há outros serviços ancilares que a fonte solar FV possui e faz-se necessário serem avaliados aqui e na discussão específica de serviços ancilares. | | |
| 206. Para a **AES BRASIL, APINE, EDP, ELETROBRAS, ENGIE, NORTE ENERGIA, OMEGA ENERGIA, SAESA** é imprescindível que seja previsto **ressarcimento dos eventos de constrained-off**, independentemente de sua natureza, e de forma isonômica para todas as fontes de modo a minimizar os impactos financeiros nos agentes de geração devido as frustrações de geração, por motivo exógeno a sua capacidade de gestão. | | |
| 207. Por outro lado, a **APINE** pondera que a manutenção da segurança e as restrições de geração associadas fazem parte da rotina de operação do SIN, de forma que a instituição do regramento operativo em tela não pode ficar aguardando a solução dos ressarcimentos. Por isso, sugere que o estabelecimento dos critérios de priorização de redução de geração ocorra em duas etapas temporais. | | |
| 208. A **CPFL ENERGIA** ratifica sua a contribuição da 1ª fase, a saber: "esperamos ver regulamentados **os ressarcimentos para as situações de constrained-off de todas as fontes**, bem como consolidados os procedimentos e critérios para despacho de usinas termelétricas pelo ONS (titulação dos despachos)". | | |
| 209. Em relação a essas questões, conforme avaliação no item III.3.1., reiteramos que é importante o **estabelecimento de critérios objetivos e transparentes para alocação da redução ou limitação da geração** aos agentes submetidos à coordenação do Operador, principalmente porque as **restrições de geração já fazem parte da rotina de operação do SIN.** | Comentário. | A Sobrecontratação e Subsídios já está sendo imposta aos consumidores cativos, portanto, não tem sentido algum impor mais custos de redução ou limitação de geração aos consumidores do ACR. O ONS deve antes de proceder à limitação, por indisponibilidade externa ou confiabilidade elétrica, excluir as usinas eólicas e fotovoltaicas que atendem ao ACR pois quando os leilões para contratação de potência foram realizados estas restrições não existiam e foram impostas pelo vertiginoso aumento das fontes incentivadas para atendimento ao ACL. |
| 210. Assim, não se observou justificativas para condicionar o estabelecimento de critérios para alocação da redução ou limitação de geração ao tratamento de questões **relacionadas a ressarcimentos de constrained-off.** | | |
| 211. Por oportuno, e considerando que a **minuta de Resolução Normativa** que se propõe submeter a contribuições da sociedade traz em seu **art. 1º** consolidação da **definição da classificação dos eventos de redução** ou limitação de geração, cabe sopesar de forma suscinta a análise que originou a classificação em três razões (indisponibilidade externa, confiabilidade sistêmica e energética), hoje consolidadas na Resolução Normativa nº 1.030, de 26/07/2022, além do racional atrelado à previsão de **ressarcimento dos eventos de constrained-off.** | | |
| 212. A classificação **razão de indisponibilidade externa** trata de falhas em equipamentos que exercem função de transmissão e que, uma vez indisponíveis, impedem o escoamento de energia pelos geradores. Desse modo, nessa classificação, considerou-se ser cabível o pagamento de encargo por parte dos consumidores aos geradores após o transcurso de um determinado quantitativo de horas – uma franquia de horas – a qual está relacionada à indisponibilidade média anual dos equipamentos de transmissão. A delimitação do pagamento de tal compensação financeira apenas após transcorrido essa franquia decorre do fato de ser sabido que equipamentos, para funcionarem adequadamente, necessitam de manutenção preditiva, preventiva e, eventualmente, corretiva. Trata-se, até certo ponto, na medida da citada franquia, de risco do negócio. | | |

**MODELO PARA ENVIO DE CONTRIBUIÇÕES REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 045/2019**

**NOME DA INSTITUIÇÃO: COCEN PIRATININGA Conselho de Consumidores da CPFL PIRATININGA**

**AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL**

**ATO REGULATÓRIO : NOTA TÉCNICA Nº 240/2024-SGM/ANEEL de 12 de novembro de 2024.**

**EMENTA:** Obter subsídios para estabelecer os critérios operativos para redução ou limitação de geração.

**CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS**

**IMPORTANTE:** Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando

| TEXTO/ANEEL | TEXTO/CONSELHO | ANÁLISE/JUSTIFICATIVA/CONSELHO |
|---|---|---|
| 213. Quanto à classificação **razão de atendimento a requisitos de confiabilidade elétrica,** trata-se da aplicação de cortes na geração devido ao atingimento dos limites físicos de funcionamento dos equipamentos ou do atingimento dos limites de estabilidade do sistema elétrico, tendo em vista o estado da arte da tecnologia ou dos estudos elétricos. Nesses casos, sendo conhecido por todos que tais estruturas estão sujeitas às leis da física, entende-se que não cabe a compensação do consumidor ao produtor. Do contrário, o consumidor pagaria ao produtor uma certa quantidade do produto que nunca lhe foi entregue devido a limitação de escoamento nas vias de transporte do produto. Por isso considera-se que tais eventos, na medida do avaliado quando de seu estabelecimento, dizem respeito ao risco do negócio, esse sobretudo relacionado à capacidade de escoamento do produto: limitação físicas ou de engenharia (de segurança) nas vias de transporte. | | |
| 214. Na classificação **razão energética**, o corte de geração só ocorre porque há mais produção do que consumo. Chega-se nessa classificação quando não há nenhum problema "ativo" (i) de indisponibilidade externa (primeira classificação) e nem (ii) de atingimento dos limites de equipamento ou de confiabilidade sistêmica (segunda classificação). Nesses eventos, o que se observa é simplesmente mais oferta do que demanda, ou mais geração do que o consumidor é capaz de absorver. Repisando, na operação eletroenergética, o Operador dos sistemas elétricos deve garantir, com segurança e confiabilidade, a cada instante, que a quantidade de energia consumida seja igual à quantidade de energia produzida. Não havendo consumo de energia elétrica, não há que se falar em produção desse mesmo produto. Isto posto, entendeu-se tratar do seguinte risco do negócio: ausência de mercado para compra do produto. | | |
| 215. Por fim, pondera-se que compensações financeiras para toda e qualquer restrição de geração, sem qualquer avaliação da alocação dos riscos ordinários e extraordinários da atividade econômica de produção de energia elétrica, resultariam em valores que seriam, invariavelmente, cobrados via encargo de todos os consumidores brasileiros, o que implicaria em uma redistribuição de renda, resultando em aumento na tarifa de energia elétrica no país, bem como na adoção de regime regulatório econômico incongruente com a livre concorrência sedimentada para o segmento de produção de energia elétrica. | | |
| **Despacho de UTEs** | | |
| 216. Para a **ABEEÓLICA,** de fato, os critérios de redução ou limitação da geração não devem considerar custos das usinas termelétricas que não estejam compensados pelo CVU ou PLD, como desvio da carga, demurrage, entre outros. | | |
| 217. Além disso, a **ABEEÓLICA e ABRAGET** entendem ser razoável que algumas usinas a GNL, em função da logística necessária para operacionalização dessa geração, conforme previsto nos próprios contratos de comercialização, tenham prioridade para manutenção da geração despachada. Entretanto, para a **ABEEÓLICA**, a geração eólica não pode ser penalizada quando da incidência desses custos extraordinários e a regulamentação deve estabelecer mecanismos adequados de ressarcimento. | | |
| 218. Pelos mesmos motivos, a **ABRAGET e IBP** entendem que as usinas termelétricas com compromisso de entrega de inflexibilidade contratual devem ter prioridade para manutenção da geração durante este período por se tratar igualmente de uma obrigação contratual prevista nos próprios contratos de comercialização de energia, ressalvadas as situações em que haja comprometimento da segurança e da operação eletroenergética do SIN. | | |
| 219. Para a **ABRAGET,** deve-se: (i) permitir a declaração, pelos agentes geradores termelétricos, de seus custos em despacho reduzido para composição do CVU; (ii) determinar que o ONS considere estes custos na matriz de decisão referente à priorização na ordem de redução (e se a melhor opção seria reduzir a geração de um agente ou optar por desligá-lo por completo) e; (iii) determinar que, em caso de redução de geração por solicitação do ONS, a CCEE proceda com a remuneração adicional ao gerador. | | |
| 220. A **EDP** propõe que o despacho térmico em carga reduzida por ordem de mérito seja reconhecido como prestação de serviço ancilar ao Sistema, com sua devida remuneração e regulamentação. | | |
| 221. O **IBP** sugere que, para usinas que estiverem despachando em atendimento a despachos sistêmicos, como ordem de mérito, garantia energética (GE), razão elétrica (RE) e por Unit Commitment (UC), a redução de geração dessas usinas só ocorra caso haja tratamento adequado da ineficiência econômica provocada por esse ponto de operação reduzida, ou seja, que a usina faça jus a um CVU diferenciado (CVU em carga reduzida) no âmbito do processo de liquidação da CCEE, para permitir a remuneração adequada dessa operação comandada pelo ONS. | | |
| 222. O **ONS** propõe a inclusão de previsão para que as usinas termelétricas nucleares não tenham sua geração reduzida ou limitada seguindo a prioridade dos Blocos do art. 2º, devido às suas particularidades de operação. | | |
| 223. Quanto às propostas para reconhecimento de CVU diferenciado para carga reduzida, entendemos que elas não fazem parte do escopo da presente avaliação. | | |
| 224. Em relação à prioridade para manutenção da geração despachada de usinas a GNL com despacho antecipado, será mantido o dispositivo proposto na abertura da Consulta Pública, com a atualização da norma referenciada, e será acatada a sugestão do ONS de não se reduzir a geração de usinas nucleares, as quais também têm características operacionais diferenciadas. | | |
| 225. No que se refere às propostas para que as usinas termelétricas com compromisso de entrega de inflexibilidade contratual tenham prioridade para manutenção da geração por se tratar de uma obrigação contratual, entendemos que, diferentemente de outras fontes, como o combustível pode ser armazenado, a usina pode realizar a geração em outro momento. | | |
| **Priorização em Situação de Usina Despachada para Segurança Energética** | | |
| 226. Para a **ABEEÓLICA,** de fato, não faz sentido ir contra a medida de segurança tomada anteriormente na busca de se preservar o estoque de água nos reservatórios, de forma que para a redução por motivo energético, deve-se priorizar a redução ou limitação de geração de usina hidrelétrica, de modo que esse procedimento promova o replecionamento de reservatórios, na situação em que há termoelétrica despachada para Segurança Energética. | | |
| 227. A **ABIAPE** recomenda a exclusão do §5º do art. 2º da minuta de resolução. Em sua visão, além da criação de mecanismos para preservação de reservatórios ser prerrogativa do CMSE, o parágrafo cria um precedente para nova regulamentação de deslocamento hidráulico e fere o racional econômico. | | |
| 228. Em relação a esse ponto trazido pela ABIAPE, o **CMSE** autoriza o ONS a despachar geração fora da ordem de mérito de custo para preservação de reservatórios, mas cabe ao ONS avaliar as condições do SIN para atendimento dessa diretriz. | | |
| 229. Dessa forma, será mantido o dispositivo na minuta de Resolução. | | |
| **Priorização da segurança do SIN** | | |
| 230. A **ABRAGET** concorda com a proposta de estabelecer critérios objetivos e transparentes para auxiliar o Operador na decisão de redução e/ou limitação de geração de usinas despachadas centralizadamente a partir de racional econômico. Entretanto, a associação entende ser de suma importância que o Operador não sofra limitações em seu poder decisório, tendo em vista sua extensa experiência na operação do SIN, no que se refere a manutenção da segurança do sistema em razão dos critérios financeiros indicados por esta ANEEL. | | |
| 231. Assim, a **ABRAGET** recomenda que esta racionalidade esteja registrada e assegurada no âmbito da Resolução Normativa, conforme ajuste de redação proposta abaixo, de forma a dar maior conforto aos usuários do SIN (proposta também apresentada pelo **ONS**): | | |
| *"Art. 2º (...) §3º Quando da programação e operação das reduções ou limitações de geração, o ONS deverá prioritariamente atender os requisitos de segurança operativa do SIN, entre os quais incluem-se: I - respeito a restrições das usinas hidrelétricas e bacias hidrográficas; II - atendimento a requisitos de controle de tensão; III – controle secundário de frequência realizado por unidades geradoras participantes do Controle Automático de Geração – CAG; IV - inércia do sistema; VI - atendimento a limites sistêmicos para intercâmbio entre regiões; VII - carregamento de equipamento; VIII - previsibilidade de curto prazo; IX - variabilidade da geração; e X - despachabilidade."* | | |
| 232. Concordamos que a segurança do Sistema é prioritária em qualquer situação, sendo acatadas essas contribuições. | | |
| **PLD** | | |
| 233. A **ABEEÓLICA** concorda com a seguinte proposta da ANEEL: em caso de impossibilidade do uso do PLD horário, o ONS deverá utilizar a média do Custo Marginal de operação - CMO dado pelo modelo de curtíssimo prazo, em substituição ao PLD, como proxy para os cálculos. | | |
| 234. A **ABIAPE** apresentou preocupação relacionada com a rotina da programação diária, que conta com um tempo muito exíguo para se elaborar toda uma proposta de geração na etapa do pós- Dessem. Caso ainda seja necessária uma análise econômica nessa etapa, essa rotina precisará ser revista para que a nova atividade seja desenvolvida de maneira adequada. Além disso, caso o critério econômico leve em conta o PLD, a situação se agrava, uma vez que o fluxograma da programação diária passará a depender de duas execuções do modelo Dessem, e não apenas uma como ocorre atualmente. Em sua visão, essa questão precisa ser submetida ao CT-PMO/PLD. | | |
| 235. A **ELETROBRAS** destaca que na etapa pós-Dessem os agentes geradores, em muitos casos, se veem obrigados a refazer toda a proposta de geração proveniente do modelo, dada a inviabilidade de sua adoção. Dessa forma, os PLD/CMO definidos pelo modelo com base em um determinado nível de despacho térmico e hidráulico, como ponto de partida para definição do racional econômico e baliza para as decisões do ONS, já não farão jus à operação que deverá se realizar. | | |
| 236. O **ONS** sugere a alteração no §7º do art. 2º conforme abaixo: | | |
| *~~§8º~~ §7º Para cumprimento do §7º deste artigo, o ONS* ***~~poderá~~ adotará*** *a média do Custo Marginal de Operação – CMO* ***por barramento*** *dado pelo modelo de curtíssimo prazo na programação, em substituição ao PLD,* ***~~no caso de inviabilidade do uso deste parâmetro.~~*** | | |
| 237. Como os custos para o consumidor que servirão de referência para priorização dos cortes levam em consideração o PLD, entende-se que o ONS deve buscar utilizar o melhor parâmetro para avaliação. Todavia, no caso de inviabilidade de utilização do PLD, a minuta de Resolução Normativa já prevê a possibilidade de utilização do CMO pelo Operador. | | |
| **IV. DO DIREITO** | | |
| 238. Esta Nota Técnica está fundamentada na Lei n. 9.427, de 26 de dezembro de 1996; Lei n. 10.848, de 15 de março de 2004, no Decreto no 5.081, de 14 de maio de 2004, e no Decreto n. 5.163 de 30 de julho de 2004. | | |
| **V. DA CONCLUSÃO E DA RECOMENDAÇÃO** | | |

**MODELO PARA ENVIO DE CONTRIBUIÇÕES REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 045/2019**

**NOME DA INSTITUIÇÃO: COCEN PIRATININGA Conselho de Consumidores da CPFL PIRATININGA**

**AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL**

**ATO REGULATÓRIO : NOTA TÉCNICA Nº 240/2024-SGM/ANEEL de 12 de novembro de 2024.**

**EMENTA:** Obter subsídios para estabelecer os critérios operativos para redução ou limitação de geração.

**CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS**

**IMPORTANTE:** Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando

| TEXTO/ANEEL | TEXTO/CONSELHO | ANÁLISE/JUSTIFICATIVA/CONSELHO |
|---|---|---|
| 239. Diante do exposto nesta Nota Técnica, em relação ao critério de redução ou limitação de geração por **razão energética**, **propõe-se a manutenção da proposta na qual o ONS deverá atender à seguinte ordem**: usinas do **Bloco 1**; usinas do **Bloco 2**; e usinas do **Bloco 3.** Essa ordem tem como justificativa a aplicação de racional econômico, pois atende critério de redução ou limitação de geração na ordem do **maior para o menor benefício para o consumidor.** | Comentário. | A Sobrecontratação e Subsídios já está sendo imposta aos consumidores cativos, portanto, não tem sentido algum impor mais custos de redução ou limitação de geração aos consumidores do ACR. O ONS deve antes de proceder à limitação, por indisponibilidade externa ou confiabilidade elétrica, excluir as usinas eólicas e fotovoltaicas que atendem ao ACR pois quando os leilões para contratação de potencia foram realizados estas restrições não existiam e foram impostas pelo vertiginoso aumento das fontes incentivadas para atendimento ao ACL. Segundo último Reajuste tarifário da CPFL Piratininga, a última contatação de energia Eólica foi em novembro de 2014 demonstrando claramente que nem a Distribuidora, nem seus consumidores regulados devem ser responsabilizados por eventual sobra de geração.<br><table><tr><td rowspan="3">Processos Tarifários</td><td>Empresa</td><td>CPFL Piratininga</td></tr><tr><td>Data</td><td>23/10/2024</td></tr><tr><td>Processo</td><td>Reajuste</td></tr><tr><td rowspan="6">Contratos Energia por Disponi-bilidade</td><td>UFV MWh</td><td>zero</td></tr><tr><td>Valor</td><td>zero</td></tr><tr><td>Data</td><td>zero</td></tr><tr><td>EOL MWh</td><td>641.124</td></tr><tr><td>Valor R$</td><td>135.261.253</td></tr><tr><td>Data</td><td>01/11/2014</td></tr><tr><td colspan="2">Sobrecontratação MWh</td><td>1.388.742</td></tr><tr><td colspan="2">Energia Vendida MWh</td><td>7.647.330</td></tr><tr><td colspan="2">%</td><td>18%</td></tr></table> |
| 240. Ainda em relação ao critério de redução ou limitação de geração por **razão energética**, em atendimento às preocupações trazidas na consulta pública sobre uma melhor definição da diretriz para que a redução de geração entre as fontes citadas na alínea "d" (hidrelétricas com vertimento turbinável, eólicas e fotovoltaicas) ocorresse de forma distribuída, propõe-se que, para essas usinas, que possuem a mesma ordem de prioridade para redução ou limitação da geração, um rateio do corte de geração na proporção das respectivas garantias físicas das usinas, na etapa de pós operação. | | |
| 241. Em relação ao critério de redução ou limitação de geração por razão de **indisponibilidade externa** ou atendimento a requisitos de **confiabilidade elétrica**, propõe-se que seja mantido o artigo 3º, por meio do qual o ONS utilizará, como critério operativo, a **ordem decrescente de sensibilidade da variação de geração** das usinas em relação ao fluxo de potência transmitido que se deseja controlar. No entanto, atendendo às contribuições recebidas, foi incluído tratamento na etapa de pós operação, por meio do qual haverá uma reapuração dos montantes reduzidos entre as usinas elegíveis no quesito sensibilidade, de forma a considerar prioritariamente a redução naquelas usinas com restrições de operação ativas nos Pareceres de Acesso e, na sequência, naquelas usinas com Declaração de Atendimento aos Procedimentos de Rede Provisória (DAPR/P). Para os montantes remanescentes é proposto um rateio dos cortes de geração entre todas as usinas que possuem alguma sensibilidade para mitigação do problema, de forma a dar um tratamento mais isonômico entre as usinas elegíveis ao corte | Comentário. | A Sobrecontratação e Subsídios já está sendo imposta aos consumidores cativos, portanto, não tem sentido algum impor mais custos de redução ou limitação de geração aos consumidores do ACR. O ONS deve antes de proceder à limitação, por indisponibilidade externa ou confiabilidade elétrica, excluir as usinas eólicas e fotovoltaicas que atendem ao ACR pois quando os leilões para contratação de potência foram realizados estas restrições não existiam e foram impostas pelo vertiginoso aumento das fontes incentivadas para atendimento ao ACL. Segundo último Reajuste tarifário da CPFL Piratininga, a última contatação de energia Eólica foi em novembro de 2014 demonstrando claramente que nem a Distribuidora, nem seus consumidores regulados devem ser responsabilizados por eventual sobra de geração.<br><table><tr><td rowspan="3">Processos Tarifários</td><td>Empresa</td><td>CPFL Piratininga</td></tr><tr><td>Data</td><td>23/10/2024</td></tr><tr><td>Processo</td><td>Reajuste</td></tr><tr><td rowspan="6">Contratos Energia por Disponi-bilidade</td><td>UFV MWh</td><td>zero</td></tr><tr><td>Valor</td><td>zero</td></tr><tr><td>Data</td><td>zero</td></tr><tr><td>EOL MWh</td><td>641.124</td></tr><tr><td>Valor R$</td><td>135.261.253</td></tr><tr><td>Data</td><td>01/11/2014</td></tr><tr><td colspan="2">Sobrecontratação MWh</td><td>1.388.742</td></tr><tr><td colspan="2">Energia Vendida MWh</td><td>7.647.330</td></tr><tr><td colspan="2">%</td><td>18%</td></tr></table> |
| 242. Diante das alterações propostas, recomenda-se o encaminhamento desta Nota Técnica à Diretoria da Agência, juntamente com a proposta de minuta de Resolução Normativa (Anexo 1) para que **seja aberta a 3a fase da Consulta Pública nº 045/2019.** | | |
| (Assinado digitalmente)<br>PATRÍCIA NÚBIA TAKEI<br>Coordenadora de Planejamento e Programação dos Sistemas Elétricos | | |
| (Assinado digitalmente)<br>MARIANA SAMPAIO GONTIJO VAZ<br>Gerente de Regulação dos Serviços de Geração de Energia Elétrica | | |
| (Assinado digitalmente)<br>FELIPE ALVES CALABRIA<br>Superintendente Adjunto de Regulação dos Serviços de Geração e do Mercado de Energia Elétrica | | |
| **De acordo.** | | |
| (Assinado digitalmente)<br>ALESSANDRO D'AFONSECA CANTARINO<br>Superintendente de Regulação dos Serviços de Geração e do Mercado de Energia Elétrica | | |
| | | |
| **ANEXO 1 – Minuta de Resolução Normativa** | | |
| AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL | | |
| RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº , DE DE DE 2024 | | |
| Estabelece **critérios para redução** ou **limitação de geração** de usinas despachadas centralizadamente e usinas ou conjuntos de usinas considerados na programação da operação pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – **ONS.** | | |
| O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com a deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto na Lei n. 9.427, de 26 de dezembro de 1996, na Lei n. 10.848, de 15 de março de 2004, no Decreto nº 5.081, de 14 de maio de 2004, e no Decreto n. 5.163 de 30 de julho de 2004, e o que consta do Processo nº 48500.000375/2019-83, resolve: | | |
| Art. 1º Esta Resolução **define os critérios para redução ou limitação** de geração de usinas despachadas centralizadamente e usinas ou conjuntos de usinas considerados na programação da operação pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, nas etapas de programação da operação, pós processamento do modelo de curtíssimo prazo e operação em tempo real do Sistema Interligado Nacional – SIN. | | |
| §1º Para efeitos desta Resolução, os eventos de redução ou limitação de geração são classificados de acordo com seus motivos da seguinte forma: | | |
| I - Razão de **indisponibilidade externa**: motivados por indisponibilidades em instalações externas às respectivas usinas ou conjuntos de 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 ou conjuntos de usinas e que não tenham origem em indisponibilidades dos respectivos equipamentos; e | | |
| III - Razão **energética**: motivados pela impossibilidade de alocação de geração de energia na | | |
| §2º Considera-se instalações externas às respectivas usinas ou conjuntos de usinas, as instalações de transmissão classificadas como Rede Básica e Demais Instalações de Transmissão – DITs no âmbito da distribuição. | | |
| §3º Não se considera instalações externas às respectivas usinas ou conjuntos de usinas aquelas de uso exclusivo ou compartilhado do gerador, sob sua gestão ou de terceiros. | | |
| Art. 2º Para os eventos classificados por **razão energética,** o ONS deve efetuar as reduções ou limitações de geração respeitando, preferencialmente, a seguinte ordem: usinas do **Bloco 1**; usinas do **Bloco 2**; e usinas do **Bloco 3.** | | |
| §1º As usinas do Bloco 1, do Bloco 2 e do Bloco 3 devem ser agrupadas de acordo com os seguintes critérios: | | |
| I - **Bloco 1**, constituído por: | | |
| a) **usinas termelétricas com Custo Variável Unitário** - CVU não nulo despachadas por segurança energética; | | |
| b) **usinas termelétricas com CVU** não nulo despachadas por ordem de mérito de custo na condição de CVU > Preço de Liquidação das Diferenças - PLD; e | | |
| c) **importação de energia** sem substituição de usina termelétrica. | | |
| II – **Bloco 2**, constituído por: | | |
| a) **usinas hidrelétricas** com capacidade de armazenamento de água no | | |

**MODELO PARA ENVIO DE CONTRIBUIÇÕES REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 045/2019**

**NOME DA INSTITUIÇÃO: COCEN PIRATININGA Conselho de Consumidores da CPFL PIRATININGA**

**AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL**

**ATO REGULATÓRIO : NOTA TÉCNICA Nº 240/2024-SGM/ANEEL de 12 de novembro de 2024.**

**EMENTA:** Obter subsídios para estabelecer os critérios operativos para redução ou limitação de geração.

**CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS**

**IMPORTANTE:** Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando

| TEXTO/ANEEL | TEXTO/CONSELHO | ANÁLISE/JUSTIFICATIVA/CONSELHO |
|---|---|---|
| b) **usinas termelétricas despachadas por inflexibilidade**, respeitando-se as restrições associadas aos requisitos de cogeração declarados no modelo de | | |
| c) **usinas termelétricas com CVU** não nulo despachadas por ordem de mérito de custo na condição de CVU = PLD; e | | |
| d) **usinas hidrelétricas com vertimento turbinável**, **usinas eólicas** e **usinas fotovoltaicas**, ou respectivos conjuntos. | | |
| III – **Bloco 3,** constituído por: | | |
| a) **usinas termelétricas despachadas por ordem de mérito de custo**, na condição de CVU < PLD; e | | |
| b) **importação de energia** com substituição de usina termelétrica. | | |
| §2º Internamente a cada bloco, o ONS deverá proceder à redução ou limitação de geração de acordo com os seguintes critérios: | | |
| I – no **Bloco 1**, as reduções ou limitações de geração devem ocorrer na ordem do maior para o menor alívio de custo sob a ótica do consumidor. | | |
| II – no **Bloco 2**, as reduções ou limitações de geração devem ocorrer na seguinte ordem de prioridade: | | |
| a) **usinas hidrelétricas** com capacidade de armazenamento de água no | | |
| b) **usinas termelétricas despachadas por inflexibilidade**; | | |
| c) **usinas termelétricas com CV**U não nulo despachadas por ordem de mérito de custo na condição de CVU = PLD; e | | |
| | d) Usinas eólicas e usinas fotovoltaicas que não foram objeto de leilão público para atendimento ao ACR - Ambiente de Contratação Regulado. | A Sobrecontratação e Subsídios já está sendo imposta aos consumidores cativos, portanto, não tem sentido algum impor mais custos de redução ou limitação de geração aos consumidores do ACR. O ONS deve antes de proceder à limitação, por indisponibilidade externa ou confiabilidade elétrica, excluir as usinas eólicas e fotovoltaicas que atendem ao ACR pois quando os leilões para contratação de potência foram realizados estas restrições não existiam e foram impostas pelo vertiginoso aumento das fontes incentivadas para atendimento ao ACL. |
| d) **usinas hidrelétricas com vertimento turbinável, usinas eólicas** e **usinas fotovoltaicas**, ou respectivos conjuntos. | e) usinas hidrelétricas com vertimento turbinável, usinas eólicas e usinas fotovoltaicas, ou respectivos conjuntos. | Correção de itemização |
| III – no **Bloco 3**, as reduções ou limitações de geração devem ocorrer na ordem da menor para a maior imposição de custo sob a ótica do consumidor. | | |
| §3º Caso tenha sido despachada usina termelétrica por segurança energética ou importação sem substituição de usina termelétrica, o ONS poderá priorizar a redução ou limitação da geração de usina hidrelétrica se esse procedimento vier a promover replecionamento de reservatórios, observados os requisitos de segurança operativa do SIN. | | |
| §4º Para a alínea d) do inciso II do §2º, o ONS poderá efetuar as reduções ou limitações de geração de acordo com a **viabilidade técnica e operacional** das usinas ou conjunto de usinas. | | |
| §5º Na etapa de pós-operação, o **ONS deverá apurar os montantes de energia reduzidos ou limitados** de que trata o §4º, e articular-se com a **CCEE mediante acordo operacional, de forma a alocar os cortes entre todas as usinas elegíveis**, conforme alínea d) do inciso II do §2º, para fins de **contabilização de energia de forma proporcional às respectivas garantias físicas.** | | |
| §6º Na alocação de que trata o §5º deve-se considerar que o r**ateio dos montantes de energia reduzidos** ou limitados nos Submercados **Norte/Nordeste** fica limitado às usinas eletricamente conectadas aos Submercados Norte/Nordeste, e o rateio dos montantes de energia reduzidos ou limitados nos Submercados **Sul/Sudeste/Centro-Oeste** fica limitado às usinas eletricamente conectadas aos Submercados Sul/Sudeste/Centro-Oeste. | | |
| §7º Para **redução ou limitação** de geração das usinas no **Bloco 1 e Bloco 3**, o ONS deverá **utilizar o quadro** apresentado no **Anexo I** desta Resolução como referência para apuração do custo sob a ótica do consumidor quando da programação e operação das reduções ou limitações de geração. | | |
| §8º Para cumprimento deste artigo, o ONS poderá adotar a **média do Custo Marginal de Operação - CMO** do submercado dado pelo modelo de curtíssimo prazo, em substituição ao PLD horário, no caso de inviabilidade do uso deste parâmetro. | | |
| Art. 3º Para os eventos classificados por razão de **indisponibilidade externa** ou razão de atendimento a requisitos de **confiabilidade elétrica**, o ONS deverá efetuar as reduções ou limitações de geração respeitando, preferencialmente, a ordem decrescente de sensibilidade da variação de geração das usinas em relação ao fluxo de potência transmitido que se deseja controlar. | | |
| Parágrafo único. Na etapa de pós-operação, o **ONS deverá apurar os montantes de energia reduzidos** ou limitados de que trata o caput, e **articular-se com a CCEE mediante acordo operacional, de forma a** alocar os cortes entre todas as usinas elegíveis no quesito sensibilidade, para fins de contabilização de energia, considerando-se a seguinte ordem de prioridade: | | |
| I – Usinas com restrições de operação ativas nos Pareceres de Acesso; | | |
| II – Usinas com Declaração de Atendimento aos Requisitos dos Procedimentos de Rede para início da Operação Provisória; e | | |
| III – Aos montantes remanescentes deve-se aplicar o rateio de forma proporcional às respectivas garantias físicas das demais usinas ou conjuntos de usinas. | | |
| Art. 4º Em qualquer uma das classificações de eventos de redução ou limitação de geração de que trata o §1o do art. 1º, o ONS deverá atender: | | |
| I – Prioritariamente, os requisitos de **segurança operativa do SIN**, dentre os quais se incluem respeito a restrições das usinas hidrelétricas e bacias hidrográficas, atendimento a requisitos de controle de tensão, controle secundário de frequência realizado por unidades geradoras participantes do Controle Automático de Geração – CAG, inércia do sistema, atendimento a limites sistêmicos para intercâmbio entre regiões, e controle de carregamento; | | |
| II – Os valores de **unit commitment das usinas termelétricas** e os requisitos de despacho para atendimento das necessidades do SIN para os dias seguintes; | | |
| III – O despacho antecipado das **usinas termelétricas a gás natural** proveniente do Gás Natural Liquefeito – GNL de que trata o art. 11 da Resolução Normativa nº 1.032, de 26 de julho de 2022, ou norma superveniente, já que, uma vez comandado, têm prioridade para permanência, observados os requisitos de segurança operativa do SIN; e | | |
| IV – A operação de **usinas termelétricas nucleares**, as quais não deverão ter sua geração reduzida ou limitada, observados os requisitos de segurança operativa do SIN. | | |
| Art. 5º O detalhamento dos **critérios para redução e limitação de geração**, bem como dos critérios para apuração dos montantes de energia previstos nesta Resolução, deverão constar nos **Procedimentos de Rede do ONS.** | | |
| Parágrafo único. No detalhamento de que trata o caput deverá ser incluída a **definição da geração de referência** considerada na apuração para cada fonte, os critérios para definição de elegibilidade das usinas para fins de rateio, além da metodologia considerada na definição e atualização da matriz de sensibilidade. | | |
| Art. 6º O detalhamento dos **critérios para rateio dos montantes** de energia reduzidos ou limitados para fins de contabilização deverá constar nas **Regras e Procedimentos de Comercialização da CCEE.** | | |
| Art. 7º O **ONS deverá disponibilizar relatórios mensais** com os dados e informações relacionados às apurações dos montantes de energia reduzidos ou limitados das usinas ou conjunto de usinas, de acordo com as classificações dos eventos previstos nesta Resolução. | | |
| Art. 8º O **ONS e a CCEE** deverão enviar à ANEEL, no prazo de 90 dias, **propostas de alterações nos Procedimentos de Rede e nas Regras e Procedimentos de Comercialização**, em atendimento ao disposto nesta Resolução. | | |
| Art. 9º Esta Resolução entrará em vigor em 180 dias a partir da data de sua publicação. | | |
| | | |
| SANDOVAL DE ARAÚJO FEITOSA NETO | | |
| | | |
| **ANEXO I** | | |
| Quadro para apuração de custo sob a ótica do consumidor quando da programação e operação das reduções ou limitações de geração | | |

| Tipo da fonte | Titulação de Despacho | Custo sob a ótica do consumidor | Condição |
|---|---|---|---|
| Usinas Termelétricas com CVU não nulo | Ordem de mérito | PLD – CVU | se PLD > CVU |
| | | – (CVU – PLD) = PLD – CVU | se PLD < CVU |
| | | 0 | se PLD = CVU |
| | Segurança Energética | – [(CVU – PLD) + (PLD – PLDx)] = PLDx – CVU | se PLDx < PLD |
| | | – (CVU – PLD) = PLD – CVU | se PLDx >= PLD |
| Importação | Importação | CVU_UTE desligada – Preçoimportação | com substituição de UTE |
| | | – [(Preçoimportação - PLD) + (PLD – PLDx)] = PLDx – Preçoimportação | sem substituição de UTE; se PLDx < PLD |
| | | – (Preçoimportação - PLD) = PLD – Preçoimportação | sem substituição de UTE; se PLDx >= PLD |