

 MODELO PARA ENVIO DE CONTRIBUIÇÕES REFERENTE A CONSULTA PÚBLICA Nº 045/2019 NOME DA INSTITUIÇÃO: CONCEN Conselho de Consumidores de Energia Mato Grosso do Sul 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: 48500.000376/2019-83. 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 promover 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 de 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. 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 - ABIAPÉ - Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livre - ABRACE - Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica - ABRAGE - Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa - ABRADEL - 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 proliferação 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 prevê 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. Questão / Características Alternativa (1) - não regular a matéria - Priorização das fontes com CVU nulo. - Evitação/minimização de vertimentos turbináveis. - 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. - Observância a critério econômico para redução/limitação. 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. - Redução/limitação de geração de UTE sem observância plena da racionalidade econômica. - 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 <i>constrained-off</i> 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 acessar 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 A CONSULTA PÚBLICA Nº 045/2019																															
NOME DA INSTITUIÇÃO: CONCEN Conselho de Consumidores da Energisa Mato Grosso do Sul																															
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 nergisa MS, a última contatação de energia Eólica foi em abril de 2015 e de Solar em abril de 2018 demonstrando claramente que nem a Distribuidora, nem seus consumidores regulados devem ser responsabilizados por eventual "congestionamento". <table><tr><td rowspan="2">Processos Tarifários</td><td>Empresa</td><td>EMS</td></tr><tr><td>Data</td><td>08/04/2024</td></tr><tr><td rowspan="5">Contratos Energia por Disponibilidade</td><td>Processo</td><td>Reajuste</td></tr><tr><td>UFV MWh</td><td>80.473</td></tr><tr><td>Valor</td><td>12.694.057</td></tr><tr><td>Data</td><td>01/04/2018</td></tr><tr><td>EOL MWh</td><td>730.909</td></tr><tr><td>Valor R\$</td><td>152.627.039</td></tr><tr><td>Data</td><td>01/04/2015</td></tr><tr><td colspan="2">Sobrecontratação MWh</td><td>194.244</td></tr><tr><td colspan="2">Energia Vendida MWh</td><td>4.303.693</td></tr><tr><td colspan="2">%</td><td>5%</td></tr></table>	Processos Tarifários	Empresa	EMS	Data	08/04/2024	Contratos Energia por Disponibilidade	Processo	Reajuste	UFV MWh	80.473	Valor	12.694.057	Data	01/04/2018	EOL MWh	730.909	Valor R\$	152.627.039	Data	01/04/2015	Sobrecontratação MWh		194.244	Energia Vendida MWh		4.303.693	%		5%
Processos Tarifários	Empresa	EMS																													
	Data	08/04/2024																													
Contratos Energia por Disponibilidade	Processo	Reajuste																													
	UFV MWh	80.473																													
	Valor	12.694.057																													
	Data	01/04/2018																													
	EOL MWh	730.909																													
Valor R\$	152.627.039																														
Data	01/04/2015																														
Sobrecontratação MWh		194.244																													
Energia Vendida MWh		4.303.693																													
%		5%																													
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 provento 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 única 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 limitada de transmissão muito provavelmente seria uma iniciativa econômica proibitiva, porquanto ineficiente (Rivier et al., 2013). Dai 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 (critérios 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.																													
Evolução da capacidade de exportação da região Nordeste (MW) <table><tr><th>Ano</th><th>Capacidade de Exportação (MW)</th></tr><tr><td>2024</td><td>13.000</td></tr><tr><td>2025</td><td>15.400</td></tr><tr><td>2026</td><td>18.800</td></tr><tr><td>2027</td><td>21.200</td></tr><tr><td>2028</td><td>23.600</td></tr><tr><td>2029</td><td>26.000</td></tr></table> Nota 1: Os valores representados correspondem à média de limites de intercâmbio anual. É esperada variação (positiva ou negativa) nessas variáveis a depender do cenário de geração praticado. Nota 2: As obras em fase de planejamento correspondem às obras a serem recomendadas no estudo de expansão das interligações regionais referido no anexo "Infraestrutura de Transmissão em Destaque". Figura 5: Aumento da capacidade de exportação da região Nordeste Fonte: Caderno Transmissão do PDE 2034 (EPE)			Ano	Capacidade de Exportação (MW)	2024	13.000	2025	15.400	2026	18.800	2027	21.200	2028	23.600	2029	26.000															
Ano	Capacidade de Exportação (MW)																														
2024	13.000																														
2025	15.400																														
2026	18.800																														
2027	21.200																														
2028	23.600																														
2029	26.000																														
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 sistêmico 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, resultando 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.																															

CONCEN </		
--	--	--

 <		
--	--	--

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. Reassala-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 alto 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 melhoramento 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 reduzem a inflexibilidade. Caberia ainda explorar oportunamente mecanismos competitivos independentes da fonte que porventura tenham interesse em reduzir ou limitar sua geração; (**ABEEÓLICA, ABSOLAR, PSR, CPFL ENERGIA, ENGIE, NESA**)
- Criação de mecanismos de compartilhamento de custos; (**ABINE, ENGIE**)

CONCEN

Conselho Nacional de Defesa dos Consumidores

CONCEN

Conselho Nacional de Defesa dos Consumidores

CONCEN

Conselho Nacional de Defesa dos Consumidores

COMISSÃO DE CONSUMIDORES DA

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

CONCEN

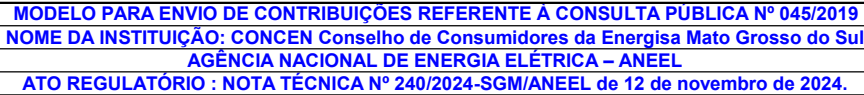
CONCEN

CONCEN

CONCEN CONSELHO DE CONSUMIDORES DA ÁREA DE ENERGIA ELÉTRICA DO SUL MODELO PARA ENVIO DE CONTRIBUIÇÕES REFERENTE A CONSULTA PÚBLICA Nº 045/2019 NOME DA INSTITUIÇÃO: CONCEN Conselho de Consumidores da Energisa Mato Grosso do Sul 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 independe r 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 apóiem 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 repactuam 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 UTE _{dest} - 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 alocável 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 GAG&M.		

MODELO PARA ENVIO DE CONTRIBUIÇÕES REFERENTE A CONSULTA PÚBLICA Nº 045/2019		
NOME DA INSTITUIÇÃO: CONCEN Conselho de Consumidores da Energisa Mato Grosso do Sul		
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 por 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 redespaço 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 redespaço 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 geoeletrica 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 influenciariam 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 geoeletrica. 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.		

CONCEN		
---	--	--



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, entendendo-se como adequado encaminhar para a Consulta Pública dispositivo onde o roteio 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 roteio.		
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 roteio 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 preços e quantidade poderiam atuar complementariamente ao roteio 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 à dinâmica centrada em custos e não em ofertas 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 roteio iii. Oferta ex-post: depois do despacho/PLD e do roteio (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 poderia compreender que essa solução seria mais eficaz tanto quanto 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 roteio 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 roteio 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 roteio 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 roteio 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 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 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 receberiam 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 roteio 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 A CONSULTA PÚBLICA Nº 045/2019		
	NOME DA INSTITUIÇÃO: CONCEN Conselho de Consumidores da Energisa Mato Grosso do Sul		
	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

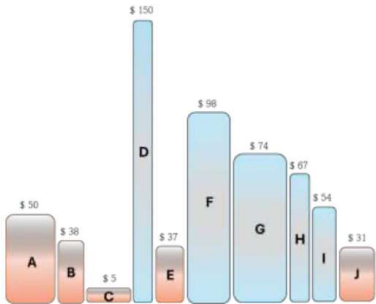


Figura 14: Ofertas listadas de A a J
 Fonte: Elaboração própria

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.

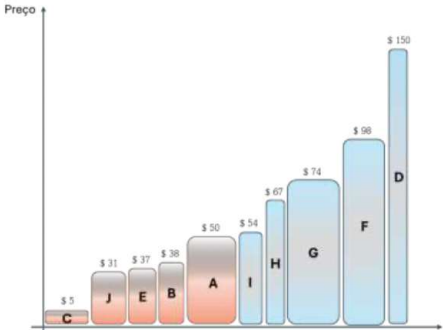


Figura 15: Ofertas na ordem do menor preço para o maior
 Fonte: Elaboração própria

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.

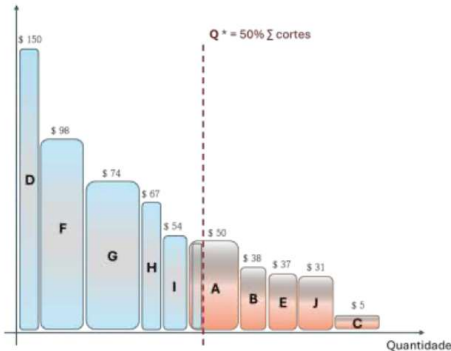


Figura 16: Ofertas na ordem do maior preço para o menor
 Fonte: Elaboração própria

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% Σ).

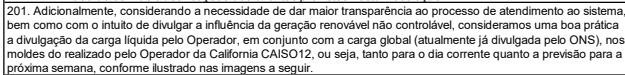
141. Essas ofertas são apresentadas na tabela mais abaixo (colunas BID “preço” e BID “quantidade”), juntamente com o “resultado do rateio”, o “resultado das ofertas”, o “fator de distribuição”, os “cortes finais”, o “resultado financeiro” de cada participante, bem como o valor “total” envolvido nas transações.

	Resultado do rateio		BID	Resultado das ofertas		Fator de distribuição	Cortes finais	Resultado financeiro (\$)	Total (\$)
	Preço	Quant	Preço	Quant					
D	8	150	8	-8	-	0	-1200	(150*8)	
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)	
				-5,5	-	0	-275	(50*5,5)	
A	21	50	21	15,5	21%	31	1286	(6017*21%)	
A1					(15,5/72,5)	(11+0,15*72,5)	913	(6017*15%)	
A2	11	38	11	12	17%	24	996	(6017*17%)	
B	12	37	12	12	21%	30	1245	(6017*21%)	
E	15	31	15	15	26%	38	1577	(6017*26%)	
J	19	5	19	19					
C	145		145		100%	145			
Σ									
50% Σ									

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.

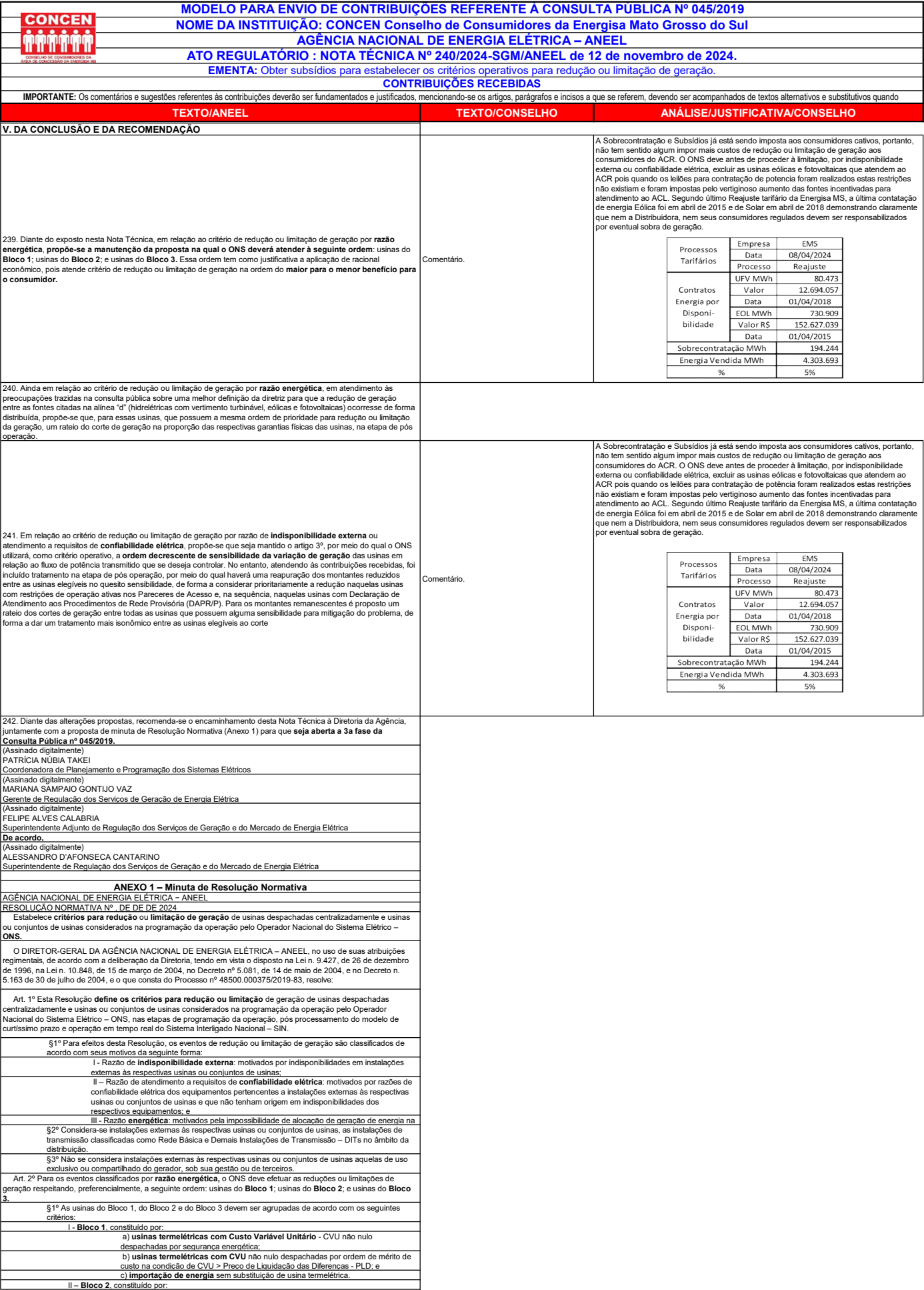
CONCEN CONSELHO DE CONSUMIDORES DA ÁREA DE ENERGIA DE MATO GROSSO DO SUL			MODELO PARA ENVIO DE CONTRIBUIÇÕES REFERENTE A CONSULTA PÚBLICA Nº 045/2019		
			NOME DA INSTITUIÇÃO: CONCEN Conselho de Consumidores da Energisa Mato Grosso do Sul		
			AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL		
			ATO REGULATÓRIO : 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% Σ) 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), resultando 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% Σ , 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 hidroelétricas 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 hidroelétricas 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 pode 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 hidroelétricas, 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.		
			corte energético Razão energética → gabarito Programação diária, pós-Desem e tempo real → empate técnico hidroelétricas com vertimento turbinável, eólicas, fotovoltaicas → rateio Pós-operação e CCEE 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 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 A CONSULTA PÚBLICA Nº 045/2019 NOME DA INSTITUIÇÃO: CONCEN Conselho de Consumidores da Energisa Mato Grosso do Sul 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 percentagem 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 possuam 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 avalue 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 possuem 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 explicitas 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 A CONSULTA PÚBLICA Nº 045/2019				
NOME DA INSTITUIÇÃO: CONCEN Conselho de Consumidores da Energisa Mato Grosso do Sul				
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		
Net demand trend System demand across area and sub-area, in 5 minute increments, compared to total system and forecasted demand. Options Download Fonte: CAISO 7-day resource adequacy capacity trend Resource adequacy capacity forecast for today plus the next 7 days, in megawatts, compared to demand forecast plus reserve requirements. Options Download 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 eólicas 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 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 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 anclares que a fonte solar FV possui e faz-se necessário serem avaliados aqui e na discussão específica de serviços anclares. 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 regimento 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 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. 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 sucinta 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.			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.

CONCEN CONSELHO DE CONSUMIDORES DA ENERGIA DE MATO GROSSO DO SUL			MODELO PARA ENVIO DE CONTRIBUIÇÕES REFERENTE A CONSULTA PÚBLICA Nº 045/2019		
			NOME DA INSTITUIÇÃO: CONCEN Conselho de Consumidores da Energia Mato Grosso do Sul		
			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 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 anexo 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 termoeletridade 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): <i>"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."</i> 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 exiguo 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 ELETRORBRAS 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: §7º Para cumprimento do §7º deste artigo, o ONS poderá adotar 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 de 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.					



CONCEN

CONSELHO DE CONSUMIDORES DA

ÁREA DE ENERGIA DE MATO GROSSO DO SUL

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

NOME DA INSTITUIÇÃO: CONCEN Conselho de Consumidores da Energisa Mato Grosso do Sul

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																														
a) usinas hidrelétricas com capacidade de armazenamento de água no b) usinas termelétricas despachadas por inflexibilidade, respeitando-se as restrições associadas aos requisitos de coeração 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 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 – 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 rateio dos montantes de energia reduzidos ou limitados nos Submercados Norte/Nordeste fica limitado às usinas eletricamente conectadas aos Submercados Sul/Sudeste/Centro-Oeste 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 28 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 <table><thead><tr><th>Tipo da fonte</th><th>Tributação de Despacho</th><th>Custo sob a ótica do consumidor</th><th>Condição</th></tr></thead><tbody><tr><td rowspan="4">Usinas Termelétricas com CVU não nulo</td><td rowspan="2">Ordem de mérito</td><td>PLD – CVU</td><td>se PLD > CVU</td></tr><tr><td>→ (CVU – PLD) + PLD – CVU</td><td>se PLD < CVU</td></tr><tr><td rowspan="2">Segurança Energética</td><td>0</td><td>se PLD = CVU</td></tr><tr><td>→ [(CVU – PLD) + (PLD – PLDx)] = PLDx – CVU</td><td>se PLDx < PLD</td></tr><tr><td rowspan="4">Importação</td><td rowspan="2">Importação</td><td>→ (CVU – PLD) + PLD – CVU</td><td>se PLDx > PLD</td></tr><tr><td>com substituição de UTE</td><td></td></tr><tr><td rowspan="2">Importação</td><td>CVU_UTE designada – Preçoimportação</td><td></td></tr><tr><td>→ [(Preçoimportação - PLD) + (PLD – PLDx)] = PLDx – Preçoimportação</td><td>sem substituição de UTE; se PLDx < PLD</td></tr><tr><td rowspan="2"></td><td rowspan="2"></td><td>→ (Preçoimportação - PLD) = PLD – Preçoimportação</td><td>sem substituição de UTE; se PLDx > PLD</td></tr><tr><td></td><td></td></tr></tbody></table>	Tipo da fonte	Tributação 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	Segurança Energética	0	se PLD = CVU	→ [(CVU – PLD) + (PLD – PLDx)] = PLDx – CVU	se PLDx < PLD	Importação	Importação	→ (CVU – PLD) + PLD – CVU	se PLDx > PLD	com substituição de UTE		Importação	CVU_UTE designada – Preçoimportação		→ [(Preçoimportação - PLD) + (PLD – PLDx)] = PLDx – Preçoimportação	sem substituição de UTE; se PLDx < PLD			→ (Preçoimportação - PLD) = PLD – Preçoimportação	sem substituição de UTE; se PLDx > PLD		
Tipo da fonte	Tributação 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																													
	Segurança Energética	0	se PLD = CVU																													
		→ [(CVU – PLD) + (PLD – PLDx)] = PLDx – CVU	se PLDx < PLD																													
Importação	Importação	→ (CVU – PLD) + PLD – CVU	se PLDx > PLD																													
		com substituição de UTE																														
	Importação	CVU_UTE designada – Preçoimportação																														
		→ [(Preçoimportação - PLD) + (PLD – PLDx)] = PLDx – Preçoimportação	sem substituição de UTE; se PLDx < PLD																													
		→ (Preçoimportação - PLD) = PLD – Preçoimportação	sem substituição de UTE; se PLDx > PLD																													