


CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 031/2025			
	NOME DA INSTITUIÇÃO: CONCEN Conselho de Consumidores da Energia Mato Grosso do Sul		
	AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL		
ATO REGULATÓRIO: Nota Técnica Nº 151/2025-SGM/ANEEL de 06 de outubro de 2025.			
EMENTA: obter subsídios para o aprimoramento da proposta para as Regras de Comercialização de Energia Elétrica, versão 2026, considerando-se a minuta de Resolução Normativa, disposta no Anexo I, o Descritivo de Alterações, as minutas das novas versões dos módulos enviados pela CCEE, dispostos nos Anexos II a XX, todos da Nota Técnica nº 151/2025-SGM/ANEEL, de 6 de outubro de 2025.			
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 envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.			
TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO	
NOTA TÉCNICA Nº 151/2025-SGM/ANEEL de 06/10/25			
Referência: 48500.023397/2025-60			
Assunto: Regras de Comercialização de Energia Elétrica, versão 2026, a serem operacionalizadas a partir de janeiro de 2026.			
I - DO OBJETIVO			
1. Esta Nota Técnica tem o objetivo de propor instauração de Consulta Pública (CP) para colher subsídios para o aprimoramento das Regras de Comercialização de Energia Elétrica (REGRAS), com validade a partir da contabilização das operações de compra e venda de energia referentes ao mês de janeiro de 2026.			
II - DOS FATOS			
2. Em 05/11/2024, a CCEE encaminhou a carta CT-CCEE24362/2024 [1], sobre a Conversão dos contratos existentes associados a PIEs em CERs, de que trata a Medida Provisória nº 1.232/2024, Despacho nº 3.025, de 7/10/2024.			
3. No que tange às Regras relativas à Importação de Energia, em 03/02/2025, foi emido o Ofício nº 26/2025-SGM/ANEEL[2], ao ONS e CCEE solicitando informações acerca dos estudos com relação à possibilidade de aplicação de sanção pelas instituições envolvidas aos agentes que apresentarem comportamento de frustração de oferta, em atendimento ao disposto no § 3º do art. 5º da PRT MME nº 60/2022.			
4. Em 22/07/2025, por meio da Carta CT- CCEE23596/2025 [3], a CCEE encaminhou proposta de novas versões de módulos das REGRAS, bem como o "Descritivo de Alterações" para operacionalização a partir de janeiro de 2026.			
5. No âmbito do processo[4] relativo às Regras de Comercialização referente ao 1º Leilão de Reserva de Capacidade, objeto da Terceira Fase da Consulta Pública (CP) nº 061/2021, a CCEE encaminhou, por meio da Carta CT-CCEE23941/2025[5], de 22/07/2025, dentre outras, as versões do módulo " 13 - Penalidades de Energia_2024.X.X-OUT" e "3 - Penalidades de Energia_2025.X.X-JAN", acerca d a proposta de alteração do referido módulo.			
6. Em 14/08/2025, a SGM encaminhou à CCEE o Ofício nº 128/2025-SGM/ANEEL reforçando a necessidade de complementação do escopo de Regras 2026 para contemplar o tema atinente a ajustes na rotina de cálculo dos Valores Anuais de Referência – VR de modo a passar ser realizado pela CCEE.			
7. Em 24/08/2025, por meio do Memorando nº 118/2025-SGM/ANEEL [6], a SGM informou ao Diretor Relator do processo relativo à Terceira Fase da CP nº 061/2021 que a proposta de alteração das REGRAS, encaminhada pela CCEE para o módulo "Penalidade de Energia", que versa sobre penalidade por falta de combustível no que tange às usinas do 1º Leilão de Reserva de Capacidade, deverá ser tratada no âmbito de processo de aprimoramento das Regras de Comercialização, versão 2026.			
8. Em 25/08/2025, por meio da Carta CT - CCEE28156/2025 [7], a CCEE reencaminhou todo o pacote de REGRAS encaminhado via Carta CT- CCEE23596/2025, contemplando as alterações necessárias para cálculo do Valor de Referência – VR solicitadas via Ofício nº 128/2025-SGM/ANEEL.			
9. Em 15/09/2025, na 36ª Sessão Pública Ordinária de Distribuição, o processo foi distribuído à Diretora Agnes Maria de Aragão da Costa.			
10. Em 06/10/2025, via mensagem eletrônica, a CCEE encaminhou em complemento ao do Escopo das REGRAS 2026, uma atualização do Descritivo de Alterações, bem como atualização dos cadernos impactados pelo 1º Leilão de Reserva de Capacidade (LRCAP), em decorrência da aprovação das Regras de Comercialização referentes à Contratação de Reserva de Capacidade, por meio da REN ANEEL nº 1.131/2025.			
III - DA ANÁLISE			
11. Por meio da Carta CT- CCEE23596/2025, a CCEE encaminhou a primeira proposta de alterações a serem promovidas nas REGRAS. Em seguida, pela Carta CT - CCEE28156/2025, a CCEE reencaminhou todos os módulos já enviados para contemplar as alterações necessárias para cálculo do Valor de Referência – VR solicitadas via Ofício nº 128/2025-SGM/ANEEL. No fim do envio, foi possível separar os itens A ao Q encaminhados pela CCEE e a alteração J é aquela promovida pela ANEEL, consolidada pela CCEE no 3º envio, conforme disposto na Tabela I:			
Tabela I: Resumo das alterações propostas pela CCEE para as REGRAS no 1º, 2º e 3º encaminhamentos e aquela proposta pela ANEEL			
Item	Tipo de alteração	Motivação	Módulos impactados das REGRAS
A	Regulatória	37º Leilão de Energia Nova	- Receita de Venda
B	Regulatória	2º Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Energia (LRCE)	- Comprometimento de Usinas - Receita de Venda - Consolidação de Resultados - Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR - Contratação de energia de reserva - Penalidade de Energia de Reserva
C	Regulatória	Transferência de Histórico de Consumo para apuração de EER	- Encargos - Consolidação de Resultados - Contratação Energia de Reserva
D	Regulatória	Participação em Resposta da Demanda no modelo simplificado	- Resposta da Demanda
E	Regulatória	Suspensão de Fornecimento de Transmissoras	- Consolidação de Resultados



CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 031/2025

NOME DA INSTITUIÇÃO: CONCEN Conselho de Consumidores da Energia Mato Grosso do Sul
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

ATO REGULATÓRIO: Nota Técnica Nº 151/2025-SGM/ANEEL de 06 de outubro de 2025.

EMENTA: obter subsídios para o aprimoramento da proposta para as Regras de Comercialização de Energia Elétrica, versão 2026, considerando-se a minuta de Resolução Normativa, disposta no Anexo I, o Descritivo de Alterações, as minutas das novas versões dos módulos enviados pela CCEE, dispostos nos Anexos II a XX, todos da Nota Técnica nº 151/2025-SGM/ ANEEL, de 6 de outubro de 2025.

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 envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.

TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
-------------	-------------------	---------------------------

Item	Tipo de alteração	Motivação	Módulos Impactados das REGRAS
F	Regulatória	Degradação de lastro de usinas com ampliação (Efeitos da exclusão do CAP_T_GF)	- Medição Contábil, - Garantia Física, - Penalidades de Energia, Módulo - Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST, - Receita de Venda de CCEAR, - Contratação de Energia de Reserva, - Regime de Cotas de Garantia Física e Energia Nuclear e - Mecanismo de Venda de Excedentes (MVE)
G	Regulatória	Newave Híbrido	- Preço de Liquidação das Diferenças
H	Regulatória	MCS D – Contratos repactuados	- Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCS D)
I	Regulatória	Cálculo dos Valores de Referência – VR pela CCEE	- Penalidades de Energia
J	Regulatória	Penalidade por falta de combustível no que tange a usinas comprometidas com o Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência (LRCAP)	- Penalidades de Energia
K	Aprimoramento	MCS D – Valor máximo passível de declaração de sobras	- Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCS D)

L	Aprimoramento	MCS D – Ex-post	- Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCS D)
M	Aprimoramento	Desconto para Ampliações de Leilões	- Cálculo do Desconto aplicado à TUSD/TUST
N	Aprimoramento	Adequações nas regras de AGP e Desconto	- Alocação da Geração Própria (AGP) - Penalidades de Energia - Alocação da Geração Própria (AGP) - Alocação da Geração Própria (AGP) - Cálculo do Desconto aplicado à TUSD/TUST
O	Aprimoramento	Demais Ajustes não conceituais	- Medição Contábil - Regime de Cotas de Garantia Física e Energia Nuclear - Cálculo do Desconto aplicado à TUSD/TUST - Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR - Cálculo do Desconto aplicado à TUSD/TUST - Penalidade de Energia de Reserva

Item	Tipo de alteração	Motivação	Módulos Impactados das REGRAS
P	Demandas com comando regulatório específico	Atendimento a Medida Provisória nº 1.232, de 12 de junho de 2024 (Conversão dos CCVEs dos PIES da Amazonas D em CERs)	- Comprometimento de Usinas, - Consolidação de Resultados, - Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR, - Contratação de Energia de Reserva e - Penalidade de Energia de Reserva
Q	Demandas com comando regulatório específico	Adequações para atendimento ao Contrato de Energia de Reserva do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, aprovado pela Portaria nº 844/2024.	- Comprometimento de Usinas, - Consolidação de Resultados, - Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR, - Contratação de Energia de Reserva e - Penalidade de Energia de Reserva

12. Por fim, entende-se oportuno reforçar a recomendação, con2da no processo relativo às Regras versão 2024, para que o ONS e a CCEE realizem estudo sobre "Importação de Energia". Maiores detalhes a respeito desse tema constam na seção III.6 desta Nota Técnica.

13. A seguir serão apresentados resumidamente os temas a serem tratados na versão de 2026, agrupando os temas de acordo com o tipo de alteração: Regulatória (III.1), Aprimoramento (III.2), Demandas com comando regulatório específico (III.3), considerando as alterações enviadas via Carta CCEE28156/2025. O detalhamento das alterações pode ser encontrado no Descritivo de Alterações a ser disponibilizado junto aos documentos da Consulta Pública.

III.1. Alterações Regulatórias


III.1.1 – 37º Leilão de Energia Nova

14. O 37º Leilão de Energia Nova (LEN A-5/2022), realizado em outubro de 2022 com previsão de início de fornecimento para 1º/1/2027, negociou, entre outros Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEARs, empreendimentos termelétricos à biomassa e resíduos sólidos urbanos (RSU) com CVU nulo, por disponibilidade, sendo a alteração regulatória proposta consequência da introdução de uma nova cláusula de ressarcimento (Cláusula 8ª – Do Ressarcimento) inserida em tais contratos.

15. A Cláusula do ressarcimento foi implementada para impedir que o agente obtenha lucro sem gerar energia, ou gerando em volumes inferiores ao contratado, situação que ocorria em razão da manutenção do pagamento integral da Receita de Venda mesmo quando a obrigação de entrega mensal não fosse cumprida. Diante do não cumprimento da referida obrigação, a usina ficava exposta ao PLD e, nas situações em que a Receita de Venda situava-se em patamar superior àquela valorada ao PLD, havia resultado positivo em favor do gerador, circunstância que reduzia o incentivo à geração.

16. Com a nova cláusula de ressarcimento elaborada para o 37º LEN, se a usina de biomassa ou RSU com CVU nulo não atender à obrigação de entrega mensal, deverá pagar um ressarcimento correspondente ao montante não gerado, o qual será valorado pela diferença positiva acrescida de 15%, entre a Receita Fixa Unitária da usina e o PLD médio mensal. Este ressarcimento é lançado como débito no ciclo de faturamento subsequente.

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 031/2025		
	NOME DA INSTITUIÇÃO: CONCEN Conselho de Consumidores da Energia Mato Grosso do Sul	
	AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL	
	ATO REGULATÓRIO: Nota Técnica Nº 151/2025-SGM/ANEEL de 06 de outubro de 2025.	
	EMENTA: obter subsídios para o aprimoramento da proposta para as Regras de Comercialização de Energia Elétrica, versão 2026, considerando-se a minuta de Resolução Normativa, disposta no Anexo I, o Descritivo de Alterações, as minutas das novas versões dos módulos enviados pela CCEE, dispostos nos Anexos II a XX, todos da Nota Técnica nº 151/2025-SGM/ANEEL, de 6 de outubro de 2025.	
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 envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.		
TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
<p>17. As regras de comercialização foram ajustadas no Módulo 17 – Receita de Venda de CCEAR. Especificamente, a seção “2.1. Determinação dos Ressarcimentos Devidos aos CCEARs por Disponibilidade...” teve a inclusão do cálculo do ressarcimento (RESS_BIO_M) e a LC 155 na seção “3.2. Apuração da Parcela Variável e Receita de Venda” foi modificada para abater o RESS_BIO_M do Valor Preliminar da Terceira ou Última Parcela da Receita de Venda (P3_P).</p> <p>III.1.2 – Leilões de Reserva de Capacidade</p> <p>18. Em 06/10/2025, a CCEE encaminhou em complemento ao do Escopo das REGRAS 2026, uma atualização do Descritivo de Alterações, bem como atualização dos cadernos impactados pelo 1º Leilão de Reserva de Capacidade (LRCAP), em decorrência da aprovação das Regras de Comercialização referentes à Contratação de Reserva de Capacidade, por meio da REN ANEEL nº 1.131/2025.</p> <p>19. Segundo o Descritivo atualizado, foi necessária a adequação dos módulos (i) Consolidação de Resultados; (ii) Penalidades de Energia; (iii) Reajuste dos Parâmetros de CCEAR; e (iv) Contratação de Reserva de Capacidade.</p> <p>20. Com relação à adequação no módulo “10 - Consolidação de Resultados”, a CCEE propõe um ajuste no texto da Linha de Comando (LC) 76.1., constante no Anexo II “Ajustes decorrentes do custo de usinas despachadas por ordem de mérito que se enquadram na situação PLD<INC”, a fim de deixar explícito que o 1º LRCAP e o 2º LRCE se enquadram em condições distintas. O referido Descritivo esclarece que na Linha de Comando 76.1 enquadram-se apenas usinas merchant e as vencedoras do 1º Leilão de Reserva de Capacidade (LRCAP) e que o 2º LRCE está contemplado na Linha de Comando 76.3, conforme detalhado na Seção 1.2 do Descritivo.</p> <p>21. Neste ponto, cabe destacar que, em vez de “usinas merchant”, na regulação consta “centrais geradoras termelétricas que não possuem mecanismo de reajuste do custo variável fixado em contratos regulados”. Dessa forma, aguarda-se que a CCEE, para o fechamento da Consulta Pública, encaminhe as minutas dos módulos com esse ajuste em consonância com a regulação vigente.</p> <p>22. A adequação no módulo “13 - Penalidades de Energia” será analisada no item III.1.2.2 desta Nota Técnica.</p> <p>23. Com relação ao módulo “16 – Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR”, a CCEE informou que não houve alteração conceitual, apenas uma reorganização e que o caderno passou a estar estruturado da seguinte forma: seções 2.1, 2.2 e 2.3, atualização do CVU para usinas comprometidas com CCEAR; e, seção 3.8 – Anexo VIII, atualização do CVU para usinas comprometidas com CER e CRCAP.</p> <p>24. Por fim, com relação ao módulo “27 - Contratação de Reserva de Capacidade” consta no Descritivo que o módulo encaminhado mantém os conceitos das versões anteriormente aprovadas por meio da REN ANEEL nº 1.131, de 2025.</p> <p>III.1.2.1 - 2º Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Energia (LRCE)</p> <p>25. Esta alteração se refere à incorporação do 2º Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Energia (LRCE), realizado em setembro de 2022, com suprimento previsto para dezembro de 2026. O leilão focou no produto na modalidade de energia, comprometendo novos empreendimentos termelétricos a gás natural, com geração inflexível anual de 70% da potência instalada.</p> <p>26. A motivação para esta alteração de REGRA é a necessidade de integrar as regras e procedimentos específicos desse novo leilão de reserva de capacidade nas Regras de Comercialização da CCEE, garantindo a remuneração pela disponibilidade e o cumprimento dos compromissos contratuais.</p> <p>27. Nesse leilão, os vendedores serão remunerados por sua disponibilidade através de uma receita fixa (composta por combustível e demais custos, atualizados por IPCA) e uma receita variável (para geração acima da inflexibilidade, valorada pelo CVU). A energia gerada até o limite contratado será liquidada no Mercado de Curto Prazo - MCP e destinada à Conta de Energia de Reserva - CONER, enquanto o excedente será do vendedor. Foram estabelecidos oito tipos de penalidades mensais ou anuais, cobrindo desde o não atendimento a despachos até o atraso na operação comercial e desvios de parâmetros operacionais.</p> <p>28. Os módulos ajustados incluem Módulo 07 – Comprometimento de Usinas, Módulo 10 – Consolidação de Resultados, Módulo 16 – Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR, Módulo 18 – Contratação de Energia de Reserva e Módulo 22 – Penalidade de Energia de Reserva. Houve a criação de novas subseções e linhas de comando para detalhar o cálculo da Disponibilidade Máxima Contratual de Referência (DISP_MAX_REF), o Banco de Indisponibilidade Forçada, e o cálculo de todas as penalidades e ressarcimentos.</p> <p>III.1.2.2 - Regras relativas à penalidade por falta de combustível no que tange a usinas comprometidas com o Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência (LRCAP)</p> <p>29. No âmbito da Terceira Fase da Consulta Pública nº 061/2021, instaurada com o objetivo de colher subsídios e informações adicionais para o aprimoramento das Regras de Comercialização propostas em virtude da aprovação do Processo nº 48500.904373/2021-88, com aplicação imediata pela CCEE, em caráter provisório, conforme deliberação da Diretoria da ANEEL ocorrida na 35ª Reunião Pública Ordinária de 2024, realizada em 24/09/2024, a CCEE informou que identificou a necessidade de ajustar o módulo de Penalidades de Energia para tratar de penalidade por falta de combustível no que tange às usinas do 1º LRCAP.</p> <p>30. Conforme exposto no item III.4.1 da Nota Técnica nº 111/2025-SGM/ANEEL [8], de 11/07/2025, essa alteração não foi proposta inicialmente pela CCEE e, portanto, a minuta do módulo de Penalidades de Energia não foi disponibilizada no âmbito da 3ª fase da CP 61/2021. Em vista disso, a referida Nota Técnica recomendou que junto com o fechamento da 3ª fase da CP 61/2021, a Diretoria instaurasse uma 4ª fase da CP 61/2021 com vistas a colher subsídios e informações adicionais para o aprimoramento do módulo de Penalidades de Energia das Regras de Comercialização em atendimento à REN ANEEL nº 1.103/2024.</p> <p>31. Em 22/07/2025, a CCEE encaminhou, dentre outras, as versões 2024.XX-OUT e 2025.XX-JAN do módulo “13 – Penalidades de Energia”.</p> <p>32. Em análise, observou-se que a proposta de alteração encaminhada pela CCEE para o módulo “Penalidade de Energia”, que versa sobre penalidade por falta de combustível no que tange às usinas do 1º Leilão de Reserva de Capacidade, deverá ser tratada no âmbito do processo de aprimoramento das Regras de Comercialização, versão 2026, uma vez que o fundamento para tal alteração é proveniente da Resolução Normativa ANEEL nº 1.029, 2022, e não da Resolução Normativa ANEEL nº 1.103, de 2024, como havia se presumido inicialmente.</p> <p>33. O comando regulatório relativo à penalidade por falta de combustível consta no art. 8º da Resolução Normativa ANEEL nº 1.029, de 2022, a seguir reproduzido:</p> <p>Art. 8º Para as usinas termelétricas movidas a combustível fóssil e com despacho centralizado, as regras e procedimentos de comercialização deverão prever a imposição de multa pela indisponibilidade de geração de energia elétrica decorrente da falta de combustível.</p> <p>§ 1º A multa referida no caput será calculada mensalmente, de acordo com a seguinte fórmula:</p> <p>I - para as usinas termelétricas movidas a combustíveis líquidos:</p> $VSm = 0 \text{ se } 0 < \text{indm} < 10\%$ $= 10\% \times \text{CVU} \times \text{ENSm} \text{ se } \text{indm} \geq 10\%$ <p>II - para as demais:</p> $VSm = 0 \text{ se } 0 < \text{indm} < 10\%$		

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 031/2025		
	NOME DA INSTITUIÇÃO: CONCEN Conselho de Consumidores da Energia Mato Grosso do Sul	
	AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL	
ATO REGULATÓRIO: Nota Técnica Nº 151/2025-SGM/ANEEL de 06 de outubro de 2025.		
<p>EMENTA: obter subsídios para o aprimoramento da proposta para as Regras de Comercialização de Energia Elétrica, versão 2026, considerando-se a minuta de Resolução Normativa, disposta no Anexo I, o Descritivo de Alterações, as minutas das novas versões dos módulos enviados pela CCEE, dispostos nos Anexos II a XX, todos da Nota Técnica nº 151/2025-SGM/ANEEL, de 6 de outubro de 2025.</p>		
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS		
<p>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 envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.</p>		
TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
<p>= $(0,75 \times \text{indm} - 0,075) \times \text{CVU} \times \text{ENS}m$ se $10\% \leq \text{indm} < 50\%$ = $30\% \times \text{CVU} \times \text{ENS}m$ se $\text{indm} \geq 50\%$</p> <p>Onde:</p> <p>VSm = Valor da Sanção, no mês m, expressa em R\$.</p> <p>indm = Soma das indisponibilidades totais ou parciais da usina termelétrica, em decorrência da falta no suprimento de combustível, conforme apuração do ONS, no mês m, expressa em %.</p> <p>CVU = Custo Variável Unitário da usina termelétrica, no mês m, expresso em R\$/MWh, constante no CCEAR – Contrato de Compra de Energia em Ambiente Regulado ou, inexistindo CCEAR, conforme valor aprovado pela ANEEL. [grifo adicionado]</p> <p>ENS_m = Energia Não Suprida, em decorrência da falta no suprimento de combustível, conforme apuração do ONS, no mês m, expressa em MWh.</p>		
<p>34. A descrição da fórmula constante do §1º do art. 8º apenas menciona o CVU da UTE constante no CCEAR. Isso porque à época da edição do referido comando, que remonta à edição da Resolução Normativa nº 827, de 21 de agosto de 2018, não havia Leilão para Contratação de Potência Elétrica e de Energia Associada, tendo em vista que os arts. 3º e 3º-A da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, foram alterados pela Lei nº 14.120, de 1º de março de 2021, e regulamentados pelo Decreto nº 10.707, de 28 de maio de 2021, além de que o 1º LRCAp ocorreu em 21/12/2021.</p> <p>35. À época da edição da norma originária em 2018, o intuito foi de abranger todos os ativos termelétricos, sendo a penalidade um incentivo econômico para o atendimento aos despachos do Operador, estando presente o intuito de abarcar todos os arranjos comerciais de térmicas contratadas no ambiente regulado.</p> <p>36. Assim, faz-se necessário ajustar o referido artigo de forma a adequá-lo para incorporar essa nova forma de contratação de UTEs, conforme a seguinte proposta de redação:</p> <p>Art. 8º</p> <p>CVU = Custo Variável Unitário da usina termelétrica, no mês m, expresso em R\$/MWh, comprometida com contratos regulados ou, inexistindo contratos regulados, conforme valor aprovado pela ANEEL.</p> <p>37. A redação proposta visa adequar o comando regulatório às modalidades de contratação do ambiente regulado, existentes e novas, tais como, CCEAR, CER e CRCAP.</p> <p>38. Nesse contexto, a CCEE apresentou proposta de alteração da Linha de Comando (LC) 29.1.4. do módulo 13 – Penalidade de Energia, sugerindo a inclusão de regra para abarcar usinas comprometidas com Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência (LRCAp).</p> <p>39. Além disso, observou-se que a proposta de alteração da LC 29.1.4. também altera a redação aplicável às demais usinas.</p> <p>40. Cabe destacar que a CCEE apresentou justificativa no novo Descritivo de Alterações encaminhado em 06/10/2025, onde pode atualizar o Escopo de REGRAS 2026 com os módulos impactados pelo 1º Leilão de Reserva de Capacidade (LRCAp), em decorrência da aprovação das Regras de Comercialização referentes à Contratação de Reserva de Capacidade, por meio da REN ANEEL nº 1.131/2025.</p> <p>41. Contudo, a CCEE não apresentou justificativa no Descritivo de Alterações sobre a proposta de alteração da LC 29.1.4. com relação à redação aplicável às demais usinas, porém, aguarda-se que a CCEE, ao longo da Consulta Pública, encaminhe informações adicionais.</p> <p>III.3 – Transferência de Histórico de Consumo para apuração de Encargo de Energia de Reserva em Varejistas</p> <p>42. Esta alteração visa efetivar a transferência de histórico de consumo para fins de apuração do Encargo de Energia de Reserva (EER) [9], com a mudança da representação de um agente Varejista para outro. Isso significa que as cargas que mudam de representação comercial ou migram para o Ambiente de Contratação Livre (ACL) levarão consigo seu histórico de consumo, impactando diretamente o rateio do EER.</p> <p>43. A motivação surgiu de contribuições na Consulta Pública ANEEL nº 28/2023, que apontaram que a vedação de transferência de histórico de consumo gerava efeitos desproporcionais aos varejistas e distribuidores quando consumidores saíam de seu portfólio. Consumidores cativos ficariam arcando com uma parcela maior do EER até que o histórico das cargas migradas saísse da janela de apuração.</p> <p>44. Essa transferência de histórico de comercialização para fins de apuração do EER foi objeto da alteração da REN nº 1.011/2022, como resultado da CP em questão:</p> <p>Art. 16. Nas situações de solicitação de desligamento da CCEE para ingresso no ambiente da comercialização varejista na condição de representado e de mudança de agente representante, a modelagem do ativo de geração ou consumo não envolverá transferência do histórico de comercialização vinculado ao representado, com exceção para fins de apuração do Encargo de Energia de Reserva, mas pode, nos termos de Procedimento de Comercialização - PdC, implicar a manutenção do histórico técnico do ativo de medição. (Redação dada pela REN ANEEL 1.110, de 10.12.2024)</p> <p>45. Conceitualmente, a mudança permite que o histórico de consumo acompanhe a carga. Para cargas modeladas por parcela, o consumo mensal para o EER (RC_EER) será determinado por carga e somado por perfil de agente. Para migrações do ACR para o ACL, a Declaração de Histórico de Consumo (DHC) será utilizada para identificar o consumo da unidade no mercado cativo, sendo convertida para MWmédio (DHC_MED) e composta no histórico. Para cargas no modelo simplificado varejista, os dados agregados serão fornecidos via API.</p> <p>46. Os módulos alterados foram 09 – Encargos, 10 – Consolidação de Resultados e 18 – Contratação de Energia de Reserva. No Módulo 09, foi criado o acrônimo TRC_EER para o consumo específico do EER. No Módulo 10, o cálculo do fator de participação (F_EER) foi transferido para o Módulo 18. No Módulo 18, foi criado o Anexo VIII para detalhar o cálculo do consumo histórico (H_RC_EER) e o Consumo de Referência Final para apuração do EER (TRC_EER), incorporando a DHC.</p> <p>III.1.4 – Participação em Resposta da Demanda no modelo simplificado</p> <p>47. Esta alteração nas REGRAS visa viabilizar a participação de consumidores varejistas no mecanismo de Resposta da Demanda (RD) no modelo simplificado de representação. Anteriormente, a ausência de representação individual de unidades consumidoras nos sistemas da CCEE tornava inviável a participação dessas cargas no mecanismo de RD.</p> <p>48. O que motivou a mudança foi um direcionamento da ANEEL, por meio da Nota Técnica nº 267/2024-SGM-STD/ANEEL, que reconheceu a necessidade de permitir a participação imediata de varejistas no modelo simplificado no programa de RD, mesmo com a inexistência de dados individuais de consumo. ACCEE foi incumbida de ajustar as Regras de Comercialização para a operacionalização em 2026.</p> <p>49. A participação desses consumidores no programa de Resposta da Demanda já tinha previsão regulatória mediante o art. 22 da REN nº 1.110, de 10/12/2024:</p> <p>Art. 22. A CCEE poderá adotar o Mecanismo Auxiliar de Cálculo – MAC para permitir a participação de consumidores representados por comercializadores varejistas em programa de Resposta da Demanda, de que trata a Resolução Normativa nº 1.030, de 26 de julho de 2022.</p>		


CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 031/2025		
	NOME DA INSTITUIÇÃO: CONCEN Conselho de Consumidores da Energisa Mato Grosso do Sul	
	AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL	
ATO REGULATÓRIO: Nota Técnica Nº 151/2025-SGM/ANEEL de 06 de outubro de 2025.		
EMENTA: obter subsídios para o aprimoramento da proposta para as Regras de Comercialização de Energia Elétrica, versão 2026, considerando-se a minuta de Resolução Normativa, disposta no Anexo I, o Descritivo de Alterações, as minutas das novas versões dos módulos enviados pela CCEE, dispostos nos Anexos II a XX, todos da Nota Técnica nº 151/2025-SGM/ ANEEL, de 6 de outubro de 2025.		
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 envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.		
TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
50. Pela proposta, os varejistas poderão indicar as unidades consumidoras que farão parte do mecanismo de RD via API, e uma carga virtual agregada será criada para representar essa nova agregação. A primeira publicação da Linha Base (LB) ocorrerá no mês seguinte à indicação das UCs. O varejista será o agregador obrigatório das cargas por ele representadas. A CCEE, para formação da linha base, buscará os dados de medição dos consumidores indicados pelo agregador/varejista, somará esse consumo e, por fim, calculará uma LB a ser aplicada para o varejista considerando aquelas cargas indicadas[10].		
51. Para esse tópico, ajustes foram feitos no Módulo 25 – Resposta da Demanda. Para incluir linhas de comando textuais e algébricas (LC 1, 3, 3.1, 3.2, 3.3, 3.4, 3.5, 4, 4.1, 5, 7, 8, 8.1) para diferenciar os cálculos de Linha Base para o modelo simplificado, criar a carga virtual e adaptar os cálculos de redução e ultrapassagem.		
III.1.5 – Suspensão de Fornecimento por Transmissoras		
52. Esta alteração ajusta o tratamento contábil para o valor financeiro cobrado de transmissoras que possuam cargas conectadas em sua instalação em situação de atraso de suspensão de fornecimento. A mudança visa garantir que esses valores retornem ao mercado de curto prazo (MCP) após o recebimento pela CCEE.		
53. A motivação para a mudança surgiu da identificação de que, na regra vigente, quando um consumidor conectado diretamente na Rede Básica e inadimplente na CCEE 2nha seu fornecimento em atraso de suspensão, o efeito financeiro era assumido por todo o mercado. A CCEE cobrava bilateralmente da transmissora, mas o valor de retorno ao MCP não estava explícito em um acrônimo específico, dificultando a operacionalização.		
54. Para isso, a alteração proposta prevê a criação de um acrônimo específico para o valor financeiro a ser cobrado pela CCEE da transmissora (o menor valor entre o financeiro associado ao atraso e a inadimplência do consumidor). Conforme proposta apresentada, este valor, uma vez recebido pela CCEE, será incluído na parcela de sobra financeira final para alívio de despesas futuras de Encargos de Serviços do Sistema - ESS.		
55. Cabe destacar, contudo, que esse valor financeiro deve ser distribuído para todos os agentes, pois afetou o seu resultado em razão do efeito sentido nas perdas da Rede Básica. Dessa forma, é importante ouvir o mercado nesta Consulta Pública para obter a melhor forma de rateio desse valor financeiro.		
O Módulo 10 – Consolidação de Resultados foi adequado para atender a esta disposição. Foi criado um acrônimo para o cálculo do valor financeiro a ser cobrado da transmissora (LC 66.2.1) e incluída uma parcela referente ao valor recebido pela CCEE na parcela de sobra financeira final (LC 71).		
III.1.6 – Degradação de lastro de usinas com ampliação (Efeitos da exclusão do CAP_T_GF)		
56. As REGRAS versão 2016.2.0, aprovadas pela Resolução Normativa nº 719, de 17 de maio de 2016, consideraram entre outras mudanças, alterações referentes à forma de cálculo do Fator de Operação Comercial (F_COMERCIAL), criando o acrônimo Capacidade Instalada Total associada à GF da usina (CAP_T_GF).		
57. A principal finalidade deste acrônimo foi corrigir situações em que há alteração na Capacidade Instalada Total da Usina (CAP_T) sem que haja a correspondente alteração na Garantia Física da Usina (GF) e sua justificativa apresentada na Nota Técnica nº 262/2015- SRM-SRG/ANEEL:		
“11. O problema identificado pela CCEE ocorre nas situações em que há alteração na Capacidade Instalada Total da usina (CAP_T) sem que haja correspondente alteração na Garantia Física da usina (GF). Nesta situação, supondo que a usina mantenha o mesmo número de unidades em operação comercial, mantém-se o valor do numerador das equações nas linhas de comando 42.2, 43 e 44 e aumenta-se o valor do denominador, reduzindo o valor de F_COMERCIAL. Como não houve alteração na GF, a aplicação desse novo valor incorre em uma maior redução na GF da usina no processo de contabilização, gerando impactos ao agente, como redução do direito de energia alocada no MRE e possível aplicação de penalidade por insuficiência de lastro para venda.		
(...)		
14. A proposta encaminhada por meio da Carta CT-CCEE 730/2015 consiste em substituir o acrônimo CAP_T por novo acrônimo CAP_T_GF, que corresponde à Capacidade Instalada Total associada a GF da usina. Considerando que a GF da usina é determinada levando-se em consideração um determinado valor de capacidade instalada, caso ocorra alteração na capacidade total da usina sem a correspondente atualização da GF, ao utilizar o acrônimo CAP_T_GF elimina-se possíveis distorções causadas na GF apurada do agente, pois esse acrônimo irá sinalizar qual o valor de capacidade que foi considerado no cálculo da GF vigente. Ressalta-se que o acrônimo CAP_T é mantido na proposta e continuará a ser utilizado nas REGRAS, em cálculos nos quais há necessidade de se considerar a potência total atual da usina, independente se houve ou não revisão de GF.”		
58. Apesar da implementação dessa solução, a CCEE apontou, em seu Descritivo Conceitual encaminhado para a aprovação das REGRAS 2024, que diversos casos tiveram necessidade de adequação do uso do acrônimo CAP_T_GF pela ANEEL, para casos de ampliação de capacidade da usina, como de degradação da mesma por alteração de características técnicas. Como exemplos, citam-se o Ofício Nº 27/2019/MME e o Despacho nº 207/2022, que autoriza a CCEE a ajustar o acrônimo CAP_T_GF para usinas solares e eólicas vendedoras dos Leilões de Energia de Reserva – LER nº 003/2009, nº 005/2010, nº 003/2011, nº 005/2013, nº 008/2014, nº 008/2015 e nº 009/2015 e que tiveram alteração na capacidade total outorgada posteriormente ao certame, para que esse acrônimo assumia o valor da capacidade total outorgada da usina desde janeiro de 2021 até que ocorra a revisão da garantia Física, para efeitos de cálculo de penalidade de reserva.		
59. Assim, a partir de janeiro de 2024, pela aprovação da versão 2024 das REGRAS, foi removido o parâmetro cadastral CAP_T_GF, considerando que os editais de Leilões de Energia de Reserva condicionam a eventual alteração de características técnicas dos empreendimentos vencedores à manutenção da garantia comercializada no certame, conforme destacado na Nota Técnica nº 8/2022 – SRM/ANEEL e que a revisão da garantia Física das usinas apresenta prazos e metodologia próprios, de responsabilidade do MME.		
60. A utilização imediata da CAP_T (incluindo a ampliação ainda não implementada) para o cálculo do Fator de Operação Comercial (F_COMERCIAL) resultou em uma degradação indevida da Garantia Física de usinas com ampliação, pois a GF era apurada com base na capacidade sem ampliação. Isso levou a questionamentos de agentes e despachos da ANEEL (nº 600/2025, 601/2025 e 925/2025).		
61. Com base no que determinou tais despachos, a CCEE encaminha proposta de alteração algébrica para tratamento da degradação da garantia física de usinas que tenham sua ampliação aprovada.		
62. Como solução, foi implementado o acrônimo CAP_ANT_AMP, que representa a Capacidade Instalada Antes da Ampliação e é calculado por meio da nova Capacidade Instalada Total da usina (CAP_T) subtraído o valor da Capacidade Instalada Associada à Ampliação (CAP_AMP).		
63. Um novo acrônimo foi criado como sendo a Capacidade Instalada Total Ajustada (CAP_A) que, para a maioria dos casos assume o mesmo valor da Capacidade Instalada Total (CAP_T), exceto nas seguintes situações, onde assume o valor do CAP_ANT_AMP, simulando o valor antes da ampliação:		
- Enquanto não houver recálculo de Garantia Física com base na nova capacidade referente à ampliação, ou		
- Entrada em operação em teste ou operação comercial de qualquer das unidades geradora da usina, o que ocorrer primeiro.		

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 031/2025		
NOME DA INSTITUIÇÃO: CONCEN Conselho de Consumidores da Energia Mato Grosso do Sul		
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL		
ATO REGULATÓRIO: Nota Técnica Nº 151/2025-SGM/ANEEL de 06 de outubro de 2025.		
EMENTA: obter subsídios para o aprimoramento da proposta para as Regras de Comercialização de Energia Elétrica, versão 2026, considerando-se a minuta de Resolução Normativa, disposta no Anexo I, o Descritivo de Alterações, as minutas das novas versões dos módulos enviados pela CCEE, dispostos nos Anexos II a XX, todos da Nota Técnica nº 151/2025-SGM/ANEEL, de 6 de outubro de 2025.		
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 envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.		
TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
64. Dessa forma, substituindo o acrônimo CAP_T pelo CAP_A nos diversos cálculos das Regras de Comercialização, tem-se o mesmo efeito do não cadastro do CAP_T associado à ampliação até a entrada em teste/comercial, como sugere para tratamento a Resolução Autoriza2va 16.264/25 e Despachos 600/25, 601/25 e 925/25 para determinadas usinas com ampliação.		
65. Ressalta a CCEE que é imprescindível que a nova Capacidade Instalada Total referente à ampliação seja utilizada (condicional de cálculo do acrônimo CAP_A) quando da entrada em operação de teste para a correta alocação da geração de teste dessas usinas. Entretanto, nesse período o fator de operação comercial (F_COMERCIAL) passa a ser diferente de 1 até a entrada em operação comercial de todas as unidades geradoras, estando a usina sujeita à depreciação da garantia Física, mesmo que esta não tenha sido atualizada. Portanto, cabe ao Ministério de Minas e Energia - MME recalcular da Garantia Física com base na alteração de capacidade instalada[11], a fim de evitar depreciação desproporcional da Garantia Física durante a motorização.		
66. Outro ponto abordado pela CCEE, diz respeito ao prazo de 54 meses para entrada em operação comercial conferido pela REN nº 1.071[12], de 2023, quando do cadastro da capacidade total da usina pela CCEE. A Nota Técnica nº 260/2024-SGM/ANEEL, de 28/11/2024, que subsidiou o Despacho nº 611, de 11/03/2025 destacou que esse prazo deveria ser observado pela CCEE.		
67. Informa a Câmara que essa condicionante não foi incluída nas Regras de Comercialização por entenderem não ser aplicável a todas as usinas de maneira uniforme, simples, direta e isonômica, tendo em vista que tal álgebra se aplicaria a todas as usinas com ampliação aprovada pela Aneel. De forma adversa, repisando as disposições da Nota Técnica nº 260/2024-SGM/ANEEL, a SGM entende que a CCEE pode fazer esse acompanhamento, evitando repercussões indevidas.		
68. Por fim, recomenda a CCEE que a alteração aqui proposta seja aplicada de forma desde janeiro de 2024, a partir da aprovação da exclusão do acrônimo CAP_T_GF		
69. Diversos módulos foram adequados, dentre eles: Módulo 02 – Medição Contábil, Módulo 03 – Garantia Física, Módulo 13 – Penalidades de Energia, Módulo 15 – Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST,		
III.1.7 – Newave Híbrido		
70. Conforme detalhado no Descritivo da CCEE, o modelo Newave é o responsável por definir a estratégia operativa ótima de médio prazo (horizonte de 5 anos à frente, subdividido em estágios mensais). Cabe também ao Newave o cálculo do valor econômico da água (preço-sombra) estocada nos reservatórios das usinas hidrelétricas, variável-chave para a consecução do Custo Marginal de Operação (CMO) e, conseqüentemente, do PLD.		
71. Quanto ao parque hidrotérmico, até o Programa Mensal da Operação Energética (PMO) de janeiro de 2025, as usinas termelétricas vinham sendo representadas no Newave de forma individualizada e o parque hidroelétrico, de maneira agregada, por meio dos chamados Reservatórios Equivalentes de Energia (REEs).		
72. Em julho de 2024, alguns aprimoramentos metodológicos foram aprovados pela Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP) para utilização no âmbito dos processos de planejamento e programação da operação e de formação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).		
73. Dentre os aprimoramentos, foi aprovada a representação individualizada das usinas hidrelétricas no NEWAVE para os 12 primeiros meses, mantendo-se a representação por meio dos REEs para os demais anos do horizonte, o que se denominou de "Newave Híbrido".		
74. Mediante o Despacho ANEEL nº 3.475/2024, resultado da Tomada de Subsídios nº 019/2024, a CCEE e o ONS foram autorizados pela ANEEL a utilizar, a partir do PMO de janeiro de 2025, a versão 30 do modelo computacional Newave, que contempla o Newave Híbrido.		
75. Sendo assim, propõe a CCEE que o Módulo – Preço de Liquidação das Diferenças seja alterado para a realização de ajustes textuais na subseção "Conceitos Básicos", sem alteração nas linhas de comando.		
III.1.8 – MCSD – Contratos repactuados no MCSD		
76. A Lei nº 13.203/2015 permitiu a repactuação do risco hidrológico para geradores hidrelétricos do MRE, com anuência da ANEEL, mediante contrapartida dos geradores. A REN ANEEL nº 684/2015 (unificada na REN nº 1.009/2022) permitiu a extensão da outorga com opção de recontração da energia vendida no ACR, nas mesmas condições do contrato preexistente, exceto pelo montante.		
77. Destacamos que os Termos Aditivos de contratos repactuados, com período de suprimento curto e provenientes de Leilões de Energia Existente, preveem redução via MCSD Mensal e 4% (Art. 29 do Decreto nº 5.163/2004).		
78. Para fins de apuração do MCSD, as Regras atuais usam o número total de horas para converter MWmédio para MWh (e vice-versa), mesmo se o contrato não tiver vigência integral, levando a montantes de redução/cessão incorretos para contratos repactuados.		
79. Para os contratos provenientes da repactuação, devem ser mantidas as condições do contrato preexistente, com exceção do montante vendido e o período de suprimento. Assim, o montante da repactuação é considerado como o novo montante original para fins de aplicação da eventual redução.		
80. Ressalta-se que este tema foi analisado pela ANEEL e os tratamentos mencionados já vem sendo adotados nos cálculos e processamentos desde 2023, conforme determinação do Despacho ANEEL nº 4.758/2023. Dessa forma, as Regras de Comercialização estão sendo adequadas com o objetivo de trazer clareza ao tratamento a ser aplicado na referida situação.		
81. Por fim, é importante destacar que, conforme Resolução Normativa ANEEL nº 726/2016, a migração de consumidores é tratada de forma distinta para ser considerada como carga elegível à declaração de sobras de cada produto, de acordo com o ano de realização dos leilões:		
(i) Para leilões realizados até junho de 2016: apenas a migração de consumidores livres era considerada como carga elegível;		
(ii) Leilões realizados a partir de julho de 2016: tanto a migração de consumidores livres quanto especiais passou a ser considerada como carga elegível.		
82. Os CCEARs que passaram por repactuação são provenientes de Leilões de Energia Existente realizados anteriormente a 2016. Portanto, apenas a migração de consumidores livres seria válida para fins de declaração de sobra nesses contratos. No entanto, com a abertura do mercado livre para consumidores de alta tensão (estabelecida pela Portaria MME nº 50/2022, em conformidade com o Art. 15, §3º da Lei nº 9.074/1995) o requisito de demanda mínima para migração ao ACL deixou de existir.		
83. Desta forma, todos os consumidores que migram ao ACL, como livres ou como especiais, já se enquadram como "potencialmente livres" em momento anterior às suas migrações, conforme estabelecido no inciso I do art. 29 do Decreto nº 5.163/2004. Dessa forma, a CCEE propõe que as sobras decorrentes da migração de consumidores (livres ou especiais) sejam rateadas proporcionalmente entre os produtos de todos os leilões, inclusive aqueles com contratos repactuados, no limite dos montantes disponíveis.		
84. As Regras de Comercialização foram ajustadas no Módulo 19 – Mecanismo de Compensação de Sobras e Débitos (MCSD). O cálculo do Fator de Rateio Contratual Mensal (FRCM) e do Fator de Rateio Contratual Anual (FRCA) foram alterados para considerar os montantes em MWmédio e a diferença de período de suprimento.		
III.1.9 – Cálculo do Valor Anual de Referência (VR)		

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 031/2025		
	NOME DA INSTITUIÇÃO: CONCEN Conselho de Consumidores da Energia Mato Grosso do Sul	
	AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL	
ATO REGULATÓRIO: Nota Técnica Nº 151/2025-SGM/ANEEL de 06 de outubro de 2025.		
EMENTA: obter subsídios para o aprimoramento da proposta para as Regras de Comercialização de Energia Elétrica, versão 2026, considerando-se a minuta de Resolução Normativa, disposta no Anexo I, o Descritivo de Alterações, as minutas das novas versões dos módulos enviados pela CCEE, dispostos nos Anexos II a XX, todos da Nota Técnica Nº 151/2025-SGM/ANEEL, de 6 de outubro de 2025.		
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 envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.		
TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
<p>85. Esta alteração envolve a implementação, pela CCEE, do cálculo do Valor Anual de Referência (VR), que passará a ser a responsável para publicar o cálculo para vigorar a partir do ano de 2027[13], nos termos do Voto[14] do Diretor-Relator da abertura da Consulta Pública 025/2024 da versão das REGRAS 2025, conforme reproduzido abaixo.</p> <p>“21. A SGM propõe adicionalmente que a própria CCEE passe a calcular o VR para cada ano, considerando que os parâmetros de cálculo estão estabelecidos no Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, e na Resolução Homologatória nº 477, de 7 de agosto de 2007 e que a Câmara é a fonte das informações do componente principal do cálculo. Concordo com a proposta da SGM, que tornará o processo de divulgação do VR mais ágil.”</p>		
<p>86. A motivação para a mudança decorre da Resolução Normativa ANEEL nº 1.090/2024, que alterou o art. 7º da Resolução Normativa ANEEL nº 957/2021, determinando que a penalidade por insuficiência de lastro passaria a utilizar unicamente o VR. Adicionalmente, a SGM, por meio da Nota Técnica nº 182/2024-SGM/ANEEL, propôs que a CCEE passasse a calcular o VR, destacando que os parâmetros de cálculo já estão exaustivamente estabelecidos pelo Decreto nº 5.163/2004 e pela Resolução Homologatória nº 477/2007, proposição acatada pela Diretoria da ANEEL, nos termos do parágrafo do Voto acima reproduzido.</p>		
<p>87. Resta informar que toda a álgebra do cálculo do Valor Anual de Referência (VR) foi inserida no “Anexo I – Cálculo dos Preços Utilizados nas Penalidades de Energia”, “Detalhamento do Cálculo do Valor Anual de Referência (VR).”</p>		
III.2.10 – Aprimoramentos		
III.2.1 – MCSD – Valor máximo passível de declaração de sobras MCSD		
<p>88. Esta alteração aprimora o cálculo do valor máximo passível de declaração de sobras no Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficit (MCSD) Mensal e 4%, algebrizando conceitos anteriormente textuais do módulo de Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficit (MCSD) que, muitas vezes gera questionamentos por partes dos agentes sobre qual metodologia de cálculo está sendo aplicada pela CCEE para determinar estes valores.</p>		
<p>89. Com o aprimoramento proposto, foi possível algebrizar os conceitos já existentes no módulo do MCSD, de modo que a declaração de sobras e débitos passará a ser realizada por agente de distribuição, sendo posteriormente rateada por perfil de agente, para tratamento de solicitações de alguns agentes que fizeram fusão com outras distribuidoras. Não haverá priorização entre os perfis de agente no rateio de sobras, e as declarações de sobras por outros desvios de mercado terão prioridade sobre as de migração de consumidores.</p>		
<p>90. Além disso, não haverá distinção entre consumidores livres e especiais para declaração de sobras por migração, e será possível a formação de saldo para montantes não declarados de sobras por migração, desde que ele seja utilizado até o último processamento do MCSD Mensal do ano.</p>		
<p>91. O Módulo 19 – Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficit (MCSD) foi adequado. Foram criadas novas subseções para “Determinação do Montante Máximo Contratual a ser declarado como Sobras” e “Determinação do Montante Máximo referente à saída de consumidores a ser declarado como Sobras”. As seções de “Declaração de Sobras por Outros Desvios de Mercados”, “Declaração de Sobras por Migração de Consumidores” e “Declaração de Déficit” foram reorganizadas com novas LCs para refletir os novos conceitos de cálculo e rateio.</p>		
III.2.2 –MCSD – Ex-post		
<p>92. Conforme inciso II do art. 2º do Decreto nº 5.163/2004, os agentes de distribuição deverão garantir o atendimento de cem por cento de seus mercados de energia:</p> <p>“Art. 2º Na comercialização de energia elétrica de que trata este Decreto deverão ser obedecidas, dentre outras, as seguintes condições:</p> <p>(...)</p> <p>II - os agentes de distribuição deverão garantir o atendimento a cem por cento de seus mercados de energia por intermédio de contratos registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE e, quando for o caso, aprovados, homologados ou registrados pela ANEEL; e (...).”</p>		
<p>93. Caso o agente de distribuição não garanta cem por cento de atendimento ao seu mercado, ele estará sujeito ao pagamento de penalidade por falta de lastro.</p>		
<p>94. No entanto, na regulamentação vigente existem dois atenuadores ao pagamento de penalidade: exposição involuntária e o resultado do MCSD Ex-post. É sobre este último que trataremos nesta seção.</p>		
<p>95. O MCSD Ex-Post é um mecanismo anual opcional de compensação multilateral para ajustar a contratação de distribuidoras, com efeito financeiro, após a publicação dos montantes de energia reconhecidos pela ANEEL como exposições involuntárias, com base nos 12 meses do ano civil anterior e antes da apuração de penalidades por insuficiência de lastro.</p>		
<p>96. Seu objetivo é verificar os agentes de distribuição que tiveram sobras e débitos de CCEARs (quantidade ou disponibilidade) provenientes dos Leilões de Energia Nova ou Existente no período analisado e, antes da apuração das penalidades, efetuar as compensações, de forma a atenuar a penalidade por falta de lastro.</p>		
<p>97. O MCSD Ex-post é facultativo para todos os agentes de distribuição, porém, somente os agentes que possuem CCEAR em seu período podem participar como cedentes. Para cada agente cedente, o preço médio dos CCEARs é comparado ao preço médio obtido pela venda das sobras no MCP, para eventual repasse aos agentescessionários. Se o preço médio dos CCEARs superar o preço médio recebido do MCP, o agente de distribuiçãocessionário remunera o distribuidor cedente por esta diferença positiva. Caso contrário, o preço de repasse será igual a zero, ou seja, não há pagamento ao cedente por parte do cessionário.</p>		
<p>98. Este aprimoramento busca compatibilizar os cálculos de sobras e débitos do MCSD Ex-Post com a apuração da penalidade por insuficiência de lastro, realizando-os diretamente em base anual.</p>		
<p>99. A motivação surgiu da identificação de um desconhecimento entre o MCSD Ex-Post e a apuração da penalidade por insuficiência de lastro para o ano-base de 2016. Agentes que eram deficitários no MCSD Ex-Post mostravam-se com sobra de recurso na apuração da penalidade, pois pela REGRA vigente, o MCSD Ex-Post realiza os cálculos das sobras e débitos de energia em base mensal, agregando posteriormente para o ano-base a ser processado, enquanto a apuração da penalidade é realizada em base anual diretamente.</p>		
<p>100. Dessa forma, a CCEE propõe que as Regras de Comercialização sejam ajustadas, com efeitos retroativos à versão 2017, de forma a compatibilizar os resultados esperados do MCSD Ex-Post com a apuração da penalidade. Concordamos com a proposta de retroagir à versão 2017, que prevê a apuração de forma anual das sobras e débitos diretamente em ambos os processamentos.</p>		
<p>101. Como alteração, a CCEE recomenda que o cálculo do Balanço Realizado do Agente de Distribuição (BAL_XP) no MCSD Ex-Post seja ajustado para considerar o menor valor entre a sobra de CCEARs e o balanço energético do agente distribuidor, ambos já consolidados para o ano-base em questão. Isso garante que os resultados esperados do MCSD Ex-Post estejam alinhados com a apuração da penalidade, calculado para o agente de distribuição com base no ano civil.</p>		
III.2.3 – Desconto na TUSD/TUST para ampliações de leilões		
<p>102. Esta alteração ajusta o cálculo do desconto aplicado à TUSD/TUST, exclusivamente para o caso da Central Geradora Termelétrica Pitangueiras com ampliações provenientes de leilões, garantindo o respeito ao limite regulatório de 30 MW com desconto integral, por força de decisão judicial. Essa usina possui valores de descontos diferentes para a usina originalmente e para a ampliação comprometida com leilão.</p>		

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 031/2025		
NOME DA INSTITUIÇÃO: CONCEN Conselho de Consumidores da Energia Mato Grosso do Sul		
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL		
ATO REGULATÓRIO: Nota Técnica Nº 151/2025-SGM/ANEEL de 06 de outubro de 2025.		
EMENTA: obter subsídios para o aprimoramento da proposta para as Regras de Comercialização de Energia Elétrica, versão 2026, considerando-se a minuta de Resolução Normativa, disposta no Anexo I, o Descritivo de Alterações, as minutas das novas versões dos módulos enviados pela CCEE, dispostos nos Anexos II a XX, todos da Nota Técnica nº 151/2025-SGM/ANEEL, de 6 de outubro de 2025.		
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 envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.		
TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
103. O cálculo vigente nas Regras de Comercialização utiliza como base o produto entre o valor total do Montante de Uso Contratado do Sistema de Distribuição ou Transmissão (MUSDT) e o Fator de Ampliação Comprometido com o ACR F_AMP_ACR), definido como a razão entre a Garantia Física comprometida com os contratos regulados da ampliação e a Garantia Física total publicada da usina.		
104. Assim, conforme interpretação da CCEE para o Despacho Anel nº 1.077/2020 e para decisão judicial, esse critério apresentava distorções no caso de usinas que sofreu ampliação tendo Garantia Física inferior ao limite de 30 MW previsto na regulamentação.		
105. Ao aplicar diretamente a proporcionalidade entre o MUSDT e o fator de ampliação, o valor apurado não respeitava o limite regulatório de 30 MW com desconto integral, resultando na aplicação de um valor inferior. Dessa forma, por exemplo, a usina com 25 MW de Garantia Física original, com desconto associado de 100%, e 15 MW de ampliação, teria o desconto integral aplicado apenas sobre os 25 MW originais, desconsiderando o direito regulatório de até 30 MW com 100% de desconto. O correto, conforme o novo entendimento, seria aplicar 100% de desconto até 30 MW, e 50% de desconto apenas sobre o valor remanescente.		
106. Com a proposta, o cálculo do acrônimo MUSDT_ACR, valor do Montante de Uso dos Sistemas de Transmissão (MUST) ou Distribuição (MUSD) relativo à parcela de Garantia Física comprometida com contratos regulados, provenientes dos leilões das respectivas ampliações, será ajustado para aplicar o desconto integral até o limite de 30 MW. Caso a usina tenha direito a um percentual de desconto dentro na ampliação, este segundo valor será aplicado apenas sobre a parcela excedente a 30 MW.		
107. No entanto, para o caso concreto da Central Geradora Termelétrica Pitangueiras, identificamos a publicação dos Despachos nº 16.008, de 1/4/2025, que autoriza a UTE Pitangueiras com uma unidade geradora de 25.000 kW e será explorada em regime de Autoprodução de Energia Elétrica, fazendo jus ao percentual de 100% (cem por cento) de desconto na TUSD e nº 16.009, de 1/4/2025, que autoriza a Pitangueiras Bioenergia Ltda com uma UG1 de 45.000,00 kW de capacidade instalada fazendo jus ao percentual de 50% (cem por cento) de desconto na TUSD.		
108. Sendo assim, considerando o arranjo aprovado, é possível considerar a alteração de REGRAS apenas até a implementação Física do arranjo que diferenciou a usina com ampliação em duas usinas em regimes de exploração distintos.		
III.2.4 – Adequações nas Regras de Alocação de Geração Própria e Desconto		
III.2.4.1 – Geração de Teste na Alocação da Geração Própria		
109. Esta alteração propõe o abatimento da Geração de Teste do produtor da Geração Alocada no cálculo anual dos débitos de alocação.		
110. A motivação surgiu de um caso não previsto pelas Regras de Comercialização, onde usinas em operação de teste por longo período realizavam a Alocação da Geração Própria (AGP). Se o ativo de geração for modelado na CCEE separadamente da carga, o agente fica sujeito a débitos de alocação indevidos, pois a Geração de Teste não prevê lastro comercializável.		
111. Dessa feita, a proposta apresentada pela CCEE visa abater o montante de Geração de Teste da Geração Alocada no cálculo anual dos débitos de alocação. Esse tratamento visa atender ao princípio original da Alocação de Geração própria, concatenada com as disposições Normativas acerca dos conceitos de Operação em teste, que se caracteriza como condição operacional destinada a averiguar ajustes de equipamentos após conclusão das obras de implantação, e de Operação Comercial, situação na qual a unidade geradora pode atender uso exclusivo[15].		
112. O Módulo 21 – Alocação da Geração Própria (AGP) foi adequado. Foi feita uma correção no filtro da Linha de Comando 20, para usinas sem Garantia Física, abatendo a Geração de Teste da Geração Alocada.		
III.2.4.2 – Geração de Teste para Autoprodutor representado por Varejista		
113. Esta alteração inclui o tratamento da Geração de Teste para autoprodutores representados por agentes varejistas , garantindo que esta seja considerada para abatimento do consumo.		
114. Foi identificado que REGRAS vigentes não abrangiam o caso de autoprodutores representados por varejistas , impedindo que a Geração de Teste fosse considerada para abatimento do consumo e redução do requisito de lastro.	Comentário.	A MP-1300 previa limitação para autoprodução para empreendimentos acima de 30 MW de carga instalada, por considera que abaixo dessa carga existe uma série de desvios no conceito de auto produção. Aceitar que existam "autoprodutores representados por varejistas" é inaceitável e totalmente inadequado, gerando a necessidade de mais subsídios a serem pagos pelos consumidores cativos.
115. Conceitualmente, um novo acrônimo "Consumo Abatido por Geração de Teste do Agente Varejista" (LC 11.2) foi incluído para considerar o caso de varejistas que representam autoprodutores . O cálculo do rateio proporcional utilizará o consumo no ambiente livre em nível de parcela de carga para garantir que apenas as cargas com direito sob o ativo de geração sejam consideradas.		
116. O Módulo 13 – Penalidades de Energia foi adequado. Foram criados os acrônimos "Consumo Abatido por Geração de Teste do Agente Varejista" (LC 11.2) e a LC 11.2.1 para agregar o consumo abatido por Geração de Teste de todos os representados do varejista modelados no perfil.		
III.2.4.3 – Filtro dos Contratos na Alocação da Geração Própria		
117. Esta alteração visa criar acrônimos intermediários para explicitar os contratos considerados nos cálculos de repasse na Alocação da Geração Própria (AGP), aumentando a transparência.		
118. A motivação surgiu da dificuldade dos agentes em identificar quais contratos estavam sendo considerados nos filtros dos acrônimos EMT_CONTR_REP e QM_VEND_SC, que somam quantidades sazonalizadas de contratos de devolução e repasse de autoprodução, inviabilizando a identificação individual direta.		
119. Para isso, foram criados dois novos acrônimos intermediários para separar explicitamente os contratos de compra/repasse e os de venda/devolução. Isso proporcionará rastreabilidade e facilitará a visualização para os agentes, que não precisarão mais consultar a CCEE para verificar os filtros aplicados.		
120. O Módulo 21 – Alocação da Geração Própria (AGP) foi adequado. Foram incluídas as Linhas de Comando 21.1.1 e 21.1.2 para definir os acrônimos intermediários que filtram os contratos de compra/repasse e venda/devolução, respectivamente, sendo esses novos acrônimos incorporados nas expressões das LCs 21.1 e 21.2.1.		
III.2.4.4 – Repasse Indireto na Alocação da Geração Própria		
121. Esta alteração ajusta a apuração dos contratos de repasse indireto de autoprodução para ser realizada anualmente, em vez de mensalmente.		
122. A motivação surgiu de um incidente em março de 2025, que revelou que a apuração mensal do repasse indireto, considerando o menor valor entre o repasse do gerador ao intermediário e do intermediário ao consumidor, não contabilizava corretamente os quantitativos em um horizonte anual. Isso podia gerar débitos de alocação e era iniquo em comparação com o repasse direto.		
123. Conceitualmente, a apuração dos contratos de repasse indireto passará a ser feita anualmente, calculada como o menor valor entre o total anual de contratos de repasse do agente gerador para o intermediário e do intermediário para o consumidor. Isso visa manter a isonomia entre os tipos de repasse.		
124. O Módulo 21 – Alocação da Geração Própria (AGP) foi adequado. Foi incluída a Linha de Comando 21.2 para calcular o novo acrônimo "Quantidade Anual de Contratos Repasse Indireto de Autoprodução" e inserida no somatório da "Energia Anual dos Contratos de Repasse de Autoprodução" (LC 21) para agentes não varejistas .		

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 031/2025		
	NOME DA INSTITUIÇÃO: CONCEN Conselho de Consumidores da Energia Mato Grosso do Sul	
	AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL	
ATO REGULATÓRIO: Nota Técnica Nº 151/2025-SGM/ANEEL de 06 de outubro de 2025.		
EMENTA: obter subsídios para o aprimoramento da proposta para as Regras de Comercialização de Energia Elétrica, versão 2026, considerando-se a minuta de Resolução Normativa, disposta no Anexo I, o Descritivo de Alterações, as minutas das novas versões dos módulos enviados pela CCEE, dispostos nos Anexos II a XX, todos da Nota Técnica nº 151/2025-SGM/ANEEL, de 6 de outubro de 2025.		
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 envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.		
TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
III.2.4.5 – Tratamento de Repasse do Desconto para Varejista Autoprodutor		
125. Esta alteração visa garantir o correto repasse do desconto para autoprodutores varejistas que possuem usinas e cargas próprias, mas não vinculadas a representados .	Comentário.	A MP-1300 previa limitação para autoprodução para empreendimentos acima de 30 MW de carga instalada, por considerar que abaixo dessa carga existe uma série de desvios no conceito de auto produção. Considerar que existam "autoprodutores varejistas" é inaceitável e totalmente inadequado, gerando a necessidade de mais subsídios a serem pagos pelos consumidores cativos.
126. A CCEE observou que, nos casos em que um agente varejista possuía usinas e cargas próprias, os contratos entre esses ativos não eram enquadrados nos conjuntos ERGEI ou ERGEI_V, resultando na ausência de cálculo para o CQ_ERGEI_PRE e, conseqüentemente, na falta de repasse do desconto à carga corretata .		
127. Conceitualmente, para fins de enquadramento no conjunto ERGEI e a correta aplicação do desconto, os ativos próprios (usina e carga) de agentes varejistas autoprodutores devem ser modelados em um perfil específico sem a flag de varejista .		
128. O Módulo 15 – Cálculo do Desconto aplicado à TUSD/TUST foi adequado para realizar uma inclusão textual em quadro importante, indicando a necessidade de modelagem específica para varejistas autoprodutores .		
III.2.5 – Demais Ajustes Não Conceituais		
III.2.5.1 – Ajuste de filtro para Usinas Térmicas sem Medição de Bruta		
129. O cálculo do Fator de Ajuste Preliminar da Garantia Física em Função da Média das Perdas Internas se difere em três condições:		
(i) Usinas termelétricas programadas com CVU;		
(ii) Usinas hidráulicas e não hidráulicas que tenham medidores tanto no ponto de conexão (medição líquida) quanto na saída das unidades geradoras (medição bruta), independentemente da modalidade de despacho; e		
(iii) Usinas que não possuem medição bruta.		
130. O que motivou esta alteração foi a identificação de que algumas usinas térmicas com modalidade de despacho do tipo II-A e sem medição de bruta estavam sendo enquadradas em duas condições distintas da Regra ("i" e "iii"), gerando inconsistência. Essas usinas, com pedido de exceção aprovado, deveriam se enquadrar apenas na condição "iii" (usinas que não possuem medição bruta) .		
131. O ajuste garantirá que as usinas térmicas programadas com CVU e sem medição bruta se enquadrem corretamente na condição de usinas sem medição bruta.		
132. O Módulo 02 – Medição Contábil foi adequado para ajustar o texto no filtro da Linha de Comando 38.3, que trata das usinas térmicas programadas com CVU, incluindo a condição de possuírem medidores na saída das unidades geradoras		
III.2.5.2 – Ajuste algébrico no Ressarcimento Total associado ao CCEN		
133. A Lei nº 12.111/2009, em seu art. 10, entre outras definições, alterou o artº 2º da Lei nº 10.848/2004, de forma a considerar, a partir de janeiro de 2013, a energia elétrica proveniente de Angra I e II para atendimento do mercado das concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN, sendo rateado entre elas o pagamento à Eletronuclear da receita decorrente da geração da energia nuclear.		
134. Entre as disposições, caso, em determinado ano, as usinas de Angra I e Angra II gerem menos energia do que sua Garantia Física, é calculado um valor de ressarcimento a ser pago pelo agente responsável pelos empreendimentos.		
135. Esta alteração de REGRAS visa realizar um ajuste algébrico no cálculo do Ressarcimento Total associado ao Contrato de Cota de Energia Nuclear (CCEN) para Angra I e II, a fim de evitar valores de ressarcimento negativos .		
136. A motivação surgiu porque, no cálculo do ressarcimento, a energia isenta aprovada pela ANEEL (que é somada à geração) podia fazer com que a diferença entre a garantia Física e a soma da geração com a energia isenta resultasse em valores negativos. Isso, conceitualmente, representaria um valor a ser recebido pelos geradores, o que não é o tratamento correto para um ressarcimento .		
137. O Módulo 23 – Regime de Cotas de Garantia Física e Energia Nuclear foi adequado. Na Linha de Comando 21, que calcula o Ressarcimento Total associado ao CCEN, foi inserida a função "máximo de zero" na diferença mencionada, corrigindo a apuração.		
III.2.5.3 Ajuste algébrico no cálculo do Fator de Rateio da Suspensão Ajustado		
138. Esta alteração ajusta o cálculo do Fator de Rateio da Suspensão Ajustado (F_SUSOP_AJU) para que o efeito da suspensão não seja duplicado na valoração dos montantes de recomposição.		
139. A motivação surgiu com a introdução do conceito de degradação de receita devido à suspensão de operação comercial nos CCEARs do 35º e 36º Leilões de Energia Nova. Foi observado que o F_SUSOP_AJU, que rateia os montantes de energia recomposta, era calculado aplicando o fator de rateio de contratos no fator de suspensão do produto, mas os próprios montantes de recomposição já consideravam o efeito da suspensão, resultando em duplicação.		
140. Conceitualmente, o cálculo do F_SUSOP_AJU será ajustado para desconsiderar o Fator de Suspensão comprometido com o Produto (F_SUSOP_PROD), uma vez que este já é aplicado nos montantes de recomposição.		
141. O Módulo 17 – Receita de Venda de CCEAR foi adequado. Na Linha de Comando 105, que calcula o Fator de Rateio da Suspensão Ajustado (F_SUSOP_AJU), o F_SUSOP_PROD foi removido da expressão.		
III.2.5.4 Ajuste de filtro na Geração Final Passível de apuração de Custo de Descolamento		
142. A geração final passível de apuração de custo de descolamento (G_CUSTO_DESC) é apurada quando uma usina termelétrica com CVU está na ordem de mérito, porém, seu Custo Variável Unitário (CVU) é superior ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), sendo calculada de diferentes formas a depender do leilão ao qual a usina está comprometida.		
143. A motivação desta alteração se deu porque os CCEARs por disponibilidade dos 23º e 24º LEEs (início de suprimento em 2025 e 2026, respectivamente) possuem características diferentes dos demais LEEs já implementados, assemelhando-se aos Leilões de Energia Nova a partir do 23º. Isso exigia um tratamento distinto para que o cálculo da G_CUSTO_DESC fosse realizado corretamente.		
144. Dado o tratamento diferente dos demais Leilões de Energia Existente, foi necessário ajustar os filtros para que o cálculo das usinas comprometidas com estes leilões seja realizado corretamente.		
III.2.5.5 Equalização do Filtro de Contratos no Cálculo do TGFIS_CBR_LAS		
145. A motivação desta alteração vem da identificação de que o filtro aplicado no acrônimo TGFIS_CBR_LAS (Garantia Física Disponível por Usina que Deve Lastrear os Contratos Bilaterais Regulados) apresentava uma abrangência diferente daquela adotada no acrônimo F_LGFIS_DES_CBR (Fator dos Contratos Bilaterais Regulados que devem ser lastreados pela Garantia Física Própria para fins de desconto), que já filtrava corretamente diversos tipos de contratos.		
146. Conceitualmente, a alteração não muda a lógica de cálculo, mas equaliza explicitamente os critérios de filtro para garantir que ambos os acrônimos considerem o mesmo conjunto de contratos CBR, promovendo maior clareza e transparência textual.		

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 031/2025		
		
NOME DA INSTITUIÇÃO: CONCEN Conselho de Consumidores da Energia Mato Grosso do Sul AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL		
ATO REGULATÓRIO: Nota Técnica Nº 151/2025-SGM/ANEEL de 06 de outubro de 2025.		
EMENTA: obter subsídios para o aprimoramento da proposta para as Regras de Comercialização de Energia Elétrica, versão 2026, considerando-se a minuta de Resolução Normativa, disposta no Anexo I, o Descritivo de Alterações, as minutas das novas versões dos módulos enviados pela CCEE, dispostos nos Anexos II a XX, todos da Nota Técnica nº 151/2025-SGM/ ANEEL, de 6 de outubro de 2025.		
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 envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.		
TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
<p>147. O Módulo 15 – Cálculo do Desconto aplicado à TUSD/TUST foi adequado. Na Linha de Comando 6, que calcula o TGFIS_CBR_LAS, foi incluída a especificação textual dos contratos CBR utilizados no cálculo, harmonizando-o com o F_LGFIS_DES_CBR.</p> <p>“Contratos de chamada pública de geração distribuída, de desverticalização, celebrados anteriormente à Lei nº 10.848/2004 ou oriundos de sistemas isolados de distribuidora interligada, geração distribuída de chamada pública para fins energéticos ou elétricos.”</p> <p>III.2.5.6 Ajuste de filtro no cálculo do acrônimo INFLEX_M_EPE_PROD</p> <p>148. Esta alteração ajusta o filtro no cálculo do acrônimo INFLEX_M_EPE_PROD (inflexibilidade sazonalizada destinada ao leilão) para que se aplique a todas as usinas que negociaram energia em Leilões de Energia Existente ou de Energia Nova a partir de 2017.</p> <p>149. Esse cálculo, conforme REGRA vigente, depende da linha de comando anterior (RFX_COMB_A), que é calculada apenas para usinas a Gás Natural. Isso era restritivo, pois o cálculo deveria ser aplicável a um escopo mais amplo de usinas.</p> <p>150. Assim, o ajuste proposto aprimora o texto da linha de comando para desvincular o INFLEX_M_EPE_PROD da linha de comando anterior, tornando explícito que o cálculo se aplica a todas as usinas que negociaram energia nos Leilões de Energia Existente ou de Energia Nova realizados a partir de 2017.</p> <p>III.2.5.7 Ajuste de filtro no cálculo do acrônimo F_LGFIS_DES_CCEAR</p> <p>151. A motivação da alteração proposta surgiu da necessidade de esclarecer que, mesmo após a descontração total no MCSD de Energia Nova, a usina não tem direito ao desconto na TUSD/TUST até o fim do período de suprimento do contrato, conforme a Lei nº 14.120/2021. O filtro existente precisava refletir essa condição para a correta apuração do montante da Garantia Física comprometida com contratos regulados.</p> <p>152. Para tanto, foi realizado o ajuste de texto para deixar claro que o cálculo do F_LGFIS_DES_CCEAR também é realizado para usinas descontraçadas no MCSD de Energia Nova, garantindo que a degradação estrutural da garantia física seja considerada adequadamente para fins de desconto na TUSD/TUST.</p> <p>III.2.5.8. Ajuste textual referente à data de processamento da Penalidade de Energia de Reserva</p> <p>153. A alteração visa eliminar a incompatibilidade entre o PdC 6.2 No2ificações e gestão do pagamento de penalidades e multas, que estabelece a apuração da penalidade de energia de reserva anualmente após a contabilização de dezembro do ano civil anterior, e o Módulo 22 – Penalidade de Energia de Reserva, que definia o processamento sempre em janeiro de cada ano. Destaca-se que em janeiro, a contabilização de dezembro ainda não está finalizada, tornando impossibilitada a apuração da penalidade.</p> <p>154. A alteração proposta garante que o início da apuração da penalidade de energia de reserva esteja alinhado com a conclusão dos dados contábeis de dezembro, sem fixar uma data específica que possa gerar conflitos operacionais. Para tanto, o módulo 22 – Penalidade de Energia de Reserva foi adequado removendo a menção de que a apuração ocorrerá sempre em janeiro de cada ano, presente na Linha de Comando 1 da seção “Determinação das Etapas das Penalidades de Energia de Reserva”.</p> <p>III.3. Demandas com comando regulatório específico incorporadas ao escopo</p> <p>3.1. Conversão de contratos em CER, conforme diretrizes estabelecidas na Medida Provisória nº 1.232/2024</p> <p>155. Esta demanda regulatória trata da conversão de contratos (CCVEEs e CCEAR) em Contratos de Energia de Reserva (CER), conforme diretrizes da Medida Provisória nº 1.232/2024 (MP 1.232/2024). Essa conversão abrangia usinas termelétricas como Jaraqui, Tambaqui, Cristiano Rocha, Manauara, Ponta Negra (CCVEEs) e Aparecida (CCEAR).</p> <p>156. A motivação para esta conversão veio da própria MP 1.232/2024, que permitiu, aos vendedores de contratos lastreados por UTEs com despesas de infraestrutura de transporte dutoviário de gás natural reembolsáveis pela CCC, a opção de converter tais contratos em CER. A Eletrobrás manifestou essa opção, e o Despacho ANEEL nº 3.025/2024 determinou a conversão.</p> <p>157. A conversão é dividida em dois períodos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 1º período (junho de 2024 a maio de 2025 – CCVEEs em CER): A receita de venda é composta por parcelas de potência, operação e manutenção, custo de combustível e custo de interligação. A geração, até 103% da energia contratada, é liquidada no MCP e alocada à CONER. Há ressarcimento pela insuficiência de geração, valorado pelo PLD médio mensal. • 2º período (maio de 2025 a novembro de 2030 – CCEAR em CER): A receita de venda é composta por uma receita fixa (combustível e demais custos, atualizados pela variação do combustível e IPCA, respectivamente) e uma receita variável (geração por despacho em ordem de mérito acima da inflexibilidade, valorada pelo CVU). São previstos dois tipos de ressarcimentos mensais: por geração abaixo da inflexibilidade (valorada pela receita fixa unitária de combustível) e por geração abaixo da obrigação horária (valorada pela diferença positiva entre PLD e CVU). <p>158. Os módulos ajustados incluem Módulo 07 – Comprometimento de Usinas, Módulo 10 – Consolidação de Resultados, Módulo 16 – Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR, Módulo 18 – Contratação de Energia de Reserva e Módulo 22 – Penalidade de Energia de Reserva. Foram criados novos anexos no Módulo 18 (Anexo V) e LCs específicas para os cálculos de receita, ressarcimentos e penalidades para ambos os períodos de conversão.</p> <p>3.2. Conversão do Complexo Termelétrico de Jorge Lacerda em CER em decorrência da Lei nº 14.299/2022</p> <p>159. Esta demanda regulatória trata da conversão do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (CTJL) em Contrato de Energia de Reserva (CER), em decorrência da Lei nº 14.299/2022, que instituiu o Programa de Transição Energética Justa (TEJ). A lei prorrogou a outorga do CTJL por 15 anos a partir de janeiro de 2025, com suprimento iniciando em janeiro de 2026 e término em dezembro de 2040.</p> <p>160. A motivação principal é o comando da Lei nº 14.299/2022, que estabeleceu a contratação do CTJL na modalidade de energia de reserva como parte do Programa TEJ. As Portarias GM/MME nº 815 e nº 830 direcionaram as consultas públicas para a análise da minuta do CER-CTJL e seu preço de energia, respectivamente.</p> <p>161. Conceitualmente, a receita de venda mensal do CTJL será calculada para o complexo como um todo, incluindo receita fixa (atualizada por IPCA), receita variável (geração em mérito acima da inflexibilidade, valorada pelo CVU das usinas do complexo) e receita por inflexibilidade extra (geração por inflexibilidade acima do compromisso trienal, ponderada pelo menor valor entre CVU e PLD do submercado).</p> <p>162. Os compromissos de entrega de energia e inflexibilidade são trienais. Toda a receita associada à geração do CTJL, incluindo o recebimento de ESS por constrained-off (geração potencial não realizada), será destinada à CONER, exceto quando associada à geração fora da ordem de mérito por decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE ou do ONS, e à geração para exportação de energia elétrica. Está previsto um ressarcimento trienal caso a geração fique abaixo do compromisso de entrega trienal, valorado pela receita fixa unitária trienal atualizada pelo IPCA.</p>		
	Comentário.	Prorrogar subsídios para o carvão mineral, altamente poluidor e gerador de GEE's, é totalmente injustificável com os subsídios para solar e eólica pagos pelos consumidores cativos.

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 031/2025		
	NOME DA INSTITUIÇÃO: CONCEN Conselho de Consumidores da Energia Mato Grosso do Sul	
	AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL	
ATO REGULATÓRIO: Nota Técnica Nº 151/2025-SGM/ANEEL de 06 de outubro de 2025.		
EMENTA: obter subsídios para o aprimoramento da proposta para as Regras de Comercialização de Energia Elétrica, versão 2026, considerando-se a minuta de Resolução Normativa, disposta no Anexo I, o Descritivo de Alterações, as minutas das novas versões dos módulos enviados pela CCEE, dispostos nos Anexos II a XX, todos da Nota Técnica nº 151/2025-SGM/ANEEL, de 6 de outubro de 2025.		
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 envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.		
TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
163. O CER prevê que a energia não entregue devido à falta de carvão, por motivo comprovadamente não imputável ao CTJL, pode ser abatida do compromisso trienal. Assim, o valor da receita de venda final, incluindo eventuais ressarcimentos devidos pelo CTJL, deverá considerar, em favor do CTJL, quando for o caso, o valor de energia não fornecida associado ao montante de carvão mineral faltante por motivação não imputável a CTJL, desde que esse montante seja atestado ou homologado pela Agência Nacional de Mineração – ANM, órgão competente para fiscalização de empresas mineradoras, conforme Lei nº 13.575/2017, art. 2º, caput e inciso XI.	Comentário.	Prorrogar subsídios para o carvão mineral, altamente poluidor e gerador de GEE's, é totalmente injustificável com os subsídios para solar e eólica pagos pelos consumidores cativos. Pagar por energia não gerada provocada por falta de carvão é inaceitável.
164. Os módulos ajustados incluem Módulo 07 – Comprometimento de Usinas, Módulo 10 – Consolidação de Resultados, Módulo 16 – Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR, Módulo 18 – Contratação de Energia de Reserva e Módulo 22 – Penalidade de Energia de Reserva. Foram criados novos anexos no Módulo 18 (Anexo VII) e LCs específicas para os cálculos de receita, ressarcimentos e penalidades para o CTJL, considerando a apuração para o complexo e os compromissos trienais. O primeiro processamento da Penalidade de Energia de Reserva para o CTJL ocorrerá em 2029, referente ao 1º triênio (2026-2028).		
III.4 - Importação de Energia		
165. No que tange à importação de energia, em 03/02/2025, por meio do OFÍCIO Nº 26/2025-SGM/ANEEL, foi solicitado ao ONS e CCEE que informassem quais medidas estão sendo tomadas com relação à recomendação constante no parágrafo 61 da Nota Técnica nº 149/2023-SGM-STR/ANEEL, reiterado pelo parágrafo 55 da Nota Técnica nº 182/2024-SGM/ANEEL, relativa à necessidade de a CCEE e o ONS aprofundar os estudos com relação à possibilidade de aplicação de sanção pelas instituições envolvidas aos agentes que apresentarem comportamento de frustração de oferta , em atendimento ao disposto no § 3º do art. 5º da PRT MME nº 60/2022.		
166. Até o momento, não identificou-se que as referidas instituições tenham apresentado o referido estudo ou justificado a ausência de sua realização, razão pela qual reitera-se a recomendação constante do parágrafo 61 da Nota Técnica nº 149/2023-SGM-STR/ANEEL[16], de 01/12/2023, a seguir reproduzido:		
"61. Diante das contribuições apresentadas pela CCEE e pelo ONS no âmbito da CP nº 037/2023, conclui-se que faz necessário aprofundar os estudos com relação ao item (ii). Neste sentido, recomenda-se à CCEE e ao ONS o acompanhamento e o monitoramento do comportamento dos agentes por um período determinado e, ao final, caso seja observado algum comportamento de frustração de oferta, avaliem quais sanções eventualmente poderiam ser aplicadas em atendimento ao disposto no § 3º do art. 5º da PRT 60, consolidando tais dados/informações em relatório técnico a ser encaminhado à ANEEL com vistas a subsidiar análise a ser realizada no próximo processo de alteração das REGRAS. Assim, as contribuições da CCEE e do ONS foram consideradas parcialmente aceitas."		
IV - DO FUNDAMENTO LEGAL		
167. As argumentações expressas nesta Nota Técnica estão fundamentadas nos seguintes instrumentos legais e regulatórios:		
a. Leis nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e, nº 10.848, de 15 de março de 2004;		
b. Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004;		
c. Portaria Normativa Nº 60/GM/MME, de 29 de dezembro de 2022; e		
d. Resolução Homologatória nº 477/2007, Resolução Normativa ANEEL nº 941/2021, Resolução Normativa ANEEL nº 1.009/2022, Resolução Normativa ANEEL nº 1.029, de 25 de julho de 2022, Resolução Normativa ANEEL nº 1.067, de 18 de julho de 2023, e Resolução Normativa ANEEL nº 1.090, de 14 de maio de 2024.		
V - DA CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÃO		
168. Concluímos pela necessidade de abertura de Consulta Pública para o aprimoramento das REGRAS, versão 2026, com vistas a colher subsídios à elaboração de ato regulamentar, cuja minuta de Resolução Normativa consta do Anexo I desta Nota Técnica para aprovação das novas versões dos módulos das REGRAS, cujo Descritivo de Alterações e novas versões encaminhadas pela CCEE, constam dos Anexos II a XX desta Nota Técnica.		
169. Os temas apontados nesta Nota Técnica têm justificativa para não elaboração de Análise de Impacto Regulatório (AIR), conforme o inciso II do art. 7º do Anexo da Resolução Normativa ANEEL nº 941, de 2021, dado que visam disciplinar direitos ou obrigações já definidos em norma hierarquicamente superior (vide itens A, B, C, D, E, F, G, H, I, J, K, L, M, N, O, P e Q da Tabela I desta Nota Técnica).		
170. Acerca do item "Importação de Energia", reitera-se o exposto no parágrafo 61 da Nota Técnica nº 149/2023-SGM-STR/ANEEL, de 01/12/2023, que recomendou à CCEE e ao ONS o acompanhamento e o monitoramento do comportamento dos agentes por um período determinado e, ao final, caso seja observado algum comportamento de frustração de oferta, avaliem quais sanções eventualmente poderiam ser aplicadas em atendimento ao disposto no § 3º do art. 5º da Portaria MME nº 60, de 29/12/2022, consolidando tais dados/informações em relatório técnico a ser encaminhado à ANEEL com vistas a subsidiar análise a ser realizada no próximo processo de alteração das REGRAS.		
171. Recomenda-se a instauração de Consulta Pública, na modalidade de intercâmbio documental e com duração de 30 (trinta) dias, com vistas a colher subsídios à elaboração de ato regulamentar, a ser expedido pela ANEEL, para aprimoramento das REGRAS para 2026, considerando-se a minuta de Resolução Normativa e as novas versões dos módulos das REGRAS.		
172. O prazo da Consulta Pública de 30 dias se mostra necessário tendo em vista a importância de se concluir essa análise ainda neste ano, de modo que as Regras de Comercialização tenham validade a partir de 1º de janeiro de 2026. Mister informar que a Carta CT - CCEE28156/2025, contendo a complementação necessária, foi encaminhada em 25/08/2025. Além do mais, ocorre também que a SGM tem sido demandada para o tratamento de regulamentações inicialmente não previstas no planejamento anual, por exemplo, as instruções decorrentes: da Medida Provisória nº 1.300/2025, Consulta Pública nº 07/2025 (Consequência da abertura de mercado), da aprovação dos Procedimentos de comercialização de energia elétrica 2024 e 2025 e da participação na aprovação dos editais dos Leilões Regulados.		
(Assinado digitalmente)		
CARLOS EDUARDO GUIMARÃES DE LIMA		
Especialista em Regulação/SGM		
LUIZ ROGÉRIO CORRÊA DA COSTA		
Analista Administrativo/SGM		
FABIANA BASTOS DE FARIA		
Especialista em Regulação/SGM		
AYMORÉ DE CASTRO ALVIM FILHO		
Especialista em Regulação/SGM		
VINÍCIUS GROSSI DE OLIVEIRA		
Especialista em Regulação/SGM		
LUCAS MORAIS NASCIMENTO Analista Administrativo/SGM		
MARIANA SAMPAIO GONTIJO VAZ Gerente de Regulação dos Serviços de Geração de Energia Elétrica		
OTÁVIO RODRIGUES VAZ Gerente de Regulação do Mercado de Energia Elétrica		
FELIPE ALVES CALABRIA Superintendente Adjunto de Regulação dos Serviços de Geração e do Mercado de Energia Elétrica		



CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 031/2025
NOME DA INSTITUIÇÃO: CONCEN Conselho de Consumidores da Energia Mato Grosso do Sul
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

ATO REGULATÓRIO: Nota Técnica Nº 151/2025-SGM/ANEEL de 06 de outubro de 2025.

EMENTA: obter subsídios para o aprimoramento da proposta para as Regras de Comercialização de Energia Elétrica, versão 2026, considerando-se a minuta de Resolução Normativa, disposta no Anexo I, o Descritivo de Alterações, as minutas das novas versões dos módulos enviados pela CCEE, dispostos nos Anexos II a XX, todos da Nota Técnica nº 151/2025-SGM/ ANEEL, de 6 de outubro de 2025.

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 envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.

TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
-------------	-------------------	---------------------------

De acordo:
ALESSANDRO D' AFONSECA CANTARINO Superintendente de Regulação dos Serviços de Geração e do Mercado de Energia Elétrica

ANEXO I

Minuta de Resolução Normativa

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº , DE DE DE 2025

Aprova as Regras de Comercialização de Energia Elétrica aplicáveis ao Sistema de Contabilização e Liquidação – SCL.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com a deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no art. 3º, incisos XIV e XVII da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, nos arts. 1º e 4º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, no art. 1º, §1º, inciso II, e no art. 2º, §1º, do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, e o que consta do processo nº 48500.023397/2025-60, decide:

Art. 1º Aprovar as Regras de Comercialização de Energia Elétrica aplicáveis ao Sistema de Contabilização e Liquidação (SCL) na forma dos módulos do Anexo I.

Parágrafo único. A CCEE deverá proceder a revisão dos Procedimentos de Comercialização de Energia Elétrica (PdC) para adequação às Regras de Comercialização de Energia Elétrica de que trata o caput e encaminhá-los para aprovação da ANEEL em até 90 dias corridos, contados da publicação desta Resolução Normativa, devendo incluir em sua manifestação:

I - descritivo conceitual detalhado para cada PdC;

II - evidencição adequada da conexão entre o Descritivo de que trata o inciso I e as premissas modificadas em cada PdC; e

III - fundamentos legais e regulatórios devidos, especialmente para as mudanças adicionais sem conexão direta com as Regras de Comercialização de que trata o art. 1º.

Art. 2º A Resolução Normativa ANEEL nº 1.029, de 25 de julho de 2022, passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 8º

CVU = Custo Variável Unitário da usina termelétrica, no mês m, expresso em R\$/MWh, compreende com contratos regulados ou, inexistindo contratos regulados, conforme valor aprovado pela ANEEL.”

Art. 3º Esta Resolução entra em vigor em 1º de janeiro de 2026.

SANDOVAL DE ARAÚJO FEITOSA NETO

ANEXO I DA RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº XXXX/2025 – Módulos das Regras de Comercialização

Módulo	Vigência	Versão	Anexo
Preço de Liquidação das Diferenças	Jan/2026	2026.X.X	II
Medição Contábil	Jan/2026	2026.X.X	III
Garantia Física	Jan/2026	2026.X.X	IV
Comprometimento de Usinas	Jan/2026	2026.X.X	V
Encargos	Jan/2026	2026.X.X	VI
Consolidação de Resultados	Jan/2026	2026.X.X	VII
Penalidade de Energia	Jan/2026	2026.X.X	VIII
Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST	Jan/2026	2026.X.X	IX
Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR	Jan/2026	2026.X.X	X
Receita de Venda de CCEAR	Jan/2026	2026.X.X	XI
Contratação de Energia de Reserva	Jan/2026	2026.X.X	XII
Mecanismo de Compensação de Sobras e Déicits	Jan/2026	2026.X.X	XIII
Alocação de Geração Própria	Jan/2026	2026.X.X	XIV
Penalidade de Energia de Reserva	Jan/2026	2026.X.X	XV
Regime de Cotas de Garantia Física e Energia Nuclear	Jan/2026	2026.X.X	XVI
Resposta da Demanda	Jan/2026	2026.X.X	XVII
Mecanismo de Venda de Excedentes	Jan/2026	2026.X.X	XVIII
Contratação de Reserva de Capacidade	Jan/2026	2026.X.X	XIX

[1] Documento SicNet 48513.030595/2024-00.

[2] SEI nº 0040165.

[3] Documento SEI nº 0159272.

[4] Processo nº 48500.904373/2021-88.

[5] SEI nº 0159436.

[6] SEI nº 0182332.

[7] Documento SEI nº 0182599.

[8] SEI nº 0152772.

[9] O Decreto nº 6.353/2008 regulamenta a contratação de Energia de Reserva, determinando no § 3º do Art. 4º que o encargo a ser arcado pelos consumidores para tal contratação seja proporcional a parcela de carga do agente no SIN em bases anuais.

[10] Na condição apenas de agregadores (não varejistas), primeiro se calcula a LB de cada consumidor que o agregador o representa no âmbito do programa de RD, depois se soma essas LBs até se chegar na LB do agregador. Já na condição de varejista, se soma os consumos de cada carga representada e indicada pelo varejista para, depois, se calcular a LB do varejista. Contudo, em ambos os casos não há alteração na metodologia de cálculo da LB per si.

[11] PRT 416/2015 (eólica), PRT 60/2020 (solar), PRT 484/2012 (biomassa) PRT 463/2009 e PRT 406/2017 (hidráulica)

[12] Art. 12. Os atos autorizativos fixarão prazo limite de 54 (cinquenta e quatro) meses para entrada em operação comercial de todas as unidades geradoras da usina, contado da data de publicação do ato de outorga.

[13] O VR relativo aos anos de 2025 e 2026 já foram publicados por meio do Despacho nº 3.176, de 21/10/2024

[14] Sic 48575.005210/2024-00

[15] Conforme dispõe a REN 1.029/2022, em seu art. Art. 2º: V - operação comercial: situação operacional em que a energia produzida pela unidade geradora está disponibilizada ao sistema, podendo atender aos compromissos mercantis do agente ou para o seu uso exclusivo; VI - operação em teste: situação operacional que se configura após a conclusão das obras associadas à geração de energia, visando atender às próprias necessidades de ajustes de equipamentos e verificação de seu comportamento do ponto de vista sistêmico e atendimento de consumo próprio;

[16] A referida Nota Técnica teve por objetivo apresentar a análise das contribuições recebidas no âmbito da Consulta Pública (CP) nº 037/2023, realizada para colher subsídios para o aprimoramento das Regras de Comercialização de Energia Elétrica (REGRAS), com validade a partir da contabilização das operações de compra e venda de energia elétrica referentes ao mês de

Documento assinado eletronicamente por:

Luiz Rogério Corrêa Da Costa, Analista Administrativo, em 06/10/2025, às 19:27



CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 031/2025

NOME DA INSTITUIÇÃO: CONCEN Conselho de Consumidores da Energia Mato Grosso do Sul
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

ATO REGULATÓRIO: Nota Técnica Nº 151/2025-SGM/ANEEL de 06 de outubro de 2025.

EMENTA: obter subsídios para o aprimoramento da proposta para as Regras de Comercialização de Energia Elétrica, versão 2026, considerando-se a minuta de Resolução Normativa, disposta no Anexo I, o Descritivo de Alterações, as minutas das novas versões dos módulos enviados pela CCEE, dispostos nos Anexos II a XX, todos da Nota Técnica nº 151/2025-SGM/ ANEEL, de 6 de outubro de 2025.

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 envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.

TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
Alessandro D' Afonseca Cantarino, Superintendente de Regulação dos Serviços de Geração e do Mercado de Energia Elétrica, em 06/10/2025, às 19:29,		
Felipe Alves Calabria, Superintendente Adjunto(a) de Regulação dos Serviços de Geração e de Mercado Energia Elétrica, em 06/10/2025, às 19:31,		
Mariana Sampaio Gontijo Vaz, Gerente de Regulação dos Serviços de Geração de Energia Elétrica, em 06/10/2025, às 19:32		
Carlos Eduardo Guimarães De Lima, Especialista em Regulação, em 06/10/2025, às 19:36		
Lucas Moraes Nascimento, Analista Administrativo, em 06/10/2025, às 20:01		
Aymoré De Castro Alvim Filho, Coordenador(a) de Operações do Mercado, em 06/10/2025, às 20:08		
Fabiana Bastos De Faria, Especialista em Regulação, em 06/10/2025, às 23:20,		
Vinicius Grossi De Oliveira, Especialista em Regulação, em 07/10/2025, às 00:37		
Otávio Rodrigues Vaz, Gerente de Regulação do Mercado de Energia Elétrica, em 07/10/2025, às 09:37		