CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 25/2026

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

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

ATO REGULATÓRIO: NOTA TÉCNICA Nº 84/2026-SGM/ANEEL de 23/07/2026

EMENTA: Obter subsídios para subsídios e informações com vistas às alterações nas Regras de Comercialização para Inclusão dos Leilões de Reserva da Capacidade na Forma de Potência de 2026 – LRCAP, realizados em março de 2026.

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 84/2026-SGM/ANEEL de 23/07/2026		
Referência: 48500.015356/2026-81		
Assunto: Proposta de alterações nas Regras de Comercialização para inclusão dos Leilões de Reserva de Capacidade na forma de Potência LRCAP realizados em março/2026 (Leilões nº 2 e 3/2026).		
I - DO OBJETIVO		
1. Esta Nota Técnica tem o objetivo de propor instauração de Consulta Pública (CP) para subsidiar alteração nas **Regras de Comercialização** visando a **operacionalização dos Leilões de Reserva de Capacidade na forma de Potência – LRCAP** realizados em março/2026 (**Leilões nº 2 e 3/2026**).		
II - DOS FATOS		
2. Em 24/10/2025, foram publicadas as **Portarias Normativas MME nº 118/2026** e **nº 119/2026** que estabeleceram as diretrizes, respectivamente, do "Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência de 2026 - **LRCAP de 2026 - UTEs a Gás Natural, Carvão Mineral e UHEs"** e do "Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência de 2026 - **LRCAP de 2026 - UTEs a Óleo e Biodiesel".**	Comentário	O Conselho de Consumidores da ENERGISA-MS ressalta que o atendimento de Potência ao SIN deve ser dividido entre ACR e ACL pois muitos contratos do ACR já atendem ao critério de potência e o ACL tem uma expansão concentrada em Solar e Eólica fruto do enorme subsídio que é carreado ao ACR. Tema foi incluído na MP 1300/25 no § 4º do Art. 3A da Lei 10.848/2004 que cita: "O poder concedente definirá, em regulamento, critério de rateio dos custos que considere, além da **proporção do consumo** de que trata § 3º, a contribuição do **perfil de carga** dos usuários de que trata o caput para a necessidade de contratação da reserva de capacidade." O consumidor cativo da área de concessão da ENERGISA-MS tem contratos de longo prazo associados à suas tarifas e que definitivamente estão concentrados em fontes energéticas que já tem potência disponível por se tratar de fontes térmicas ou hidráulicas em sua grande maioria, conforme ser pode concluir do quadro abaixo, 94% dos contratos tem potência firme e armazenável. Dados foram retirados da planilha SPARTA da Aneel objeto do último Reajuste Tarifário de 2026:

EMS 2026	MWh	%	R$/MWh	R$ milhões
Energia Base	**1.308.190**	**46%**	**218,26**	**286**
Cota Angra I/Angra II	79.999	3%	361,56	**29**
Cotas Lei nº 12783/2013	432.310	15%	239,60	**104**
Itaipu (tirando as perdas)	710.370	25%	215,41	**153**
PROINFA	85.510	3%		
Bilateral	**149.652**	**5%**	**383,63**	**57**
CCEAR	**2.543.415**	**90%**	**309,32**	**787**
Eólica	676.151	24%	221,67	150
Hidrelétrica	669.147	24%	260,03	174
Biomassa c/CVU	109.328	4%	364,83	40
Térmica	925.299	33%	410,28	380
PCH	99.845	4%	320,02	32
Solar	63.645	2%	178,89	11
Energia Requerida	**4.001.257**	**100%**	**282,33**	**1.130**
Energia Vendida	**2.832.941**			
Perdas	1.168.316	29%		
Sobrecontratada em	**1.035.325**	**26%**		

3. Em 13/2/2026, a ANEEL emitiu os **Editais de Leilão nº 2/2026 e nº 3/2026** referentes, respectivamente, aos leilões supracitados, sendo o primeiro realizado em **18/3/2026**, e o segundo em **20/3/2026**.		
4. Em 29/5/2026, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – **CCEE** protocolizou a carta CT-CCEE nº 550/2026, de 28/5/2026[1], encaminhando **proposta de alteração** nos **módulos 9 (Encargos)**, **10 (Consolidação de Resultados)**, **11 (Liquidação)**, **16 (Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR)** e **27 (Contratação de Reserva de Capacidade**), visando a operacionalização dos **LRCAP nº 2/2026** e **nº 3/2026**.		
III - DA ANÁLISE		
III.1. Das Propostas para Alteração nas Regras de Comercialização		
5. De início, importa ressaltar que, mediante a carta CT-CCEE nº 550/2026[2], a **CCEE encaminhou proposta de alteração** das Regras contemplando somente **UTEs a gás natural, carvão mineral, óleo combustível e óleo diesel**, que estão associadas a produtos cujo **início de suprimento já é no ano de 2026 (1º/8/2026).**	Comentário	A decisão de abertura da consulta, operando de forma provisória, visto que o suprimento já se iniciou em 1º/08/2026, obriga a CCEE a rodar o mercado financeiro de energia com regras provisórias criando passivos contábeis retroativos difíceis de auditar e reverter. Se a Consulta Pública detectar uma distorção que prejudique os consumidores, o mercado já terá liquidado milhões de reais sob a égide da regra provisória. O regulador curva-se à pressa do investidor privado e transfere o risco do descompasso de prazos para a estrutura regulatória geral.
6. Conforme disposto na **Nota Técnica nº 7**/2026/GRPC/GEREG/AGM[3], anexa à carta supracitada, **ainda está sendo** verificada pela **CCEE** o **impacto nas Regras dos produtos** associados a **UHEs (Leilão nº 2/2026)** e a **UTEs a biodiesel (Leilão nº 3/2026),** cujo **início de suprimento é no ano de 2030.**		A análise do tema sob as perspectivas dos consumidores revela uma preocupação ainda maior com o futuro das tarifas, pois o fato de a CCEE estar estendendo a regulação para UHEs e UTEs a biodiesel (com suprimento em 2030) significa que o modelo de encargos bilionários continuará incidindo sobre as contas de luz no longo prazo. Expandir o modelo de contratação de reserva de capacidade para hidrelétricas e térmicas a biodiesel repete o erro metodológico de transferir os custos sistêmicos da intermitência renovável para quem não deu causa a ela. O fato de a CCEE "ainda estar verificando o impacto" prova que o certame foi desenhado às pressas, sem regras de contabilização maduras para fontes que possuem dinâmicas operacionais totalmente distintas das térmicas a gás. Como as grandes hidrelétricas tradicionalmente já formam o lastro estável e a base de potência do Sistema Interligado Nacional (SIN), criticamos a lógica de remunerar a "capacidade" de novas UHEs (Leilão nº 2/2026) por meio de encargos adicionais na conta do consumidor, em vez de integrá-las ao portfólio de energia convencional regulada.
7. Outro ponto a ser ressaltado é que nos casos dos produtos que contemplem **ampliação de usina existente** (adição de nova(s) unidade(s) geradora(s)), há necessidade de **independência operacional** entre essa(s) e as demais unidades geradoras não comprometidas com o LRCAP 2026, suscitando, portanto, medição individualizada, conforme disposto na cláusula 5.13:	Comentário	A análise do impacto na água do reservatório sob a ótica das regras de independência operacional descritas no contrato do leilão LRCAP 2026 revela aspectos operacionais cruciais, que a ANEEL deve regulamentar adequadamente para evitar mais prejuízos aos consumidores. Com novas turbinas, a vazão turbinada máxima da usina aumentará substancialmente. Como as novas unidades foram contratadas em um Leilão de Reserva de Capacidade (LRCAP 2026), elas serão acionadas prioritariamente em momentos de pico de consumo ou estresse do sistema elétrico nacional. Isso causará depleções (quedas de nível) mais rápidas e acentuadas do reservatório durante os períodos de despacho máximo, exigindo uma gestão preditiva rigorosa por parte do ONS.
5.13. As UNIDADES GERADORAS CONTRATADAS deverão possuir **independência operacional** em relação às demais unidades geradoras da USINA que não estejam comprometidas com o CONTRATO para fins de cumprimento de qualquer obrigação estabelecida neste CONTRATO.	Comentário	Considerando o princípio da modicidade tarifária e a segurança do abastecimento do Ambiente de Contratação Regulada (ACR), sugerimos que em cenários de hidrologia crítica (abaixo da Nota de Corte de Restrição), a outorga hídrica do reservatório seja direcionada prioritariamente para o atendimento das unidades geradoras originais. Propomos que o despacho de potência adicional (LRCAP 2026) seja condicionado à manutenção do volume útil mínimo de segurança, configurando a escassez como 'dependência operativa temporária e excepcional' nos termos da subcláusula 5.13.2, evitando a depleção rápida do estoque de água que penalize o consumidor cativo.
5.13.1. Caracteriza-se como independência operacional, para os fins do disposto na subcláusula 5.13, a **condição em que o despacho das UNIDADES GERADORAS CONTRATADAS** não dependa do despacho prévio ou posterior das demais unidades geradoras da USINA que não estejam comprometidas com o CONTRATO.	Comentário	O ONS poderá despachar as novas turbinas independentemente das turbinas antigas estarem ligadas ou desligadas. Isso significa que o fluxo e a liberação de água para a nova casa de força ocorrerão exclusivamente em função do contrato de reserva de capacidade, sem qualquer acoplamento operacional com a geração regular das turbinas preexistentes.
5.13.2. Não se caracteriza como dependência operacional, para os fins do disposto na subcláusula 5.13, as condições, ou equipamentos, da Usina que sejam comuns entre as unidades geradoras da USINA, incluindo **sistemas auxiliares, de controle ou supervisório, ou situações excepcionais que culminem em uma dependência operativa temporária.**	Comentário	A cláusula contratual prevê expressamente que "sistemas auxiliares, de controle ou supervisório" comuns não quebram o requisito de independência operacional. O reservatório e a barragem principal são o maior exemplo de estrutura comum. A água acumulada servirá a ambos os contratos, exigindo que o sistema de adução compartilhado garanta a pressão e a queda bruta necessárias para todas as turbinas, mesmo que geridas por medições e regras comerciais individualizadas (conforme exigido na cláusula 5.13).
8. Nesses casos, a proposta da CCEE é que as Regras considerem "que a parcela de ampliação deve ser tratada como uma parcela de usina "p" distinta em relação à parcela original (...) Assim, haverá duas parcelas de usina "p" modeladas na CCEE, bem como deverão existir dois códigos de modelo de preço no ONS, uma vez que a **ampliação deverá possuir medição individualizada**, apresentar independência operacional em relação à parcela original e estar sujeita a despachos específicos"[4]	Comentário	Medição individualizada e acompanhada pelo ONS é fundamental. Como o próprio texto reforça que a ampliação está "sujeita a despachos específicos", fica evidente que o ONS tem controle cirúrgico sobre quando ligar ou desligar as turbinas novas. Portanto, propor uma regra de restrição baseada no nível do reservatório torna-se operacionalmente simples: basta o ONS travar o despacho programado especificamente para o "código de preço" da ampliação quando a água atingir o patamar crítico, preservando o estoque de água para a parcela original. O risco do novo negócio (objeto do LRCAP) deve ser imputado ao investidor e não aos consumidores objeto de contratos regulados.
9. Abaixo, **seguem quadros**, **discriminados por módulo afetado** pela proposta da CCEE, que apresentam todos os assuntos tratados e o respetivo resumo dos ajustes propostos.		

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 25/2026

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

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

ATO REGULATÓRIO: NOTA TÉCNICA Nº 84/2026-SGM/ANEEL de 23/07/2026

EMENTA: Obter subsídios para subsídios e informações com vistas às alterações nas Regras de Comercialização para Inclusão dos Leilões de Reserva da Capacidade na Forma de Potência de 2026 – LRCAP, realizados em março de 2026.

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
10. Ressaltamos que o detalhamento quanto à motivação dos ajustes (texto, alteração de acrônimo existente ou inserção de novo acrônimo) encontram-se na Nota Técnica nº 7/2026/GRPC/GEREG/AGM (SEI nº 0368862), juntada ao processo em tela juntamente com os documentos que apresentam as propostas de alteração dos módulos.			
Quadro 1 – Alterações no Módulo 9 - Encargos			
ASSUNTO TRATADO	**RESUMO DOS AJUSTES**		
1. Critérios de remuneração da geração para as usinas vencedoras dos LRCAPs realizados de 2026 em diante.	Foi criado um anexo para tratar dos dois critérios que fazem com que as usinas vencedoras do LRCAP 2026 não façam jus à remuneração pelo combustível: (i) descumprimento dos parâmetros de flexibilidade operativa; e (ii) geração em períodos em que há declaração de indisponibilidade programada.	Comentário	Avaliamos que a regulamentação proposta tem um ponto positivo quando protege o consumidor final de arcar com o custo de combustíveis fósseis caros (gás natural, óleo diesel ou carvão) queimados fora dos padrões ideais de eficiência ou de forma desordenada. Embora aperfeiçoe a eficiência técnica, a regra não anula o debate macroeconômico levantado por este Conselho de Consumidores, que critica o pesado impacto fixo bilionário que esses contratos inserem nas tarifas, independentemente das usinas gerarem energia ou não, onerando os consumidores da ENERGISA-MS que não deram causa a essa necessidade de contratação conforme elencado na seção **II Fatos** (Parágrafo 2)
2. Cálculo dos encargos quando há descumprimento dos critérios específicos de remuneração da geração.	Criação de condição específica no cálculo de cada encargo visando não permitir o recebimento da diferença entre CVU e PLD nos casos em que as usinas que lastreiam o LRCAP 2026 em diante descumprirem os parâmetros de "unit commitment", ou gerarem em momentos de parada programada.	Comentário	Os consumidores enxergam essa medida positiva. Sem essa trava, uma térmica ineficiente que falhasse em ligar no momento correto ou gerasse energia sem autorização adequada ainda ganharia um lucro financeiro indevido (a margem entre o seu custo de combustível — CVU — e o preço de mercado — PLD), pago diretamente via encargos na conta de luz. Para o consumidor comum, termos como "unit commitment" mascaram o fato de que a operação do sistema está se tornando extremamente complexa e arriscada devido à necessidade de cobrir a intermitência de fontes renováveis, e que falhas operacionais acontecem com frequência. Essa complexidade operacional é gerada pela expansão desordenada de eólica e solar, mas o consumidor continua sendo o garantidor financeiro final de toda essa estrutura.
Quadro 2 – Alterações no Módulo 10 – Consolidação de Resultados			
ASSUNTO TRATADO	**RESUMO DOS AJUSTES**		
1. Liquidação da geração que ocorrer em período em que houver declaração de parada programada em favor da CONCAP.	Criação de um agente virtual (ACAP) nos moldes do ACER (Agente associado à Contratação de Energia de Reserva)	Comentário	Os consumidores enxergam essa medida como altamente positiva no âmbito contábil. Como a CONCAP é a conta setorial abastecida pelo encargo que todos os consumidores pagam na conta de luz para custear o leilão de potência, qualquer recurso revertido em favor dela ajuda a amortizar o valor total do encargo, aliviando (mesmo que marginalmente) a tarifa final. Contudo o consumidor continua atuando como o "banco" ou o garantidor de última instância do sistema: assume os riscos bilionários de contratação fixa e recebe de volta apenas pequenas frações financeiras decorrentes de penalidades ou falhas operacionais das usinas.
2. Cobertura do custo de geração devido ao descolamento entre PLD e CMO (Parcela dos custos de geração não coberta pelo PLD).	Inclusão das condicionantes que impendem a remuneração pelo combustível nos casos de: (i) descumprimento dos parâmetros de flexibilidade operativa; e (ii) geração em períodos em que há declaração de indisponibilidade programada	Comentário	O descolamento entre PLD e CMO é um dos fatores que mais encarecem os encargos setoriais repassados para a conta de luz. Quando o ONS liga térmicas caras "fora do mérito", o consumidor paga o prejuízo do combustível. Bloquear esse pagamento para usinas infratoras impede que o consumidor pague pelo erro técnico ou pela ineficiência do gerador. O modelo matemático de formação de preços (PLD) muitas vezes não reflete a realidade física do sistema (CMO). Embora a punição ao gerador infrator seja justa e necessária, a existência dessa conta de descolamento bilionária continua sendo um peso estrutural jogado incorretamente nas costas do consumidor cativo.
Quadro 3 – Alterações no Módulo 11– Liquidação			
ASSUNTO TRATADO	**RESUMO DOS AJUSTES**		
1. Rateio da inadimplência	Evitar que o Agente ACAP (análogo ao ACER) também não participe do rateio da inadimplência.	Comentário	Os consumidores avaliam essa medida como excelente e indispensável. Caso o agente ACAP participasse do rateio de calotes do mercado livre, os recursos arrecadados por meio de penalidades às usinas (que deveriam voltar para aliviar a conta de luz) seriam corroídos pela inadimplência de terceiros. O consumidor residencial e o comercial/industrial cativo não possuem ferramentas para gerenciar o risco de crédito de comercializadoras ou geradores que quebram na CCEE. Portanto, blindar o ACAP garante que o dinheiro destinado à amortização dos encargos fique totalmente protegido contra turbulências financeiras do mercado.
Quadro 4 – Alterações no Módulo 16 – Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR			
ASSUNTO TRATADO	**RESUMO DOS AJUSTES**		
1. Atualização do CVU estrutural e conjuntural (Alteração dos critérios de reajuste aplicáveis aos CCEAR, CER e CRCAP pela Portaria Normativa MME nº 98/2025, portanto, alcançando o LRCAP/2026)	Substituição do "Valor Médio das Cotações do UK National Balancing Point – NBP" pelo "Valor Médio das Cotações do Dutch Title Transfer Facility – TTF" no cálculo do preço de combustível utilizado no CVU Estrutural. Inclusão no Anexo "ANEXO VI – Cálculo do CVU Estrutural" da metodologia de cálculo do "Valor Médio das Cotações do Dutch Title Transfer Facility – TTF". Para UTEs a gás natural, substituição do "Valor Médio das Cotações do UK Naonal Balancing Point– NBP" pelo "Valor Médio das Cotações do Dutch Title Transfer Facility – TTF", para o cálculo do Preço do Combustível na atualização do CVU Conjuntural. Para a referência relacionada ao Contrato Futuro de Gás Natural, substituição do "valor de fechamento do contrato futuro de gás natural" pelo "Valor Médio Mensal do Contrato Futuro de Gás Natural". Inclusão desses ajustes no "ANEXO IX - Atualização do Custo Variável Unitário de Centrais Geradoras Termelétricas que não possuem mecanismo de reajuste do custo variável fixado em contratos regulados". Inclusão da metodologia de cálculo do Preço de Combustível (PCOMB) aplicável à fonte de carvão mineral importado, em razão da existência de empreendimento vencedor dessa fonte no LRCAP 2026.	Comentário	Os consumidores veem essa mudança com extrema preocupação. O TTF holandês é sabidamente um mercado muito mais volátil e sensível a crises geopolíticas do que outros indexadores (como o Henry Hub americano). Atrelar o reajuste das térmicas brasileiras ao TTF significa que conflitos e crises de abastecimento na Europa vão encarecer diretamente os encargos pagos pelos brasileiros na conta de luz. A necessidade de criar uma regra para "carvão mineral importado" no LRCAP 2026 é um contrassenso socioambiental e financeiro. Além de ser uma fonte altamente poluente, o carvão importado deixa o consumidor duplamente exposto: à variação cambial do dólar e ao preço internacional do frete marítimo.
Quadro 5 – Alterações no Módulo 27 – Contratação de Reserva de Capacidade			
ASSUNTO TRATADO	**RESUMO DOS AJUSTES**		
1. Cálculo da Receita Fixa Unitária.	O "Fator de Cumprimento" dos parâmetros de flexibilidade operativa passará a ser horário, não mais diário (como no LRCAP 2021), sendo contabilizado apenas um único descumprimento, limitado a uma ocorrência por dia para cada parâmetro, no caso da usina descumprir um mesmo parâmetro de flexibilidade operacional, seja na declaração para a programação diária ou na verificação em tempo real.	Comentário	Os consumidores enxergam a medição horária como um avanço importante. Como as oscilações da geração eólica e solar acontecem minuto a minuto, a necessidade de potência e resposta rápida do sistema é instantânea. Medir de forma horária obriga as usinas a estarem prontas a qualquer hora do dia para o qual foram contratadas, justificando a receita fixa que recebem. Discordamos da trava de apenas uma ocorrência por dia. Esse dispositivo se transforma em um mecanismo de acomodação para reduzir o risco dos agentes geradores. Se a regra horária fosse aplicada integralmente sem esse teto, muitas térmicas obsoletas ou ineficientes que venceram o leilão teriam sua receita fixa devastada por penalidades. A limitação foi o caminho político encontrado para dar previsibilidade de fluxo de caixa aos investidores, mesmo que isso signifique tolerar indisponibilidades parciais ao longo do mesmo dia comercial.
2. Penalidade por descumprimento dos parâmetros de flexibilidade operativa ("unit commitment").	O "Fator de Cumprimento" dos parâmetros de flexibilidade operativa passará a ser horário, não mais diário (como no LRCAP 2021), sendo contabilizado apenas um único descumprimento, limitado a uma ocorrência por dia para cada parâmetro, no caso da usina descumprir um mesmo parâmetro de flexibilidade operacional, seja na declaração para a programação diária ou na verificação em tempo real.	Comentário	Entendemos que a aplicação do teto de apenas uma ocorrência por dia no módulo de penalidades é vista como um privilégio excessivo ao gerador. Se uma usina falha no compromisso de partida (unit commitment) em múltiplos horários críticos ao longo do dia, ela deveria ser multada proporcionalmente a cada falha. Vejam que a usina comete o primeiro descumprimento logo nas primeiras horas do dia, a penalidade máxima para aquele parâmetro já foi atingida. Na prática, isso retira o estímulo financeiro imediato para que o gerador corra contra o tempo para corrigir a falha nas horas seguintes do mesmo dia, pois ele sabe que novos descumprimentos não agravarão sua multa contratual imediata.
3. Penalidade por atraso.	Inclusão de quadro explicativo ressaltando sujeição à penalidade por atraso mesmo em período de antecipação de suprimento.	Comentário	Entendemos essa medida como justa e necessária. Quando o governo ou o ONS aceitam a antecipação de uma usina, o planejamento de segurança do sistema elétrico passa a contar com aquela potência antes do tempo. Se o gerador atrasa esse compromisso, ele frustra a expectativa de segurança do SIN, o que poderia forçar a contratação emergencial de outras usinas mais caras, onerando os encargos tarifários.

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 25/2026

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

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

ATO REGULATÓRIO: NOTA TÉCNICA Nº 84/2026-SGM/ANEEL de 23/07/2026

EMENTA: Obter subsídios para subsídios e informações com vistas às alterações nas Regras de Comercialização para Inclusão dos Leilões de Reserva da Capacidade na Forma de Potência de 2026 – LRCAP, realizados em março de 2026.

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
4. Isenção das penalidades caso exista declaração de parada programada. OBS: Nos períodos declarados, a usina fica isenta de 2 penalidades: i) por não atendimento aos despachos do ONS; e ii) por não entrega do montante de disponibilidade de potência contratado. Porém, o CRCAP estabelece que as declarações de paradas programadas feitas para o ano civil e para os quatro anos anteriores (se houver), deve respeitar o limite contratual, que é baseado no parâmetro de Indisponibilidade programada declarada para a Habilitação Técnica e detalhada no Anexo do CRCAP.	Ajustes na álgebra.	Comentário	Os consumidores entendem que as paradas para manutenção são legítimas e necessárias para garantir a integridade física das usinas. Alertamos que os "ajustes na álgebra" da contabilidade comercial precisam ser auditados de forma transparente. Refinamentos matemáticos pós-leilão não podem se transformar em um mecanismo de condescendência técnica que reduza o rigor da cobrança física da potência de reserva, uma vez que o consumidor cativo atua como o pagador compulsório e de última instância dessa garantia de suprimento.
5. Penalidade por não atendimento ao despacho (contemplar a isenção da penalidade no período declarado como indisponibilidade programada)	Ajuste na álgebra para contemplar a isenção nos períodos de parada programada.	Comentário	Entendemos a lógica de não punir uma usina que está legalmente em manutenção. Contudo, há uma preocupação com o momento em que esse despacho ocorre. Se o ONS precisa acionar a usina em um dia de emergência no sistema e ela está parada (mesmo que programada), o sistema terá que acionar outra térmica, provavelmente mais cara e "fora do mérito". O consumidor acaba pagando o custo desse descolamento via encargos, mesmo com a usina isenta de culpa.
6. Penalidade pela declaração de indisponibilidade acima dos índices de referência. OBS: As Portarias de Diretrizes para os LRCAP nº 2/2026 e nº 3/2026, definiram que TEIP e TEIF apuradas pelo ONS (histórico de 60 meses), devem desconsiderar o período antes do início do suprimento.	Ajuste na álgebra para desconsiderar o período anterior ao início de suprimento.	Comentário	Concordamos que não faz sentido técnico computar o período em que a usina estava em obras ou sem contrato ativo na média de 60 meses. Porém, o temor é que, ao zerar o histórico anterior a 2030, usinas que entrem em operação comercial com falhas graves de engenharia fiquem com uma base de dados muito curta nos primeiros anos, o que pode amortecer estatisticamente o cálculo da TEIF e adiar a aplicação de penalidades severas que aliviariam as tarifas. Nos primeiros anos de suprimento (ex: 2031, 2032), a janela de 60 meses não estará cheia de dados reais de operação. Com uma amostra menor e um "ajuste na álgebra" para compensar essa falta de histórico, o regulador precisa ser extremamente rigoroso. Se uma UTE a biodiesel falhar seguidamente por problemas logísticos de combustível em 2030, a resposta regulatória em termos de penalidades por TEIF precisa ser imediata e pesada para proteger o consumidor cativo, sem dar margem para que os geradores utilizem a falta de histórico de 5 anos como atenuante contratual.
7. Penalidade pelo não atendimento ao compromisso de entrega da disponibilidade de potência contratada.	Ajuste na álgebra para contemplar a isenção nos períodos de parada programada.	Comentário	Reconhecemos a necessidade técnica de manutenção. Sem esse ajuste algébrico, o risco de investir em térmicas ou grandes hidrelétricas no Brasil seria proibitivo, pois nenhuma máquina opera 365 dias por ano sem manutenção. Portanto, sob o ponto de vista de atratividade de capital, a isenção na fórmula é correta e evita uma enxurrada de liminares na Justiça contra a CCEE. Porém, o ponto central de insatisfação é que, mesmo durante a parada programada em que a usina está isenta de penalidades, o consumidor continua pagando a receita fixa (ou encargo de capacidade) contratada no leilão. Para o consumidor cativo, é difícil aceitar que ele pague por uma "reserva de segurança" que, contratualmente, pode ficar indisponível sem gerar nenhum ressarcimento tarifário direto naquele período. Importante que o ONS e a ANEEL fiscalizem rigidamente se essas paradas não estão sendo agendadas justamente nos meses de maior estresse hídrico ou de pico de carga de verão, o que forçaria o acionamento de usinas ainda mais caras no mercado livre, onerando duplamente a conta de luz.
8. Penalidade por não atendimento ao teste de disponibilidade de potência efetiva declarada. OBS: O CRCAP/2026 estabeleceu que, durante todo o período de vigência, o ONS pode requerer teste específico para comprovação da disponibilidade de potência, ficando o agente sujeito a penalidade caso não atenda ao teste.	Ajuste na álgebra para contemplar essa penalidade.	Comentário	Apoiamos integralmente o "ajuste na álgebra" para punir a falha nos testes. No passado, muitos geradores declaravam uma disponibilidade de potência artificialmente alta para vencer leilões e garantir receita fixa, sabendo que raramente seriam acionados pelo ONS. Validar a penalidade por teste de disponibilidade joga o risco de engenharia de volta para o colo do investidor. Se o sistema elétrico brasileiro está transferindo bilhões de reais dos consumidores para usinas térmicas fósseis e hidrelétricas sob a justificativa de "segurança", a ANEEL e o ONS precisam auditar essa capacidade física com rigor militar, aplicando as penalidades de forma imediata na CCEE para punir qualquer desvio de desempenho.
9. Penalidade por declaração de inflexibilidade. OBS: O CRCAP/2026 definiu que não poderá haver declaração de inflexibilidade opera va para a usina que lastreia o contrato, exceto nos casos de comprovação de condição operativa de disponibilidade.	Ajuste na álgebra para contemplar essa penalidade.	Comentário	Concordamos integralmente com o "ajuste na álgebra" para punir a inflexibilidade. Quem vende "capacidade" deve ser estar pronto para agir quando o ONS chamar. Se a usina exige gerar de forma inflexível, ela deixa de ser um lastro de segurança e passa a ser um estorvo econômico. O banimento da inflexibilidade limpa distorções históricas da matriz. Muitas térmicas dependem de contratos de gás inflexíveis (take-or-pay ou ship-or-pay), onde pagam pelo combustível mesmo se não gerarem. Ao proibir a inflexibilidade operativa, a CCEE joga todo o risco de gestão de combustível de volta para o colo do investidor. O consumidor não deve pagar o seguro do risco de combustível de agentes privados que se propuseram a entregar flexibilidade ao sistema.
11. Outrossim, observamos um erro no quadro “Importante” na linha de comando 5 do Módulo 27 “Contratação de Reserva de Capacidade”, que está em desacordo com as “Respostas às Solicitações de Esclarecimentos ao Edital e seus Anexos – Parte 1” (SEI nº 0302641), item 13, e que precisa ser ajustado.			
Quadro 2 – Quadro “Importante” da linha de comando 5 do Módulo 27 “Contratação de Reserva de Capacidade”, definindo o prazo de 12 meses a par r do mês subsequente ao do leilão para atualização da Receita Fixa.			
Importante:¶ No mês de início de suprimento, será calculada a Receita Fixa Anual Atualizada (RFIX_A_RCAP$_{a,t,i,m}$) utilizando o valor absoluto do IPCA do último mês de referência para atualização definido no contrato, com relação ao mês base estabelecido, respeitando o prazo de 12 meses do mês subsequente ao de realização do leilão.¶ Deverão ser adotadas seis casas decimais exatas, desprezando-se os demais algarismos a partir da sétima casa, inclusive.¶ Caso o IPCA não seja publicado até este processamento, será utilizado o último índice publicado, e o ajuste será efetuado na primeira liquidação financeira, após a publicação do índice que deveria ter sido utilizado.¶		Comentário	A correção anual por um índice oficial de inflação (IPCA ou IGP-M) é um pilar padrão de segurança jurídica exigido pelo mercado para viabilizar o financiamento de longo prazo (*project finance*). O prazo de 12 meses a partir do leilão estabelece uma janela temporal justa para cobrir a corrosão do valor do dinheiro entre o momento do lance e o início efetivo do suprimento. A previsão de usar o último IPCA disponível em caso de atraso na publicação do IBGE preserva a continuidade da liquidação da CCEE. O mecanismo de compensação automática na liquidação subsequente neutraliza o risco de crédito do mercado, impedindo que flutuações de calendário administrativo do governo penalizem o fluxo de caixa dos geradores ou distorçam os custos imediatos do sistema.
Quadro 3 – Resposta a questionamento realizado no edital definindo que o primeiro reajuste será no mês do início de suprimento (SEI nº 0302641).			
13) **ITEM QUESTIONADO**: Encargos **TIPO DE DOCUMENTO QUESTIONADO**: Edital **QUESTÃO**: A Portaria MME 118/2026 estabelece que a Receita Fixa dos CRCAPs será reajustada, anualmente, pela variação correspondente do IPCA. Qual será o mês considerado para reajuste? No ano de realização do leilão, o período de reajuste será de setembro/2025 a março/2026? Posteriormente, será considerado o Esclarecimentos - Leilão ao Edital e Anexos - Parte 1 (0302641) SEI 48500.032821/2025-67 / pg. 23 mês de início de suprimento do CRCAP (agosto) para os reajustes anuais da receita fixa?? **RESPOSTA:** 1) O mês de referência do lance do Leilão (Receita Fixa) é setembro de 2025 (mês anterior ao da publicação das DIRETRIZES) e o primeiro reajuste se dá a partir do início de suprimento. 2) A partir do mês do início de suprimento, os próximos reajustes serão realizados a cada 12 meses.		Comentário	Contata-se que a indexação a **setembro de 2025** esconde o verdadeiro impacto tarifário imediato. O consumidor cativo assume um passivo inflacionário oculto. Tratar os leilões nº 2 e nº 3 de forma excepcional confirma que o planejamento para fontes alternativas (biodiesel e UHEs) foi feito sem maturidade regulatória prévia. O investidor fica totalmente blindado da inflação do período de obras. O risco da variação do poder de compra é integralmente transferido para a tarifa do consumidor.
12. Propomos, portanto, substituir no texto do quadro “Importante” supracitado, o trecho “respeitando o prazo de 12 meses do mês subsequente ao de realização do Leilão”, pelo trecho “respeitando o prazo de 12 meses do mês subsequente ao de realização do Leilão, exceto no caso dos contratos firmados no âmbito dos Editais de Leilão (LRCAP) nº 2/2026 e nº 3/2026, realizados em março/2026”		Comentário	A exceção explicita a falta de maturidade regulatória no planejamento dos Leilões nº 2/2026 e nº 3/2026. criar remendos textuais para mascarar o sinal de preço real do leilão prejudica a transparência tarifária e transfere ineficiências de planejamento setorial diretamente para as costas do consumidor final.
III.2. Da proposta para alteração na REN 1.009/2022 para estabelecer agente virtual com vistas à operacionalização da liquidação em favor da CONCAP da geração no período de parada programada.			

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 25/2026

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

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

ATO REGULATÓRIO: NOTA TÉCNICA Nº 84/2026-SGM/ANEEL de 23/07/2026

EMENTA: Obter subsídios para subsídios e informações com vistas às alterações nas Regras de Comercialização para Inclusão dos Leilões de Reserva da Capacidade na Forma de Potência de 2026 – LRCAP, realizados em março de 2026.

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
13. Os **CRCAP** firmados no âmbito dos LRCAP nº 2/2026 e nº 3/2026 estabeleceram que "(c)aso haja **geração de energia no período declarado** conforme a Subcláusula (a depender do CRCAP), a **exposição positiva no mercado de curto prazo será liquidada em favor da CONCAP**, **sem direito a remuneração pelo combustível ao VENDEDOR".**	Comentário	Enquanto grandes empresas migram para o Mercado Livre de Energia para obter tarifas mais baixas e negociadas, os custos com segurança energética, encargos de serviços do sistema (ESS) e o risco de calotes/inadimplências na liquidação financeira terminam, por vias transversas, sendo internalizados nas tarifas da distribuidora local (repassadas integralmente aos cativos)
14. Nesse sentido, a **CCEE,** com vistas à operacionalização desse comando, propôs a criação de um agente virtual nos moldes do **ACER (Agente Associado à Contratação de Energia de Reserva)**, denominado **ACAP (Agente Associado à Contratação de Reserva de Capacidade)**, e manifestou a necessidade de respaldo em resolução normativa, igual ao ACER.		
15. Analisando a proposta da CCEE, **concordamos com a manifestação entendemos pela inclusão** da Seção VIII, artigo 196-S, no Capítulo I-A do Título IV da Resolução Normativa nº 1.009/2022, com texto semelhante ao art. 189 da mesma resolução:		
Art. 196-S. No caso do CRCAP estabelecer que a energia elétrica gerada nos períodos de parada programada deve ser liquidada em favor da CONCAP, essa energia deve será contabilizada e liquidada no mercado de curto prazo, devendo a CCEE criar um agente de mercado virtual, com perfil de geração, para representar tal geração.	Comentário	O item estabelece que, se houver geração durante a parada programada, a "exposição positiva no mercado de curto prazo será liquidada em favor da CONCAP", e o vendedor não terá direito a receber pelo combustível. Embora pareça punitivo ao vendedor (gerador), na prática, isso serve para estruturar contabilisticamente um excedente financeiro direcionado à Conta de Energia de Reserva (CONCAP). O problema de fundo é que as regras originais dos leilões deveriam prever penalidades severas e diretas ao gerador por indisponibilidade, sem a necessidade de criar mecanismos complexos de compensação que abram brechas para discussões jurídicas futuras na CCEE.
§ 1º Caso ocorra **inadimplência na liquidação** financeira das operações de compra e venda de energia elétrica realizadas no mercado de curto prazo, e não sendo suficientes as garantias financeiras aportadas pelos agentes de mercado inadimplentes para cobertura integral dos compromissos financeiros, o agente de mercado virtual de que trata o " caput" deverá ficar isento do rateio dessa inadimplência.	Comentário	O parágrafo primeiro determina de forma explícita que, caso ocorra inadimplência na liquidação financeira do mercado de curto prazo (e as garantias dos devedores falhem), o agente virtual (ACAP) estará totalmente isento do rateio dessa inadimplência. Este é o ponto mais sensível para o consumidor cativo. Ao blindar um agente ou uma conta setorial específica contra o risco de calote no mercado de curto prazo, o regulador cria uma "casta" protegida. Historicamente, quando determinados créditos são declarados isentos de rateio de perdas na CCEE, o rombo financeiro não desaparece; ele é redistribuído e, em última instância, repassado às distribuidoras de energia, que os convertem em componentes tarifários (encargos) cobrados diretamente na conta de luz do consumidor residencial.
§ 2º Na ocorrência do disposto no § 1º, os **demais agentes de mercado credores,** na proporção de seus créditos líquidos de operações efetuadas no mercado de curto prazo, deverão **responder pelos efeitos da inadimplência** e pela manutenção dos créditos do agente de mercado virtual de que trata este artigo.	Comentário	O parágrafo segundo reforça que os demais agentes credores do mercado de curto prazo deverão, proporcionalmente, "responder pelos efeitos da inadimplência e pela manutenção dos créditos do agente de mercado virtual". o forçar os demais agentes credores a absorverem a fatia de inadimplência que caberia ao agente virtual, o normativo gera um estresse financeiro artificial no mercado livre. Agentes comercializadores e geradores expostos a esse rateio tendem a precificar esse risco sistêmico majorando o preço da energia e dos serviços correlatos. No fim do dia, o custo do risco regulatório e da inadimplência é repassado em cascata até atingir o preço final da energia no país.
III.3. Da necessidade de definir a vigência das Regras de Comercialização conforme proposta da CCEE de forma provisória a partir da decisão da abertura da Consulta Pública até sua aprovação definitiva.		
16. Considerando que o suprimento de vários **CRCAP firmados** no âmbito do LRCAP nº 2/2026 e nº 3/2026 inicia em 1º/8/2026, e visando **mitigar os riscos de prejuízo na operacionalização desses CRCA**P, entendemos que, excepcionalmente, a proposta da CCEE para os módulos nº 9, 10, 11, 16 e 27 das Regras de Comercialização de que trata o processo em tela (48500.015356/2026-81) tenha sua vigência, **de forma provisória**, iniciada na data de decisão da abertura da Consulta Pública.	Comentário	Aplicar regras provisórias a partir da abertura de uma Consulta Pública inverte a lógica do processo administrativo. Consultas públicas existem para que a sociedade civil e os agentes debatam, apontem falhas e modifiquem a proposta inicial antes de ela virar norma. Transmite a mensagem de que a decisão já está tomada e que as contribuições dos consumidores serão meramente formais, gerando insegurança jurídica no setor. O setor elétrico brasileiro frequentemente utiliza resoluções de "exceção" para blindar geradores e comercializadores de prejuízos operacionais decorrentes de descompassos de calendário. Se os contratos (CRCAP) começaram a valer antes de as regras de comercialização estarem maduras e aprovadas em definitivo, esse é um risco de mercado que deveria ser gerido pelos empreendedores que venceram o leilão, e não mitigado artificialmente pelo regulador por meio de remendos normativos retroativos.
IV - DO FUNDAMENTO LEGAL		
17. 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. **Portarias** Normativas **MME nº 118 e nº 119**, de 23 de outubro de 2025; e d. **Edital** dos Leilões **nº 2/2026 e nº 3/2026**, de 13/2/2026.		
V - DA CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÃO		
18. Concluímos que as propostas de **alterações nas Regras de Comercialização** para inclusão dos Leilões de Reserva de Capacidade na forma de Potência – LRCAP realizados em março/2026 (Leilões nº 2 e 3/2026) encaminhadas pela CCEE na carta CT-CCEE nº 550/2026 (SEI nº 0368856) **contemplam de forma harmônica as inovações trazidas** pelo **Edital** dos Leilões nº 2/2026 e nº 3/2026, de 13/2/2026, podendo ser utilizadas imediatamente de forma provisória, até sua aprovação definitiva.		
19. Concluímos também pela necessidade de abertura de **Consulta Pública** para o aprimoramento dessas propostas 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 nº 9, nº 10, nº 11, nº 16 e nº 27 das REGRAS**, cujo Descritivo de Alterações (Nota Técnica nº 7/2026/GRPC/GEREG/AGM) e novas versões encaminhadas pela CCEE, constam dos Anexos II a VII desta Nota Técnica.		
20. 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 Quadros 1 a 5 desta Nota Técnica).	Comentário	A dispensa da AIR é um retrocesso institucional grave para a defesa do consumidor. A AIR é o instrumento legal que obriga o regulador a responder: "Quanto essa brincadeira vai custar na conta de luz do cidadão?". Ao usar uma brecha jurídica (Art. 7º da REN 941/2021) para pular essa etapa, a ANEEL e a CCEE evitam mensurar financeiramente o impacto real dos alívios de encargos, das isenções de rateio de calotes (§1º do item anterior) e das flexibilizações operacionais dadas aos geradores de grande porte. É a validação de regras de bastidor sem o cálculo transparente do ônus social.
21. Recomendamos a instauração de Consulta Pública, na modalidade de intercâmbio documental e com duração de **30 (trinta) dia**s, com vistas a colher subsídios à elaboração de ato regulamentar, a ser expedido pela ANEEL, para aprimoramento das propostas de alterações nas Regras de Comercialização para inclusão dos Leilões de Reserva de Capacidade na forma de Potência – LRCAP realizados em março/2026 (Leilões nº 2 e 3/2026), considerando-se a minuta de Resolução Normativa e as novas versões dos módulos das REGRAS supracitados.	Comentário	Um prazo de 30 dias para analisar alterações complexas em cinco módulos fundamentais das Regras de Comercialização (Módulos 9, 10, 11, 16 e 27) sufoca a capacidade de reação da sociedade civil. Conselhos de Consumidores, associações de classe de menor porte e defensores dos direitos dos usuários cativos não possuem o mesmo aparato técnico-jurídico imediato que as grandes corporações de geradores. O prazo exíguo, somado ao fato de que as regras já estarão vigendo de forma provisória, transforma a Consulta Pública em uma mera homologação de "carta marcada".
22. O prazo da Consulta Pública de 30 dias se mostra necessário tento em vista a importância de se **concluir essa análise o mais rapidamente possível**, haja vista que o **suprimento de vários CRCAP firmados no âmbito do LRCAP nº 2/2026 e nº 3/2026 inicia em 1º/8/2026**.	Comentário	A decisão de abertura da consulta, operando de forma provisória. Conforme analisado anteriormente, rodar o mercado financeiro de energia com regras provisórias cria passivos contábeis retroativos difíceis de auditar e reverter. Se a Consulta Pública detectar uma distorção que prejudique os consumidores, o mercado já terá liquidado milhões de reais sob a égide da regra provisória. O regulador curva-se à pressa do investidor privado e transfere o risco do descompasso de prazos para a estrutura regulatória geral.
23. Recomendamos ainda que a proposta da **CCEE para os módulos nº 9, 10, 11, 16 e 27 das Regras de Comercializa**ção de que trata o processo em tela (48500.015356/2026-81) **tenha sua vigência, de forma provisória, iniciada na data de decisão da abertura da Consulta** Pública.	Comentário	O documento expõe as engrenagens de um setor elétrico capturado pela pressa e pelos interesses dos geradores térmicos e de reserva. Sob o pretexto de "harmonia com o edital", atropela-se a transparência econômica (sem AIR), reduz-se o debate social (30 dias de consulta) e institui-se a vigência provisória de regras de alto impacto financeiro. O resultado final desse tipo de arquitetura regulatória é o mesmo de sempre: o investidor privado mitiga seus riscos operacionais e o consumidor cativo, sem saber, financia a blindagem do mercado via encargos disfarçados na tarifa regulada.
Assinado digitalmente		
AYMORÉ DE CASTRO ALVIM FILHO Especialista em Regulação/SGM		
OTÁVIO RODRIGUES VAZ Superintendente Adjunto de Regulação dos Serviços de Geração e do Mercado de Energia Elétrica -		
De acordo:		
FELIPE ALVES CALABRIA 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 2026		
Aprova as Regras de Comercialização de Energia Elétrica aplicáveis ao Sistema de Contabilização e Liquidação – SCL.		

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 25/2026

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

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

ATO REGULATÓRIO: NOTA TÉCNICA Nº 84/2026-SGM/ANEEL de 23/07/2026

EMENTA: Obter subsídios para subsídios e informações com vistas às alterações nas Regras de Comercialização para Inclusão dos Leilões de Reserva da Capacidade na Forma de Potência de 2026 – LRCAP, realizados em março de 2026.

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
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 48500.015356/2026-81, 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 - evidenciação adequada da conexão entre o descri vo 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. 196-S. No caso do CRCAP estabelecer que a energia elétrica gerada nos períodos de parada programada deve ser liquidada em favor da **CONCAP**, essa energia deve será contabilizada e liquidada no mercado de curto prazo, devendo a CCEE criar um agente de mercado virtual, com perfil de geração, para representar tal geração.	Comentário	O item estabelece que, se houver geração durante a parada programada, a "exposição positiva no mercado de curto prazo será liquidada em favor da CONCAP", e o vendedor não terá direito a receber pelo combustível. Embora pareça punitivo ao vendedor (gerador), na prática, isso serve para estruturar contabilisticamente um excedente financeiro direcionado à Conta de Energia de Reserva (CONCAP). O problema de fundo é que as regras originais dos leilões deveriam prever penalidades severas e diretas ao gerador por indisponibilidade, sem a necessidade de criar mecanismos complexos de compensação que abram brechas para discussões jurídicas futuras na CCEE.
§ 1º Caso ocorra **inadimplência na liquidação** financeira das operações de compra e venda de energia elétrica realizadas no mercado de curto prazo, e não sendo suficientes as garantias financeiras aportadas pelos **agentes de mercado inadimplentes** para cobertura integral dos compromissos financeiros, o agente de mercado virtual de que trata o " caput" deverá ficar isento do rateio dessa inadimplência.	Comentário	O parágrafo primeiro determina de forma explícita que, caso ocorra inadimplência na liquidação financeira do mercado de curto prazo (e as garantias dos devedores falhem), o agente virtual (ACAP) estará totalmente isento do rateio dessa inadimplência. Este é o ponto mais sensível para o consumidor cativo. Ao blindar um agente ou uma conta setorial específica contra o risco de calote no mercado de curto prazo, o regulador cria uma "casta" protegida. Historicamente, quando determinados créditos são declarados isentos de rateio de perdas na CCEE, o rombo financeiro não desaparece; ele é redistribuído e, em última instância, repassado às distribuidoras de energia, que os convertem em componentes tarifários (encargos) cobrados diretamente na conta de luz do consumidor residencial.
§ 2º Na ocorrência do disposto no § 1º, os **demais agentes de mercado** credores, na proporção de seus créditos líquidos de operações efetuadas no mercado de curto prazo, deverão **responder pelos efeitos da inadimplência** e pela manutenção dos créditos do agente de mercado virtual de que trata este artigo.	Comentário	O parágrafo segundo reforça que os demais agentes credores do mercado de curto prazo deverão, proporcionalmente, "responder pelos efeitos da inadimplência e pela manutenção dos créditos do agente de mercado virtual". o forçar os demais agentes credores a absorverem a fatia de inadimplência que caberia ao agente virtual, o normativo gera um estresse financeiro artificial no mercado livre. Agentes comercializadores e geradores expostos a esse rateio tendem a precificar esse risco sistêmico majorando o preço da energia e dos serviços correlatos. No fim do dia, o custo do risco regulatório e da inadimplência é repassado em cascata até atingir o preço final da energia no país.
Art. 3º Esta Resolução entra em vigor em xx de xxxxx 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
Encargos	xxxx/2026	2026.X.X	II
Consolidação de Resultados	xxxx/2026	2026.X.X	III
Liquidação	xxxx/2026	2026.X.X	IV
Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR	xxxx/2026	2026.X.X	V
Contratação de Reserva de Capacidade	xxxx/2026	2026.X.X	VI

[1] SEI nº 0368856.
[2] SEI nº 0368856.
[3] SEI nº 0368862.
[4] Parágrafos 9 e 10 da Nota Técnica nº 7/2026/GRPC/GEREG/AGM (SEI nº 0368862)

Documento assinado eletronicamente por

Aymoré De Castro Alvim Filho, Coordenador(a) de Operações do Mercado, em 23/07/2026, às 11:50

Otávio Rodrigues Vaz, Superintendente Adjunto(a) de Regulação dos Serviços de Geração e de Mercado Energia Elétrica, em 23/07/2026, às 11:55

Felipe Alves Calabria, Superintendente Adjunto(a) de Regulação dos Serviços de Geração e de Mercado Energia Elétrica, em 23/07/2026, às 12:07