RADAR REGULATÓRIO

16 de dezembro de 2025

ABRACE ENERGIA

OBJETIVO

No mês de dezembro, com foco nas notícias e movimentos regulatórios observados em novembro, destacam-se atualizações relevantes no cenário regulatório do setor elétrico, com ênfase em modernização tarifária, segurança operativa e planejamento do atendimento eletroenergético. De um lado, a ANEEL avançou na agenda de modernização da estrutura tarifária para consumidores de baixa tensão, voltada especialmente ao segmento com consumo mensal superior a 1.000 kWh, buscando alinhar os sinais econômicos à nova realidade do sistema — marcada por maior disponibilidade de energia de baixo custo no período diurno e picos de demanda no início da noite. De outro, a Agência também aprovou o Plano Emergencial para cortes de geração de usinas Tipo III conectadas às redes de distribuição, em resposta aos riscos operativos associados à elevada penetração de micro e minigeração distribuída, reforçando mecanismos de coordenação entre ONS e distribuidoras e estabelecendo medidas complementares para dar transparência, previsibilidade e mitigação de risco sistêmico no curto prazo. Em paralelo, as projeções do ONS para o atendimento eletroenergético indicaram sinais de início do período úmido, com recuperação gradual de afluências e armazenamentos em parte dos subsistemas, além de recomendações de monitoramento rigoroso da transição sazonal e da necessidade de aprimoramento das bases de dados de geração e demanda para sustentar a confiabilidade do SIN até o próximo ciclo hidrológico.

No âmbito das consultas públicas em andamento, seguem em destaque: na ANEEL, discussões sobre aperfeiçoamentos regulatórios para o monitoramento prudencial, minutas de editais e contratos do LRCAP 2026 (CPs nº 35 e 36/2025), o rateio dos custos de Angra 1 e 2 (CP nº 37/2025), a revisão do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE (CP nº 39/2025), além das consultas relacionadas ao Orçamento da CDE 2026 (CP nº 44/2025) e à repactuação do saldo de UBP (CP nº 45/2025). No MME, permanecem relevantes as consultas sobre o LRCAP 2026 – Armazenamento (CP nº 202/2025), as diretrizes para atuação do Verificador Independente (CP nº 201/2025)

OBJETIVO

e a proposta de orçamento do Programa Luz para Todos 2026 (CP nº 207/2025). Já no ONS, estão em curso consultas externas voltadas à revisão de submódulos e rotinas dos Procedimentos de Rede (incluindo os Submódulos 2.10 e 2.12, além de temas como COPHI e modalidade de operação), refletindo a necessidade de atualização técnica frente à transformação tecnológica do SIN.

Desse modo, o objetivo deste documento é apresentar, em linhas gerais, as principais atualizações regulatórias do período e as consultas públicas em curso, bem como consolidar as contribuições apresentadas pela ABRACE, refletindo o posicionamento institucional da associação nos temas em discussão.

ATUALIZAÇÕES REGULATÓRIAS

Modernização tarifária para consumidores de baixa tensão

A ANEEL iniciou estudos para a modernização da estrutura tarifária aplicável aos consumidores atendidos em baixa tensão, em resposta às transformações recentes do setor elétrico brasileiro, marcadas pela crescente participação de fontes renováveis variáveis, como a solar e a eólica. Na 41ª Reunião Pública Ordinária, foi deliberada e aprovada a instauração de Consulta Pública sobre o tema, tendo o diretor–relator Fernando Mosna proposto a ampliação do escopo da discussão, de modo a contemplar também a avaliação dos impactos da nova estrutura tarifária sobre consumidores enquadrados na faixa de maior consumo que possuam sistemas de geração distribuída.

A proposta em estudo tem como foco consumidores de baixa tensão com consumo mensal superior a 1.000 kWh, segmento que reúne aproximadamente 2,5 milhões de unidades consumidoras e responde por cerca de 25% do consumo total em baixa tensão no país. O objetivo central é alinhar os sinais tarifários à nova realidade operacional do sistema elétrico, caracterizada por elevada oferta de energia de baixo custo durante o período diurno — especialmente entre 10h e 14h — e por picos de demanda no início da noite, quando a geração solar deixa de contribuir e são acionadas fontes mais onerosas. Nesse contexto, a adoção de uma tarifa horária busca incentivar o deslocamento do consumo para os períodos de menor custo, promovendo maior eficiência econômica e operacional.

A modernização proposta representa uma evolução natural do modelo tarifário, ampliando a transparência para o consumidor e aproximando a baixa tensão das práticas já consolidadas na média e alta tensão, onde a tarifação horária é a regra. A lógica em avaliação prevê que a tarifa horária passe a ser a opção padrão (default) para consumidores de elevado consumo, mantendo o caráter voluntário apenas para os demais. Para viabilizar essa transição, será necessária a substituição dos medidores convencionais por equipamentos capazes de registrar o consumo horário, cujos custos serão tratados como investimentos prudentes das distribuidoras e reconhecidos nos processos de revisão tarifária. A Consulta Pública permitirá o aprofundamento do debate, inclusive quanto aos impactos para consumidores com geração distribuída, com expectativa de que, após a consolidação das contribuições, a nova estrutura possa ser implementada a partir de 2026.

Plano Emergencial para cortes de usinas tipo III

A diretoria da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) aprovou, em Reunião Pública Ordinária realizada em 18 de setembro, o Plano Emergencial para corte de geração de usinas Tipo III conectadas às redes de distribuição, como resposta aos riscos operativos decorrentes da elevada

penetração da micro e minigeração distribuída (MMGD). Conforme apresentado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), em dias de forte irradiação solar combinada a temperaturas amenas, a redução da carga líquida, associada a altos níveis de geração não controlável e de baixa inércia, pode levar o Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) a condições críticas de operação, com impactos relevantes sobre o controle de frequência, tensão e estabilidade do sistema.

Essas condições já foram observadas de forma concreta pelo ONS, que apontou a proximidade de patamares críticos nos dias 4 de maio de 2025 e 10 de agosto de 2025, quando a contribuição da MMGD atingiu níveis elevados em períodos de baixa demanda. Diante desse cenário, o Plano Emergencial estabelece a possibilidade de restrição temporária de geração das usinas Tipo III — centrais conectadas às redes das distribuidoras e que não são despachadas centralizadamente pelo ONS — em situações de risco à segurança operativa. O procedimento prevê que o ONS comunique as distribuidoras com antecedência entre 7 e 2 dias sobre a possibilidade de acionamento do plano, cabendo a estas informar previamente as usinas sob sua área de concessão quanto à eventual necessidade de corte de geração.

Como foco inicial, o Plano Emergencial envolve as distribuidoras com maior concentração de capacidade instalada de usinas Tipo III — CPFL Paulista, Cemig D, Energisa MT, Copel D, Elektro, Celesc, Equatorial GO, Energisa MS, Coelba, RGE, EDP ES e Neoenergia PE — que, em conjunto, representam cerca de 80% da capacidade instalada dessa modalidade no país, sem prejuízo da inclusão de outras distribuidoras em etapas posteriores. A ANEEL avaliou que o plano está aderente aos contornos regulatórios vigentes e, em seu voto, o diretor-relator Gentil Nogueira destacou que as medidas conferem maior transparência e previsibilidade aos procedimentos, fortalecem a atuação coordenada entre ONS e distribuidoras e contribuem, no curto prazo, para a redução do risco sistêmico, o aumento da eficiência operacional e a proteção dos consumidores.

Além da aprovação do plano, a diretoria colegiada determinou um conjunto de ações complementares: às distribuidoras da primeira fase, foi estabelecido o prazo de até 20 dias para elaboração de Instruções de Operação específicas e o envio ao ONS de inventário atualizado da capacidade efetiva de redução de geração; ao ONS, foi determinado o encaminhamento de relatório técnico à ANEEL em até 30 dias após cada acionamento do plano, bem como a redução excepcional do prazo para contribuições da sociedade em eventuais alterações operacionais dos Procedimentos de Rede, de 45 para 10 dias; à Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade (SFT/ANEEL), caberá acompanhar a implementação do plano e o cumprimento das determinações, sendo ainda recomendada às demais distribuidoras a observação do processo visando a uma possível ampliação futura.

Projeções para atendimento eletroenergético do ONS

As projeções apresentadas pelo ONS indicam sinais consistentes do início do período úmido, com reflexos positivos sobre as afluências e os níveis de armazenamento dos reservatórios do Sistema Interligado Nacional (SIN). De acordo com o Programa Mensal de Operação (PMO) para a semana operativa de 8 a 14 de novembro, a Energia Natural Afluente (ENA) deve alcançar patamares iguais ou superiores a 80% da Média de Longo Termo (MLT) nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, ambos com previsão de 82% da MLT, e no Norte, com 80% da MLT. O subsistema Nordeste, por sua vez, apresenta recuperação mais lenta, com ENA estimada em 36% da MLT ao final de novembro, refletindo a assimetria regional do regime hidrológico.

Os indicadores operativos reforçam a expectativa de recuperação gradual dos reservatórios, com percentuais de Energia Armazenada (EAR) projetados em 84,7% no Sul e 57,3% no Norte, enquanto Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste devem atingir 44,4% e 46,4%, respectivamente. No que se refere à demanda, os cenários prospectivos indicam crescimento de 1,4% no SIN em relação a novembro de 2024, totalizando 82.358 MWmed, com destaque para os subsistemas Norte (8,9%) e Nordeste (4,6%). O Sudeste/Centro-Oeste apresenta crescimento marginal de 0,2%, enquanto o Sul é o único submercado com projeção de retração da carga, de 2,1%. O Custo Marginal de Operação (CMO) encontra-se equalizado em todas as regiões no valor de R$ 305,15/MWh, refletindo o equilíbrio momentâneo das condições operativas.

Em horizonte mais amplo, o ONS apresentou ao Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), em reunião realizada em 5 de novembro, as projeções para o atendimento eletroenergético até abril de 2026. Os estudos indicam que, embora haja expectativa de evolução dos armazenamentos com o avanço do período chuvoso, permanece a recomendação de acompanhamento rigoroso da transição entre as estações, especialmente diante da possibilidade de afluências abaixo da MLT. No cenário inferior, as afluências médias entre novembro de 2025 e abril de 2026 alcançam 67% da MLT, o que mantém a necessidade de geração térmica adicional para atendimento à potência nos horários de ponta, entre 17h e 22h. Já no cenário superior, as afluências podem atingir até 98% da MLT, resultando em níveis de armazenamento significativamente mais favoráveis. As projeções reforçam a importância do monitoramento contínuo, do aprimoramento das bases de dados de geração — incluindo MMGD e usinas do mercado livre — e da adoção tempestiva de medidas operativas para garantir a segurança, a confiabilidade e o pleno atendimento eletroenergético do país até o próximo ciclo hidrológico.

TS ANEEL nº 20/2025: Proposta de revisão dos Procedimentos de Rede para Acesso a transmissão

A ABRACE baseou suas contribuições em relatos de associados sobre dificuldades identificadas nos primeiros meses de exigência de aportes de garantias para pedidos de Parecer da Acesso (GPA) e para assinatura de CUST (GPC):

- Relatos de dificuldades de contratação e onerosidade excessiva da modalidade de carta fiança bancária, resultando em sugestão de adoção da modalidade de seguro garantia e estudo de outras modalidades;
- Relatos de exigência de garantias em situações em que o aporte de garantia acaba sendo um empecilho à assinatura do contrato sem trazer segurança adicional ao sistema, levando à sugestão de dispensa dessas garantias em casos específicos, em que a assinatura do CUST, com início de vigência e energização, ocorrer em até 30 dias após a emissão do Parecer de Acesso;
- Relatos de recusa de análise de pedidos de acesso de consumidores com horizonte superior a ano corrente+3, o que prejudica projetos com necessidade mais longa de planejamento, o que leva a ABRACE a sugerir uma nova modalidade de Parecer de Acesso de Longo Prazo;
- Relatos de pedidos de manutenção de fato de MUST provisório sendo tratados como pedidos de aumento de MUST, que nos leva a pedir tratamento diferenciado para estes casos, de forma a preservar os consumidores industriais que historicamente já vinham usando estes MJST; e
- Pedido para tratamento da proposta do ONS de condicionar a emissão de DAPR dos consumidores ao cumprimento de três novos critérios em AIR, já que esta proposta não faz parte da REN 1122/25 nem nunca teve seus efeitos discutidos com a sociedade de forma mais aprofundada, descumprindo assim a exigência legal de AIR para mudanças em normas que afetem os usuários.

Responsável: Natália Moura

O prazo de contribuições se encerrou em 02/12/2025.

CP MME nº 202/2025: Portaria de Diretrizes e Sistemática do LRCAP de 2026 – Armazenamento

A Consulta Pública nº 202/2025 teve como objetivo discutir a Proposta de Portaria Normativa que estabelece as diretrizes e a sistemática para a realização do Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência (LRCAP) de 2026.

O certame foi desenhado especificamente para a contratação de novos sistemas de armazenamento de energia em baterias (SAEs/BESS). A iniciativa visa reforçar a segurança operacional do Sistema Interligado Nacional (SIN) e mitigar riscos de déficit de potência, introduzindo tecnologias capazes de fornecer resposta rápida e serviços ancilares.

A ABRACE Energia submeteu contribuições estruturadas sob a ótica da segurança do sistema e da modicidade tarifária, defendendo que a inserção de baterias deveria ocorrer mediante rigorosa eficiência econômica e alocativa.

Resumo Propostas ABRACE

- Apoiamos a exigência da tecnologia Grid-Forming, vital para dar robustez à rede frente à intermitência das renováveis. No entanto, alertamos sobre o risco de conflito regulatório: a região de maior benefício sistêmico (onde a bateria é necessária) poderia coincidir com locais de alta Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUSTg), inviabilizando projetos economicamente devido ao custo de conexão.
- No debate quanto a operação dos sistemas (Alternativa A: Controle pelo ONS vs. Alternativa B: Arbitragem pelo Agente), posicionamo-nos firmemente a favor da **Alternativa A**. Atribuir a responsabilidade de carga e descarga ao ONS mitigaria o risco de o agente falhar no carregamento por risco de disponibilidade. Consideramos que o controle centralizado permite otimizar o carregamento das baterias nos momentos em que ocorrer sobreoferta de energia, deslocando essa energia para os horários de ponta de carga.
- Solicitamos que fosse definida, preferencialmente na Portaria ou no Edital, a aplicação exclusiva da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição/Transmissão para Geração (TUSDg/TUSTg). Alertamos que a indefinição ou a dupla cobrança (pagar na carga e na descarga) inflaria a Receita Fixa do leilão, repassando um custo desnecessário para o consumidor final.
- Enfatizamos a necessidade de internalizar os efeitos da Lei nº 15.269/2025, que concedeu isenção de PIS/COFINS (via REIDI) para projetos de armazenamento. A proposta foi de que essa redução tributária no CAPEX dos projetos deveria ser refletida integralmente na redução

do preço-teto e da Receita Fixa Máxima permitida, garantindo que o subsídio fiscal se convertesse em modicidade tarifária real, impedindo que se transforme apenas em margem de lucro para o investidor.

- Por fim, desaprovamos a brandura das penalidades propostas inicialmente. Dada a importância do produto potência para a segurança do SIN, as penalidades por indisponibilidade ou falha no despacho devem ser severas para emitir um sinal econômico correto de confiabilidade.
- Sobre o preço-teto, apresentamos cálculos baseados na atualização do 1º LRCAP (aprox. R$ 1,18 milhão/MW/ano) e no recente leilão da Argentina (aprox. R$ 916 mil/MW/ano), defendendo a fixação de um teto competitivo que evitasse a contratação a preços excessivos.

Responsável: Jéssica e Andressa

O prazo de contribuições se encerrou em 1°/12/2025.

CP MME nº 201/2025: Proposta com diretrizes para atuação do Verificador Independente

A Consulta Pública propunha a criação da figura do Verificador Independente nas concessões de distribuição. O objetivo central era mitigar a assimetria de informação entre regulador e regulado, buscando maior credibilidade na apuração dos indicadores de qualidade (DEC/FEC) e na base de ativos. A proposta previa que esse agente fosse contratado e pago pelas próprias concessionárias (com repasse tarifário) por meio de contratos de 10 anos, atuando como uma camada extra de fiscalização.

Contribuições ABRACE

- A associação defendeu que a seleção e indicação do Verificador deveriam ser atribuições exclusivas da ANEEL (via sorteio ou critério técnico), retirando da distribuidora o poder de escolher quem a auditaria, para eliminar o conflito de interesses.
- Foi sugerida a substituição da aplicação universal imediata por um Projeto Piloto restrito às 5 (cinco) maiores distribuidoras para testar o modelo em escala e proteger a modicidade tarifária das demais concessões.
- Solicitamos a auditoria automatizada via Medidores Inteligentes e Inteligência Artificial (modelo italiano), em detrimento da contratação onerosa de consultorias manuais.

- Propôs-se a redução do prazo contratual de 10 para 4 ou 5 anos, coincidindo com o ciclo de revisão tarifária para garantir renovação, isenção e performance.
- Houve o pedido de Análise de Impacto Regulatório prévia para quantificar o custo na tarifa (R$/MWh) e o estabelecimento de um teto de custeio eficiente.

Responsável: Andressa e Marina

O prazo de contribuições se encerrou em 05/12/2025.

CP MME nº 198/2025: Proposta com diretrizes para implantação de medidores inteligentes

A ABRACE manifestou apoio à proposta do MME de acelerar a implantação de medidores inteligentes no país, reconhecendo o avanço como essencial à modernização e digitalização do setor elétrico brasileiro. Também foi realizada uma análise crítica e a apresentação de propostas que visam garantir um processo sustentável, eficiente e economicamente viável.

Contribuições ABRACE:

- Ampliação dos mecanismos de alívio tarifário, utilizando recursos de Pesquisa & Desenvolvimento (P&D) e do Programa de Eficiência Energética (PEE) para financiar parte da implantação.
- Atualização do custo dos medidores, uma vez que os valores apresentados se mostram defasados, acima dos preços de mercado.
- Proposta de metodologia e ferramentas padronizadas pela ANEEL, para a elaboração das Análises de Custo-Benefício (ACB`s).
- Obrigatoriedade da instalação de medidor inteligente em toda unidade consumidora que migrar para o ACL, com o custo arcado pelo consumidor, evitando onerar o mercado regulado.
- A apresentação de Plano Alternativo de Modernização para distribuidores em que a ACB indique inviabilidade econômica.

Com essas condições, entendemos que o programa de medidores inteligentes poderá gerar ganhos sistêmicos, promovendo eficiência, modicidade tarifária e fortalecimento da economia brasileira.

Responsável: Natália e Andressa

O prazo de contribuições se encerrou em 21/10/2025.

CONSULTAS PÚBLICAS ABERTAS

CP MME n° 207/2025: Consulta Pública sobre a proposta de Orçamento do Programa Luz para Todos de 2026

A presente Consulta Pública visa definir o orçamento da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) destinado ao Programa "Luz para Todos" para o exercício de 2026. Fundamentado no Decreto nº 11.628/2023, o programa visa universalizar o acesso à energia elétrica para populações rurais e residentes em regiões remotas da Amazônia Legal, priorizando o atendimento a beneficiários vulneráveis e o cumprimento das metas de universalização estabelecidas pela ANEEL.

Para o ciclo de 2026, foi estabelecida uma a meta de 124.744 novas unidades consumidoras, representando um aumento de 28% em relação à meta de 2025. O orçamento previsto para essa expansão é de R$ 2.632.820.167,10, valor que, apesar do aumento no número de ligações, é cerca de 33% inferior ao do ano anterior. Essa redução orçamentária é justificada pela maturidade dos contratos firmados em ciclos passados, que já tiveram suas parcelas iniciais de mobilização pagas e agora entram em fase de execução e conclusão de obras.

A consulta está em análise pelo time técnico.

Prazo de contribuições: 22/12/2025

Responsável: Natália Moura

CP ANEEL n° 33/2025: Consulta Pública sobre Monitoramento Prudencial

A Resolução Normativa nº 1.072/2023 trouxe as principais diretrizes para o estabelecimento do período sombra do Monitoramento Prudencial, que se iniciou em novembro de 2023.

No final de 2024 a CCEE publicou uma Nota Técnica informando ao mercado os aprimoramentos necessários ao Monitoramento Prudencial, que posteriormente foi atualizada agora em 2025. E com base nessas informações, a ANEEL abriu então a CP 33/2025, que trata da discussão dos aprimoramentos necessários para o período definitivo.

Sendo então, um resumo das propostas para os aprimoramentos a seguir:

- **Participantes:** serão excluídos do monitoramento os consumidores de menor porte, que tem consumo ≤ 9 MWmédios, já os de médio porte, que tem consumo entre 9 e 80MWmédios, passarão a enviar uma declaração simplificada semestral, contendo a previsão de consumo e o volume dos contratos negociados. E, para os consumidores de grande porte, cujo

consumo é superior a 80 MWmédios, estes devem continuar enviando a declaração completa mensalmente. Um ponto importante: se os consumidores de médio porte ficarem inadimplentes no MCP, eles automaticamente serão incluídos na categoria superior devendo enviar mensalmente a declaração completa pelo período de 12 meses;

- **Dados a enviados para o monitoramento:** os consumidores de grande porte terão que enviar, além dos dados atualmente enviados no período sombra, todas as contrapartes, a classificação de risco de crédito da contraparte e garantias contratuais efetivamente apresentadas em benefício do comprador;
- **Verificação amostral aleatória:** haverá a ampliação a abrangência das verificações aleatórias, retirando o limite máximo de convocações e estabelecendo apenas um limite mínimo de 5% de agentes a serem verificados anualmente, o que garante maior flexibilidade para agir conforme o risco identificado;
- **Repescagem:** a proposta é que seja criado um processo de "repescagem", visando ser um momento em que o agente poderá apresentar as informações corrigidas pós Parecer Técnico da CCEE advindo do processo de verificação aleatória amostral;
- **Restrição ao registro dos contratos:** caso seja identificada pela CCEE alguma não conformidade nos dados enviados no processo de verificação amostral aleatória, ou em outro processo de pedido de documentos, que pode ser feito a qualquer momento pela CCEE, o agente pode ser convidado a partir do processo de verificação por repescagem, onde este terá que reenviar os dados de acordo com as informações do Parecer Técnico da CCEE. Caso os documentos não sejam enviados pelo agente ou ainda haja alguma não conformidade nas informações, a CCEE deve restringir o acesso do agente e ao sistema específico para registro, ajuste e validação de contratos, bem como a divulgação do agente em lista específica no site da CCEE. E para regularizar, o agente terá que encaminhar as informações corretas, conforme requisitado pela CCEE;
- **Emolumento:** haverá o recolhimento integral do emolumento para análise de regularização dos documentos, sendo necessário pagar o emolumento de R$ 10.443,00 para voltar a registrar os contratos.
- **Segurança das informações dos contratos à CCEE devido à sensibilidade desses dados e caso haja algum vazamento pode comprometer a operação dos agentes:** inserir dispositivo da REN para que o envio agora observe uma política própria de segurança da informação aplicável à estrutura de segurança e monitoramento de mercado;

- **Sanções e penalidades:** a proposta desta CP não inclui a previsão de sanções específicas, nem confere, neste momento, competência expressa à CCEE para aplicar penalidades relacionadas diretamente a esse monitoramento. Segundo a ANEEL, ela entende que a CCEE pode sim aplicar penalidade, no entanto, é preciso que as regras e procedimentos para aplicação de penalidades sejam explicitamente detalhados em norma específica, garantindo segurança jurídica aos agentes. Dessa forma, a ANEEL decidiu por tratar o tema em um processo próprio, tendo em vista a necessidade de estudos complementares e de aprofundamento da avaliação regulatória.
- **Alteração na composição societária de comercializadoras:** a proposta é para que empresas com participação superior a 5% ou mudança em seus administradores deva ser informada à CCEE e divulgada ao mercado em até cinco dias úteis após o registro na Junta Comercial. Além disso, as empresas com restrições junto à CCEE — em decorrência do monitoramento prudencial — devam obter aprovação prévia da Câmara para alterações societárias superiores a 5%, cabendo à CCEE informar a ANEEL sempre que julgar relevante.
- **Fator de alavancagem:**
  - Nova fórmula para cálculo do Fator de Alavancagem (FA) quando o Patrimônio Líquido Ajustado (PLA) seja ≤ 0.
  - Deduzir as dívidas subordinadas e a marcação a mercado (MtM) positiva, sem modificar as deduções aplicáveis a ativos intangíveis e imóveis.
  - Calcular o FA por vértices (mês), mas dar publicidade apenas ao FA agregado.
  - Não será mais necessário publicação do FA no site do agente, será centralizado apenas no site da CCEE.
  - Adicionar à parcela de risco de mercado a parcela de risco de crédito, que será calculado com base na exposição das contrapartes do agente.
- **Risco de contágio:** a CCEE propõe a criação de um indicador interno de risco que reflita o grau médio de risco das contrapartes com as quais cada agente mantém relações contratuais. O novo indicador seria calculado com base no Fator de Alavancagem das contrapartes, ponderado pelo valor das exposições financeiras positivas (MtM) de cada uma, ou seja, quanto maior a exposição de um agente a uma contraparte de risco elevado, maior será o impacto no seu indicador de risco consolidado. Este novo indicador deve passar por um período sombra

de 12 meses, durante o qual somente a CCEE terá acesso aos valores apurados do FA das contrapartes, enquanto os agentes terão acesso apenas ao seu próprio indicador consolidado.

- **Vigência:** a proposta é de 12 meses para entrar em vigor toda a norma, com possibilidade de escalonar alguns aprimoramentos para que possam entrar em vigor antes deste período.

Foi realizada uma reunião específica sobre o tema com os associados em 11/11/2025, onde foi possível coletar diversas contribuições importantes. E como próximo passo, será enviada a minuta de contribuição aos associados para que contribuições adicionais ao texto seja possível, sendo posteriormente enviada à ANEEL.

Prazo de contribuições: 22/12/2025

Responsável: Jéssica e Victor

CP ANEEL n° 35 e 36/2025: Consulta Pública referente a minuta de edital do Leilão Reserva de Capacidade 2026 para UTEs a Biodiesel, Gás Natural, Carvão Mineral e UHEs

As Consultas Públicas têm como objetivo apresentar as minutas dos editais e contratos referentes aos Leilões de Reserva de Capacidade na forma de Potência (LRCAP) previstos para 2026, especificamente o Leilão nº 2/2026–ANEEL e o Leilão nº 3/2026–ANEEL. Os editais visam disciplinar a contratação de potência elétrica, estabelecendo regras para a participação de empreendimentos hidrelétricos e termelétricos a gás natural e carvão mineral, tanto novos quanto existentes, no certame nº 2/2026, bem como para a contratação de térmicas existentes a óleo e a transição para biodiesel no certame nº 3/2026.

Já nos Contratos existem as cláusulas que disciplinam sobre os deveres do empreendedor, além das penalidades e hipóteses que fariam com que o contrato fosse resolvido.

Principais pontos submetidos à consulta pública:

- **Cronograma de Realização:** Os leilões estão agendados para 18 de março de 2026 (Leilão nº 2/ Gás, Carvão e Hidrelétricas) e 20 de março de 2026 (Leilão nº 3/ Óleo e Biodiesel).
- **Exigência de Transporte de Gás:** No Leilão nº 2, empreendimentos a gás natural conectados à malha de transporte (STGN) devem comprovar contrato de serviço de transporte firme que viabilize a operação contínua na capacidade máxima.

- **Transição para Biodiesel:** No Leilão nº 3, usinas que venderem potência simultaneamente nos produtos de óleo (2026/2027) e no produto de 2030 devem obrigatoriamente converter a central para operar com biodiesel até o início do suprimento do produto de 2030, sob risco de penalidade.
- **Preço-teto:** serão publicados junto à divulgação do Edital.
- **Inflexibilidade:** a usina contratada não poderá declarar inflexibilidade para fins de planejamento e programação perante o ONS, sob pena de resolução do contrato.
- **Penalidades:** há três tipos de penalidade, a primeira por não atendimento ao despacho centralizado nas condições definidas pelo Operador, sendo de 15% sobre a Receita Fixa mensal, a segunda pelo não atendimento ao compromisso de entrega da disponibilidade de potência, de 10% sobre a RF mensal e a penalidade pela apuração de indisponibilidade acima dos índices de referência, de 15% sobre a RF mensal. Além de incidir penalidade de 3% sobre a RF diária para cada parâmetro de flexibilidade operacional (UCT) que estiver acima dos parâmetros de referência.

Com base nos documentos apresentados pela Agência, a ABRACE considerou positivas as inovações propostas pela ANEEL, reconhecendo a importância do certame para a segurança operacional e o suprimento de carga. No entanto, propõe-se ajustes nas regras para garantir que o produto de confiabilidade contratado seja efetivamente entregue, evitando que o consumidor arque com custos decorrentes da ineficiência ou de falhas na gestão de riscos por parte dos geradores. O foco central das contribuições é aumentar a rigidez das penalidades e assegurar a flexibilidade operativa das usinas frente a um cenário de sobre oferta de geração renovável e cortes de carga.

Resumo propostas ABRACE:

- Apoio à manutenção da cláusula que proíbe a declaração de inflexibilidade pelas usinas contratadas, visto que a operação inflexível agrava o curtailment de fontes renováveis e gera custos desnecessários.
- Proposta de inclusão de uma componente na fórmula de penalidade para que o gerador arque com o custo da energia não entregue valorada ao PLD, além da multa percentual sobre a Receita Fixa.
- Sugestão de elevar a penalidade de 10% para 25% da Receita Fixa Mensal. O objetivo é superar o custo da tarifa de transporte de gás natural, incentivando economicamente a conexão das térmicas à malha de gasodutos para maior confiabilidade.

- Redução do prazo de tolerância para indisponibilidade de 90 para 30 dias a cada 12 meses, transferindo o risco logístico para o empreendedor.
- Inclusão de nova hipótese de resolução caso a usina descumpra os parâmetros técnicos de flexibilidade por mais de 740 horas no ano.
- Ajuste da exigência de comprovação de transporte firme para 5 anos (prazo máximo ofertado pela ANP), em vez dos 7 anos exigidos pela portaria do MME, para viabilizar o cumprimento da regra.
- Proposta para que a parcela da Receita Fixa referente ao transporte de gás seja reajustada pelas variações tarifárias homologadas pela ANP, e não pelo IPCA, dado o risco regulatório e a volatilidade desse custo.

Prazo de contribuições: 16/12/2025

Responsável: Jéssica e Andressa

> CP ANEEL n° 37/2025: Consulta Pública sobre rateio dos custos de Angra 1 e 2

A presente Consulta Pública tem como objetivo colher subsídios da sociedade para o estabelecimento do rateio dos custos e da geração de energia elétrica das usinas Angra 1 e Angra 2 entre os usuários finais do Sistema Interligado Nacional — SIN, em atendimento ao art. 11-A da Lei nº 12.111/2009, incluído pela Lei nº 15.269/2025. O novo comando legal determina a ampliação da base pagadora, com a inclusão dos consumidores livres, especiais e autoprodutores, excetuando-se os consumidores integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda, bem como estabelece que o rateio seja realizado de forma proporcional ao consumo individual verificado.

Para o atendimento a esse dispositivo, a ANEEL, por meio da Nota Técnica Conjunta nº 16/2025-SGM/STR/ANEEL, analisou diferentes alternativas regulatórias para o rateio dos custos e da energia de Angra 1 e 2, considerando aspectos jurídicos, operacionais, tarifários e tributários. Como encaminhamento, a Agência propõe a manutenção da liquidação centralizada na CCEE, com o rateio dos custos baseado na contratação compulsória de energia, preservando a natureza do custo como energia, bem como a adoção de cotas firmes lastreadas na Garantia Física das usinas. A proposta busca minimizar intervenções nos processos vigentes, garantir previsibilidade aos agentes e viabilizar a implementação do novo modelo a partir de janeiro de 2026.

A consulta está em análise pelo time técnico.

Prazo de contribuições: 05/01/2026

Responsável: Marina e Natália

CONSULTAS PÚBLICAS ABERTAS

CP ANEEL n° 39/2025: Consulta Pública sobre a revisão do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE)

A presente Consulta Pública tem como objetivo colher subsídios da sociedade para a revisão do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico — MCPSE, em consonância com a necessidade de atualização periódica estabelecida pela Resolução Normativa nº 674/2015. A iniciativa visa solucionar a complexidade e as incertezas no cadastro patrimonial, incorporando novas tecnologias como sistemas de armazenamento de energia e estações de recarga de veículos elétricos, além de promover a simplificação e a padronização dos registros de bens essenciais e onerosos das concessionárias, permissionárias e autorizadas.

Por meio da Nota Técnica nº 295/2025–SFF/ANEEL, a Agência, realizou uma Análise de Impacto Regulatório baseada em contribuições prévias e estudos de consultoria especializada. Como encaminhamento, a Agência recomenda a adoção da Alternativa 3, que contempla a revisão textual e reorganização do MCPSE para remover sombreamentos, a criação e modificação de unidades de cadastro e a delegação de competência à SFF para alterar aspectos procedimentais e operacionais.

Um dos pilares da proposta é a segregação do conteúdo do Manual entre aspectos principiológicos e procedimentais, mantendo sob a alçada da Diretoria Colegiada os temas de caráter normativo, enquanto os aspectos dinâmicos e operacionais poderão ser atualizados via Despacho da Superintendência de Fiscalização (SFF) para conferir maior celeridade aos ajustes. No âmbito técnico, a revisão sugere a criação de códigos específicos para Sistemas de Armazenamento de Energia e novos atributos para veículos, além da simplificação de códigos redundantes para usinas termelétricas e áreas administrativas e a exigência de cadastramento individualizado para certos ativos de geração e transmissão, preservando o cadastro em massa para a distribuição. Com o objetivo de modernizar a regulação, a proposta prevê vigência geral a partir de 1º de janeiro de 2027, estabelecendo, contudo, vigência imediata para as regras de armazenamento de energia devido à relevância e urgência do tema.

A consulta está em análise pelo time técnico.

Prazo de contribuições: 04/03/2026

Responsável: Natália e Andressa

CP ANEEL nº 44/25: Orçamento CDE 2026

Esta consulta discute a proposta para o orçamento anual da Conta de Desenvolvimento Energético — CDE de 2026.

Conforme a proposta apresentada na Nota Técnica que subsidia a discussão, o orçamento total proposto é de R$ 52,6 bilhões (+7% em comparação com 25), sendo R$ 47,7 bilhões (+15,4% em comparação com 25) custeados pelas cotas de CDE-Uso e R$ 2,95 bilhões custeados pelas cotas de CDE-GD — sobre este último valor, cabe destacar que a Lei 15.269/25 determinou que o subsídio à GD custeado pela CDE será rateado entre todos os consumidores e não apenas entre os consumidores regulados, como acontecia até então. Assim, os quase R$ 3 bilhões em cotas específicas para a CDE-GD de 2026 se referem à arrecadação projetada com as cotas aprovadas em 2025 até o processo tarifário de cada distribuidora, quando este componente tarifário específico deixará de ser cobrado dos consumidores regulados.

Segundo a proposta da nota técnica, as despesas referentes ao carvão mineral nacional, à CCC e à universalização (Luz para Todos) devem cair, cada uma, cerca de R$ 1 bilhão em comparação com as despesas de 2025. Isto se observa em razão da contratação, como energia de reserva, do complexo de Jorge Lacerda, no caso do carvão mineral; da interligação de Roraima, no caso da CCC; e da menor previsão de aportes financeiros para o Luz para Todos, no caso da universalização.

Por outro lado, observa-se aumento das despesas com a Tarifa Social (+2,6 bilhões), em razão da nova metodologia de aplicação do benefício aprovada pela Lei nº 15.235/25 (MP 1300); das despesas com descontos tarifários na transmissão e na distribuição (+3,1 bilhões), em grande medida em razão dos descontos tarifários para fontes incentivadas; e com os subsídios à GD, que devem atingir R$ 6,8 bilhões em 2026, incremento de R$ 3,2 bilhões.

Destacamos também a redução das receitas de UBP e do excedente de P&D, que contribuem para a maior necessidade de receitas arrecadadas das cotas. A respeito da UBP, também cabe ressaltar que o valor considerado nas receitas ainda sofrerá alterações, em decorrência do resultado da CP que trata da repactuação de UBP nos termos da 15.235/25, cuja abertura foi aprovada na mesma reunião de diretoria que discutiu a abertura da CP da CDE 26.

Por fim, cabe ressaltar que já foram consideradas as novas proporções para o rateio da CDE entre diferentes níveis de tensão, aprovadas pela Lei nº 15.269/25 (MP 1304), correspondentes, a 50% e 80% das cotas unitárias dos consumidores de Baixa Tensão para os consumidores de Alta Tensão e Média Tensão, respectivamente.

Diante de todo o exposto, a tabela a seguir apresenta as cotas unitárias propostas na abertura da Consulta Pública:

Tabela 8 — Variação do Custo Unitário da CDE–Uso em 2026

Região	Nível de Tensão	Custo unitário (R$/MWh) CDE USO			
		2025	2026	Δ	
N/NE	AT	34,05	**44,30**	10,25	30,1%
N/NE	MT	53,51	**70,89**	17,38	32,5%
N/NE	BT	69,49	**88,61**	19,11	27,5%
S/SE/CO	AT	58,57	**68,23**	9,66	16,5%
S/SE/CO	MT	92,04	**109,16**	17,13	18,6%
S/SE/CO	BT	119,53	**136,45**	16,93	14,2%

FONTE: ANEEL

A consulta está em análise pelo time técnico.

Prazo de contribuições: 26/01/2026

Responsável: Natália e Andressa

CP ANEEL nº 45/25: Repactuação do Saldo de UBP segundo a Lei nº 15.235/25

A Consulta Pública tem o objetivo de divulgar, validar e coletar contribuições sobre a metodologia de cálculo do saldo do Uso de Bem Público (UBP) a ser repactuado por usinas hidrelétricas elegíveis, nos termos do art. 4º da Lei nº 15.235/2025. O foco é a apuração do valor presente das parcelas vincendas do UBP relativas ao período original da outorga (ou seja, não abrange o período de prorrogação do contrato), bem como a apresentação da memória de cálculo e da minuta de termo aditivo a ser firmada entre o concessionário e o poder concedente.

A metodologia proposta prevê a identificação das usinas outorgadas pelo critério de máximo pagamento de UBP que ainda possuem parcelas em aberto, o cálculo do saldo nominal remanescente e sua atualização a valor presente, com aplicação de taxa de desconto. Sobre esse valor, aplica–se uma redução percentual de 50%, equivalente à proporção utilizada pela ANEEL para representar a diferença entre a receita de referência e o custo de referência em processos de prorrogação de outorgas. Para usinas que comercializaram energia nos termos do art. 17 da Lei nº 10.848/2004, há ainda a dedução do valor presente da receita já incorporada aos contratos de venda de energia.

A proposta estabelece que a repactuação se dará mediante pagamento, em parcela única, do saldo apurado diretamente à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), substituindo a obrigação original de pagamento do UBP apenas quanto ao período da outorga original. Os recursos arrecadados serão destinados à modicidade tarifária nos anos de 2025 e 2026, para consumidores do ambiente regulado nas regiões da Sudam e da Sudene.

A consulta está em análise pelo time técnico.

Prazo de contribuições: 12/01/2026

Responsável: Natália

CE ONS nº 13/2025: Consulta para revisão do Submódulo 2.12 dos Procedimentos de Rede

A consulta pública para revisão do Submódulo 2.12 dos Procedimentos de Rede está inserida no contexto da transformação tecnológica do sistema elétrico, marcada pelo aumento expressivo da geração baseada em inversores (solar e eólica), da implantação de elos HVDC e do crescimento das oscilações eletromecânicas do sistema. Esse novo cenário ampliou a complexidade da operação em tempo real e evidenciou a necessidade de aprimorar a observabilidade, a controlabilidade e a consciência situacional do Operador, especialmente por meio da modernização dos requisitos de supervisão, controle e aquisição de dados, incluindo medições de maior qualidade e novas grandezas elétricas.

Assim, os principais pontos abordados na proposta de revisão são:

- Movimentação de detalhamento das medidas para o documento Operacional do Submódulo 7.9.
- Retirada da necessidade de medições exclusivas para a monitoração do intercâmbio pelo CAG. Os pontos tradicionalmente disponibilizados são suficientes para uso do CAG.
- Ajustes na descrição das funções de supervisão e controle do ONS com a exclusão e ajustes no texto.
- Clarificação da difusão de dados dos Agentes nos barramentos fronteiras.
- Ajustes no texto em função da evolução tecnológica da supervisão e controle tornando desnecessários alguns itens anteriormente solicitados.

- Exclusão de medição porque a medição de frequência por medidores sincrofasoriais atende as necessidades de monitoração dessa grandeza.
- Além das unidades geradoras foi incluída a necessidade de medição de tensão dos compensadores síncronos no barramento de baixa do transformador elevador.
- Com resultado do RAP para o evento de 15-AGO-23023 foi identificada a necessidade da aquisição de medições referentes a referência dos reguladores de velocidade das unidades geradoras e outras informações que permitam distinguir melhor as ações e comandos associados a regulação automática.
- Com relação a melhora dos modelos para o monitoramento de grandezas CC foram incluídas medições analógicas e digitais adicionais de forma a aumentar a observabilidade e controlabilidade do SIN.
- Com relação a conjuntos eólicos, fotovoltaicos e usinas híbridas foram incluídas a medições digitais que permitam aprimorar a observabilidade desses conjuntos e equipamentos.
- Incluída a necessidade de medição digital do estado operacional com selo de tempo dos modos de operação dos reguladores de tensão e estabilizadores de sistemas de potência de UGs.
- Retirada das medições associadas ao acompanhamento hidrológico do Submódulo 2.12 e a incorporação das mesmas na rotina “Rotina Operacional de Apuração dos Dados Hidrológicos e Hidráulicos”.
- Aprimorar os requisitos associados a classe de exatidão dos equipamentos que realizam as medições de tensão de 1% para 0,6% em função da evolução tecnológica e aprimoramento desses equipamentos.
- Retirada a parametrização dos protocolos de comunicação para o sistema de supervisão e controle no submódulo 2.12 e a respectiva incorporação deles na rotina “Rotina Operacional de Protocolos de Comunicação com o Sistema de Supervisão e Controle do ONS e Padrões de Desempenho da Medição”.
- Adequação dos agrupamentos de pontos de SOE de forma mais otimizada para aumento da qualidade da informação enviada ao ONS.
- Simplificação da supervisão associada a Rede de Supervisão.
- Aprimoramento dos requisitos associados a centrais geradoras solares.

- Ajustes de texto no trecho relacionado a instalações compartilhadas na Rede de Operação.

A consulta está em análise pelo time técnico.

Prazo de contribuições: 05/01/2026

Responsável: Marina Costa Fernandes

CE ONS nº 17/2025: Consulta para revisão do Submódulo 2.10 dos Procedimentos de Rede

A Consulta Externa do ONS sobre a Revisão do Submódulo 2.10 dos Procedimentos de Rede tem como objetivo promover uma atualização estrutural, técnica e conceitual dos requisitos mínimos para a conexão às instalações de transmissão, em resposta à evolução do Sistema Interligado Nacional (SIN), à diversificação tecnológica dos acessantes e aos direcionamentos regulatórios da ANEEL, especialmente o Despacho nº 2.423/2024. A revisão parte do diagnóstico de que o texto vigente apresenta lacunas relevantes, ausência de critérios objetivos, redundâncias com outros submódulos e uso recorrente de expressões genéricas, o que dificulta a aplicação uniforme dos requisitos e reduz a previsibilidade regulatória. Também são identificadas falhas como a inexistência de previsão formal para análise de flexibilizações pelo ONS, a ausência de requisitos específicos para compensadores síncronos, lacunas nos requisitos de controle conjunto de tensão, inexistência de requisitos dinâmicos para regulação primária de frequência e insuficiência de critérios técnicos para estratégias de controle em usinas que participam de corredores de recomposição.

Do ponto de vista técnico, a revisão promove o aprimoramento dos requisitos aplicáveis às máquinas síncronas, incluindo usinas hidrelétricas, termelétricas e compensadores síncronos, com atualização das exigências de geração e absorção de potência reativa, suportabilidade a sub e sobrefrequência, além da parametrização dos sistemas de controle de tensão e velocidade. Para usinas eólicas e fotovoltaicas, são reforçados os requisitos de controle contínuo e dinâmico de tensão e potência reativa, bem como a atualização dos parâmetros de desempenho e de suportabilidade a sub e sobretensão, com harmonização entre tecnologias e alinhamento a padrões internacionais, especialmente a norma IEEE P2800–2022. A revisão também redefine de forma abrangente os requisitos aplicáveis às usinas híbridas e associadas, explicitando a filosofia de aproveitamento da infraestrutura existente, e incorpora requisitos técnicos mínimos para novas tecnologias e perfis de acessantes, como usinas reversíveis, sistemas de armazenamento por baterias e grandes cargas conectadas ao SIN, incluindo data centers e produção de hidrogênio.

Além dos aprimoramentos técnicos, a proposta reconhece a necessidade de uma reorganização completa do Submódulo 2.10, com separação clara entre requisitos gerais e específicos por tecnologia, redução de redundâncias e melhoria da legibilidade e coerência normativa, de modo a suportar a inclusão de tecnologias futuras. Como complemento, prevê-se a criação de um anexo técnico com gabaritos padronizados para a avaliação do desempenho de controladores, aplicáveis a diferentes fontes, conferindo maior uniformidade às análises do ONS e aos estudos apresentados pelos agentes.

A consulta está em análise pelo time técnico.

Prazo de contribuições: 15/01/2026

Responsável: Marina Costa Fernandes

CE ONS nº 16/2025: Consulta para revisão do Submódulo 4.10 dos Procedimentos de Rede

Os condicionantes operativos hidráulicos (COPHI), anteriormente conhecidos por "restrições hidráulicas", são limitações em variáveis hidráulicas, como níveis d'água e vazões, de usinas hidroelétricas do Sistema Interligado Nacional (SIN) e são fundamentais para o planejamento, programação e a operação em tempo real do SIN.

Ao longo de 2025 o ONS, em parceria com consultoria especializada, estudou aprimoramentos no processo de análise, avaliação, aceite e gerenciamento de COPHI. Os resultados do Projeto indicaram a oportunidade de aprimoramentos no processo e, consequentemente, no Submódulo 4.7 e na Rotina Operacional RO-OH.BR.01.

Dos aprimoramentos no Submódulo 4.7 temos a inclusão e atualização de condicionantes operativos hidráulicos dos aproveitamentos hidráulicos, dentre os quais se destacam:

- inclusão de um novo tipo de COPHI, denominado "Volumes de Espera", que são os volumes de espera calculados pelo ONS, no âmbito do Plano Anual de Prevenção de Cheias (PAPC), e suas respectivas revisões.
- inclusão de nova temporalidade para o COPHI, denominada "Temporária- Emergencial".
- detalhamento das origens dos COPHIs.
- estabelecimento da documentação pertinente mínima, de acordo com origem e temporalidade do COPHI; e do teor da justificativa técnica para cadastro de COPHI.

- definição de prazos máximos de vigência para as declarações.
- prerrogativa de não inclusão pelo ONS, na operação do SIN, de COPHI do tipo “informações operativas relevantes” e “intervenções”.
- criação do conceito de Condicionante Operativo Sistêmico (COS), que são COPHI que afetam de forma significativa a otimização eletroenergética sistêmica, incluindo atendimento à ponta ou ao vale de carga, ou acarretam impactos energéticos em âmbito sistêmico, ou colocam em risco a governabilidade hidráulica de uma bacia hidrográfica.
- Plano de contingência para o processo de realização de cadastro de COPHI.

A Consulta Externa nº 16/25 está em análise pela Associação.

Prazo de contribuições: 13/01/2026

Responsável: Jéssica Guimarães

CE ONS n° 18/2025: Consulta para revisão da modalidade de operação

A proposta de alteração está diretamente relacionada a aprovação da ANEEL, de um plano emergencial que autoriza a realização de cortes de geração de usinas conectadas aos sistemas de distribuição. Essa medida decorre da rápida expansão da geração renovável e descentralizada, sobretudo solar e eólica, que passou a impor desafios operativos relevantes ao sistema elétrico, especialmente em períodos de excedente de geração local e restrições na capacidade de escoamento.

Nesse contexto, tornou-se necessário rever a classificação das modalidades de operação das usinas, uma vez que empreendimentos antes enquadrados como não impactantes à operação do SIN passaram a exercer influência relevante sobre o equilíbrio sistêmico. A possibilidade de atuação do ONS, por meio dos operadores de distribuição, no controle ou restrição da geração dessas usinas exigiu ajustes nos critérios de classificação, bem como maior rigor nos processos de integração e de emissão das declarações de atendimento aos Procedimentos de Rede. Assim, alterações nas modalidades de operação passaram a implicar novos requisitos técnicos, operacionais e de comunicação, refletindo o papel efetivo dessas usinas na operação do sistema.

A consulta pública está sob análise do time técnico.

Prazo de contribuições: 15/01/2026

Responsável: Marina Costa Fernandes

Victor Iocca
Diretor de Energia Elétrica
victor@abrace.org.br
61 3878 3514

Jéssica Guimarães
Analista de Energia
jessica@abrace.org.br
61 3878 3525

Natália M. de Oliveira
Analista de Energia
natalia@abrace.org.br
61 3878 3511

Marina Costa
Trainee de Energia Elétrica
marina@abrace.org.br
61 3878 3500

Andressa Fernandes
Estagiária de Energia Elétrica
andressa@abrace.org.br
61 3878 3500

www.abrace.org.br

Este é um material exclusivo para empresas associadas à ABRACE.

Se este documento por acaso chegou até você e sua empresa quer ter acesso a análises e estudos produzidos para os grandes consumidores de energia, associe-se!

Entre em contato: **abrace@abrace.org.br**.

ABRACE ENERGIA

SBN – Quadra 01 Bloco B nº 14, salas 701/702 Ed. CNC
Asa Norte – Brasília – DF – 70041 902