

Rolim  
Goulart  
Cardoso

**Boletim  
Energia:**  
Regulação e  
Sustentabilidade

*Outubro e  
Novembro  
de 2024*

Caio José de Oliveira Alves  
Carolina Figueiredo Germano  
Giovanna Egídio Franklin  
Helena Marinho Ketzer Yacoub  
Maria João Pereira Rolim  
Renan Torres Lucas dos Santos  
Vitor Sarmiento de Mello  
Vivian Marcondes Oliveira

# Boletim Energia:

## *Regulação e Sustentabilidade*

*Outubro e Novembro de 2024*

Através desse boletim mensal, os advogados da equipe de **Energia** do **Rolim Goulart Cardoso** divulgam os temas que foram destaques em outubro e novembro no âmbito do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), com comentários e reflexões que podem auxiliar a identificar os efeitos econômicos, sociais e ambientais.

Os temas serão apresentados nas seguintes sessões:

- 1 – Legislação e Regulamentação;
- 2 – Decisões que afetam o SEB no âmbito da Aneel e do TCU;
- 3 – Acompanhamento das Consultas Públicas, Tomadas de Subsídios e afins;
- 4 – Notícias relevantes para o SEB;
- 5 – Informes regulatórios de Energia publicados pelo Rolim.

Boa leitura.





## 1 *Legislação*

### **Lei do Combustível do Futuro**

Em 9 de outubro, foi sancionada a [Lei nº 14.993/2024](#), conhecida como Lei do Combustível do Futuro. Essa legislação cria programas nacionais para a promoção da mobilidade sustentável de baixo carbono, regulamenta atividades de captura e armazenamento de dióxido de carbono (CCS), além de ajustar os percentuais de mistura de etanol na gasolina e de biodiesel no diesel. Esses esforços visam estimular a transição para uma matriz energética mais limpa e sustentável no Brasil, ampliando o uso de energias renováveis e promovendo a descarbonização dos setores de transporte e energia.

A Lei institui três programas nacionais: o Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação (ProBioQAV), o Programa Nacional de Diesel Verde (PNDV) e o Programa Nacional de Incentivo ao Biometano. Cada um deles possui objetivos específicos de incentivo à produção e ao consumo de combustíveis renováveis, com metas e critérios estabelecidos. Por exemplo, o ProBioQAV foca na promoção do combustível sustentável de aviação (SAF), exigindo reduções anuais de emissões de gases de efeito estufa pelas companhias aéreas a partir de 2027, enquanto o PNDV estabelece um limite de mistura de diesel verde com o diesel tradicional, que será definido anualmente pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Em relação ao biodiesel e ao etanol, a Lei define novos percentuais de mistura com o diesel e a gasolina, respectivamente. A

partir de 2025, o percentual de biodiesel misturado ao diesel será aumentado gradualmente até alcançar 20% em 2030. O CNPE também terá o papel de definir a proporção exata dessa mistura, com um intervalo de flexibilidade entre 13% e 25%. No caso do etanol, a mistura mínima na gasolina será de 22% e poderá chegar a até 35%, com um percentual inicial de 27%, promovendo a adaptação dos combustíveis a condições de mercado e suprimento.

A Lei do Combustível do Futuro também regulamenta a captura e estocagem de carbono (CCS), autorizando a realização atividades de captura e armazenamento geológico de dióxido de carbono, mediante permissão da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Para garantir a segurança e a eficácia dessas operações, serão adotadas práticas que incluem auditorias e integração de dados geológicos. Essa medida integra a economia de baixo carbono ao cenário energético brasileiro, promovendo uma transição responsável e sustentável.

Para integrar melhor as políticas de mobilidade sustentável, a Lei harmoniza programas como o RenovaBio, o Programa Mover e o Programa Brasileiro de Etiquetagem Veicular (PBEV), introduzindo uma metodologia para análise do ciclo de vida dos combustíveis. Dois conceitos principais foram estabelecidos: o ciclo “do poço à roda”, que considera o consumo energético de veículos leves e pesados até 31 de dezembro de 2031, e o ciclo “do berço ao túmulo”, que passa a ser utilizado a partir de 1º de janeiro de 2032, incorporando as emissões de gases de efeito estufa desde a extração de recursos até o descarte dos veículos.

Os vetos presidenciais, que incluíram diretrizes contábeis e aspectos relacionados ao biometano e CCS, serão avaliados pelo Congresso, indicando um processo de aprimoramento regulatório para garantir a competitividade e a segurança jurídica na transição energética.

Essa nova legislação representa um passo estratégico para consolidar o país como protagonista na transição para uma matriz energética mais sustentável. Ao alinhar o potencial do setor agrícola com a expansão da produção de biocombustíveis, o país avança rumo a uma economia mais limpa e eficiente. Os ajustes regulatórios foram fundamentados no sentido de garantir segurança jurídica e competitividade no mercado, enquanto o Brasil aproveita as oportunidades promissoras oferecidas pelos combustíveis renováveis.

## Programa Nacional de Apoio às Microempresas e Empresas de Pequeno Porte que tiveram prejuízos pelo apagão em São Paulo

Em 19 de outubro, foi publicada a Medida Provisória (MP) nº 1.267/2024, que dispõe sobre operações do Programa Nacional de Apoio às Microempresas e Empresas de Pequeno Porte (Pronampe), com beneficiários que tiveram perdas materiais causados pela interrupção do fornecimento de energia elétrica em outubro, na Região Metropolitana de São Paulo/SP.

A MP altera a Lei nº 13.999/2020, que instituiu o Pronampe para o desenvolvimento e o fortalecimento dos pequenos negócios e estabelece que os valores não utilizados para garantia de operações com recursos do Fundo Garantidor de Operações (FGO), assim como os valores recuperados, poderão ser utilizados até R\$ 150 milhões para a constituição de patrimônio segregado e a cobertura de operações contratadas até 31 de dezembro, no âmbito do Pronampe.

Os valores não utilizados até 31 de dezembro serão destinados como garantia em operações contratadas no Pronampe ou devolvidos à União a partir de 1º de janeiro para pagamento da dívida pública de responsabilidade do Tesouro Nacional.

Além disso, foi permitida a prorrogação e a suspensão de pagamentos por até dois meses, mantendo a garantia do FGO, conforme política de crédito do agente financeiro. A prorrogação poderá incluir parcelas em vencimento e vencidas de até 74 meses e será concedida uma carência adicional à originalmente contratada ou a suspensão de parcelas de até dois meses.

As demais disposições relativas ao Pronampe aplicam-se às operações de que trata a MP.

## Aprimoramentos metodológicos do Ciclo 2022-2024

Em 2 de outubro, foi publicada a Portaria nº 813/2024, do Ministério de Minas e Energia (MME), que determinou a revogação de portarias, em razão de cumprimento do cronograma dos temas da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP) para o ciclo 2022-2024.

A três Portarias revogadas estão listadas abaixo:

- Portaria MME nº 464/2020, que instituiu, no âmbito da CPAMP, o Grupo de Trabalho (GT) de Metodologia para propor aprimoramentos da cadeia de modelos computacionais de suporte ao planejamento, à programação da operação eletroenergética e à formação de preço no setor elétrico;
- Portaria MME nº 465/2020, que instituiu, no âmbito da CPAMP, o GT de Governança para propor aperfeiçoamentos à Governança da CPAMP; e
- Portaria MME nº 637/2022, que instituiu a CPAMP, para garantir coerência e integração das metodologias e programas computacionais utilizados pelo MME, pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

A nova Portaria foi resultado da Consulta Pública (CP) nº 162/2024, do MME, que esteve aberta para contribuições durante o 1º semestre deste ano e tratou dos sistemas computacionais utilizados pelo Ministério, pela EPE, pelo ONS e pela CCEE. Após a consolidação das contribuições, em outubro, entrou-se no que o calendário chama de “Período Sombra”, que irá considerar apenas os temas aprovados, revogando, por consequência, as normas atinentes à CPAMP.

## **Resultado da 1ª rodada de solicitações de enquadramento ao Reidi de projetos de mini GD**

Nos dias 3 e 31 de outubro, foram publicados, na página da Aneel, os relatórios de resultado da avaliação de adequação das solicitações de enquadramento ao Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (Reidi) de projetos de minigeração distribuída (GD) referentes às solicitações protocoladas nas distribuidoras via sistema ConectAneel até 10 e 30 de setembro, respectivamente, conforme art. 6º, § 2º, da Portaria Normativa MME nº 78/2024.

A Portaria estabelece os requisitos e o procedimento para o requerimento administrativo de enquadramento e habilitação de projetos de mini GD no Reidi, que atendam aos requisitos do Decreto nº 6.144/2007. Trata-se de hipótese admitida pelo art. 28, § único, do Marco Legal da GD (Lei nº 14.300/2022), que, ao reconhecer que projetos de minigeração distribuída serão considerados como de infraestrutura de geração de energia elétrica, implica em suspender a

exigência do PIS/Pasep e da Cofins nas aquisições de bens e serviços (inclusive na importação) relacionados às obras de implementação da infraestrutura.

A Aneel recomendou o não enquadramento de alguns empreendimentos, conforme siglas e razões expostas no Resultado, quais sejam: T1 (Teste 1): inadequação aos limites de investimento; T2: inadequação aos limites de potência instalada de minigeração distribuída; A1 (Atesto 1): distribuidora não atestou completude do formulário de solicitação; A2: distribuidora não atestou correspondência entre as informações apresentadas na solicitação e no Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD); e A3: distribuidora não atestou a apresentação das licenças e autorizações de responsabilidade do solicitante.

Nossos informes relativos ao enquadramento de mini GD no Reidi podem ser acessados [aqui](#) e [aqui](#).

## **Exportação de energia elétrica interruptível de termelétricas despachadas centralizadamente, disponíveis e não utilizadas para atendimento do SIN**

Em 22 de outubro, foi publicada a [Portaria Normativa nº 86/2024](#) do MME, que define diretrizes para a exportação de energia elétrica interruptível para a Argentina e o Uruguai. Essa exportação pode ser realizada apenas com energia elétrica proveniente de usinas termelétricas operacionais, desde que disponíveis, e cuja energia gerada não seja necessária ao suprimento do Sistema Interligado Nacional (SIN), sem afetar a segurança e/ou aumentar os custos.

Os agentes comercializadores devem se cadastrar na CCEE e se atentar às obrigações setoriais e regulamentações específicas. Eles devem oferecer à parte importadora contratos de exportação com detalhes sobre montante e preço, além de atender aos procedimentos e regras de comercialização definidos pela CCEE. As usinas despachadas para exportação estão dispensadas de lastro contratual, mas, caso haja variação entre a geração e a exportação efetiva, os agentes comercializadores que operam as usinas termoelétricas devem compensar financeiramente essa diferença.

O ONS deve considerar as necessidades do sistema brasileiro ao viabilizar a exportação, garantindo transparência aos agentes do setor. As exportações não influenciam o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) nem os processos de

planejamento do sistema. Além disso, as usinas termelétricas contratadas, que recebem receita fixa, devem compensar financeiramente o valor proporcional ao tempo de exportação. Esse pagamento será direcionado a contas específicas, sendo elas a das Bandeiras Tarifárias, Energia de Reserva ou a de Potência de Reserva de Capacidade, conforme tipo de contratação. Na prática, portanto, a portaria, além de exigir a não majoração dos custos, admite – como regra – a possibilidade de que haja uma economia sistêmica.

Como passo seguinte, a CCEE e o ONS deverão fornecer as regras e procedimentos para a comercialização e operação da energia exportada. Essa regulamentação, tanto a portaria em si como os eventuais complementos por parte da Câmara e do Operador, será considerada temporária até que haja aprovação por parte Aneel.

## **Importação de energia elétrica do Paraguai**

Em 31 de outubro, foi publicada a Portaria Normativa nº 87/2024, do MME, que estabelece diretrizes para a importação de energia elétrica do Paraguai, com entrega na Subestação Margem Direita, vinculada à Usina Hidrelétrica Itaipu Binacional.

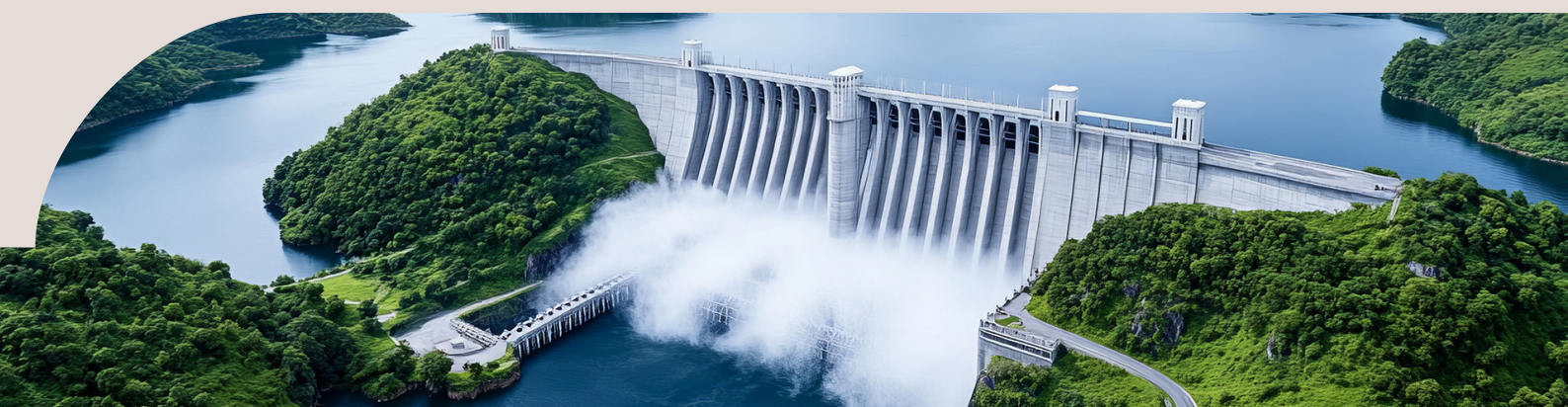
A importação será regulamentada através de Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente de Contratação Livre (CCEAL), com agentes previamente autorizados e adimplentes com as obrigações setoriais.

A energia importada não pode exceder o limite de 120 MW médios mensais e será contínua durante o contrato, sujeita ao perfil de carga e restrições eletroenergéticas do SIN. Em caso de restrição de transmissão, a energia de Itaipu terá prioridade. Além disso, a importação será considerada na formação do PLD e no planejamento de operação do sistema.

Os agentes comercializadores devem seguir todas as regulamentações brasileiras e, para a contabilização, a CCEE estabelecerá procedimentos temporários até a aprovação pela Aneel.

Por fim, a norma deixa claro que não haverá compensações por interrupções da importação determinadas pelo ONS.





## **Regulação do Encargo de Potência para Reserva de Capacidade, da metodologia de rateio e aprovação do modelo do Contrato de Uso de Potência**

Em 1º de outubro, foi publicada a Resolução Normativa nº 1.103/2024 da Aneel, que altera as Resoluções Normativas (REN) nº 1.009/2022 e nº 957/2021 e estabelece as disposições relativas à contratação de reserva de capacidade, na forma de potência, e aprova o modelo do Contrato de Uso de Potência para Reserva de Capacidade (COPCAP).

Na tabela abaixo, estão listadas as principais alterações normativas.

<b>REN Nº 1.009/2022</b>	<b>NOVIDADE NORMATIVA</b>
<p><b>Incluir o inciso XVII ao art. 1º</b></p>	<p>“XVII. as disposições relativas à contratação de Reserva de Capacidade, na forma de potência, e aprovar o modelo do Contrato de Uso de Potência para Reserva de Capacidade – COPCAP.”</p>
<p><b>Incluir o inciso IX-A à alínea “a” do art. 3º</b></p>	<p>“IX-A. Contrato de Potência de Reserva de Capacidade – CRCAP: aquele destinado à comercialização de reserva de capacidade no SIN, na forma de potência, proveniente de empreendimentos de geração existentes ou futuros, devendo ser celebrado pela CCEE, que o firma em representação dos usuários de reserva de capacidade, com cada concessionária ou autorizada de geração vencedora de processo licitatório;”</p>

**Incluir a alínea “f” e respectivos incisos ao art. 3º**

f) Quanto às disposições relativas à contratação de reserva de capacidade: - define o que é:

- I – Agente Vendedor de Reserva de Capacidade;
- II – Banco Liquidante;
- III – Conta de Potência para Reserva de Capacidade – CONCAP;
- IV – Contrato de Potência de Reserva de Capacidade – CRCAP;
- V – Contrato de Uso de Potência para Reserva de Capacidade – COPCAP;
- VI – Cronograma de Liquidação Financeira Relativa à Contratação de Reserva de Capacidade;
- VII – Encargo de Potência para Reserva de Capacidade – ERCAP;
- VIII – Fundo de Garantia;
- IX – Liquidação Financeira Relativa à Contratação de Reserva de Capacidade;
- X – Reserva de Capacidade; e
- XI – Usuário de Reserva de Capacidade

**Incluir o Capítulo I-A no Título IV**

“Capítulo I-A Contratação de reserva de capacidade na forma de potência e modelo do Contrato De Uso De Potência Para Reserva De Capacidade – COPCAP” o qual é constituído pelas seguintes seções:

- Seção I Das Disposições Gerais
- Seção II Do Contrato de Uso de Potência para Reserva de Capacidade – COPCAP
- Seção III Do Encargo de Potência para Reserva de Capacidade
- Seção IV Da Liquidação Financeira Relativa à Contratação de Reserva de Capacidade
- Seção V Da Inadimplência no Pagamento do Encargo de Potência para Reserva de Capacidade
- Seção VI Da Gestão da CONCAP pela CCEE
- Seção VII Das Disposições Finais e Transitórias

**Incluir o Anexo XIV**

Relativo ao modelo de “Contrato de Uso de Potência para Reserva de Capacidade (COPCAP)”

Quanto ao capítulo relativo à Contratação de reserva de capacidade na forma de potência e modelo do COPCAP, incluído na REN nº 1.009/2022, destacam-se os seguintes pontos de cada seção:

- **Na seção I** – Os artigos 196-A e 196-B tratam dos custos e da gestão financeira associados à contratação de Reserva de Capacidade, os quais serão pagos mensalmente via ERCAP;
- **Na seção II** - O artigo 196-C aprova o modelo de COPCAP, disponível no Anexo XIV e acessível no site da Aneel. A CCEE e usuários/novos usuários devem aderir totalmente às suas disposições;
- **Na seção III** – É previsto que o valor do ERCAP será definido mensalmente pela CCEE, mediante aplicação de fórmula. Nesse sentido, também ficou expressamente definida a fórmula do rateio;
- **Na seção IV** – Reafirma o papel de gestão da CCEE em relação ao ERCAP para que realize o recolhimento do Encargo, o pagamento aos Agentes Vendedores conforme os CRCAPs e a movimentação de recursos da Conta de Reserva de Capacidade (Concap) para cobrir esses pagamentos e custos administrativos. A CCEE deve informar ao banco liquidante e aos envolvidos (usuários e agentes vendedores) sobre créditos e débitos mensais. Além disso, exige que a CCEE defina um cronograma de liquidação financeira, com recolhimento do ERCAP antes dos pagamentos aos agentes;
- **Na seção V** - Trata da inadimplência no pagamento do ERCAP, determinando que o Fundo de Garantia será utilizado para cobrir os valores devidos nesses casos;
- **Na seção VI** - A CCEE deverá constituir e gerir a Concap, que deve ser formada com antecedência mínima de 30 dias antes do início do suprimento dos contratos; e
- **Na seção VII** – Determina que a CCEE deverá alocar os custos da contratação de Reserva de Capacidade considerando a geração destinada ao atendimento de unidades de consumo relacionadas. Para agentes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), a base será a energia assegurada; para os não participantes do MRE, será a geração verificada. As Regras de Comercialização devem calcular o ERCAP apenas sobre o consumo que exceda a geração própria. A CCEE também enviará à Aneel informações mensais sobre custos futuros do Encargo para subsidiar os reajustes tarifários das distribuidoras.

REN Nº 957/2021	NOVIDADE NORMATIVA
<p><b>Incluir o inciso XVIII no art. 3º</b></p>	<p>“XVIII – o Processo relativo à Reserva de Capacidade.”</p>
<p><b>Alterar o caput e incluir os incisos XXVII a XXIX no art. 13</b></p>	<p>“XXVII – estruturar e gerir o Contrato de Potência de Reserva de Capacidade – CRCAP, o Contrato de Uso de Potência para Reserva de Capacidade – COPCAP e a Conta de Potência para Reserva de Capacidade – CONCAP, conforme disciplinado em regulamento da ANEEL; XXVIII – constituir fundo de garantia, com recursos provenientes da CONCAP, com o objetivo de garantir o pagamento aos agentes de geração vendedores nos Leilões de Reserva de Capacidade;</p> <p>XXIX – recolher o Encargo de Potência para Reserva de Capacidade – ERCAP;”</p>
<p><b>Alterar o inciso XXXI do art. 21</b></p>	<p>“XXXI - aprovar a contratação do auditor do Processo de Contabilização e Liquidação Financeira das operações realizadas no MCP, do auditor do Processo de Apuração e Liquidação Financeira das Cessões do MCSD, do auditor do Processo Liquidação Financeira das operações relativas à energia de reserva, do auditor do Processo Liquidação Financeira das operações relativas à Reserva de Capacidade e do auditor das demonstrações contábeis e financeiras anuais, além de outras auditorias que venham a ser definidas pela ANEEL ou por iniciativa da CCEE;”</p>
<p><b>Incluir o inciso XLV no art. 21</b></p>	<p>“XLV – elaborar o Cronograma de Liquidação Financeira Relativa à Contratação de Reserva de Capacidade.”</p>

<b>Excluir o inciso XLIII no art. 21</b>	"XLIII - Assinar o Contrato de Uso de Potência para Reserva de Capacidade – COPCAP"
<b>Incluir o inciso VIII no art. 27</b>	"VIII - gestão da CONCAP e administração dos contratos associados à Reserva de Capacidade."
<b>Alterar o inciso VI do art. 32</b>	"VI – geradores comprometidos com CCEAR, com CER ou com CRCAP?"
<b>Incluir o inciso XV no art. 37</b>	"XV – efetuar o pagamento do ERCAP, nos termos do COPCAP e da legislação específica."
<b>Incluir o Capítulo XII-A no Título IV</b>	"Capítulo XII-A Da Reserva De Capacidade"

Quanto ao capítulo relativo à reserva de capacidade, incluído na REN nº 957/2021, os principais pontos abordados foram:

- **A assinatura do CRCAP é obrigatória** para todos os agentes de geração participantes dos leilões de Reserva de Capacidade, **enquanto a adesão ao COPCAP é compulsória para a CCEE**, distribuidoras, consumidores livres e especiais, autoprodutores, agentes de geração com perfil de consumo e exportação;
- A liquidação financeira será **mensal**, específica para operações envolvendo o ERCAP e penalidades, e a CCEE pode contratar uma instituição para auxiliar no processo;
- A CCEE também deverá **manter a Concap** conforme regulamentação;
- A Resolução inclui **alterações na versão 2.0 do Submódulo 5.4** – Encargo de Serviço de Sistema (ESS), Encargo de Energia de Reserva (EER) e Encargo de Potência para Reserva de Capacidade (ERCAP) dos Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret), bem como estipula **prazo de 30 dias para a CCEE enviar o COPCAP** aos usuários atuais; e
- Uma Avaliação de Resultado Regulatório será realizada em até **dois anos da vigência**, que iniciou em 1º de outubro de 2024.



## **Revisão dos Procedimentos de Rede e das Regras e Procedimentos de Comercialização**

Em 30 de outubro, foi publicada a REN nº 1.104/2024 da Aneel, que aprova as revisões dos Procedimentos de Rede e das Regras e Procedimentos de Comercialização, em atendimento à REN nº 1.032/2022, conforme alterada pela REN nº 1.078/2023.

Tais resoluções, especificamente, disciplinam os critérios e procedimentos para a elaboração do Programa Mensal da Operação Energética (PMO) e a formação do Custo Marginal da Operação (CMO) e do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), relativos à cessão de energia efetuada pelo comercializador da Usina Hidroelétrica Itaipu (TEOItaipu).

Nesse sentido, a nova REN se limitou a aprovar integralmente as revisões dos Submódulos 2.4 (Critérios), 2.4 (Operacional), 3.3 (Responsabilidades), 3.3 (Procedimental), 4.3 (Responsabilidades), 4.3 (Procedimental), 4.5 (Responsabilidades), 4.5 (Procedimental), 4.6 (Procedimental), e 4.7 (Responsabilidades) dos Procedimentos de Rede, bem como a versão mais recente do Caderno 00 (PLD) das Regras de Comercialização e do Submódulo 1.4 (Atendimento) dos Procedimentos de Comercialização.

## **Operação em condição diferenciada de usinas termelétricas para atendimento de potência no SIN**

Em 1º de novembro, foi publicada a Portaria Normativa nº 88/2024 do MME, que estabelece diretrizes para a operação de usinas termelétricas em condição

diferenciada para atendimento ao SIN, sendo tais previsões válidas até **31 de março de 2025**.

A condição diferenciada refere-se à operação das usinas termelétricas com parâmetros distintos das condições técnicas declaradas pelos agentes nos processos de otimização energética e formação de preço de energia elétrica fiscalizada pela Aneel, ou ainda distintas de eventuais contratos vigentes. Para caracterizar essa condição, serão utilizados parâmetros mais flexíveis, do ponto de vista sistêmico, em relação aos declarados anualmente pelos agentes na Programação Diária da Operação (PDO).

Os agentes termelétricos adimplentes com suas obrigações setoriais, cujas usinas possam operar em condição diferenciada, poderão apresentar ao ONS ofertas de preço, em R\$/MWh, e quantidade de produtos de potência, com vigência mínima de quatro meses. Caberá ao ONS definir os produtos de potência a serem observados pelos ofertantes em seus compromissos de entrega, assim como realizar, de forma competitiva, o aceite e a programação diária das ofertas, considerando a necessidade sistêmica e a minimização do custo total da operação do SIN.

A apresentação de ofertas nos termos da Portaria não implicará na dispensa da manutenção da disponibilidade das usinas para atendimento ao SIN, nem na alteração dos contratos vigentes ou dos Custos Variáveis Unitários (CVUs) aprovados pela Aneel, que continuarão sendo aplicados nos processos de otimização energética e formação de preço da energia.

A energia elétrica resultante da operacionalização dessa Portaria será liquidada no Mercado de Curto Prazo (MCP) em favor do gerador, sendo valorada com base no preço da oferta e no Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), sem caracterizar entrega vinculada a compromissos contratuais. Caso o preço da oferta seja inferior ao PLD, o excedente financeiro será apurado pela CCEE e revertido em benefício da conta de Encargos de Serviços do Sistema (ESS).

Sanções relacionadas ao desvio de geração em relação ao compromisso assumido serão previstas nas regras de operação e comercialização a serem disponibilizadas pela CCEE e pelo ONS, incluindo, entre outras, o pagamento de

valores financeiros associados à variação entre o compromisso de entrega e a geração efetivamente realizada, desde que não caracterizada causa sistêmica. A Aneel será o órgão responsável por fiscalizar práticas abusivas.

## Diretrizes e Governança do PDE

Em 11 de novembro, foi publicada a Portaria Normativa nº 89/2024 do MME, que define as diretrizes gerais e a governança para elaboração do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), que é publicado anualmente e indica as perspectivas, para os próximos dez anos, da expansão do setor de energia para os diversos energéticos disponíveis, subsidiando a formulação e a avaliação de políticas públicas.

Na elaboração do PDE, serão aplicáveis a todos os ciclos certas diretrizes, como:

- atender à legislação vigente quando da formalização das diretrizes pelo MME;
- garantir o atendimento à demanda de energia dos consumidores com segurança energética;
- considerar tecnologias e modelos de negócio viáveis técnica e economicamente;
- avaliar o alinhamento da matriz energética planejada com as políticas e compromissos climáticos;
- apresentar ao menos um cenário econômico de referência, destacando incertezas críticas e perspectivas das variáveis macroeconômicas e do desempenho setorial no horizonte decenal;
- apontar a contribuição do setor ao Produto Interno Bruto (PIB); e
- destacar movimentos de transição energética para uma economia de baixo carbono.

Além disso, a elaboração do PDE deverá estar alinhada à conjuntura setorial do ciclo em questão, em relação a: economia e demografia; demanda de energia; geração de energia; transmissão de energia; produção de petróleo e gás natural; abastecimento de derivados de petróleo; gás natural; oferta de biocombustíveis; eficiência energética e recursos energéticos distribuídos; análise socioambiental; transição energética; e consolidação de resultados.



O PDE será elaborado pela EPE, sob diretrizes e coordenação do MME, por meio da Secretaria Nacional de Transição Energética e Planejamento (SNTEP), conforme o art. 19 do Anexo I do Decreto nº 11.492/2023. Não obstante, a consolidação das diretrizes e do plano de trabalho serão definidos conjuntamente entre o MME e a EPE.

A EPE deverá apresentar as metodologias e os parâmetros utilizados no PDE, que poderão ser objeto de Consulta Pública (CP). Além disso, a EPE poderá solicitar dados e informações às Agências Reguladoras, ao ONS, à CCEE, aos agentes econômicos que atuam nos serviços e instalações de fornecimento ou consumo de energia elétrica e aos agentes econômicos que atuam na produção, oferta, demanda e infraestrutura de petróleo e gás natural.

O PDE será aprovado por meio de CP antes de ser publicado pelo MME. As diretrizes para elaboração do PDE subsequente serão submetidas a CP, em conjunto com o PDE do ciclo atual. As contribuições provenientes serão implementadas, quando couber, a partir do ciclo seguinte ao seu recebimento.

Por fim, ao PDE em elaboração quando da vigência da Portaria Normativa, esta será aplicada no que couber.

## **Diretrizes do Leilão para aquisição de energia e potência e outras medidas destinadas à garantia do suprimento nos Sistemas Isolados**

Em 21 de novembro, foi publicada a Portaria Normativa nº 92/2024 do MME, que regula a realização do Leilão de Sistemas Isolados de 2025 para aquisição de energia/potência elétrica, bem como para a execução de outras medidas destinadas a Soluções de Suprimento.

O Leilão será composto por três lotes discriminados, sendo no Amazonas os dois primeiros e no Pará o terceiro. Nessa linha, o empreendedor interessado deverá requerer o Cadastramento e a Habilitação Técnica das respectivas propostas à EPE, conforme instruções e requisitos disponibilizados no endereço [www.epe.gov.br](http://www.epe.gov.br) até às **12h do dia 20 de fevereiro de 2025**.

Em relação **às soluções de suprimento que serão submetidas, os seguintes requisitos devem ser observados:** (i) **participação mínima de 22% de energia gerada por fontes renováveis**, (ii) **sistema de controle para uso eficiente de**

**fontes e redução de consumo de combustível, e (iii) equipamentos adequados às condições amazônicas e capacidade de modulação de carga para atender à demanda instantânea dentro da Disponibilidade de Potência Requerida.**

A Aneel será responsável por elaborar o Edital, seus anexos e os Contratos de Compra de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados (CCESIs), bem como definir a sistemática para classificar as Soluções de Suprimento no Leilão. As propostas serão avaliadas pelo menor preço de venda, considerando projeções de preços futuros para um período de 10 anos e a valoração da redução de emissões de CO<sub>2</sub>, tais projeções serão publicadas no site da EPE. O Edital definirá também prazos para licenciamento ambiental, condições de operação, matriz de riscos, regras operacionais e penalidades por atrasos ou descumprimentos.

Já os CCESIs estipularão o compromisso de entrega em potência e energia, prevendo riscos como alterações no perfil de carga, atrasos em interligações e instalação de novos empreendimentos. Em caso de interligações futuras, o Contrato também deverá prever condições para o descomissionamento de instalações não renováveis após cinco anos e manutenção das renováveis. A remuneração incluirá receita fixa e custo variável, com atualização baseada em variações de preço de combustíveis. Alterações técnicas nas Soluções de Suprimento poderão ser permitidas, desde que não comprometam os compromissos contratuais, não impliquem aumento de emissões de CO<sub>2</sub> ou custos, e incentivem a inserção de fontes renováveis. Os CCESI aditivados devem contemplar mecanismos de incentivo à inserção de renováveis e à redução da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC).

A EPE fornecerá à Aneel informações para subsidiar a elaboração do Edital e atividades de fiscalização. As distribuidoras com localidades contempladas no leilão deverão disponibilizar em seus sites *banners* com instruções e contatos para visitas técnicas dos interessados. Os vencedores do certame deverão instalar medidores inteligentes e sistemas de telemetria em tempo real para monitoramento pela distribuidora, Aneel e CCEE, abrangendo geração renovável, consumo de combustíveis e perdas técnicas e não técnicas. Fica vedada a participação no leilão de Soluções de Suprimento cujo titular seja a distribuidora responsável pela localidade.



## **Calendário de Reuniões Públicas Ordinárias de 2025**

Em 21 de novembro, foi publicada a Portaria nº 6.908/2024 da Aneel, que aprova as seguintes datas das Reuniões Públicas Ordinárias (RPO) da Diretoria Colegiada para o ano de 2025:

<b>MÊS</b>	<b>DATAS DAS RPOS</b>
<b>Janeiro</b>	21 e 28
<b>Fevereiro</b>	4, 11, 18 e 25
<b>Março</b>	11, 18 e 25
<b>Abril</b>	1º, 8, 15, 22 e 29
<b>Maió</b>	6, 13, 20 e 27
<b>Junho</b>	3, 10, 17 e 24
<b>Julho</b>	1º, 8, 15, 22 e 29
<b>Agosto</b>	5, 12, 19 e 29
<b>Setembro</b>	2, 9, 16, 23 e 30
<b>Outubro</b>	7, 14, 21 e 28
<b>Novembro</b>	4, 11, 18 e 25
<b>Dezembro</b>	2 e 9

## Agenda Regulatória 2025-2026 da Aneel

Em 29 de novembro, foi publicada a [Portaria Aneel nº 6.909/2024](#) da Aneel, que aprova a Agenda Regulatória da Agência para o biênio 2025-2026, em que foi apresentada a relação de atividades prioritárias, que possuem previsão de edição de norma durante o período de sua vigência.

O [Cronograma Referencial de Realização das Atividades Regulatórias](#), atualizado frequentemente pela Aneel, apresentará todas as etapas da execução dessas atividades regulatórias da Agência e incluirá, ainda, as Demais Atividades Regulatórias, relativas à elaboração e revisão de normas não vinculadas a temas estratégicos e à exploração de novos contextos e potenciais objetos regulatórios; e a Avaliação de Resultado Regulatório (ARR) das normas para verificação dos seus efeitos (art. 2º, III, do [Decreto nº 10.411/2020](#)).

A Agenda Regulatória 2024-2025 está reproduzida a seguir:

<b>EIXO TEMÁTICO</b>	<b>ATIVIDADE REGULATÓRIA</b>	<b>ANO PREVISTO PARA EDIÇÃO DA NORMA</b>
<b>Transmissão e Distribuição</b>	1. Aperfeiçoamento da regulamentação sobre contratação de uso do sistema de transmissão de energia elétrica por consumidores	2025
	2. Estabelecimento de ações para aumentar a satisfação do consumidor em relação à prestação do serviço de distribuição	2025
	3. Aprimoramento da regulamentação da apuração das perdas técnicas regulatórias	2026
	4. Estabelecimento das diretrizes para programas de ambiente regulatório experimental (sandbox regulatório) no setor elétrico	2026

<b>Transmissão e Distribuição</b>	5. Aprimoramentos regulatórios relacionados à abertura de mercado na regulação dos serviços de distribuição	2025
	6. Regulamentação do <u>Decreto nº 11.314/2022</u> , que trata da licitação e prorrogação das concessões de transmissão de energia elétrica	2025
	7. Aprimoramentos regulatórios para aumento da resiliência do sistema de distribuição e de transmissão de energia elétrica a eventos climáticos extremos	2025
	8. Aprimoramento das Regras e dos Procedimentos relacionados a Prestação do Serviço Público de Distribuição	2026
	9. Avaliação dos sistemas de medição para transição energética e modernização na distribuição de energia elétrica	2025
<b>Eficiência Energética e Consumidor</b>	10. Destinação de bens e de receitas oriundas do Programa de PDI ANEEL	2026
	11. Aperfeiçoamento do Programa de Eficiência Energética para a Transição Energética	2026
<b>Geração e Mercado</b>	12. Atualização da metodologia de cálculo dos limites máximos do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)	2025
	13. Aprimoramento do processo de monitoramento do mercado de energia elétrica (regra definitiva pós-período sombra)	2025
	14. Aprimoramento das garantias financeiras do Mercado de Curto Prazo (MCP)	2026

<b>Geração e Mercado</b>	15. Estabelecimento dos critérios operativos para redução ou limitação de geração de energia elétrica	2025
	16. Regulamentação do <i>constrained-off</i> de usinas hidrelétricas	2026
	17. Promoção das adequações regulatórias para inserção de sistemas de armazenamento, incluindo usinas reversíveis, no Sistema Interligado Nacional (SIN)	2025
	18. Definição de ambientes regulatórios controlados ( <i>sandbox</i> ) para prestação de serviços ancilares – Controle Secundário de Frequência	2026
	19. Aprimoramento das Regras de Comercialização 2026	2025
	20. Regulamentação do comitê de governança específica previsto no art. 3º da <u>Resolução CNPE nº 01/2024</u>	2025
<b>Regulação Tarifária e Financeira</b>	21. Revisão do Submódulo <u>2.3</u> – Base de Remuneração Regulatória, do Proret	2026
	22. Revisão dos Submódulos <u>2.7</u> e <u>2.7 A</u> – Outras Receitas, do Proret	2025
	23. Revisão do Submódulo <u>2.6</u> e <u>2.6 A</u> – Perdas Não Técnicas e Receitas Irrecuperáveis, do Proret	2025
	24. Revisão do cálculo do limite da Parcela B das permissionárias e atualização da norma de retirada do desconto de suprimento	2025

<b>Regulação Tarifária e Financeira</b>	25. Modernização das tarifas de distribuição – Ciclo 1	2026
	26. Revisão do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE)	2025
	27. Estabelecimento da regulação do monitoramento do mercado	2026
	28. Revisão da <u>REN nº 948/2021</u> , quanto ao critério de eficiência econômico-financeiro	2025



## **2** *Decisões que afetam o SEB no âmbito da Aneel e do TCU*

### **Processos no âmbito da Aneel**

#### **Requisitos para o acesso à Rede Básica por consumidores livres**

Em 2 de outubro, foi deliberado o processo nº 48500.004063/2022-44 pela Diretoria Colegiada da Aneel, que decidiu pela abertura da Consulta Pública (CP) nº 23/2024, acerca do tratamento regulatório relativo aos requisitos para o acesso à Rede Básica por consumidores livres, com período de contribuição de 2 de outubro a 18 de novembro.

Segundo a Nota Técnica nº 71/2024, atualmente, a sistemática de conexão para acesso de consumidores livres representa uma fatia minoritária dos usuários do sistema de transmissão (cerca de 7%), com impacto reduzido na tarifa e no custeio da rede de transmissão. Contudo, foi percebido um aumento do número de solicitações de emissões de Portaria para conexões de novos usuários consumidores ao Ministério de Minas e Energia (MME), com um aumento significativo da demanda.

Caso venham a se efetivar, como atualmente estima-se, haverá um incremento de Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) contratado de 610 MW em 2024, 18.340 MW em 2030 e 37.409 MW em 2037, o que representa



um acréscimo médio, respectivamente, de 7,8%, 235,2% e 479% (no horário ponta).

Na região do Porto do Pecém (CE), haverá o total de 6.498 MW de demanda prevista para 2037, composta por dois projetos de *data centers* (876 MW), dois projetos de amônia verde (3.800 MW); e dois projetos de hidrogênio verde (1.822 MW). Essa carga representa mais de 30% da carga atual total da Região Nordeste.

Dessa forma, identificou-se alguns problemas:

- A conexão de novas unidades consumidoras de alta potência pode **exigir ampliações significativas na rede de transmissão**. A eventual desistência destas conexões pode deixar as ampliações ociosas, as quais deverão ser remuneradas pelos demais usuários da rede de transmissão, gerando **aumento desnecessários de custos sistêmicos**;
- Como não há um compromisso financeiro das unidades consumidoras para solicitação do Parecer de Acesso (PdA) e assinatura do Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST), arca-se com o risco de que MME, Aneel e Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) estejam diante de para projetos sem viabilidade, o que **implicaria em custo administrativo desnecessário**;
- Devido a data de início de execução do CUST ser indicada pela unidade consumidora sem limitação de prazo, com possibilidade de postergação sem custos, sem limitação e pela quantidade de vezes que quiser, **poderá haver reserva de uso da rede de forma ineficiente e inapropriada**, inviabilizando o acesso de outros interessados que eventualmente tenham viabilidade; e
- Em caso de desistência da conexão destas unidades, são cobrados os encargos rescisórios do CUST, proporcionais ao MUST contratados. A eventual inadimplência destes encargos pode gerar prejuízos para o sistema e para as transmissoras, pois elas são credoras dos mencionados encargos.

Para solucionar isso, a área técnica propôs que fossem adotadas as seguintes melhorias nas Regras de Transmissão e Procedimentos de Rede, que dessem o mesmo tratamento aplicado aos geradores para a contratação de uso por unidades consumidoras, conforme REN nº 1.069/2023, com os ajustes necessários:

- incluir a divulgação de margem de potência disponível para os geradores no sistema pelo ONS;
- instituir apresentação de garantias financeiras por parte dos geradores, para que possam solicitar o PdA (válido por 90 dias) ao ONS, para a reserva antecipada de rede durante o período de 90 dias, que decorre entre a emissão do Parecer e a assinatura do CUST;
- instituir apresentação de garantias financeiras por parte dos geradores como requisito para a assinatura do CUST (que deve ocorrer no prazo de validade do PdA), a serem devolvidas quando da entrada em operação comercial e recebimento da Declaração de Atendimento aos Procedimentos de Rede Definitivo (DAPR/D);
- estabelecer que a data de início de execução do CUST originalmente celebrado não deverá ser posterior a 60 meses para centrais geradoras de fonte hídrica e 36 meses para as centrais geradoras das demais fontes, contados a partir da data de sua assinatura; e
- a data de início de execução do CUST poderá ser postergada somente uma única vez por até 12 meses, mediante pagamento de encargo de reserva de rede por este período.

### **Minuta de Termo Aditivo ao Contrato de Concessão de Distribuição para a prorrogação das concessões**

Em 15 de outubro, no âmbito do processo nº 48500.002208/2024-34, a Diretoria Colegiada da Aneel decidiu pela abertura da CP nº 27/2024, voltada ao aprimoramento da minuta de Termo Aditivo ao Contrato de Concessão de Distribuição relativo à prorrogação das concessões, aplicável a 19 distribuidoras com vencimentos dos contratos entre 2025 e 2031, nos termos do Decreto nº 12.068/2024, com período de contribuição que foi de 16 de outubro a 2 de dezembro.

O Decreto estabeleceu as regras para a licitação e a prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica de que trata o art. 4, § 3º, da Lei nº 9.074/1995. As concessões de distribuição de energia elétrica, que não tenham sido objeto de prorrogação anterior, poderão ser prorrogadas ou, caso não haja interesse do atual concessionário ou esse não atenda às exigências regulatórias, serem licitadas, em todos esses casos com prazo 30 anos.

Em suma, o Decreto condicionou a prorrogação da concessão de distribuição à demonstração, pela concessionária, da prestação do serviço adequado, da aceitação expressa das condições do Decreto e das demais disposições do Termo Aditivo ao Contrato de Concessão.

As concessionárias não abrangidas pelo Decreto também poderão aderir, de forma voluntária, às novas condições estabelecidas na minuta do Termo Aditivo.

A minuta do Termo Aditivo contempla as condições previstas no Decreto e deve apresentar cláusulas que assegurem, por exemplo:

- sustentabilidade econômico-financeira das concessionárias, inclusive via aporte de capital;
- atendimento do mercado, inclusive por meio de programas de universalização;
- satisfação dos usuários com base em indicadores de qualidade e tempo de atendimento;
- investimento prudente;
- qualidade na prestação do serviço de distribuição, via apuração de indicadores;
- publicidade à qualidade na prestação do serviço de distribuição;
- metas de eficiência na recomposição do serviço, após eventos climáticos extremos;
- eficiência energética;
- modicidade tarifária;
- incentivos à gestão eficiente dos custos totais de operação e de capital;
- autorização para exercer outras atividades empresariais e oferecer novos serviços, que devem favorecer a modicidade tarifária;
- alocação de riscos entre o Poder Concedente e as concessionárias;
- aprimoramentos das condições econômicas, como admitir a flexibilidade normativa para ajustar o regime de regulação, facultando à Aneel reconhecer custos de capital e operação entre revisões tarifárias, atividades concorrenciais, diferenciação de tarifas para áreas com desafios específicos;

- aplicação de incentivos compatíveis com a capacidade de gestão em concessões com relevante presença de áreas com severas restrições ao combate às perdas de energia e à inadimplência;
- tratamento da proteção dos dados pessoais dos usuários, com regras para seu compartilhamento de acordo com a Lei Geral de Proteção de Dados (LGPD);
- estímulo à digitalização das redes;
- modernidade das técnicas, dos equipamentos e das instalações;
- possibilidade de limitação do pagamento de dividendos e de juros sobre o capital próprio e de novos negócios jurídicos entre a concessionária e suas partes relacionadas;
- divulgação de indicadores de interrupção; e
- estabelecimento de canal de comunicação dedicado ao atendimento de órgão central dos poderes públicos municipal, distrital e estadual.

Segundo o voto da diretora relatora, a minuta do Termo Aditivo foi elaborada com base no Termo Aditivo aprovado pelo Despacho nº 3.540/2015 e incorpora diretrizes do Decreto, além de melhorias a partir da análise das áreas técnicas da Aneel.

Diversas alterações reproduzem dispositivos do Decreto, com pequenos aprimoramentos, podendo ser consultadas no Anexo I da Nota Técnica nº 1.056/2024, que também contém análise das áreas técnicas sobre o andamento da regulação de cada tema e os processos relacionados.

O boletim que trata do Decreto nº 12.068/2024 pode ser acessado aqui.

### **■ Aplicação da MP nº 1.212, sobre prazo para início da operação comercial para enquadramento no desconto tarifário pelo uso da rede, e da Portaria MME nº 79/2024, sobre valor das garantias de fiel cumprimento e ao início de obras**

Em 22 de outubro, foi deliberado o processo nº 48500.001390/2024-14 pela Diretoria Colegiada da Aneel, para fins de aplicação da Medida Provisória (MP) nº 1.212/2024, que permite a prorrogação do prazo para o início da operação comercial de centrais geradoras, mantendo o desconto tarifário pelo uso da rede de transmissão. Além disso, no processo foram analisados os procedimentos



propostos na Portaria MME nº 79/2024, que detalha essa MP e aborda aspectos como as garantias de fiel cumprimento e a adequação das outorgas dos empreendimentos.

Um dos principais pontos discutidos no processo é a prorrogação de 36 meses no prazo para a operação comercial, que visa dar mais flexibilidade aos empreendimentos em implantação. Contudo, essa extensão traz a necessidade de ajustar o prazo de implantação para 90 meses (54 meses iniciais mais os 36 de prorrogação), de modo que esse período esteja alinhado com o tempo em que os empreendimentos usufruem do desconto tarifário. A exceção a essa extensão são as usinas participantes do mercado cativo, cujo prazo de implantação permanece em 54 meses para garantir o cumprimento das obrigações contratuais assumidas em leilões regulados.

Outro aspecto relevante é o impacto da prorrogação nos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUSTs), que estabelecem as condições de uso da rede de transmissão para os empreendimentos. Para discutir a necessidade de tratamento específico e a possibilidade de postergar esses contratos por mais de 12 meses, o diretor relator propôs uma consulta pública com duração de 15 dias. Essa iniciativa visa obter contribuições da sociedade e agentes do setor sobre como adaptar os CUSTs à prorrogação do prazo sem prejudicar a segurança e a eficiência do sistema de transmissão.

Por fim, o processo aborda a divergência entre Aneel e MME na definição do marco de início de obras. A Portaria considera como início das obras a instalação do canteiro ou a aquisição das unidades geradoras, enquanto a Aneel

adota critérios que exigem atividades mais específicas, como terraplenagem e supressão vegetal. A decisão conclui que a definição do MME deve ser aplicada apenas para verificar a elegibilidade ao desconto tarifário, enquanto a definição da Aneel prevalece para demais fins de acompanhamento da implantação.

## **Consolidação do estoque regulatório da Aneel**

Em 5 de novembro, foi deliberado o processo nº 48500.000086/2015-51, pela Diretoria Colegiada da Aneel, que tratou da revogação de atos normativos da Agência para fins de consolidação sem alterações de mérito, nos termos do art. 64, do Decreto nº 12.002/2024 (revogou o Decreto nº 10.139/2019).

Por estoque regulatório, a Aneel compreende todas as normas vigentes. Por meio do Decreto vigente, mas também de seu antecessor, foi exigido das diversas entidades estatais com poder regulatório a simplificação das regras, além da consolidação e revogação – por sua vez, nos casos de desuso ou inaplicabilidade efetiva.

Em procedimentos anteriores de mesma ordem, o estoque regulatório foi reduzido, com resultado esperado atingido. Esse procedimento culminou, por exemplo, na REN nº 1.000/2021. Por parte dos agentes, o processo de consolidação de normas deu oportunidade para a Agência corrigir algumas imprecisões textuais, sem alteração de mérito, muito embora em alguns casos esse método tenha gerado certa insegurança quanto a eventualmente possibilitar a conclusão da existência de novas obrigações. No caso da REN nº 1000/2021, a norma trouxe disposições novas, mas isso foi devidamente tratado na respectiva consulta pública.

Nessa fase atual, a discussão se iniciou a partir da Nota Técnica (NT) nº 72/2024 da Secretaria Geral (SGE) da Aneel, com a análise do estoque regulatório e proposta de revogação de atos normativos. A área técnica, que se ancorou no Decreto nº 12.002/2004, é uma boa prática regulatória a constante revisão do estoque regulatório mediante avaliação do resultado regulatório (ARR), no qual se verifica a adequação das normas ao resultado pretendido e se propõe a retirada do ordenamento de normas obsoletas ou que não produzem mais efeitos.

*“O acúmulo ou excesso de regulações ao longo do tempo pode gerar consequências negativas, tais como: (i) obstáculos ao fluxo natural da atividade econômica, uma vez que o excesso de obrigações tende a aumentar os custos de produção e inibe a inovação; (ii) interação entre as regulações, que podem ocasionar insegurança jurídica; e (iii) sobrecarga comportamental, que resulta na priorização do cumprimento da regulação em detrimento do desenvolvimento e inovação no mercado”.*

Conforme consta do Anexo I da Nota Técnica, a partir da análise da SGE e posterior interação com as áreas técnicas competentes, foi proposta a (i) **revogação integral de 62 atos** – 37 atos cujos dispositivos vigentes alteram atos já revogados; os demais são atos que alteram dispositivos não mais vigentes do Regimento Interno, atos em que restam vigentes apenas a cláusula de vigência, atos com dispositivos transitórios e efeitos exauridos etc. –, e a (ii) **revogação parcial de dispositivos de 10 atos**.

Nesse cenário, no âmbito da Diretoria, foi aprovada a instauração da CP nº 031/2024, com o objetivo de colher subsídios e informações adicionais à proposta de consolidação do estoque regulatório da Aneel, para revogação de atos normativos que exauriram seus efeitos, perderam o seu objeto ou encontram-se tacitamente revogados, além da atualização da classificação temática do estoque regulatório da Aneel, para melhor refletir os temas tratados nos atos normativos. O período de contribuição se encerra em **23 de dezembro**.

### **Alteração da governança da CCEE**

Em 12 de novembro, foi deliberado o processo nº 48500.000100/2024-15 pela Diretoria Colegiada da Aneel, que tratou da continuidade de análise da regulamentação da governança da CCEE, em virtude das alterações trazidas pelos Decretos nº 11.835/2023 e nº 12.068/2024.

Ao longo do processo, a Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração e do Mercado de Energia Elétrica (SGM) apontou a existência de incompatibilidades do novo Estatuto Social da CCEE com disposições legais, aprovado em sua

Assembleia Geral Extraordinária de 23 de maio deste ano, indicando-o como não passível de homologação.

Nesse sentido, a SGM destacou quatro incompatibilidades e, em seu voto, o diretor relator também verificou as incompatibilidades mencionadas na análise técnica, bem como constatou uma quinta que não havia ponderada pela SGM. São elas:

DISPOSITIVO	CONTEÚDO	INCOMPATIBILIDADE
<b>Art. 5º, §§ 4º e 5º</b>	Faculdade de adesão de associados com participação obrigatória, desde que representados por outro associado para efeitos de contabilização e liquidação, e obrigatoriedade da representação por parte de consumidores livres e especiais por agente varejista.	Segundo a SGM, contraria o <u>Decreto nº 5.177/2004</u> (criação da CCEE), que limita a representação de agentes a casos específicos
<b>Art. 23, § 1º, VI</b>	Enquadramento da participação em estrutura decisória de partido político ou em trabalho vinculado à organização, estruturação e realização de campanha eleitoral como requisito de apuração da idoneidade moral e reputação ilibada	Segundo a SGM, contraria o princípio constitucional de participação política, o qual a área viu como assegurado pelo art. 14, da <u>Constituição Federal de 1988</u> .
<b>Art. 23, § 3º</b>	Limitação de uma recondução de novo Conselheiro eleito para mandato residual.	Segundo a SGM, contraria o <u>Decreto nº 5.177/2004</u> e a <u>Convenção de Comercialização (REN nº 957/2021)</u> , que preveem a possibilidade de duas reconduções, independentemente se o mandato for inicial ou residual.



DISPOSITIVO	CONTEÚDO	INCOMPATIBILIDADE
<p><b>Arts. 15, § 2º, 19, § 3º, 22, §§ 1º e 4º, 28, §§ 2º e 8º, 36, § 4º, e 44, § 3º</b></p>	<p>Eleição de membros Conselho de Administração, Diretoria e Conselho Fiscal sem o atendimento integral dos requisitos de qualificação.</p>	<p>Segundo a SGM, contrariam <b>a própria Convenção de Comercialização, que prevê requisitos e impedimentos de observância compulsória, onde não caberia à CCEE afastar quaisquer deles na avaliação e aprovação dos indicados</b></p>
<p><b>Art. 22, § 16º</b></p>	<p>Mandatos dos Conselheiros de apenas um ano para a primeira composição.</p>	<p>Segundo o Relator, contraria o <u>Decreto nº 5.177/2004</u>, conforme alterado, que prevê que tais mandatos são de dois anos.</p>

A Diretoria, por unanimidade, (i) concluiu que as incompatibilidades inviabilizariam a homologação parcial do Estatuto pela Aneel, de tal forma que o processo deve ser devolvido à CCEE, para que esta **apresente um novo Estatuto sem incompatibilidades com o ordenamento jurídico**; e (ii) aprovou a REN nº 1.099/2024, que, de modo a **se adequar ao Decreto nº 12.068/2024**, (a) **altera o art. 16 da REN nº 957/2021** (suprime o termo “não coincidentes”), e (b) **revoga expressamente o art. 37 da REN nº 1.087/2024** (tratava do período de transição dos mandatos dos conselheiros da CCEE, dada a antiga regra de não coincidência de mandatos, prevista no art. 9, § 1º, do Decreto nº 5.177/2004 (quando alterado pelo Decreto nº 11.835/2023) e revogada pelo Decreto nº 12.068/2024).



## **Aumento da resiliência dos sistemas elétricos a eventos climáticos extremos e estabelecimento de canal de comunicação para o atendimento de órgão central dos Poderes Públicos**

Em 12 de novembro, no âmbito dos processos nº 48500.002288/2024-28 e nº 48500.006650/2023-59, a Diretoria da Aneel decidiu instaurar a CP nº 32/2024. A priori, o período de contribuição se estenderia até o dia **12 de dezembro**, contudo, tal prazo foi prorrogado para o dia **19 de dezembro** por solicitação da Associação Brasileira dos Distribuidores de Energia Elétrica (Abradee), que justifica que a extensão a viabilizará “contribuir de forma mais assertiva e colaborativa com a regulação”.

A Aneel colherá contribuições referentes aos aprimoramentos regulatórios no Prodist e na Regras de Transmissão, relativos ao aumento da resiliência do sistema de distribuição e de transmissão a eventos climáticos extremos, bem como à regulação do art. 4º, XXV, do Decreto nº 12.068/2024 para determinar, em aditivo, o estabelecimento de canal de comunicação para atender órgão central dos Poderes Públicos.

A partir do quadro de aumento da frequência de eventos climáticos extremos no Brasil, como inundações e tempestades, e o impacto significativo sobre o setor elétrico, a Relatoria concluiu que a regulação precisa considerar ações adaptativas e preventivas, além de integrar esforços entre concessionárias, consumidores e autoridades públicas. As experiências recentes com eventos climáticos extremos, positivas ou negativas, serviram como base para as propostas das Superintendências que visam promover boas práticas e evitar práticas insatisfatórias no setor.

Inicialmente, a decisão destaca a relevância do assunto ao lembrar que este dialoga com compromissos internacionais, como o Acordo de Paris e a Política Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC), reforçando a necessidade de promover uma infraestrutura brasileira resiliente.

No contexto do voto, destacou-se as discussões endereçadas na Tomada de Subsídios (TS) nº 002/2024, que ocorreu de 9 de fevereiro a 9 de abril e recebeu 1.045 contribuições de 56 participantes. Dessa forma, após análise das contribuições na TS nº 002/2024, as áreas técnicas identificaram que deveriam ser objeto de intervenção regulatória:

- **Arborização:** Relativo ao manejo da vegetação que pode afetar a prestação do serviço público de distribuição, por exemplo, poda das árvores;
- **Comunicação:** Tópico fruto da Tomada de Subsídios nº 2/2024, que aborda dois pontos principais sobre a prestação de informações aos consumidores durante interrupções prolongadas de energia: (1) o uso de ferramentas para acompanhamento em tempo real do número de consumidores afetados por região e (2) a comunicação da previsão de restabelecimento do serviço, essencial para alinhar expectativas e reduzir insatisfação;
- **Integração Entre Organizações:** Sugestão de inclusão de dispositivo na Resolução nº 1.000/2021, que estabelece a obrigação para a distribuidora constituir canais adicionais de comunicação exclusivos ao atendimento de órgão central dos poderes públicos municipais, distrital e estadual, nos moldes determinados pelo art. 4º, XXV, do Decreto nº 12.068/2024;
- **Cessão Emergencial De Recursos:** Disciplinar sobre o método de cessão de esforços operacionais e estratégicos entre concessionárias;
- **Planos De Contingência:** Existência e estruturação do Plano para eventos climáticos severos;
- **Interrupções Emergenciais:** Possibilidade de conferir ao consumidor alguma compensação pelo tempo que ficou sem energia;
- **Ressarcimento De Danos Elétricos:** Possibilidade de a distribuidora ser eximida do dever de ressarcir o consumidor por danos elétricos ocasionados por calamidade pública;

- **Redes Subterrâneas:** Atualização das redes de distribuição à luz da evolução tecnológica;
- **Incentivos Econômicos:** Incentivos financeiros às distribuidoras que se previnam contra cenários de crise climática, entre outros a serem definidos;
- **Indicadores de Resiliência:** Relevante para análise dos impactos de eventos climáticos extremos;
- **Avaliação de Riscos:** Relevante para análise dos impactos de eventos climáticos extremos; e
- **Monitoramento Climático:** Avaliar a possibilidade de o Plano de Contingência prever a realização de monitoramento periódico das condições climáticas, com compartilhamento dessas informações às demais distribuidoras e aos consumidores.

Cada tema demanda abordagem específica, considerando sua complexidade e impacto nas partes envolvidas. Dessa forma, as áreas técnicas propuseram uma divisão de temas em dois grupos.

Para o primeiro, composto pelos temas “i” até “vii”, as unidades organizacionais signatárias das notas técnicas sugeriram tratamento de curto prazo, com dispensa de Análise de Impacto Regulatório (AIR) por serem alvo de maior anseio social devido aos eventos climáticos extremos recentes, logo caracterizados pela área técnica como “urgentes”.

Com relação ao segundo grupo, composto pelos temas “viii” até “xii”, as unidades propuseram tratamento observando o rito regulatório completo, incluindo a elaboração de AIR.

Importa dizer que, em todos esses casos, as normas aprovadas serão submetidas à Análise de Resultado Regulatório (ARR), sendo que no caso em que a AIR foi dispensada o prazo legal para tanto é de dois anos.

Por fim, a relatoria destacou que a futura regulação voltada para a resiliência das redes elétricas é essencial para enfrentar os desafios das mudanças climáticas, que aumentam a frequência e a intensidade de eventos extremos. Conforme constou em seu voto, a atual regulação já contempla incentivos e parâmetros de qualidade, mas há necessidade de aprimoramentos para garantir maior robustez e resposta mais ágil.

As concessionárias são responsáveis por gerir seus negócios, de modo a garantir, dentre inúmeros outros requisitos legais, a qualidade e eficiência do serviço, em atendimento às exigências legais e conforme os contratos de concessão. É sabido que essas prestam os serviços por meio de contratos de longo prazo, os quais são considerados incompletos, o que se traduz em reconhecer que estes são contratos nos quais as dificuldades enfrentadas sabidamente tendem a se alterar com o tempo para de maior ou menor impacto.

Como consequência disso, a remuneração associada a esses contratos não é estável ou simplesmente ajustada por indicadores econômicos, mas usualmente revisada para incorporar novos ativos à base. Ao concessionário, nesse contexto, é dado realizar investimentos necessários e manter os ativos em condições de que possa responder a eventos climáticos de novas proporções. É inevitável concluir que a implementação de exigências mais criteriosas de resposta a novas categorias de eventos incida em incremento tarifário.

É esperado, contudo, que dentro de certo juízo de razoabilidade, a regulação atue de modo a permitir investimentos que tornem a prestação dos serviços tecnicamente viável do ponto de vista do concessionário e da receita que esse espera obter, ao mesmo tempo em que a tarifa associada torne o acesso não módico – algo elementar nos serviços essenciais, como o de energia elétrica.

## **Processos no âmbito do TCU**

### **Análise das causas do blecaute em SP a partir de novembro de 2023 e acompanhamento das medidas adotadas pelo Governo Federal**

Em 16 de outubro, foi emitido o Acórdão nº 2.191/2024 do Plenário do Tribunal de Contas da União (TCU ou TC), que tratou da Representação, formulada pelo Ministério Público junto ao TCU (MPTCU), para que o Tribunal analise as causas do blecaute ocorrido no estado de São Paulo (SP) a partir de 3 de novembro de 2023 e acompanhe as medidas adotadas pelo Governo Federal quanto às explicações das distribuidoras sobre a interrupção no serviço público prestado em SP.

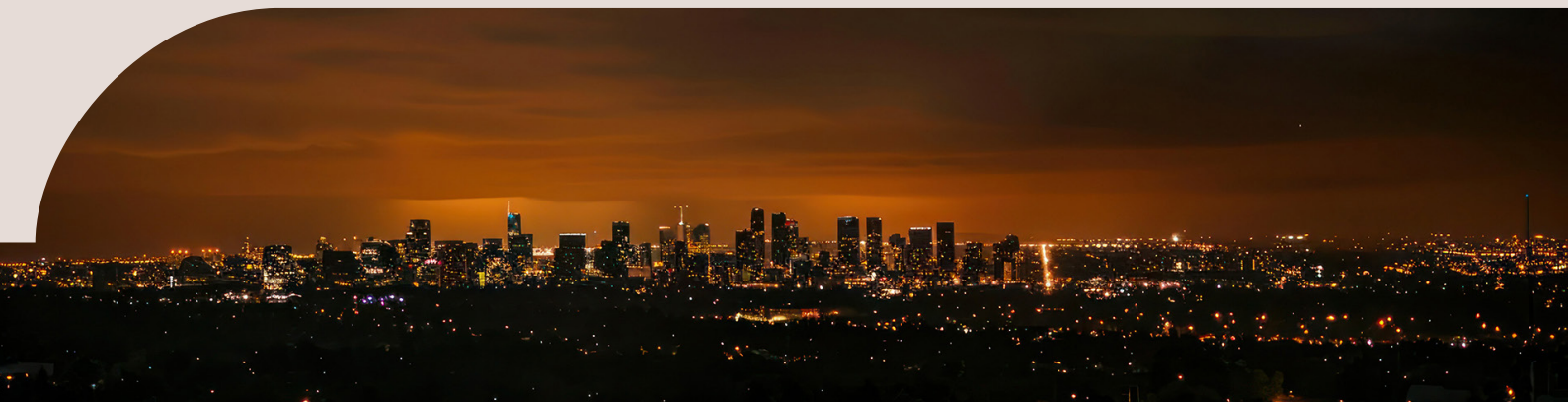
Após o recebimento da inicial, a Unidade de Auditoria Especializada em Energia Elétrica e Nuclear (AudElétrica) realizou inspeção quanto ao apagão e identificou

a necessidade de encaminhamento de **recomendações** aos órgãos competentes para o aprimoramento da qualidade dos serviços.

Além disso, foram relatados ao ministro relator **indícios de irregularidades na atuação da Enel-SP** que demandam aprofundamento dos trabalhos pelo TCU, para que sejam avaliados e, se confirmados, prontamente corrigidos. Os indícios são:

- Indicadores regulatórios de desempenho no contrato da Enel são insuficientes, pois não asseguram uma boa qualidade do serviço e não incentivam investimentos adequados pela concessionária;
- Deficiência e intempestividade no encaminhamento de informações pela Enel à Aneel, à Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo (Arseps), ao Governo do estado de SP e aos municípios atingidos para que os eventos sejam acompanhados com maior celeridade;
- Baixa autonomia da Arseps no convênio firmado com a Aneel, quanto às atividades de fiscalização;
- Insuficiência de mecanismos que prevejam catástrofes naturais com agilidade e antecipação a qual permita a tomada de ações;
- Lentidão da concessionária em solucionar problemas em razão da insuficiência de funcionários;
- Nível baixo de governança do MME e da Aneel para o acompanhamento do tema;
- Insuficiência de avaliação e tratamento de riscos para minimizar prejuízos decorrentes de catástrofes naturais; e
- Planos de contingência definidos, mas não cumpridos pela concessionária.

O TCU lembrou que, em 11 de outubro deste ano, houve a interrupção do fornecimento de energia em vários municípios decorrente de chuvas e fortes ventos, com impacto para 2,4 milhões de consumidores. Segundo o Tribunal, o atendimento da Enel-SP em relação a esse grave problema foi lento e, após cinco dias, ainda restaram 200 mil consumidores sem o devido atendimento. De acordo com informações preliminares obtidas pela Corte, diferentemente da Enel, CPFL e Neoenergia reestabeleceram com prontidão o fornecimento de energia elétrica aos seus clientes.



Logo, os ministros acordaram em restituir os autos à AudElétrica para o **aprofundamento dos estudos dos novos indícios de irregularidades constatados com o apagão em 2024**; bem como determinar cautelarmente à Aneel que operacionalize com urgência o **compartilhamento das informações em tempo real do centro de operações da Enel-SP** com a própria Agência, a Arsesp, o Governo de SP e os municípios afetados pelos sucessivos apagões, para que os serviços possam ser continuamente monitorados com maior celeridade, ampliando a articulação dos agentes públicos envolvidos com o atendimento dos usuários.

### **Avaliação da governança para enfrentamento da crise climática e dos respectivos mecanismos de gestão dos recursos financeiros**

Em 16 de outubro, foi emitido o Acórdão nº 2.201/2024 do Plenário do TCU, referente ao processo nº 032.255/2023-3, que tratou da governança federal para o enfrentamento da crise climática no Brasil, focando nos mecanismos de gestão dos recursos financeiros direcionados a essa agenda. Essa análise foi realizada por meio de uma auditoria operacional entre agosto de 2023 e junho de 2024, visando avaliar a estruturação das políticas e ações do país para responder aos desafios climáticos.

A auditoria teve como objetivo principal identificar áreas que demandam fortalecimento e oportunidades para melhorar a coordenação entre diferentes níveis de governo, buscando a otimização do uso de recursos públicos nas ações de mitigação e adaptação às mudanças climáticas.

Os aspectos analisados e sobre os quais o Tribunal se debruçou incluem:

- **Descontinuidade e falhas de monitoramento dos planos da Política Nacional de Mudança do Clima (PNMC):** O TCU constatou descontinuidades nos principais instrumentos da PNMC, como o Plano Clima, lançado em 2008 e que, no entendimento do Tribunal, nunca foi devidamente implementado, monitorado ou revisado. Além disso, o Plano Nacional de Adaptação (PNA), instituído em 2016, não foi revisado ao final do seu primeiro ciclo, e o Grupo Técnico de Adaptação foi desativado em 2018, enfraquecendo a governança;
- **Desatualização da PNMC em relação aos compromissos do Acordo de Paris:** A Lei nº 12.187/2009, que estabelece a PNMC, não reflete as metas de redução de emissões e princípios de progressividade assumidos pelo Brasil no Acordo de Paris. Essa defasagem compromete, segundo o Tribunal, a capacidade do país de atender às suas obrigações internacionais;
- **Articulação insuficiente com entes subnacionais e sociedade civil:** Segundo o TCU, a implementação da política climática exige melhor articulação entre o governo federal, estados, municípios e sociedade civil. Fóruns existentes, como o Conselho Nacional do Meio Ambiente (Conama), não garantem participação direta desses entes na governança climática;
- **Problemas no Fórum Brasileiro de Mudança do Clima (FBMC):** O FBMC, criado para articular a sociedade civil, enfrenta desafios como falta de recursos e estrutura administrativa. O TCU destacou ainda a falta de transparência em suas atividades e a existência de vacâncias em suas cadeiras de representação da sociedade civil;
- **Baixa transparência dos gastos climáticos no Orçamento Geral da União (OGU):** As despesas climáticas não estão claramente identificadas, dificultando o monitoramento e avaliação da efetividade das políticas públicas no enfrentamento da crise;
- **Transparência limitada dos Fundos Climáticos Multilaterais:** O TCU apontou a necessidade de transparência nas informações sobre fundos multilaterais como o Fundo Verde para o Clima (GCF), o Fundo Global para o Meio Ambiente (GEF) e o Fundo de Investimento Climático (CIF), visando a melhor compreensão de projetos e valores envolvidos; e



- **Impactos negativos das falhas na governança climática:** Segundo o TCU, as falhas detectadas comprometem a capacidade do Brasil de cumprir compromissos internacionais e responder de forma eficaz à crise climática.

Com base nas conclusões da auditoria, o TCU, por meio do Acórdão, emitiu uma série de recomendações para o Comitê Interministerial sobre Mudança do Clima (CIM), o Ministério do Meio Ambiente e Mudança do Clima (MMA), o Ministério do Planejamento e Orçamento (MPO) e o Ministério da Fazenda (MF).

Entre as principais orientações, destaca-se a necessidade de o CIM instituir um novo Plano Nacional sobre Mudança do Clima (Plano Clima), por meio de instrumento normativo adequado, que atribua de forma clara as responsabilidades aos diversos órgãos e entidades envolvidos. O TCU também recomenda o estabelecimento de uma sistemática robusta para monitoramento, avaliação e revisão do novo Plano Clima, com a definição de escopo, periodicidade e responsáveis para cada etapa.

A implementação dessas recomendações é essencial para fortalecer a governança climática no Brasil, promovendo avanços nas políticas públicas de mitigação e adaptação às mudanças climáticas.

### **Avaliação do processo de planejamento da expansão do sistema de transmissão de energia elétrica nacional**

Em 30 de outubro, foi emitido o Acórdão nº 2.337/2024, do Plenário do TCU, referente ao processo nº 021.594/2023-6, no qual foi avaliado o planejamento para a expansão do sistema de transmissão de energia elétrica no Brasil.

No âmbito de auditoria operacional, a análise teve como objetivo investigar a adequação das práticas adotadas pelo Ministério de Minas e Energia (MME), pela Aneel, pelo ONS e pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Entre os aspectos abordados estavam os critérios e premissas utilizadas no planejamento, a segurança do abastecimento e a transparência na projeção dos custos de energia para os consumidores.

Um dos pontos principais da auditoria foi a ausência de indicadores de controle para medir a efetividade do planejamento. O TCU constatou que, sem métricas claras, é difícil avaliar se as ações adotadas estão atendendo às demandas do setor

de forma eficaz. A análise considerou que, em média, 78% das obras planejadas nos últimos três anos foram classificadas como de “necessidade imediata”, sugerindo **uma abordagem reativa em vez de prospectiva**, comprometendo a eficiência da expansão do sistema de transmissão.

Outro ponto levantado foi a transparência dos custos de transmissão para os consumidores. A auditoria apontou que a Aneel deveria melhorar a comunicação sobre o impacto dos investimentos nas tarifas, de forma que o consumidor de conhecimento médio possa entender melhor as variações. Ainda em matéria de transparência de custos, verificou-se que algumas distribuidoras não informavam detalhadamente os valores dos custos de transmissão em suas faturas, em desacordo com as normas da Agência, o que pode gerar confusão entre os consumidores sobre os reais custos envolvidos.

A inclusão de novas tecnologias no planejamento foi também examinada. O TCU concluiu que os sistemas computacionais atuais da EPE e do ONS não são suficientes para modelar e incorporar adequadamente tecnologias avançadas, como sistemas de armazenamento de energia e linhas de transmissão de alta capacidade (HVDC). Dada a relevância dessas inovações para aumentar a eficiência e segurança do sistema, o TCU recomendou que as instituições modernizem suas ferramentas de planejamento.

Por fim, o Tribunal destacou a necessidade de atualização das normas de planejamento, que, em grande parte, datam de 2002. Com a expansão de fontes renováveis e mudanças no mercado, essas normas se encontram defasadas, o que pode prejudicar a qualidade das decisões para expansão da transmissão. Com base nisso, o TCU emitiu recomendações para MME, EPE e Aneel, visando à adoção de indicadores de qualidade, à melhoria da comunicação dos custos ao consumidor e à modernização das ferramentas de planejamento, de modo a garantir a eficácia da expansão dos sistemas de transmissão.

Foi indicado à Aneel que melhore a apresentação dos custos de transmissão nas tarifas e avalie a inclusão de informações detalhadas nas faturas. Ao MME e à EPE, foram recomendados o desenvolvimento de indicadores e a atualização das normas de planejamento de transmissão. À EPE, com apoio do ONS, foi proposto o avanço em sistemas computacionais que considerem novas tecnologias no setor elétrico. Ao fim, determinou-se o monitoramento dessas medidas pela AudElétrica e a ampla ciência do acórdão às entidades competentes.



## ■ Possíveis irregularidades na fiscalização pela Aneel das distribuidoras de energia elétrica, referentes ao ressarcimento dos custos dos encargos por ligação nova ou aumento de carga

Em 30 de outubro, foi emitido o Acórdão nº 2.331/2024 do Plenário do TCU, referente ao processo nº 024.817/2020-1, que tratou da denúncia sobre possíveis irregularidades na atuação da Aneel relacionadas à restituição, pelas distribuidoras de energia elétrica, dos custos de infraestrutura pagos pelos consumidores para novas ligações ou aumento de carga.

O denunciante alegava, principalmente, que a Aneel teria publicado decisões contrárias ao Código Civil, seguindo o mesmo baseando-se de maneira indevida na Súmula 547 do Superior Tribunal de Justiça (STJ) para definir prazos de prescrição e o termo inicial para pedidos de ressarcimento. Além disso, argumentava que os consumidores não haviam sido devidamente notificados sobre seus direitos, que o prazo para as distribuidoras realizarem as restituições não havia sido cumprido, de modo que as distribuidoras poderiam ter sido remuneradas indevidamente por instalações financiadas pelos próprios consumidores.

Após análise, o TCU considerou a denúncia improcedente, concluindo que a Aneel atuou dentro de suas competências e não cometeu irregularidades.

A seguir, os principais pontos da decisão:

- **Interpretação do prazo prescricional:** O TCU considerou válida a interpretação da Aneel de aplicar prazos de prescrição com base na Súmula 547 do STJ, em vez do prazo de 10 anos defendido pelo denunciante, e entendeu que essa interpretação é adequada e condizente com a legislação vigente;
- **Notificação aos consumidores:** O TCU também concluiu que não havia a obrigação de notificar individualmente os consumidores sobre seus direitos de restituição, considerando que as resoluções e leis são de acesso público e, portanto, suficientes para garantir o conhecimento do consumidor; e
- **Fiscalização pela Aneel das distribuidoras:** A decisão reconheceu que a Aneel tem exercido adequadamente suas funções de fiscalização, incluindo a verificação dos lançamentos contábeis das obras custeadas pelos consumidores nas contas de Obrigações Especiais e aplicando sanções às distribuidoras em caso de irregularidades.

Em resumo, o Acórdão reafirma a validade das ações e regulamentações da Aneel sobre o direito ao ressarcimento por obras de infraestrutura, reforça a interpretação da agência sobre os prazos prescricionais e valida sua atuação na fiscalização das distribuidoras para assegurar o cumprimento das normas legais e regulatórias.

### **Fornecimento de energia elétrica em São Paulo e intervenção na concessão detida pela Enel-SP**

Em 6 de novembro, foi emitido o Acórdão nº 2.362/2024 do Plenário do TCU, referente ao processo nº 024.472/2024-7, que tratou de Representação, formulada pelo Ministério Público de Contas (MPTCU), para que a Corte de Contas, em caráter cautelar, adote as medidas necessárias para impedir supostas hesitações do Poder Concedente quanto à intervenção na concessão detida pela Enel São Paulo, ante a falha na adequada prestação do serviço, considerando a reincidência da demora da distribuidora no reestabelecimento do fornecimento de energia após a ocorrência de evento climáticos severos.

Inicialmente, como pontuado pelo ministro relator, tem-se que o controle realizado pelo Tribunal em concessões é de segunda ordem, uma vez que sua fiscalização tem por base a verificação da atuação da agência reguladora, em

especial no que diz respeito aos padrões de qualidade do serviço público prestado pela distribuidora, a seus consumidores.

Com base na manifestação da Unidade de Auditoria Especializada em Energia Elétrica e Nuclear do TCU (AudElétrica), o ministro relator entendeu que, em linha com precedente recente (Acórdão nº 2.191/2024), apesar da gravidade do cenário, a adoção de medidas mais severas, como **intervenção** (arts. 32 a 34 da Lei nº 8.987/1995) e **declaração de caducidade da concessão** (art. 35, III, da lei) é de **competência do MME e da Aneel**, sem prejuízo do acompanhamento dessas medidas pela Corte. Além disso, defendeu que a matéria é complexa e que qualquer avanço no sentido de penalizar/intervir na concessão da Enel-SP exige que sejam assegurados os direitos ao contraditório e à ampla defesa.

Portanto, os ministros acordaram em conhecer da Representação; indeferir o requerimento de medida cautelar pela inexistência dos pressupostos necessários; e apensar os autos ao **Processo TC nº 037.796/2023-2**, no qual estão sendo impulsionados **estudos mais aprofundados**, visando avaliar as causas das falhas constatadas na prestação de serviços emergenciais pela Enel-SP.

## **Ações e atividades de adaptação às mudanças climáticas e de mitigação da GEE na agropecuária**

Em 6 de novembro, foi emitido o Acórdão nº 2.379/2024 do Plenário do TCU, referente ao processo nº 033.495/2023-8, que tratou de análise das políticas públicas voltadas para a adaptação às mudanças climáticas e mitigação das emissões de gases de efeito estufa no setor agropecuário.

A auditoria operacional examinou o planejamento, implementação e monitoramento do Plano Nacional de Adaptação à Mudança do Clima (PNA) – que visa gerir e reduzir riscos climáticos, adaptando sistemas naturais, humanos, produtivos e de infraestrutura aos efeitos das mudanças climáticas – e do Plano ABC+ – agenda nacional brasileira (2020-2030) para mudanças climáticas no setor agrícola, focada em adaptação, mitigação, abordagem integrada da paisagem e práticas conservacionistas –, avaliando seu alinhamento com a Política Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC) e os compromissos internacionais assumidos pelo Brasil na UNFCCC, em especial, no Acordo de Paris.

A análise do Plano ABC+ e do PNA destaca a importância de um planejamento estratégico e de metas fundamentadas em cenários futuros para fortalecer a resiliência do setor agrícola. Sem essas diretrizes, o setor permanece exposto a riscos climáticos, com potenciais impactos severos na produção e na economia local, especialmente em regiões vulneráveis a eventos extremos, como ocorreu no Rio Grande do Sul.

Nessa perspectiva, o TCU identificou falhas significativas no PNA e no Plano ABC+. A estratégia agrícola do PNA (2016-2020) não atingiu suas metas, como a criação de sistemas de monitoramento e centros de inteligência climática, refletindo a falta de institucionalização no Ministério da Agricultura e Pecuária (MAPA) e baixa articulação interministerial. Além disso, o PNA não foi atualizado após 2020, enquanto o Plano ABC+ apresenta uma visão limitada, focando apenas nas propriedades rurais sem uma abordagem abrangente para a adaptação do setor.

Além disso, a ausência de linhas de base consistentes e sistemas operacionais como o Plano Setorial para Consolidação de uma Economia de Baixa Emissão de Carbono na Agricultura (SIN-ABC) dificulta o monitoramento das ações e avaliação do progresso. De acordo com o TCU, os atrasos na implementação do SIN-ABC expõem deficiências na governança pública. A inexistência de uma ferramenta plenamente funcional impede o acompanhamento eficiente das ações e resultados, enfraquecendo a estratégia nacional de adaptação climática e a transição para uma agricultura de baixa emissão de carbono.

A auditoria apontou a baixa institucionalização do Plano ABC+, evidenciando fragilidades na governança pública que comprometem a execução das ações previstas. A falta de articulação entre as instituições envolvidas ressalta a necessidade de uma cooperação mais eficaz para atingir as metas de sustentabilidade agrícola e preparar o setor agropecuário para os desafios impostos pelas mudanças climáticas. Outro problema crítico identificado foi a ausência de critérios uniformes para monitorar e verificar suas metas. Essa lacuna prejudica a transparência e a confiabilidade dos dados, dificultando a avaliação dos resultados.

O ministro relator no TCU, João Augusto Ribeiro Nardes, destacou, em sua declaração de voto, que a padronização de métodos de monitoramento “facilitaria

a avaliação dos resultados e permitiria ajustes mais eficazes nas políticas de adaptação”, garantindo maior precisão e segurança nas análises.

Para corrigir os problemas identificados, o ministro relator propôs uma série de determinações e recomendações. Dentre elas, recomendou ao MAPA e ao Ministério do Desenvolvimento Agrário (MDA) a criação de uma **estratégia nacional de adaptação para a agropecuária**, com base em cenários climáticos futuros. Também determinou a operacionalização, dentro de 60 dias, de **estruturas de governança**, como a Comissão Executiva Nacional do Plano ABC+ (CENABC) e o Comitê Técnico de Acompanhamento do Plano Setorial para Consolidação de uma Economia de Baixa Emissão de Carbono na Agricultura (CTABC) e, dentro de 180 dias, o SIN-ABC, além de consolidar e sistematizar os **resultados da execução do Plano ABC+**.

Por fim, diante da sinalização da auditoria para a necessidade de maior articulação entre os órgãos envolvidos, metas mais consistentes e sistemas padronizados para monitoramento e avaliação — de forma a enfrentar os desafios climáticos crescentes e garantir a segurança alimentar —, e considerando a urgência de aprimorar a governança e o planejamento das políticas públicas brasileiras para a adaptação climática na agropecuária, os Ministros do TCU acordaram com as medidas propostas pelo Relator.

## Avaliação das políticas públicas de transição energética

Em 27 de novembro, foi emitido o Acórdão nº 2.470/2024 do Plenário do TCU, referente ao processo nº TC 020.606/2023-0. O documento apresenta uma auditoria sobre as políticas públicas voltadas para a transição da matriz energética brasileira rumo a uma estrutura de baixo carbono. O objetivo da análise foi avaliar o nível de maturidade dessas políticas, considerando dimensões estratégicas e a coerência entre as intervenções governamentais.

O relatório aborda a transição energética brasileira sob quatro perspectivas principais: (i) institucionalização e governança, avaliando estruturas governamentais, legislações e instrumentos de planejamento; (ii) financiamento, com foco nos recursos disponíveis, tanto públicos quanto privados e internacionais; (iii) ações federais sobre temas cruciais, analisando áreas como biocombustíveis, hidrogênio de baixa emissão, energia nuclear e precificação de carbono; e (iv)

transição justa e inclusiva, que discute a distribuição equitativa dos benefícios e ônus da transição, promovendo o desenvolvimento socioeconômico e combatendo a pobreza energética.

Embora tenha reconhecido avanços recentes, como a instituição da Política Nacional de Transição Energética (PNTE) em 2024, o TCU destacou desafios importantes. Entre eles, a falta de uma governança integrada, a necessidade de maior articulação entre políticas setoriais e a definição de objetivos e metas claras e mensuráveis, especialmente no contexto da justiça energética. O Acórdão reforça a importância de superar essas lacunas para garantir que a transição beneficie toda a sociedade de forma equilibrada.

Diante disso, os ministros do TCU determinaram ao **MME** que, em até 180 dias, elabore um **plano de ações** detalhando atividades e cronogramas para um estudo técnico que sustente a **revisão da matriz de subsídios do setor elétrico**, com o objetivo de promover a justiça energética. Tal plano de ações também deve estabelecer objetivos com parâmetros mensuráveis, por meio de indicadores claros e quantificáveis e metas de monitoramento, que devem ser articulados com outros ministérios, para avaliar os avanços na área.

O Tribunal também emitiu certas **recomendações** ao MME, incluindo: (i) revisar a estratégia de financiamento da transição energética para corrigir o subaproveitamento da renda petrolífera, o desequilíbrio entre investimentos fósseis e renováveis, e distorções na matriz de subsídios; (ii) diagnosticar os objetivos da justiça energética no Brasil, com indicadores e metas que acompanhem o progresso das políticas públicas, especialmente voltadas às populações vulneráveis; e (iii) realizar avaliações regulares de temas cruciais para a transição energética, como biocombustíveis, eficiência energética, hidrogênio de baixa emissão, minerais críticos, precificação de carbono e renováveis no Sistema Elétrico Brasileiro (SEB). Essas avaliações devem identificar riscos e desafios que orientem melhorias nas políticas existentes ou a criação de novas iniciativas para fomentar tecnologias inovadoras.

Por fim, o TCU determinou a comunicação ao Comitê Interministerial sobre Mudança do Clima da necessidade de **integrar os planos setoriais de mitigação climática ao Plano Nacional sobre Mudança do Clima** (Plano Clima) e ordenou o monitoramento das determinações e recomendações do Acórdão.



Ao longo do processo, as auditorias especializadas (AudPetróleo e AudEnergia) e o ministro relator, Walton Alencar Rodrigues, ressaltaram a importância estratégica da transição energética para o futuro do Brasil. Destacaram, ainda, a necessidade de uma abordagem integrada que incorpore a justiça social e o combate à pobreza energética. Em seu voto, o ministro enfatizou que o pleno aproveitamento das oportunidades dessa transição exige estratégias bem definidas, capazes de equilibrar sustentabilidade com inclusão social, garantindo que os benefícios alcancem toda a sociedade.



### **3** *Acompanhamento das Consultas Públicas, Tomadas de Subsídios e afins*

Em outubro e novembro, estiveram abertas para contribuições as seguintes Consultas Públicas (CP) e Tomadas de Subsídios (TS) do Ministério de Minas e Energia (MME), do Ministério da Fazenda (MF), da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP):

#### **Consultas Públicas**

##### **CP MME nº** **171/2024**

Proposta de metas globais de descarbonização da matriz de combustíveis (Ciclo 2025-2034), submetida à consulta pública, no âmbito da Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio). O período de contribuição se estendeu até **4 de outubro**.

##### **CP MME nº** **172/2024**

Proposta de Portaria Normativa que estabelece diretrizes para a importação de energia elétrica interruptível sem devolução, a partir do Paraguai, considerando as diretrizes existentes na Portaria Normativa nº 60/2022 (importação de energia elétrica interruptível sem devolução a partir da Argentina ou do Uruguai). O período de contribuição se estendeu até **9 de outubro**.

**CP MME nº**  
**173/2024**

Proposta de Portaria Normativa que estabelece diretrizes para operação em condição diferenciada de usinas termoelétricas para atendimento de potência no Sistema Interligado Nacional (SIN). O período de contribuição se estendeu até **7 de outubro**.

**CP MME nº**  
**174/2024**

Estabelece as diretrizes para a importação de energia elétrica, a partir do Paraguai com entrega na Subestação Margem Direita vinculada ao nó de fronteira da Usina Hidrelétrica Itaipu Binacional, na tensão de 500 kV. O período de contribuição se estendeu até **9 de outubro**.

**CP MME nº**  
**175/2024**

Minuta de Portaria e Relatório de Análise de Impacto Regulatório (AIR) que altera os parâmetros para a aplicação das métricas do critério geral de garantia de suprimento para aferição da adequabilidade no atendimento à potência no sistema, conforme art. 1º da Resolução CNPE nº 29/2019. O período de contribuição se estendeu até **18 de outubro**.

**CP MME nº**  
**176/2024**

Diretrizes para a realização do Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência, por meio de sistemas de armazenamento, de 2025 (LRCAP Armazenamento de 2025). O período de contribuição se estendeu até **28 de outubro**.

**CP MME nº**  
**178/2024**

Valor dos recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) que serão aplicados no Programa Luz para Todos no ano de 2025. O período de contribuição se estendeu até **22 de novembro**.

**CP MME nº**  
**179/2024**

Contribuições para aprimoramento do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2034 e das Diretrizes para o PDE 2035. O período de contribuição se estende até **11 de dezembro**.

**CP Aneel n<sup>o</sup>**  
**061/2021**

Aprimoramento da proposta de regulamentação da contratação de Reserva de Capacidade, na forma de potência, com base no disposto no Decreto n<sup>o</sup> 10.707/2021. O período de contribuição se estendeu até **10 de outubro**.

**CP Aneel n<sup>o</sup>**  
**018/2024**

Incorporação ao Submódulo 9.4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret) dos critérios de alocação dos pontos de conexão dos acessantes aos submercados do SIN para a formação da base de dados de cálculo da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST). O período de contribuição se estendeu até **14 de outubro**.

**CP Aneel n<sup>o</sup>**  
**019/2024**

Alteração da Resolução Normativa (REN) n<sup>o</sup> 1.000/2021, em decorrência da Emenda Constitucional n<sup>o</sup> 132/2023, que alterou o art. 149-A da Constituição Federal para prever que os municípios e o Distrito Federal poderão instituir contribuição para o custeio, a expansão e a melhoria do serviço de iluminação pública. O período de contribuição se estendeu até **21 de outubro**.

**CP Aneel n<sup>o</sup>**  
**023/2024**

Avaliação da necessidade de intervenção regulatória que trate das requisições de acesso à Rede Básica por unidades consumidoras. O período de contribuição se estendeu até **15 de novembro**.

**CP Aneel n<sup>o</sup>**  
**024/2024**

Revisão Periódica do Preço Médio da Energia Hidráulica (PMEH) e da Tarifa Atualizada de Referência (TAR), com vigência a partir de 1<sup>o</sup> de janeiro de 2025. O período de contribuição se estendeu até **22 de novembro**.

**CP Aneel n<sup>o</sup>**  
**025/2024**

Aprimoramento da proposta de Regras de Comercialização de Energia Elétrica, versão 2025. O período de contribuição se estendeu até **7 de novembro**.

**CP Aneel n<sup>o</sup>**  
**026/2024**

Discussão da minuta de Resolução Normativa que visa realizar alterações nos arts. 173 e 174 e no Anexo I da REN n<sup>o</sup> 1.009/2022, de modo a adequar a regulação da Aneel ao Novo Portal Único de Comércio Exterior, conforme Decreto n<sup>o</sup> 11.577/2023. O período de contribuição se estendeu até **31 de outubro**.

**CP Aneel n<sup>o</sup>**  
**027/2024**

Aprimoramento da minuta de termo aditivo ao contrato de concessão de distribuição de energia elétrica com vistas à prorrogação das concessões. O período de contribuição se estendeu até **2 de dezembro**.

**CP Aneel n<sup>o</sup>**  
**028/2024**

Tratamento regulatório específico para os empreendimentos abarcados pela Medida Provisória (MP) n<sup>o</sup> 1.212/2024 (vigência encerrada em 7 de agosto), no que diz respeito à postergação dos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUSTs) por período superior a 12 meses. O período de contribuição se estendeu até **8 de novembro**.

**CP Aneel n<sup>o</sup>**  
**029/2024**

Regulamentação dos desdobramentos tarifários da quitação antecipada das Contas Covid e Escassez Hídrica, nos termos da MP n<sup>o</sup> 1.212/2024 (vigência encerrada em 7 de agosto) e da Portaria Interministerial MME/MF n<sup>o</sup> 1/2024. O período de contribuição se estende até **13 de dezembro**.

**CP Aneel n<sup>o</sup>**  
**031/2024**

Proposta de revogação dos atos e dispositivos normativos, com objetivo de melhorar a consistência e coerência do estoque regulatório, em observância ao art. 64 do Decreto n<sup>o</sup> 12.002/2024. O período de contribuição se estende até **23 de dezembro**.

**CP Aneel n<sup>o</sup>**  
**032/2024**

Aprimoramentos regulatórios associados ao aumento da resiliência do sistema de distribuição e de transmissão a eventos climáticos extremos. O período de contribuição se estende até **19 de dezembro**.

**Consulta**  
**Prévia ANP**  
**n<sup>o</sup> 2/2024**

Elaboração da Agenda Regulatória 2025-2026 da ANP. O período de contribuição se estendeu até **25 de outubro**.

## Tomadas de Subsídios

### TS MFs/n

Regulamentação dos incentivos criados pelo Regime Especial de Incentivos para a Produção de Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (Rehidro) e pelo Programa de Desenvolvimento do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (PHBC). O período de contribuição se estendeu até **22 de novembro**.

### TS Aneel n<sup>o</sup> 013/2024

Aprimoramento do estudo “Avaliação de modelos regulatórios para implantação de sistemas de medição inteligentes no sistema de distribuição brasileiro” no âmbito da atividade “Avaliação dos sistemas de medição para transição energética e modernização no segmento de distribuição”, integrante da Agenda Regulatória 2024-2025 da Aneel. O período de contribuição se estendeu até **12 de novembro**.

### TS Aneel n<sup>o</sup> 014/2024

Avaliação de medidas para aprimorar o arcabouço regulatório, o monitoramento e a fiscalização dos temas que envolvem aspectos concorrenciais no âmbito da comercialização no mercado varejista. O período de contribuição se estendeu até **18 de outubro**.

### TS Aneel n<sup>o</sup> 016/2024

Aprimoramento da proposta de incentivo à melhoria contínua da atuação dos conselhos de consumidores de energia elétrica, em conformidade com a Iniciativa 2.3 do Plano Estratégico 2024-2027 da Aneel. O período de contribuição se estendeu até **14 de outubro**.

### TS Aneel n<sup>o</sup> 017/2024

Aprimoramento da Regra de Comercialização a ser utilizada para apuração da restrição de operação por *constrained-off* de usinas fotovoltaicas com energia comercializada por meio de Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEARs) por disponibilidade e de CERs, em atendimento ao art. 20-G da REN n<sup>o</sup> 1.030/2022 e à determinação da Diretoria consignada na 33<sup>a</sup> Reunião Pública Ordinária da Diretoria de 2023. O período de contribuição se estendeu até **21 de outubro**.

**TS Aneel n<sup>o</sup>**  
**020/2024**

Definição das bases de dados que comporão o Plano de Dados Abertos da Aneel 2024-2026. O período de contribuição se estendeu até **31 de outubro**.

**TS Aneel n<sup>o</sup>**  
**021/2024**

Discussão da minuta da 1ª versão do Manual de Instrução da padronização do número de identificação da unidade consumidora e demais instalações, estabelecida no art. 659-A, da REN n<sup>o</sup> 1.000/2021. O período de contribuição se estendeu até **14 de novembro**.

**TS Aneel n<sup>o</sup>**  
**022/2024**

Substituição da ferramenta computacional utilizada no cálculo das TUST e das Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição para Centrais Geradoras (TUSDg) referentes ao subgrupo A2, bem como sobre a alteração na forma de publicação dessas tarifas, com duas casas decimais. O período de contribuição se estende até **13 de janeiro**.

**TS Aneel n<sup>o</sup>**  
**025/2024**

Aprimoramento do Banco de Preços de Referência da Aneel, utilizado nos processos de autorização, licitação para outorga de concessão e revisão tarifária das transmissoras, conforme a Resolução Homologatória (REH) n<sup>o</sup> 758/2009. O período de contribuição se estende até **17 de dezembro**.



## 4 *Notícias relevantes para o SEB*

### **Outubro**

- Lições da NY Climate Week para um futuro sustentável das empresas por Maria João C. P. Rolim, Vivian Marcondes de Oliveira e Luís Gustavo Miranda (Broadcast) (exclusivo para assinantes)
- Competitividade do biometano ofusca biogás em geração (CanalEnergia)
- Projetos de hidrogênio demandam dobrar a geração eólica e solar no Brasil até 2030 (MegaWhat)
- Governo abre chamada pública para financiamento de projetos de hidrogênio (MegaWhat)
- Projetos de hidrogênio verde com pedidos de ligação à rede somam R\$ 180 bi, diz MDIC (Eixos)
- Câmara aprova urgência para projeto que dá mais poder a município na concessão de energia elétrica (Valor)
- Energia solar é única renovável com crescimento alinhado com metas globais (Portal Solar)
- GD, H2V, Armazenamento e SMRs aparecem como megatendências da transição energética, diz relatório (CanalEnergia)



- Open energy: a liberdade de dados no setor elétrico e a proteção de dados (JOTA)
- Geração distribuída vai continuar crescendo mesmo sem subsídios, diz Cesbe (Eixos)
- Editais dos leilões de energia existente são aprovados, com preço-teto de até R\$ 200/MWh (MegaWhat)
- Aneel intima Enel-SP por apagão, em processo que pode levar à cassação da concessão (Exame)
- Desafios para o planejamento das linhas de transmissão e grid na era do hidrogênio verde (Eixos)
- Brasil passa a contar com plataforma que certifica energia renovável (Agência Brasil)
- Comissão debate proposta que proíbe distribuidora de energia de possuir unidade de geração distribuída (Portal da Câmara dos Deputados)
- Câmara aprova projeto que estende receita de créditos de descarbonização a produtores independentes (Folha)

## **Novembro**

- STJ mantém modulação de efeitos da decisão sobre TUST/TUSD (Jota)
- COP29: as pessoas no centro da discussão climática (Eixos)
- Governo estuda novo tipo de leilão de energia para garantir flexibilidade do sistema (Folha)
- Autoprodução e GD serão guiadas por biomassa e solar nos próximos anos, diz PDE (MegaWhat)
- Transparência climática e investimento sustentável: Brasil apresenta avanços na COP29 (Agência Gov)
- Com 209 assinaturas, deputado protocola PEC que dá à Câmara poder de fiscalizar agências reguladoras (Agência Infra)

- [Setores de energia e de telecomunicações enfrentam nó difícil de desatar \(Valor\)](#)
- [COP 29: MME lança plataforma para atrair investimentos em transição energética \(Agência Gov\)](#)
- [Migrações para o mercado livre triplicam em 2024; 77% são pequenas e médias empresas \(MegaWhat\)](#)
- [Indústria de energia elétrica se mantém aquecida e M&As crescem 45% em nove meses \(MegaWhat\)](#)
- [COP 29: Fazenda reforça compromisso com transformação ecológica e finanças sustentáveis \(Agência Gov\)](#)
- [STF retoma julgamento com impacto bilionário às distribuidoras de energia elétrica \(Valor\)](#)
- [Rascunho de financiamento climático da COP29 propõe meta de US\\$250 bi de países ricos \(InfoMoney\)](#)
- [Angra 1 obtém licença para operar por mais 20 anos \(Agência Brasil\)](#)
- [MME detalha lotes e novidades do leilão de sistemas isolados de 2025 \(CanalEnergia\)](#)
- [Regras para mercado internacional de carbono são aprovadas na COP29 \(ClimaInfo\)](#)
- [MME encerra 2024 com Brasil consolidado como líder global na transição energética \(Agência Gov\)](#)



## **5** *Informes regulatórios de Energia publicados pelo Rolim*

### **Outubro**

- Governo Federal promulga Lei para concessão de créditos fiscais para incentivo ao hidrogênio de baixo carbono
- STF: exigência de notificação prévia a consumidores para inspeções técnicas por concessionárias de energia elétrica é inconstitucional
- Finanças e Sustentabilidade: CFC aprova normas pioneiras no Brasil
- Finanças e Sustentabilidade: CFC aprova normas pioneiras no Brasil

### **Novembro**

- Rolim Goulart Cardoso na COP29: Acompanhe os impactos da agenda climática
- Senado aprova projeto de lei que regula mercado de carbono no país
- Rolim Goulart Cardoso na COP29: resultados das discussões sobre a agenda climática

## *Considerações finais*

Destacamos que todos os temas foram comentados a partir de uma perspectiva ampla, sendo importante examinar eventuais impactos específicos e práticos às atividades de cada empresa.

A equipe de **Energia** do **Rolim Goulart Cardoso** seguirá acompanhando os temas que influenciam o SEB e fica à disposição para quaisquer solicitações. Caso queira, entre em contato pelo e-mail [energia@rolim.com](mailto:energia@rolim.com).

# Equipe Responsável



**Maria João Rolim**  
[m.j.rolim@rolim.com](mailto:m.j.rolim@rolim.com)



**Vitor Mello**  
[v.mello@rolim.com](mailto:v.mello@rolim.com)



**Caio Alves**  
[c.jose@rolim.com](mailto:c.jose@rolim.com)



**Renan Torres**  
[r.lucas@rolim.com](mailto:r.lucas@rolim.com)



**Vivian Oliveira**  
[v.oliveira@rolim.com](mailto:v.oliveira@rolim.com)



**Carolina Germano**  
[c.germano@rolim.com](mailto:c.germano@rolim.com)



**Helena Yacoub**  
[h.yacoub@rolim.com](mailto:h.yacoub@rolim.com)



**Giovanna Franklin**  
[g.franklin@rolim.com](mailto:g.franklin@rolim.com)



# Rolim Goulart Cardoso

São Paulo  
+55 (11) 3723-7300

Rio de Janeiro  
+55 (21) 3543-1800

Belo Horizonte  
+55 (31) 2104-2800

Brasília  
+55 (61) 3424-4400

Düsseldorf  
+(490) 211 688 519 26

Lisboa  
+(351) 21 587 41 40

[rolim.com](http://rolim.com)