

Informativo de Energia: ANP aprova estudos do Projeto Calcita e pode gerar três novos blocos exploratórios e mais notícias

20.08.2025 19 minutos de leitura



Autores

Bruna de Barros Correia

Carlos Frederico Lucchetti Bingemer

Rodrigo de Teive e Argollo Mariani

Júlia Calgaro Moreira

Este informativo é produzido pelo nosso time de **Energia**, que reúne e compila as principais notícias das agências reguladoras, órgãos governamentais e destaques do setor energético com objetivo de monitorar e acompanhar o setor no Brasil e no mundo.

Esta edição traz os principais conteúdos de julho de 2025.

Áreas relacionadas

Energia

Assuntos

Newsletter: Energia **Energia**

Carbono **Informativos**

Descarbonização

>>> FIQUE DE OLHO

DATA	ASSUNTO
21.07.2025 – 20.08.2025	Tomada de Subsídios voltada à elaboração da Agenda Regulatória para o biênio 2026-2027. As contribuições poderão ser enviadas por meio de formulário eletrônico disponível aqui.
28.07.2025 – 10.09.2025	Consulta Pública ANP nº 05/2025 para obter subsídios sobre a minuta de resolução que regulamenta os critérios para cálculo das tarifas de transporte de gás natural e o procedimento para a aprovação de tarifas propostas pelos transportadores para gasodutos de transporte. As contribuições deverão ser enviadas exclusivamente via preenchimento do(s) formulário(s) eletrônico(s) disponíveis no sítio da ANP na internet.

>>> ANEEL

ANEEL aprova Edital do Leilão de Energia Nova A-5 de 2025

Em 22 de julho, durante Reunião Pública Ordinária, a diretoria da ANEEL aprovou o edital do Leilão de Energia Nova "A-5" de 2025 ("Leilão nº 3/2025"), destinado à contratação de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos hidrelétricos. O documento foi consolidado após análise das contribuições recebidas na Consulta Pública nº 12/2025.

A sessão pública do leilão está prevista para 22 de agosto de 2025, com contratos firmados na modalidade por quantidade, prazo de suprimento de 20 anos e início de fornecimento em 1º de janeiro de 2030. Cada empreendimento deverá negociar, no mínimo, 30% da energia habilitada. Não poderão participar como proponentes empresas cujos empreendimentos se enquadrem como minigeração distribuída na data de publicação do Edital, conforme o artigo 655-W da Resolução Normativa nº 1.000/2021, e que sejam integrantes do Sistema de Compensação de Energia (SCEE).

O Custo Marginal de Referência (CMR) será de R\$ 411,00/MWh. Os preços iniciais definidos para empreendimentos sem outorga e para aqueles com outorga, mas sem contrato, também serão de R\$ 411,00/MWh. Empreendimentos com outorga e contrato terão preços de referência diferenciados: R\$ 221,55/MWh para UHEs e R\$ 316,50/MWh para PCHs e CGHs.

No total, 241 projetos foram cadastrados na Empresa de Pesquisa Energética (EPE), somando uma potência de 2.999 MW. Entre eles, destacam-se 50 Centrais Geradoras Hidrelétricas (138 MW), 184 Pequenas Centrais Hidrelétricas (2.592 MW) e 7 Usinas Hidrelétricas até 50 MW (269 MW).

Esse montante representa um recorde em potência e quantidade de projetos hidrelétricos dessas categorias cadastrados em leilões desse tipo, praticamente o dobro do alcançado no Leilão A-5 de 2022, que teve 90 projetos e 1.516 MW cadastrados.

O tema foi debatido na Consulta Pública nº 12/2025, que recebeu 48 contribuições — das quais 10 foram aceitas, enquanto as demais 38 foram consideradas inadequadas ou fora do escopo estabelecido.

- **Para acessar o Edital do Leilão nº 3/2025, clique aqui.**

ANEEL aprova tratamento regulatório diferenciado para empreendimentos contemplados pela MP 1.212/2024

Em 1º de julho, durante Reunião Pública Ordinária, a diretoria da ANEEL aprovou um tratamento regulatório específico para empreendimentos contemplados pela Medida Provisória nº 1.212/2024 ("MP"), especialmente no que se refere à prorrogação dos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão ("CUST") por períodos superiores a 12 meses. O tema foi submetido à consulta pública entre 24 de outubro e 08 de novembro de 2024, recebendo 25 contribuições de agentes e partes interessadas.

Segundo a decisão, os geradores que obtiverem a prorrogação do benefício de desconto nas tarifas de uso da rede, conforme previsto na MP, poderão estender o CUST por até 36 meses, respeitando as seguintes condições:

- A prorrogação será onerosa, com a cobrança de um encargo progressivo, no qual, para uma extensão de 36 meses, será acrescido 1/36 (um trinta e seis avos) do Encargo de Uso do Sistema de Transmissão ("EUST") a cada mês, adaptando-se conforme o período efetivamente solicitado;
- A partir do início da operação comercial da central geradora, será aplicado um encargo de ajuste, de forma a alinhar os custos do agente beneficiado aos de um gerador ordinário (que pode prorrogar o CUST por

no máximo 12 meses);

- O encargo de ajuste poderá ser parcelado em até 12 vezes, calculado com base no EUST vigente no mês da cobrança, a partir do início da operação comercial;
- A prorrogação do CUST ficará condicionada ao aporte da Garantia para Contratação ("GPC"), para empreendimentos que ainda não tenham efetuado esse aporte;
- Não haverá aplicação do desconto tarifário de 50% sobre o encargo mensal relativo à postergação do CUST, nem sobre a GPC calculada com base nos valores do EUST;
- O gerador deverá cumprir as demais condições de postergação do CUST estabelecidas no Módulo 5 das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica; e
- O pedido de prorrogação do CUST deve ser apresentado ao ONS no prazo de 60 dias após a publicação da decisão.

No total, 663 empreendimentos de geração obtiveram prorrogação do prazo para atendimento à condicionante referente ao enquadramento no desconto de tarifas, conforme o Despacho nº 2.269, de 5 de agosto de 2024. No entanto, a regra excepcional aprovada aplica-se apenas a um grupo restrito das centrais geradoras beneficiadas pela MP.

ANEEL aprova RAP das concessionárias de transmissão para o ciclo 2025-2026

Em 15 de julho, a diretoria da ANEEL aprovou a Receita Anual Permitida ("RAP") das concessionárias de transmissão para o ciclo 2025-2026, além de definir as Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão ("TUST"), a tarifa de transporte da energia elétrica produzida por Itaipu Binacional e os encargos de uso do sistema de transmissão. Também foram estabelecidas as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição ("TUSDg") de referência para centrais geradoras conectadas nos níveis de tensão de 88 kV a 138 kV. Os novos valores entram em vigor em 1º de julho de 2025 e permanecem válidos até 30 de junho de 2026.

Segundo a ANEEL, a RAP do sistema de transmissão terá um acréscimo de 9,14% em relação ao ciclo anterior. O impacto estimado para consumidores atendidos em distribuição será um aumento médio de 1,06%, a ser percebido conforme a homologação dos processos tarifários das concessionárias e permissionárias de distribuição.

A tarifa de transporte da energia elétrica proveniente de Itaipu apresentou uma variação de +24,7%. Esse aumento deve-se, principalmente, à retirada da Parcela de Ajuste, incluída no ciclo anterior para compensar efeitos financeiros decorrentes do adiamento da revisão da RAP do Contrato de Concessão nº 62/2001, firmado com Furnas.

A TUST da Rede Básica (TUST-RB) passa por um processo de transição metodológica. Nesta etapa, observou-se uma redução média de 0,7% no segmento de consumo e de 3,2% no segmento de geração.

Além disso, foram fixadas as TUSDg de referência para 82 centrais geradoras

conectadas nos níveis de tensão de 88 kV e 138 kV, selecionadas entre 677 existentes com base em critérios definidos pela ANEEL. As novas tarifas servirão como base para o cálculo das TUSDg nos processos de revisão ou reajuste das distribuidoras acessadas por essas centrais, incluindo instalações de conexão compartilhada (ICG) e instalações de interesse exclusivo para conexão individual (IEG).

>>> Assuntos governamentais e judiciais

Governo publica MP para limitar o impacto dos subsídios ao setor energético nas contas de luz

Em 11 de julho, foi editada a Medida Provisória nº 1.304/25 ("MP"), que estabelece limites para o repasse de custos do setor elétrico aos consumidores. A iniciativa visa substituir parte da geração térmica por energia hidrelétrica e restringir as políticas públicas do setor que podem ser financiadas diretamente pelos consumidores finais.

O principal objetivo da medida é evitar o aumento nas tarifas de energia causado pela contratação obrigatória de termelétricas, uma determinação vigente desde 17 de junho, quando o Congresso Nacional derrubou vetos à Lei das Offshores, restabelecendo a prorrogação de subsídios ao Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa).

A MP altera a dinâmica dos gastos da Conta de Desenvolvimento Energético ("CDE"), fundo responsável por custear incentivos públicos ao setor elétrico, como subsídios à geração de energia renovável e descontos na tarifa para pessoas de baixa renda. Entre 2018 e 2024, o valor dos subsídios quase dobrou, atingindo R\$ 29,2 bilhões no último ano.

Pela nova regra, sempre que as despesas da CDE excederem o previsto, as empresas beneficiadas com esses subsídios deverão arcar com o valor excedente — desde que não estejam ligadas a políticas sociais prioritárias. Atualmente, esse custo recai sobre os consumidores, principais financiadores da CDE. O teto de referência será o orçamento da CDE para 2026, inicialmente estimado em R\$ 40,6 bilhões. Se os custos ultrapassarem esse limite, a diferença será cobrada na forma de um novo Encargo de Complemento de Recursos, implementado gradualmente: em 2027, será exigido 50% desse valor, e a cobrança integral ocorrerá apenas a partir de 2028.

O limite não impede, porém, que esses custos acabem sendo repassados de maneira indireta aos consumidores, por meio do aumento no preço de outros bens e serviços.

A MP determina ainda que as Pequenas Centrais Hidrelétricas ("PCHs") passem a assumir maior responsabilidade na geração de energia. Diferentemente das termelétricas, as PCHs utilizam recursos hídricos locais, dispensando combustíveis importados e reduzindo os custos de geração. O volume contratado dessas usinas será de até 4,9 GW, inferior ao limite anterior de 12,5 GW.

Contudo, o texto não prevê investimentos para integrar as novas hidrelétricas ao sistema elétrico nacional.

- **Para acessar a MP 1.304/25, clique aqui.**

Sancionada lei que altera o Fundo Social e abre caminho para novos leilões de petróleo

Em 15 de julho, foi sancionada a Lei nº 15.164/25, que entre outros temas autoriza a realização de leilões de áreas não contratadas do pré-sal. A previsão é que o primeiro leilão desse tipo aconteça ainda este ano, com expectativa de arrecadação de R\$ 15 bilhões para a União.

A nova legislação determina que esses leilões serão conduzidos pela Pré-Sal Petróleo (PPSA), sob supervisão do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), e com apoio técnico do MME na definição dos parâmetros econômicos mínimos para a venda. A medida proporciona maior segurança jurídica e previsibilidade aos investidores, permitindo que a União antecipe receitas sem assumir riscos de exploração e produção.

Além disso, a lei amplia o escopo do Fundo Social, que passa a contemplar o financiamento de projetos de infraestrutura social, segurança alimentar, habitação de interesse social, acesso à água e apoio a povos indígenas, entre outras iniciativas voltadas para a redução das desigualdades regionais.

- **Para acessar o texto integral da Lei nº 15.164/25, clique aqui.**

Governo Federal publica MP que possibilita o enquadramento de *data centers* em ZPEs

Em 21 de julho, o governo publicou a Medida Provisória nº 1.307/25 ("MP"), que permite que *data centers* sejam enquadrados nos benefícios das Zonas de Processamento de Exportação ("ZPEs"). A medida também exige que as empresas instaladas em ZPEs utilizem energia proveniente de fontes renováveis.

As ZPEs são áreas com tratamento tributário diferenciado, criadas para incentivar empresas que produzem bens e serviços voltados ao mercado externo. Atualmente, existem 17 ZPEs distribuídas em 16 estados brasileiros.

Segundo a MP, toda energia elétrica consumida por empresas em ZPEs deve ter origem renovável, como solar ou eólica, regra que se aplica apenas às empresas que iniciarem operações após 21 de julho. A exigência não vale para energia gerada e consumida internamente dentro da própria ZPE.

Outro destaque da MP é a extensão dos benefícios fiscais das ZPEs para empresas que prestam serviços diretamente vinculados à industrialização de mercadorias destinadas à exportação. Para se qualificarem, essas prestadoras precisam manter vínculo contratual com uma empresa autorizada a operar na ZPE.

Caso ocorra o encerramento do contrato, tanto a empresa instalada na ZPE quanto a prestadora de serviço devem comunicar o fato ao Conselho Nacional das Zonas de Processamento de Exportação, vinculado ao Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços, no prazo de até 30 dias.

Por fim, a MP ainda precisa ser aprovada pela Câmara dos Deputados e pelo Senado Federal em até 120 dias para entrar em vigor definitivamente.

- **Para acessar a MP 1.307/25, clique aqui.**

MME amplia flexibilidade na operação de termelétricas

Em 24 de julho, o MME publicou a Portaria Normativa nº 115/2025, estabelecendo diretrizes para otimizar o uso da geração inflexível de energia elétrica proveniente de Usinas Termelétricas (UTES) no Sistema Interligado Nacional (SIN), especialmente em cenários de excedentes energéticos. O objetivo é ampliar a flexibilidade operacional das termelétricas e aprimorar a gestão do setor, sem repassar riscos adicionais ao consumidor brasileiro.

A portaria define as condições para a aplicação da flexibilização, como períodos em que haja grande oferta de fontes renováveis, e detalha os cenários em que a medida deve ser suspensa em função das necessidades do sistema. Além disso, prevê mecanismos de compensação para consumidores que possam ser impactados por eventuais alterações decorrentes dessas mudanças.

Segundo a nova regra, os geradores contratados por disponibilidade poderão, de forma voluntária, solicitar a redução da inflexibilidade de suas usinas por tempo determinado. Essa solicitação implicará em uma diminuição proporcional da receita prevista nos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), o que pode beneficiar as distribuidoras contratantes, permitindo a aquisição da energia reduzida no Mercado de Curto Prazo. Os geradores, por sua vez, ganham liberdade para negociar o combustível não utilizado, desde que assegurem a disponibilidade das usinas para atendimento ao sistema, caso haja despacho do Operador Nacional do Sistema ("ONS").

A portaria foi aprimorada a partir das contribuições recebidas na Consulta Pública nº 158/2023. Toda a operacionalização ficará a cargo do ONS e da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), sob supervisão CMSE, respeitando as atribuições e procedimentos de cada órgão. O objetivo principal é garantir o acompanhamento constante e a fiscalização eficaz da nova diretriz.

- **Para acessar a Portaria Normativa nº 115/2025, clique aqui.**

>>> ANP

ANP aprova estudos do Projeto Calcita, que podem resultar na disponibilização de três novos blocos exploratórios no pré-sal da Bacia de Campos

A Diretoria Colegiada da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis ("ANP") aprovou, em 24 de julho de 2025, os estudos técnicos e econômicos do Projeto Calcita, que poderão resultar na criação de três novos blocos exploratórios no regime de partilha de produção: Calcita, Dolomita e Azurita. As áreas estão situadas no pré-sal da Bacia de Campos e

totalizam aproximadamente 6.200 km².

Os estudos fazem parte do Calendário Estratégico de Avaliações Geológica e Econômica do Polígono do Pré-Sal, lançado pela ANP em 2023, e representam um avanço significativo na ampliação do conhecimento técnico da região. As análises indicam elevado potencial exploratório e viabilidade para inclusão desses blocos no regime de Oferta Permanente de Partilha de Produção ("OPP"), mediante aprovação dos órgãos competentes.

Com a deliberação, a ANP atinge um marco relevante: 68% da área sedimentar efetiva do Polígono do Pré-Sal já foi objeto de avaliação geoeconômica desde a criação do regime de partilha por meio da Lei nº 12.351/2010. Esse resultado representa um ganho expressivo de eficiência regulatória e capacidade institucional de planejamento setorial.

De acordo com o rito estabelecido pela legislação vigente, os dados e coordenadas geográficas dos blocos propostos serão encaminhados ao MME, que poderá propor sua inclusão em futuros ciclos da OPP, mediante deliberação do Conselho Nacional de Política Energética. Entretanto, a formal inclusão dos blocos dependerá de etapas subsequentes, incluindo:

- Manifestação conjunta do MME e do Ministério do Meio Ambiente e Mudança do Clima (MMA);
- Eventual realização de consulta ou audiência pública;
- Inclusão no edital da OPP e posterior envio à apreciação do Tribunal de Contas da União (TCU).

Até o momento, os blocos Calcita, Dolomita e Azurita não constam no Edital do 3º ciclo da OPP, com leilão previsto para outubro de 2025.

Na mesma reunião, a Diretoria da ANP aprovou a indicação de um novo bloco terrestre na Bacia do Amazonas, com cerca de 275 km², para possível inclusão na Oferta Permanente de Concessão (OPC). A definição da área levou em conta critérios técnicos e socioambientais, e sua efetiva inclusão está condicionada à manifestação conjunta MME/MMA e à realização de audiência pública.

ANP aprova nova metodologia para cálculo do Preço de Referência do Petróleo e das participações governamentais

A Diretoria Colegiada da ANP aprovou, em 24 de julho de 2025, uma nova resolução que atualiza a metodologia de cálculo do Preço de Referência do Petróleo, utilizado como base para o cálculo de participações governamentais, incluindo royalties, participações especiais e compensações financeiras ao governo. A decisão faz uso da atribuição conferida pelo Decreto nº 11.175/2022, que alterou o Decreto nº 2.705/1998 para permitir ajustes regulatórios nesse modelo.

O processo de atualização da metodologia foi marcado por ampla participação dos agentes de mercado: foram realizadas duas consultas públicas e audiências sobre o tema. A relatora do processo, diretora Symone Araújo, ressaltou que a proposta final combina os preços dos óleos combustíveis com 0,5% e 3,5% de enxofre, atribuídos com peso igual de 50%

no cálculo, como forma de alinhar a metodologia ao perfil do petróleo produzido no país, especialmente o de menor teor de enxofre típico do pré-sal.

A nova resolução entrará em vigor em 1º de setembro de 2025, aplicando-se ao volume de produção deste mês. Os efeitos sobre a arrecadação de royalties e participações serão percebidos a partir de novembro de 2025, quando ocorrerão os primeiros repasses aos entes federativos.

A alteração foi motivada pela necessidade de aprimorar a regulação do setor e torná-la mais condizente com os preços praticados no mercado internacional, refletindo melhor as características qualitativas do petróleo brasileiro e promovendo maior aderência à valorização do petróleo leve, com baixa concentração de enxofre.

ANP aprova Relatório Final de AIR para distribuição e revenda de GLP

A Diretoria Colegiada da ANP aprovou, em 10 de julho de 2025, o Relatório Final de Análise de Impacto Regulatório ("AIR") referente à revisão do marco regulatório da distribuição e da revenda de gás liquefeito de petróleo ("GLP"), conforme previsto nas Resoluções ANP nº 957 e nº 958/2023.

A decisão ocorre na sequência da Consulta Prévia nº 3/2024, cujos resultados embasaram o texto final do relatório. Durante a fase de consulta prévia, foram recebidas 247 contribuições provenientes de 58 diferentes entes, incluindo agentes de mercado, organizações não governamentais e especialistas do setor.

A revisão visa fomentar o desenvolvimento competitivo do mercado de GLP no Brasil, ampliar o acesso ao produto por diversos segmentos da sociedade e promover redução de custos regulatórios para os agentes econômicos. Além disso, busca facilitar a entrada de novos players no setor e incentivar novos modelos de negócio, mantendo os níveis exigidos de segurança e qualidade para os consumidores.

O relatório considerou um amplo conjunto de informações técnicas e institucionais, tais como:

- Dados de mercado coletados pela ANP;
- Reuniões com distribuidores, revendedores, fabricantes de equipamentos e consultores;
- Workshop internacional sobre regulação de GLP, promovido pela ANP em 2023;
- Contribuições técnicas da Controladoria-Geral da União (CGU), TCU, Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) e MME, além de estudos da Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

Com a aprovação da AIR pela Diretoria da ANP, será elaborada a minuta da nova resolução regulatória, que abrirá caminho para futuras consulta e audiência públicas antes da promulgação final da norma.

A Diretoria Colegiada da ANP publicou, em 10 de julho de 2025, o Plano de Gestão Anual ("PGA") de 2025, conforme deliberação obtida em reunião realizada em 26 de junho de 2025. Esse documento institucional representa o principal instrumento de operacionalização do planejamento estratégico vigente da ANP, incluindo metas, resultados-chave, ações regulatórias e operacionais alinhadas às prioridades da agência.

Foram elencados dez objetivos estratégicos, 31 resultados esperados, 28 unidades envolvidas, 115 resultados-chave – sendo 16 destes relacionados a ações de fiscalização – e 56 compromissos regulatórios.

Além disso, o PGA contempla o detalhamento relativo ao acompanhamento do planejamento regulatório, à promoção da defesa da concorrência e do meio ambiente, ao monitoramento da qualidade dos serviços e à execução das atividades de fiscalização em toda a cadeia de petróleo, gás natural e biocombustíveis.

O PGA decorre da Lei nº 13.848/2019 (Lei Geral das Agências Reguladoras), que exige seu alinhamento ao Plano Estratégico da ANP. O instrumento deve incluir resultados esperados e metas vinculadas a processos finalísticos e administrativos, incluindo metas operacionais e de fiscalização.

O acompanhamento do PGA será realizado de forma quadrimestral, com divulgação pública dos relatórios de progresso, permitindo à sociedade e aos agentes regulados o acompanhamento dos avanços institucionalmente planejados.

>>> Notícias do Setor

Petróleo e derivados ficam isentos da tarifa de 50% dos EUA às exportações brasileiras

Em decisão anunciada em 30 de julho de 2025, o governo dos Estados Unidos determinou a aplicação de uma tarifa adicional de 40% sobre produtos brasileiros, somando-se aos 10% já vigentes desde abril, resultando em uma taxa total de 50% a partir de 6 de agosto de 2025.

A resolução inclui uma lista de 694 itens que ficarão isentos da nova tarifa de 40%, representando cerca de 41% a 45% do total das exportações brasileiras aos EUA. Dentro desse grupo destacam-se produtos estratégicos como Petróleo bruto e seus derivados, combustíveis e lubrificantes.

Segundo dados da ANP e do setor, a quase totalidade das exportações brasileiras de combustíveis e derivados de petróleo estão cobertas pela isenção, o que neutraliza grande parte do impacto para o setor.

Representantes da indústria, incluindo o presidente do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP), consideraram a medida um "alívio estratégico" e afirmam que o comércio com os EUA deverá voltar à normalidade em até 90 dias.

A demanda norte-americana por petróleo brasileiro é de cerca de 200 mil barris diários, e o restabelecimento das exportações já está em curso.

Embora a tarifa de 50% tenha entrado em vigor nos primeiros dias de agosto, a quase totalidade das exportações de petróleo e derivados estão isentas do aumento tarifário, beneficiando principalmente grandes agentes como a Petrobras.

Por outro lado, produtos como etanol e açúcar não constam na lista de exclusões, e, portanto, estarão sujeitos à tarifa de 50%, o que pode afetar os estados exportadores dessas commodities.

A isenção concedida a combustíveis destaca o caráter estratégico destes produtos na pauta de exportações brasileiras. A manutenção do acesso ao mercado norte-americano para o setor petrolífero proporciona estabilidade para planejamento de investimentos, previsibilidade de receita e evita impactos bruscos nas margens operacionais.

EPE conduz estudo para ampliar em 4GW a capacidade de transmissão no Nordeste e atender demanda por hidrogênio verde e data centers

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE), atendendo a solicitação do Ministério de Minas e Energia, está desenvolvendo um estudo para viabilizar a expansão da capacidade de transmissão no Nordeste em até 4GW, com previsão de conclusão até o final de 2025.

O objetivo central é permitir a conexão de projetos eletrointensivos de geração, especialmente os vinculados a *hubs* de hidrogênio verde e *data centers* na região.

A avaliação analisará diversas alternativas técnicas, incluindo construção de novas linhas de transmissão, reforço da infraestrutura existente, instalação de novos transformadores e aquisição de equipamentos síncronos.

O estudo também considerará estratégias escalonadas — "degrau por degrau" — para alinhar a evolução da infraestrutura à crescente demanda de carga na região.

Até junho de 2025, já foram protocolados junto ao Operador Nacional do Sistema Elétrico ("ONS") 52 pedidos de acesso à Rede Básica do SIN por data centers localizados em estados como Bahia, Ceará, Rio Grande do Sul, Rio Grande do Norte, Rio de Janeiro e São Paulo. Esses pedidos somam uma demanda potencial de 13,2GW até 2035, caso todos recebam pareceres favoráveis do ONS.

O estudo da EPE deve fornecer subsídios técnicos e estratégicos para o MME e o ONS definirem um cronograma de reforço do sistema de transmissão, com foco na antecipação de obras e expansão da capacidade exportadora do Nordeste. A iniciativa é considerada fundamental para remover gargalos existentes e reduzir os riscos associados à infraestrutura defasada frente às novas cargas energéticas

O trabalho integra os diagnósticos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2034, em que a EPE já indicou a necessidade de investimentos bilionários para reforçar interligações regionais e atender à crescente geração renovável no Nordeste, especialmente para projetos de hidrogênio verde e *data centers*.

STJ divulga resultados de consulta pública sobre fracking na exploração de óleo e gás não convencionais

A Primeira Seção do Superior Tribunal de Justiça ("STJ"), sob relatoria do ministro Afrânio Vilela, divulgou em 10 de julho de 2025 os resultados da consulta pública aberta entre 20 de maio e 20 de junho referente à técnica de fraturamento hidráulico ("fracking") para a exploração de óleo e gás de fontes não convencionais (xisto, folhelhos), objeto do Incidente de Assunção de Competência nº 21 ("IAC 21").

Os resultados apontaram que 50% dos participantes posicionaram-se contrários ao uso do fracking; 34% defenderam a técnica sem restrições; 16% manifestaram apoio condicionado, com ressalvas sobre sua aplicação.

Os que se opuseram à técnica destacaram que ela representa riscos ambientais e sociais graves — como a contaminação de aquíferos e lençóis freáticos por substâncias químicas e radioativas, além do elevado consumo de água.

Já o grupo favorável sustentou que o fracking pode ser uma ferramenta estratégica para garantir a segurança energética e estimular o desenvolvimento econômico, desde que apoiado por regulação robusta, licenciamento ambiental rigoroso e boas práticas de engenharia.

Os resultados da consulta pública servirão como subsídio para uma audiência pública ainda sem data definida, que fará parte do julgamento do IAC 21 pelo STJ.

Esse incidente busca definir diretrizes jurídicas e institucionais para a eventual adoção ou restrição do fracking no Brasil, com base em normas como a Política Nacional do Meio Ambiente, a Política Nacional dos Recursos Hídricos, a Lei do Petróleo e a Política Nacional sobre Mudanças Climáticas.

O relatório completo da consulta será anexado aos autos do processo, ficando disponível para as partes interessadas, com salvaguardas quanto à privacidade dos participantes (exclusão de dados pessoais).

Profissionais que aliam visão jurídica e visão de mercado



Bruna de Barros Correia



Carlos Frederico Lucchetti Bingemer



Rodrigo de Teive e Argollo Mariani



Júlia Calgaro Moreira