
E - B O O K

POWERING AHEAD

PERSPECTIVAS PARA O SETOR DE
ENERGIA BRASILEIRO EM 2025

CESCONBARRIEU



CENTRO DE INTELIGÊNCIA JURÍDICA

SUMÁRIO

O NOVO MARCO LEGAL PARA O SETOR ELÉTRICO NO BRASIL: LIBERALIZAÇÃO DO MERCADO E DESAFIOS REGULATÓRIOS

CURTAILMENT: ESFORÇOS DOS PLAYERS DO SETOR PARA ENFRENTAR UM DOS MAIORES DESAFIOS ATRIBUÍDOS À ENERGIA RENOVÁVEL

SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA E DATA CENTERS: VIABILIZANDO INFRAESTRUTURA DIGITAL 24/7

GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL: UM PILAR ESTRATÉGICO PARA A TRANSIÇÃO ENERGÉTICA

PANORAMA DE EVENTOS RECENTES E TENDÊNCIAS EM TRANSAÇÕES DE M&A NO SETOR DE ENERGIA BRASILEIRO VIS-À-VIS AMBIENTE REGULATÓRIO

INADIMPLÊNCIA NO SETOR DE ENERGIA BRASILEIRO: IMPACTOS ALÉM DOS PPAS E CAMINHOS PARA A RESILIÊNCIA

IMPACTOS DA REFORMA TRIBUTÁRIA NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

CONSULTA LIVRE, PRÉVIA E INFORMADA: CONVENÇÃO 169 DA OIT E PROJETOS DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA

USINAS GAS-TO-POWER: CENÁRIO REGULATÓRIO E PAPEL NA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA DO BRASIL

DISPUTAS ENVOLVENDO O EQUILÍBRIO ECONÔMICO-FINANCEIRO DE CONTRATOS DO SETOR ENERGÉTICO

O PAPEL DOS MINERAIS CRÍTICOS NA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA: OPORTUNIDADES E PERSPECTIVAS NO BRASIL

DISCUSSÕES CONCORRENCIAIS RELACIONADAS ÀS ATIVIDADES DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA NO VAREJO

ASPECTOS LEGAIS DO USO DE TERRAS RURAIS PARA PROJETOS DE ENERGIA NO BRASIL

REDES INTELIGENTES E PROTEÇÃO DE DADOS: OPORTUNIDADES E DESAFIOS PARA O SETOR ENERGÉTICO NA ERA DA TRANSFORMAÇÃO DIGITAL

DESAFIOS TRABALHISTAS E REGULAMENTAÇÃO DA FORÇA DE TRABALHO EM PROJETOS DE TRANSIÇÃO ENERGÉTICA DO BRASIL

REFERÊNCIAS

OS TÓPICOS LISTADOS NO ÍNDICE SÃO CLICÁVEIS E REDIRECIONAM PARA AS RESPECTIVAS SEÇÕES DO DOCUMENTO

O NOVO MARCO LEGAL PARA O SETOR ELÉTRICO NO BRASIL

LIBERALIZAÇÃO DO MERCADO E DESAFIOS REGULATÓRIOS



LUCIANO SOUZA
luciano.souza@cesconbarrieu.com.br

O setor de energia elétrica brasileiro está passando por transformações significativas em seu marco regulatório, com importantes avanços ocorrendo entre 2024 e início de 2025. Além da Medida Provisória (MP) nº 1.300/2025, propondo uma reforma abrangente do setor, o Brasil aprovou legislação estratégica que fortalece seu compromisso com a transição energética e modernização do sistema elétrico.

Medida Provisória para Modernização do Setor Elétrico

O Governo Federal promulgou a Medida Provisória (MP) nº 1.300, de 21 de maio de 2025, que propõe uma reforma abrangente do setor de energia elétrica brasileiro. Esta iniciativa constitui uma agenda governamental voltada à modernização e ao aprimoramento da eficiência do marco regulatório do país.

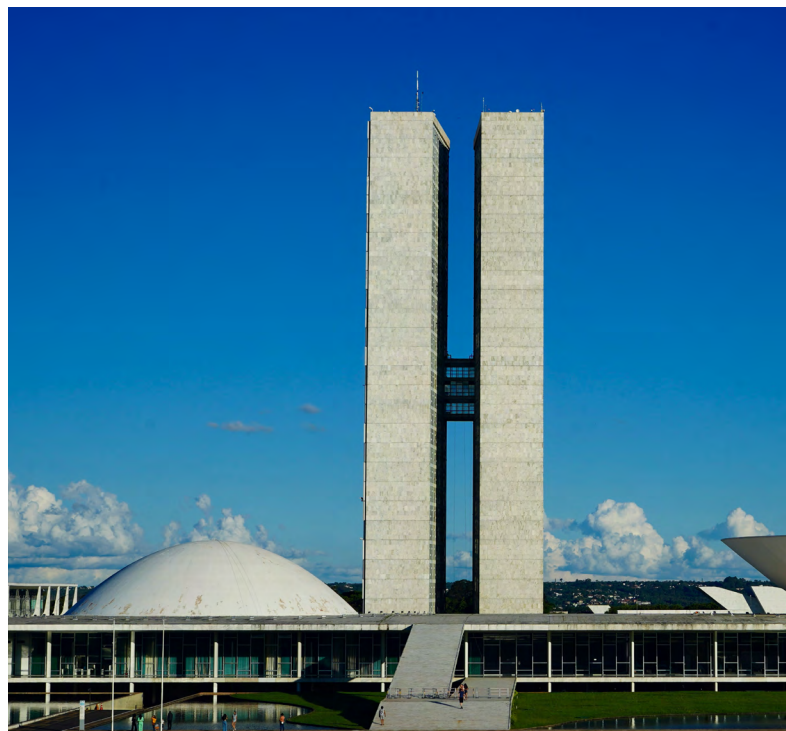
Os elementos centrais da MP são:

1. a abertura gradual do mercado livre de energia para consumidores de baixa tensão, que atualmente estão restritos à contratação obrigatória com distribuidoras locais. A partir de agosto de 2026, consumidores industriais e comerciais terão a liberdade de selecionar seus fornecedores de eletricidade, com essa opção se estendendo a todos os consumidores residenciais em 2027.

2. mudanças na demanda mínima e participação acionária mínima em empresas autoprodutoras, no caso de novas estruturas de autoprodução por equiparação.

3. limitações aos descontos das tarifas de uso dos sistemas de distribuição/transmissão (TUSD/TUST) aplicáveis às energias renováveis.

A MP também aborda a expansão da Tarifa Social de Energia Elétrica, prevendo isenção total de encargos de eletricidade para famílias de baixa renda que consomem até 80 kWh por mês, com isenção adicional para famílias com renda per capita entre meio e um salário mínimo, até 120 kWh.



Avanços Legislativos Recentes (2024-2025)

■ PROGRAMA DE ACELERAÇÃO DA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA (PATEN)

Em janeiro de 2025, o governo federal promulgou legislação estabelecendo o Programa de Aceleração da Transição Energética (PATEN), uma iniciativa estratégica que reforça o compromisso do Brasil com o desenvolvimento sustentável.

O PATEN facilita o acesso ao crédito para empresas detentoras de recebíveis do governo federal, como precatórios e créditos tributários, para financiar projetos relacionados à transição energética. O Fundo Verde, criado pela lei e administrado pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), servirá como base para esse financiamento.

As áreas cobertas pelo Programa incluem o desenvolvimento de combustíveis sustentáveis, recuperação energética de resíduos, modernização da infraestrutura de geração e transmissão de energia, e a substituição de fontes poluentes por alternativas renováveis.

■ MARCO REGULATÓRIO PARA ENERGIA EÓLICA OFFSHORE

Em janeiro de 2025, o Presidente Lula sancionou, com certos vetos, a Lei nº 15.097/2025 regulamentando a produção de energia eólica offshore. Esta legislação estabelece um marco regulatório para viabilizar investimentos no setor eólico offshore.

O texto prevê autorização para instalar parques eólicos nas águas territoriais, zona econômica exclusiva e plataforma continental do Brasil, estabelecendo a exigência de leilões para concessão de áreas e dividindo o processo em duas fases: avaliação e execução.

A regulamentação da energia eólica offshore no Brasil continua sendo definida pelo Poder Executivo. Apesar da lei estabelecer o marco legal desde janeiro, aspectos essenciais ainda aguardam implementação regulatória. O Ministério de Minas e Energia (MME) deve publicar um cronograma regulatório no segundo semestre de 2025.

■ REGULAMENTAÇÃO DO MERCADO DE CARBONO

Em dezembro de 2024, foi publicada a Lei nº 15.042/2024, regulamentando o mercado de carbono no Brasil através do estabelecimento do Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões de Gases de Efeito Estufa (SBCE).

A Lei estabeleceu uma estrutura dual para o mercado de carbono brasileiro, dividindo-o em regulado (vinculado a iniciativas governamentais) e voluntário (relacionado a iniciativas do setor privado).

A implementação do SBCE está dividida em cinco fases, com a primeira fase programada para começar no início de 2025 e durar 12 meses (prorrogável por mais 12 meses). Durante esta fase inicial, serão definidas a governança e os limites de emissão, esclarecendo aspectos importantes como a aplicação dos tetos estipulados.

Desafios Regulatórios em Foco

■ PAPEL DA ANEEL NO PROCESSO DE TRANSFORMAÇÃO

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) desempenha papel fundamental no processo de transformação do setor elétrico brasileiro. Em novembro de 2024, a agência aprovou sua Agenda Regulatória para o biênio 2025-2026, estabelecendo 28 atividades regulatórias divididas em quatro áreas temáticas.

Das 28 atividades planejadas, 17 são consideradas prioritárias e estão programadas para ação regulatória em 2025. Adicionalmente, a ANEEL está conduzindo uma Consulta Pública sobre a questão do curtailment e está envolvida em discussões sobre a renovação das concessões de distribuidoras.

Avanços Regulatórios Recentes (2024-2025)

■ CURTAILMENT DE GERAÇÃO DE ENERGIA RENOVÁVEL

Uma das questões mais relevantes no cenário regulatório atual é o “*curtailment*” ou “*constrained-off*”, que consiste na orientação de redução ou impossibilidade do despacho de energia para o Sistema Interligado Nacional (SIN), conforme determinada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Com gargalos na transmissão de energia, instalações de geração renovável continuam enfrentando limitação para injeção na rede. Para enfrentar este desafio, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) decidiu em março de 2025 criar um grupo de trabalho para discutir ações voltadas à redução de eventos de *curtailment* de geração.

■ SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Outra questão significativa na agenda regulatória é a integração de sistemas de armazenamento de energia ao SIN. A ANEEL incluiu em sua Agenda Regulatória 2025-2026 uma atividade relacionada a este tópico, com ação regulatória programada para 2025.

Esta regulamentação é crucial para o avanço da transição energética no Brasil, pois os sistemas de armazenamento são fundamentais para gerenciar a intermitência das fontes renováveis.

■ RESILIÊNCIA DA REDE ELÉTRICA

Em resposta ao aumento de eventos climáticos extremos, a ANEEL também incluiu em sua Agenda Regulatória 2025-2026 uma atividade relacionada ao aprimoramento da resiliência dos sistemas de distribuição e transmissão, com ação regulatória programada para 2025.

■ PROJETOS DE LEI EM ANÁLISE NO CONGRESSO NACIONAL

Além da legislação já aprovada, vários projetos de lei importantes para o setor elétrico continuam tramitando no Congresso Nacional. Entre eles:

- Projeto de Lei 3864/2022: Estabelece compensação financeira de 7% sobre a produção de energia eólica e solar, destinada a estados e municípios.
- Projeto de Lei 4386/2024: Estabelece salvaguardas para o licenciamento ambiental de projetos eólicos e solares, buscando agilizar processos e garantir maior segurança jurídica para investidores.
- Projeto de Lei 671/2024: Proíbe distribuidoras de energia elétrica e suas subsidiárias de possuírem unidades de geração distribuída, visando prevenir conflitos de interesse e concorrência desleal no mercado.

■ Considerações Finais

O Brasil está fazendo progressos significativos na modernização de seu marco regulatório para o setor elétrico, com iniciativas voltadas não apenas à liberalização do mercado, mas também à transição para uma matriz energética mais limpa e sustentável.

No entanto, persistem desafios importantes, como a questão do *curtailment*, a necessidade de investimento em infraestrutura de acesso e transmissão e a implementação efetiva das novas regulamentações. O MME e a ANEEL têm papel crucial neste processo, estabelecendo normas claras e eficientes.

O cenário apresenta tanto oportunidades quanto desafios. A abertura do mercado e os incentivos às energias renováveis criam um ambiente favorável para novos negócios, mas a complexidade do marco regulatório brasileiro exige análise cuidadosa e monitoramento constante das mudanças em curso.

CURTAILMENT

ESFORÇOS DOS PLAYERS DO SETOR PARA ENFRENTAR UM DOS MAIORES DESAFIOS ATRIBUÍDOS À ENERGIA RENOVÁVEL



ANA CAROLINA CALIL
anacarolina.calil@cesconbarrieu.com.br



YASMIN YAZIGI
yasmin.yazigi@cesconbarrieu.com.br



LUIZA MOREIRA
luiza.moreira@cesconbarrieu.com.br

No contexto da transição energética, a contribuição das fontes intermitentes de energia renovável para a matriz elétrica brasileira e mundial tem aumentado de forma significativa, principalmente quando proveniente de projetos de energia eólica e solar. As características técnicas dessas fontes - combinadas com a concentração geográfica dos projetos em regiões com alto potencial solar e eólico, como o Nordeste do Brasil - adicionaram uma complexidade operacional considerável aos sistemas elétricos. Durante os períodos de alta geração renovável e baixa demanda local, surgiram gargalos na infraestrutura de transmissão, limitando a capacidade de utilizar totalmente a energia renovável.

Como resultado, o *curtailment* - a limitação da injeção de energia de usinas que, de outra forma, seriam capazes de gerar eletricidade - tem se tornado cada vez mais comum em países com uma grande parcela de energias renováveis intermitentes. No Brasil, onde o potencial de geração renovável é enorme, o *curtailment* tornou-se uma questão central na regulamentação do setor elétrico e um tópico importante de discussão entre os stakeholders.

Para lidar com o *curtailment* de forma eficaz, é necessário um planejamento integrado de transmissão, geração e carga, envolvendo agentes do setor de energia e autoridades governamentais.

Para responder à crescente ocorrência de eventos

de *curtailment*, a ANEEL emitiu as Resoluções nº 1030/2022 e nº 1073/2023, que introduziram um sistema de classificação para eventos de *curtailment* afetando usinas eólicas e solares fotovoltaicas. Esses eventos são categorizados como:

1. Indisponibilidade Externa - relacionada a falhas na infraestrutura fora da usina.
2. Requisitos de Confiabilidade Elétrica - relativos à operação segura do SIN.
3. Razões Energéticas - quando a energia disponível excede a demanda, impossibilitando a alocação da produção total para a carga.

Somente a categoria (1) - Indisponibilidade Externa é elegível para compensação financeira por meio de encargos setoriais, e somente quando o *curtailment* exceder 78 horas para parques eólicos ou 30 horas e 30 minutos para parques solares.

Esse modelo gerou preocupações no setor, pois a dificuldade técnica de distinguir claramente as causas do *curtailment* - especialmente entre as categorias - levanta questões sobre equidade e transparência. Os geradores argumentam que o arcabouço regulatório atual não oferece compensação adequada quando a usina está totalmente operacional, mas ainda sujeita a restrições.

Como resultado, os stakeholders requerem maior transparência nos critérios de classificação,

previsibilidade nos fluxos de receita e maior precisão na modelagem financeira e contratual dos projetos de energia renovável. Essas preocupações estão sendo expressas tanto em processos administrativos quanto nos tribunais.

Em resposta, a ANEEL lançou a Consulta Pública nº 09/2025 (CP 09/25) para revisar e potencialmente revisar o arcabouço regulatório. As alterações propostas incluem a substituição do atual sistema de classificação por um sistema baseado em avaliações objetivas da disponibilidade da usina e da falha do gerador. Além disso, a consulta aborda a necessidade de procedimentos mais transparentes para o registro e a auditoria de eventos, e de ajustes nos mecanismos de compensação que se alinhem melhor à lógica contratual do setor.

Progressos significativos foram feitos pela ANEEL e pelo MME na discussão sobre como alocar as perdas causadas pelo *curtailment*. O CMSE aprovou a formação de um grupo de trabalho para propor soluções estruturais, incluindo alternativas tecnológicas, como sistemas de armazenamento e controles inteligentes para melhorar a eficiência da rede.

A ANEEL também está preparando o arcabouço regulatório para sistemas de armazenamento e para um leilão de armazenamento estimado para o segundo semestre de 2025 ou primeiro semestre de 2026. Espera-se que esse leilão enderece questões importantes, como a regulamentação de novas tecnologias, para apoiar a flexibilidade do sistema.

Além da regulamentação, os participantes do mercado também estão desenvolvendo instrumentos financeiros semelhantes a derivativos para mitigar o risco de *curtailment* em projetos em

que as condições técnicas e financeiras o permitam.

É importante reconhecer que o *curtailment* é um fenômeno esperado em sistemas de energia com uma grande parcela de energias renováveis intermitentes. Os riscos associados podem e devem ser tratados por meio do planejamento coordenado do sistema elétrico, do reforço da infraestrutura, da implantação de tecnologias inovadoras e da melhoria das operações da rede, incluindo a integração de sistemas de armazenamento de energia.

Estratégias estruturais também estão sendo desenvolvidas para atrair novos consumidores de grande escala - como data centers, produtores de hidrogênio de baixo carbono e outros setores eletrointensivos - que possam aproveitar o excedente de energia renovável do Brasil. Além disso, os próximos leilões de transmissão devem aumentar a capacidade da região Nordeste de exportar energia renovável para outras partes do país, como o Sul e o Sudeste.

Embora o *curtailment* represente um grande desafio, ele também oferece uma oportunidade de desbloquear valor substancial nos setores de geração, transmissão e industrial. O cenário atual é de intensa atividade regulatória, legal e comercial, com o objetivo de mitigar os impactos econômicos do *curtailment* e permitir um crescimento mais sustentável do setor de energia renovável do Brasil.

Em conclusão, o *curtailment* continua sendo uma questão dinâmica e em evolução. Espera-se que as contribuições contínuas de consultas públicas, reforma regulatória e modelos de negócios inovadores tragam maior previsibilidade, transparência e eficiência, promovendo investimentos mais seguros e sustentáveis nos próximos anos.



SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA E DATA CENTERS:

VIABILIZANDO INFRAESTRUTURA DIGITAL 24/7



ANA CAROLINA CALIL
anacarolina.calil@cesconbarrieu.com.br



EDUARDA CARMO
eduarda.carmo@cesconbarrieu.com.br



YASMIN YAZIGI
yasmin.yazigi@cesconbarrieu.com.br



FERNANDA SILVA
fernanda.silva@cesconbarrieu.com.br

A demanda por data centers na América Latina tem experimentado crescimento significativo devido ao desenvolvimento de tecnologias como Internet das Coisas (IoT) e Inteligência Artificial (AI). No entanto, esses data centers requerem consumo substancial de energia para alimentar e resfriar seus servidores. Por exemplo, uma busca no ChatGPT consome dez vezes mais energia que uma busca no Google.

Para mitigar impactos ambientais e melhorar a eficiência energética, empresas de data centers estão adotando uma estratégia conhecida como 'greenshoring', que envolve priorizar a manutenção de suas infraestruturas em regiões que oferecem acesso substancial a fontes de energia renovável, como energia eólica e solar.

Embora limpas e sustentáveis, a intermitência inerente dessas fontes apresenta desafios para instalações como data centers que requerem disponibilidade contínua de energia, 24/7.

Esta questão tem atraído crescente atenção do setor de energia. Uma das soluções mais promissoras em consideração é a integração de sistemas de armazenamento de energia, particularmente Sistemas de Armazenamento de Energia por Baterias (BESS), à rede elétrica nacional.

O uso de BESS para armazenar energia excedente gerada por fontes renováveis para uso posterior apresenta uma alternativa viável e cada vez mais vantajosa, pois usinas híbridas solares e eólicas serão capazes de:

1. Fornecer energia à rede elétrica mesmo durante períodos de não-geração, como dias nublados, à noite, ou sob condições sem vento, aumentando assim sua capacidade de atender à demanda de forma mais estável;
2. Obter receita adicional vendendo a energia armazenada durante períodos de pico de consumo quando o preço da energia é mais alto, uma estratégia conhecida como "arbitragem de preços";
3. Entregar energia a locais isolados e de difícil acesso através de sistemas off-grid;
4. Participar em mercados de capacidade, onde a disponibilidade para fornecer energia é negociada, além da própria energia.

Esta solução proporciona maior controle sobre fontes de geração intermitentes, aumentando assim seu valor, o que por sua vez atraiu interesse dos stakeholders dentro do setor e supervisão pelas autoridades públicas.

Em 2024, o MME anunciou a abertura da Consulta Pública nº 176 para apresentar e discutir com a sociedade civil as diretrizes para condução do Leilão de Reserva de Capacidade na Forma de Potência (LRCAP) através de sistemas de armazenamento, esperado para 2025, como parte de um esforço para se alinhar com as necessidades do setor elétrico.

O interesse em conduzir o leilão deriva não apenas da necessidade de contratar potência adicional para garantir fornecimento ao sistema, mas também do desejo de introduzir tecnologia de sistemas de armazenamento na rede nacional.

O MME planeja realizar o leilão em 2025 ou 2026, seguindo uma nova rodada de consulta pública sobre o conjunto de diretrizes e o sistema, incluindo a fórmula desenvolvida para promover contratação de menor custo para consumidores.

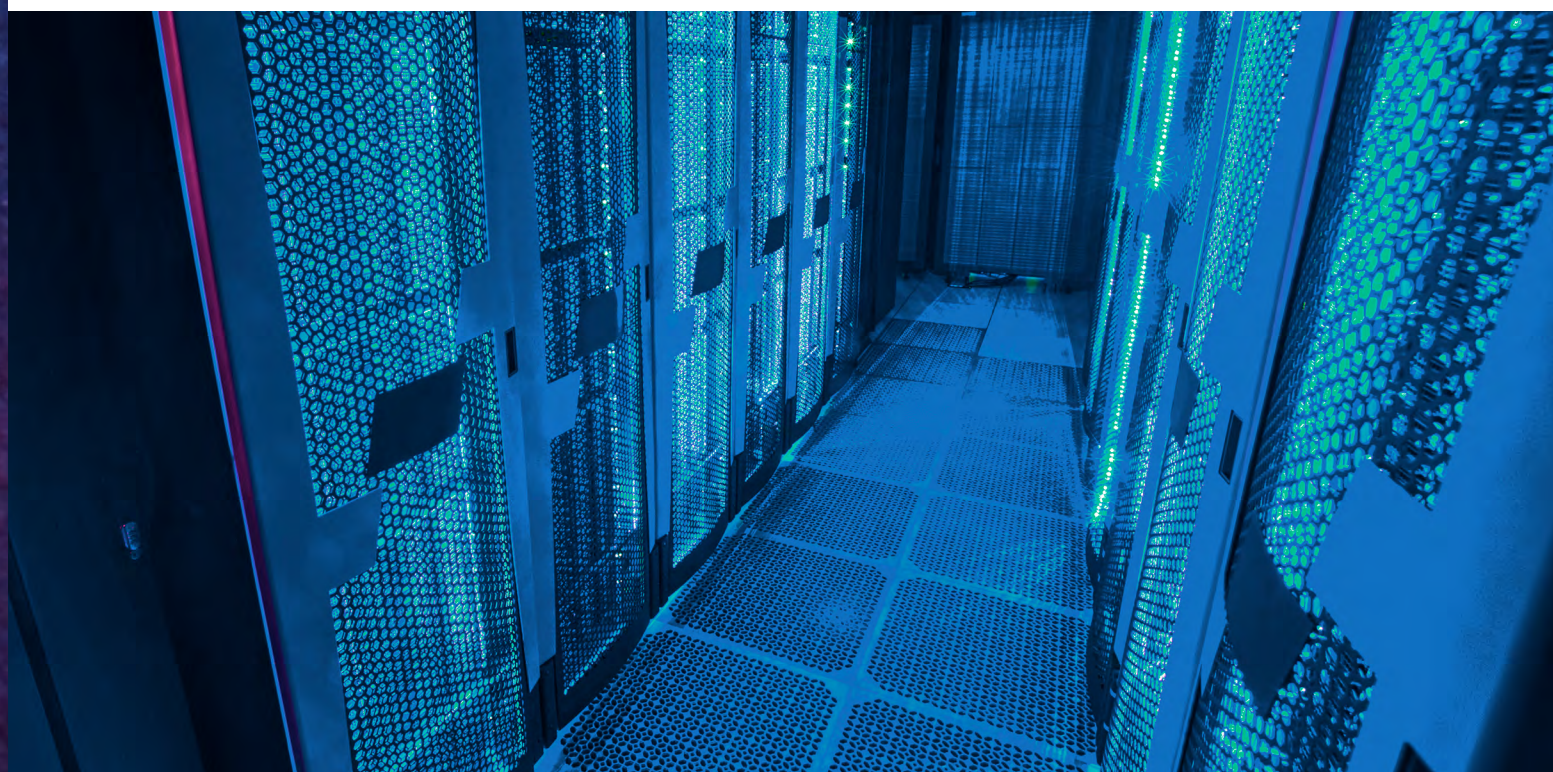
Adicionalmente, em 2024, a ANEEL iniciou a segunda fase da Consulta Pública nº 39/2023, buscando contribuições sobre melhorias regulatórias referentes ao armazenamento de energia. Esta fase abordou aspectos normativos como criação e definição do método de outorga para agentes armazenadores autônomos e usinas de geração híbridas com sistemas de armazenamento, bem como o método de contratação do uso da

rede, e melhorias na remuneração de sistemas de armazenamento. A terceira e última fase da Consulta Pública deve explorar tópicos mais complexos como agregadores, simulações dentro de modelos computacionais e seus impactos, bem como a exploração de novos modelos de negócio.

Esses desenvolvimentos regulatórios são essenciais para criar um ambiente estável e atrativo para investimento em tecnologias de armazenamento, ajudando a alinhar a infraestrutura do Brasil com demandas digitais emergentes.

Dadas as crescentes necessidades operacionais do sistema elétrico brasileiro e a presença crescente de infraestrutura digital como data centers, avanços regulatórios e normativos em armazenamento de energia não são apenas oportunos - eles são essenciais.

Iniciativas governamentais para apoiar e escalar armazenamento de energia garantirão segurança energética e sustentabilidade para data centers, enquanto posicionam o Brasil como um hub líder para infraestrutura digital alimentada por energia limpa. Esta transição solidifica o compromisso do país com inovação e metas climáticas, enquanto aprimora sua competitividade na economia digital global.



GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL

UM PILAR ESTRATÉGICO PARA A TRANSIÇÃO ENERGÉTICA



ANA CAROLINA CALIL
anacarolina.calil@cesconbarrieu.com.br



STELLA CUNHA
stella.cunha@cesconbarrieu.com.br



YASMIN YAZIGI
yasmin.yazigi@cesconbarrieu.com.br

A transição energética global tem impulsionado a descentralização das redes elétricas e acelerado a adoção de modelos mais sustentáveis e resilientes. Dentro deste contexto, a geração distribuída (GD) emergiu como um componente-chave.

A GD refere-se a um modelo de produção de energia renovável localizada próxima ao, ou no, ponto de consumo, através de unidades de pequena ou média escala conectadas à rede de distribuição. No Brasil, a GD é regulamentada pela ANEEL e abrange (i) micro GD, com capacidade de 75 kW ou menos; e (ii) mini GD, com capacidade acima de 75 kW e até (ii.1) 5 MW (fontes despacháveis); (ii.2) 3 MW (fontes não despacháveis). A eletricidade gerada pode ser usada para autoconsumo (com excedente injetado na rede) ou compartilhada com outros consumidores através de modelos como associações, consórcios ou cooperativas. É um modelo descentralizado que complementa o sistema tradicional e desempenha papel estratégico na transição energética ao reduzir perdas, diversificar o mix energético e promover o uso de fontes renováveis.

A GD representa uma mudança estrutural no setor elétrico ao aproximar a geração do consumo, minimizando perdas de transmissão e aumentando a eficiência geral. Segundo a ANEEL, o Brasil ultrapassou 38 GW de capacidade instalada de GD no primeiro trimestre de 2025, como resultado de crescimento contínuo impulsionado por políticas públicas, incentivos regulatórios e fiscais e avanços regulatórios. Somente nos

primeiros três meses de 2025, mais de 2 GW foram adicionados através de novas instalações. Globalmente, países como Alemanha e Austrália já consolidaram modelos descentralizados robustos, com a GD desempenhando papel significativo no fornecimento nacional de energia.

Historicamente, a estruturação financeira de projetos de GD no Brasil enfrentou desafios significativos, particularmente com relação à solidez do pacote de garantias oferecido aos financiadores. Diferentemente dos projetos tradicionais de geração centralizada - tipicamente respaldados por contratos de compra de energia de longo prazo (PPAs) com offtakers definidos - muitos modelos de GD, especialmente aqueles focados em autoconsumo remoto ou geração compartilhada, operam através de contratos de arrendamento ou contratos de direito de uso. Da perspectiva dos financiadores, isso mostrava uma fragilidade da estrutura de garantias, pois os fluxos de pagamento não eram sustentados por PPAs predefinidos, tornando o risco de crédito mais difícil de avaliar e precificar.

Como resultado, projetos de GD eram frequentemente limitados em sua capacidade de obter e garantir financiamento, dependendo de estruturas de mercado de capitais como securitização de recebíveis ou colocações privadas de alto custo. Este acesso limitado a dívida com preços competitivos teve impacto direto na atratividade dos projetos.

Em 2024, no entanto, a publicação do Decreto nº 11.964 marcou um ponto de virada ao reconhecer a mini-GD como atividade de infraestrutura prioritária sob a Lei nº 12.431. Este reconhecimento permitiu que projetos de mini-GD se qualificassem como projetos prioritários sob o escopo da Lei 12.431, permitindo que emissores captem instrumentos de dívida com benefícios fiscais para investidores - como isenção de imposto de renda para pessoas físicas - e, mais importante, acessem capital a taxas mais competitivas.

É possível observar uma tendência crescente de refinanciamento de projetos de GD previamente desenvolvidos que dependiam de capital de dívida ou equity mais caro. Este refinanciamento - agora apoiado por capital mais eficiente e de longo prazo - não apenas melhora o perfil financeiro dessas transações, mas também aumenta a atratividade dos ativos de GD no mercado secundário. Isso aumenta a demanda de investidores institucionais e ajuda a fomentar um ciclo virtuoso de consolidação do setor. O amadurecimento do modelo também permite o desenvolvimento de estruturas padronizadas para projetos de pequena escala, abrindo caminho para a expansão da GD com maior estabilidade, liquidez e previsibilidade de retorno.

Esta evolução contribui para a maturidade geral do setor e aumenta a viabilidade de novos desenvolvimentos ao permitir estruturas de projetos mais padronizadas, escaláveis e financeiramente sustentáveis.

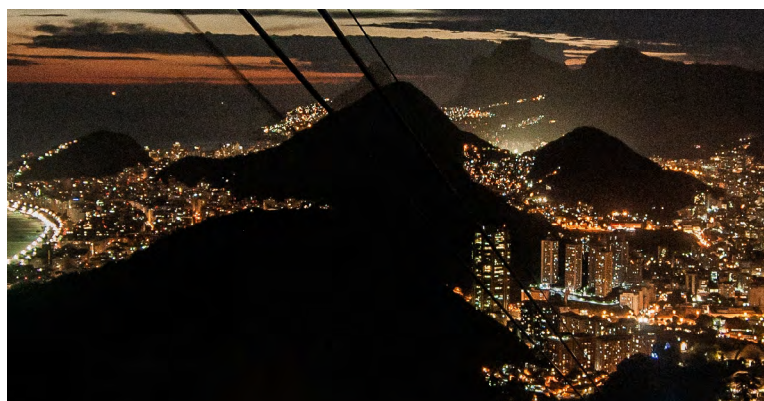
Olhando para o futuro, conforme o ambiente regulatório continua a se consolidar, as debêntures incentivadas devem se tornar um dos principais pilares de financiamento para GD no Brasil, atraindo capital privado para escalar projetos sustentáveis alinhados com objetivos de transição energética. De uma perspectiva institucional, o Brasil sinalizou forte apoio ao setor. O BNDES agora oferece linhas de crédito dedicadas para projetos de GD sob condições favoráveis e bancos regionais como o

Banco Regional de Desenvolvimento do Extremo Sul (BRDE) também implementaram programas específicos.

Estados como Minas Gerais, Bahia e Paraná mantiveram incentivos fiscais importantes, como isenções de ICMS para energia compensada, uma vez que a energia produzida pela GD gera créditos aos consumidores, que são usados posteriormente para deduzir da conta de eletricidade, reforçando um ambiente favorável aos negócios. A convergência desses fatores - instrumentos financeiros sofisticados, benefícios fiscais e regulamentação favorável - cria uma janela de oportunidade para acelerar a expansão do segmento de GD.

O mercado de GD no Brasil já mostra alto nível de maturidade técnica e regulatória, mas ainda enfrenta barreiras para desbloquear totalmente o acesso ao financiamento, especialmente para projetos de menor escala. Para superar esses desafios, é essencial reduzir a complexidade legal e operacional e aumentar a adoção de tecnologias financeiras como plataformas digitais, tokenização de ativos e soluções de financiamento padronizadas. Essas inovações podem permitir novos modelos de captação de capital e ampliar o acesso ao crédito, fomentando um ambiente mais inclusivo e competitivo.

A GD representa uma oportunidade de investimento atrativa, com risco relativamente gerenciável e forte alinhamento com princípios ESG. Estruturar adequadamente o financiamento desses projetos garante não apenas viabilidade financeira, mas também liderança corporativa na construção de uma matriz energética limpa, resiliente e descentralizada no Brasil.



Gostaríamos de agradecer à Amanda Arêas pela sua contribuição para este material.

PANORAMA DE EVENTOS RECENTES E TENDÊNCIAS EM TRANSAÇÕES DE M&A NO SETOR DE ENERGIA BRASILEIRO VIS-À-VIS AMBIENTE REGULATÓRIO



EDUARDO LANNA
eduardo.lanna@cesconbarrieu.com.br



GABRIEL MARIANO
gabriel.mariano@cesconbarrieu.com.br



LUCAS DONATI
lucas.donati@cesconbarrieu.com.br

O setor elétrico é e tem sido ao longo dos anos um alvo recorrente para investidores estrangeiros, tanto players estratégicos quanto financeiros, consolidando o setor de energia brasileiro como um destino comprovado, que é tanto sólido quanto resiliente e que continua a oferecer muitas oportunidades. É por isso que nos últimos anos, o setor elétrico brasileiro tem experimentado um ambiente marcado por intenso dinamismo e um alto número de transações de fusões e aquisições (M&A), refletindo uma combinação de fatores tecnológicos, econômicos e regulatórios.

Segundo o Estadão, um recorde de 72 transações concluídas foram registradas em 2024, marcando um aumento de 41% comparado a 2023. A forte atividade de negócios continuou em 2025, com várias transações notáveis já concluídas, muitas delas impulsionadas por mudanças regulatórias recentes. Além disso, numerosas transações permanecem em negociação, pois os participantes do mercado permanecem alertas a oportunidades em um ambiente caracterizado por rápida transformação e dinâmicas em evolução.

A atratividade consiste não apenas na solidez regulatória, principalmente conferida pelo papel desempenhado pelo regulador do setor (ANEEL), mas

também no potencial de crescimento do país, que permanece em expansão, especialmente à luz das perspectivas de transformação da matriz energética e do crescimento do mercado livre de energia.

I Distribuição

O segmento de distribuição está à beira do vencimento de vinte concessões entre 2025 e 2031. Assim, o Decreto nº 12.068, de 20 de junho de 2024, foi promulgado para regular a possibilidade de prorrogação dos contratos de concessão por mais 30 anos, desde que as concessionárias cumpram certas obrigações de desempenho, sustentabilidade econômica e melhoria do serviço. O projeto de alteração dos contratos de concessão regulamentando a prorrogação das outorgas já foi aprovado pela ANEEL e trouxe melhorias importantes, como diretrizes para compartilhamento de dados e qualidade do serviço, padrões para resiliência da rede e sustentabilidade econômico-financeira, medidas para controle de perdas de energia em áreas com restrições operacionais e flexibilidade de preços.

Este cenário ganhou destaque como fator-chave para estruturação de negócios no Brasil e também impulsionando futuras transações de M&A no

setor, incluindo entrada de novos investidores/players e também o desinvestimento pelas atuais concessionárias - a incerteza anterior à prorrogação aprovada recentemente pela ANEEL impactou certas negociações potenciais e atrasou planos relacionados - melhorando a previsibilidade contratual e gestão de riscos.

| Transmissão

Ao mesmo tempo, o segmento de transmissão também está enfrentando o vencimento iminente de dezenove contratos de concessão entre 2025 e 2030.

Além das oportunidades de M&A decorrentes do período de renovação descrito acima, há também grandes oportunidades relacionadas à necessidade de construir novos ativos de transmissão. Devido ao crescimento vertiginoso de novas usinas solares e eólicas nos últimos anos, o setor está enfrentando dificuldades com o escoamento de energia. Ciente desta questão, o Governo Federal, juntamente com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), tem planejado o horizonte de expansão para este segmento e conduzindo leilões de concessão para novas instalações de transmissão.

Também no segmento de transmissão, uma tendência recente emergiu onde operadores estão aproveitando sua expertise da indústria fazendo parcerias com players financeiros. Exemplos incluem a colaboração entre Brookfield e Cymi, bem como a joint venture entre Neoenergia - controlada pela espanhola Iberdrola - e o fundo soberano de Singapura GIC.

| Geração

Para o segmento de geração, à luz da proposta de reforma setorial em discussão, as próximas semanas e meses exigirão monitoramento próximo das potenciais novas regras, incluindo com respeito às regras de transição e, considerando que a reforma está sendo implementada através da Medida Provisória nº 1.300, de 21 de maio de 2025,

quais mudanças serão propostas e aprovadas no Congresso Nacional quando for analisada, incluindo possível modulação dos efeitos da Medida Provisória vis-à-vis o texto final da lei a ser aprovada. Neste ambiente de incerteza, que deve se estender por boa parte do ano, é importante que empresas envolvidas em projetos de geração e/ou M&As neste segmento estejam cientes dos impactos resultantes na precificação e alocação de riscos.

Adicionalmente, seguindo crescimento recorrente ao longo dos anos, o mercado de renováveis está enfrentando certos desafios relacionados ao preço da energia e eventos de curtailment. Em 2024, o Brasil adicionou 10,9 gigawatts à matriz elétrica, com 91% desta nova capacidade vindo de fontes renováveis, segundo a ANEEL. Não obstante, considerando as características do Brasil e abundância de fontes de energia renovável, a geração é e continuará sendo um setor ativo e espera-se que retome velocidade conforme oportunidades começam a evoluir, incluindo:

- 1.** BESS, conforme fontes renováveis intermitentes como solar e eólica continuam a expandir largamente sua participação na matriz energética, com o foco aumentado da ANEEL em estruturas relacionadas ao armazenamento, catalisando ainda mais o interesse dos investidores.
- 2.** projetos eólicos offshore e regulamentação, devido à extensa linha costeira e recursos eólicos consistentes. Embora o arcabouço regulatório ainda esteja tomando sua forma final, movimentos recentes do Governo Federal sinalizam apoio institucional para destravar o setor.
- 3.** fortalecimento de metas ESG, com o direcionamento contínuo da transição energética, metas “net zero”, greenshoring e tecnologias em evolução (incluindo data centers).
- 4.** expansão e consolidação do mercado livre de energia, acoplado à digitalização das redes e o modelo “prosumidor”, favorece a modernização de processos e a incorporação de novas tecnologias.

Oportunidades de Expansão e Tendências Recentes

Todas as tendências destacadas acima ajudam a tornar transações de M&A (incluindo aquisições e também parcerias estratégicas) particularmente atrativas para ganhar escala e explorar novos mercados, ativos ou tipos de projetos, tanto para grupos nacionais quanto empresas internacionais que desejam expandir ou diversificar seus portfólios.

Esta paisagem em evolução apresenta oportunidades de M&A para entrantes com capacidade técnica e financeira para garantir projetos em desenvolvimento, acessar infraestrutura estratégica e fazer parcerias com players locais. Vários investidores cross-border com expertise relevante estão bem posicionados para impulsionar o mercado emergente, com potencial para negócios de grande escala.

Embora a paisagem regulatória brasileira ofereça oportunidades significativas, ela também apresenta complexidades inerentes a um mercado em constante evolução. A reforma setorial, em

discussão no Governo e Congresso Nacional, pode exigir ajustes nos modelos de contratação e no regime de comercialização de energia, gerando impactos na formulação de estratégias de M&A, PPA e financiamento de projetos. Não obstante, o Brasil mantém indicadores econômicos relativamente alinhados com uma perspectiva de expansão, com ênfase no alto potencial para geração renovável, o que reforça o interesse de investidores internacionais.

Conclusões

Em resumo, o mercado de energia brasileiro oferece grande potencial para crescimento, parcerias e consolidação através de aquisições, desde que monitoramento cuidadoso e avaliação de mudanças contínuas (incluindo reformas regulatórias atuais) sejam essenciais. Apesar dos desafios, o país tem características favoráveis que podem aumentar consideravelmente a competitividade de empresas que se posicionem estrategicamente neste mercado e naveguem de forma apta suas complexidades.



INADIMPLÊNCIA NO SETOR DE ENERGIA BRASILEIRO

IMPACTOS ALÉM DOS PPAS E CAMINHOS PARA A RESILIÊNCIA



ANA CAROLINA CALIL
anacarolina.calil@cesconbarrieu.com.br



JOÃO VICTOR SALOMÃO
joaovictor.salomao@cesconbarrieu.com.br



YASMIN YAZIGI
yasmin.yazigi@cesconbarrieu.com.br

O setor de energia brasileiro está atualmente passando por um período sensível de instabilidade, impulsionado por um número preocupante e significativo de inadimplências contratuais, particularmente dentro do mercado livre (ACL) onde empresas comercializadoras de energia operam como intermediários-chave entre geradores e consumidores. Casos recentes de alto perfil amplificaram as preocupações do mercado com relação aos riscos sistêmicos potenciais que se estendem muito além dos PPAs, ameaçando o equilíbrio financeiro e operacional mais amplo do setor.

O que antes era percebido como eventos de crédito isolados agora evoluiu para um padrão de não-conformidade, levantando bandeiras vermelhas para todos os participantes do mercado. Esta onda de inadimplências não está mais confinada a disputas bilaterais; está desencadeando um efeito dominó de falências corporativas, reorganizações judiciais e restrições de liquidez que estão prejudicando o fluxo regular de transações de energia, comprometendo o acesso ao crédito e minando a credibilidade das cadeias de suprimento em todo o setor.

Em resposta a esses desenvolvimentos, a indústria foi compelida a se engajar em um diálogo mais amplo e urgente. Especialistas do mercado, players do setor e autoridades regulatórias estão agora

avaliando eventuais soluções e ações que podem ser empreendidas por eles para prevenir que essas inadimplências explodam em uma grande crise sistêmica no mercado livre. Discussões apontam cada vez mais para a necessidade de reformas estruturais, frequentemente perseguindo diferentes soluções, nomeadamente salvaguardas de crédito aprimoradas e intervenções regulatórias que podem restaurar a confiança e preservar a funcionalidade do mercado.

Inadimplências Crescentes e Liquidez do Mercado

Em outubro de 2024, o setor experimentou um recorde alto em inadimplências, atingindo quase BRL 178 milhões. Este nível sem precedentes foi predominantemente impulsionado por empresas comercializadoras de energia lutando para gerenciar as pressões financeiras decorrentes da volatilidade acentuada do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). A principal consequência disso foi uma deterioração relevante na liquidez do mercado, com atividades de negociação no mercado livre chegando quase a uma parada devido aos temores de um efeito cascata de inadimplência.

A situação atingiu um ponto crítico com o estresse financeiro de uma das cinco maiores comercializadoras de energia do país. Enfrentando severas restrições de fluxo de caixa, a empresa tem estado engajada em

negociações delicadas com credores em um esforço para reestruturar suas obrigações e prevenir um colapso potencial. Tais dificuldades serviram como uma bandeira vermelha para o mercado, sublinhando os riscos sistêmicos associados com exposições concentradas e mecanismos insuficientes de mitigação de risco na comercialização de energia.

Esta confluência de desafios operacionais e regulatórios criou uma tempestade perfeita, expondo vulnerabilidades em todo o setor de energia e levantando questões críticas sobre os arcabouços contratuais e regulatórios existentes e seus ajustes para assegurar estabilidade do mercado. Como isso pode ser causado por várias razões, é difícil apontar uma específica que se destaque.

Alguns dos fatores por trás desta recente onda de inadimplência contratual residem em:

- 1.** a flutuação do PLD ao longo dos anos devido, por exemplo, a restrições climáticas, se descolando do preço negociado nos PPAs;
- 2.** questões relacionadas à tomada de decisão de comercializadoras de energia no contexto de negociação de PPAs; e
- 3.** a ocorrência crescente de eventos de curtailment, isto é, redução/restrição obrigatória na injeção de energia na rede, conforme determinada pelo ONS, devido à operacionalidade do SIN. Embora destinadas a salvaguardar o equilíbrio técnico e segurança da rede nacional, essas intervenções produziram repercussões financeiras significativas para geradores de energia. Ao limitar o despacho de volumes de energia contratados, o curtailment impacta diretamente os fluxos de receita de produtores de energia renovável, frequentemente forçando-os a recomprar energia a preços de mercado elevados para cumprir compromissos contratuais existentes. O ônus financeiro de tais práticas está longe de ser negligível. Estimativas recentes indicam que apenas o setor eólico estimou perdas de BRL 700 milhões ao longo de 2023, enquanto o segmento solar enfrentou uma perda estimada de BRL 50 milhões até julho de 2024, um fardo que não apenas compromete a

viabilidade econômica de projetos afetados mas também sublinha o risco de inadimplência em acordos comerciais e financeiros relacionados.

O aumento em inadimplências em PPAs tem implicações mais amplas para financiamento de projetos e outros acordos contratuais. De uma perspectiva de risco de crédito, instituições financeiras e investidores podem constatar exposição relevante, o que provoca condições de financiamento menos flexíveis. Este novo ambiente é marcado por escrutínio aumentado, covenants mais restritivos e uma recalibração geral de prêmios de risco, incluindo a aplicação de taxas de juros mais altas para compensar a deterioração de crédito percebida, bem como pacotes de garantia robustos.

Empresas de energia estão encontrando desafios crescentes em garantir o financiamento necessário para desenvolver, expandir ou mesmo manter sua infraestrutura operacional. Os efeitos cascata desta contração de crédito são particularmente prejudiciais a projetos renováveis intensivos em capital, cujos modelos financeiros frequentemente dependem de fluxos de caixa de longo prazo e estáveis sustentados por PPAs, precisamente os acordos agora no epicentro das preocupações do mercado.

Agravando este cenário está a ativação de cláusulas de vencimento cruzado embutidas em acordos de financiamento de projetos. Em muitos casos, um evento de inadimplência sob um contrato de compra de energia (PPA) constitui uma inadimplência automática sob contratos de financiamento, expondo patrocinadores de projetos à aceleração imediata de obrigações de dívida e riscos de execução. Esta interconexão legal amplifica o impacto sistêmico de inadimplências individuais, ameaçando não apenas a viabilidade de projetos específicos mas também o equilíbrio financeiro mais amplo do setor de energia.

Assim, o que pode inicialmente aparecer como violações contratuais isoladas dentro de PPAs tem o potencial de desencadear uma reação em cadeia de consequências financeiras e legais adversas, sublinhando a importância crítica de estruturação contratual robusta e estratégias proativas de gestão de risco.

Discussões sobre Soluções

Discussões sobre soluções potenciais para a crise de inadimplência no setor de energia brasileiro permanecem diversas e especialistas estão longe de chegaraumacordo.Umaescoladepensamentoadvoga por uma reformulação estrutural de mecanismos de negociação através do estabelecimento de uma contraparte central (CCP) para intermediar PPAs futuros. Sob este modelo, em vez de liquidar pagamentos apenas após a conclusão de períodos de fornecimento, ajustes de margem diários seriam implementados para mitigar o impacto de flutuações acentuadas do mercado. Tal estrutura seria apoiada por mecanismos de salvaguarda robustos, incluindo a participação de um membro de clearing e depósitos de garantia obrigatórios de participantes do mercado, efetivamente limitando a exposição de cada parte ao valor de suas garantias depositadas. Proponentes desta abordagem enfatizam que introduzir uma CCP aumentaria a resiliência do mercado contendo risco de crédito dentro de níveis gerenciáveis, prevenindo inadimplências isoladas de escalar para crises de liquidez mais amplas.

Por outro lado, há aqueles que argumentam que uma resposta regulatória é o caminho mais apropriado para abordar as vulnerabilidades crescentes do

setor. Desta perspectiva, aprimorar a supervisão regulatória da exposição de participantes do mercado é vista como crucial, particularmente à luz do número crescente de empresas enfrentando estresse financeiro. Esta visão sublinha que muitas dessas empresas carecem de ativos tangíveis que poderiam servir como buffer ou ser liquidados para cumprir suas obrigações, amplificando assim o risco sistêmico posto por suas inadimplências. Para esses, reformas regulatórias visam apertar barreiras de entrada, melhorar transparência e impor requisitos de capital e garantia mais rigorosos, que são vistos como medidas essenciais para restaurar confiança e assegurar estabilidade de longo prazo do setor.

Mesmo que não haja acordo em direção a uma solução única, o fato é que o surto de inadimplência dentro do setor de energia do Brasil deveria se beneficiar de reformas regulatórias abrangentes e supervisão financeira aprimorada. Abordar questões de curtailment, melhorar infraestrutura de rede e implementar estratégias efetivas de mitigação de risco são passos essenciais para reforçar confiança e estabilidade no mercado.

Gostaríamos de agradecer à Amanda Arêas pela sua contribuição para este material.



IMPACTOS DA REFORMA TRIBUTÁRIA NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO



ANDRÉ MELO
andre.melo@cesconbarrieu.com.br



FERNANDA STOECKLI
fernanda.stoeckli@cesconbarrieu.com.br

Em dezembro de 2023, a Emenda Constitucional 132/2023 (EC 132) introduziu na legislação brasileira a Reforma Tributária Indireta, que visa simplificar o atual sistema tributário brasileiro sobre o consumo. O objetivo principal é que cinco tributos sobre o consumo existentes sejam totalmente substituídos até dezembro de 2032 por um sistema dual de imposto sobre valor agregado, da seguinte forma:

1. no âmbito federal, PIS e COFINS serão substituídos pela Contribuição sobre Bens e Serviços (CBS);
2. no âmbito estadual e municipal, o ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços) e o ISS (Imposto sobre Serviços) serão substituídos pelo Imposto sobre Bens, Serviços, Direitos e Bens Intangíveis (IBS); e
3. o imposto sobre produtos industrializados (IPI) será eliminado em 2027, exceto para produtos produzidos na Zona Franca de Manaus.

Além desses tributos, o Governo Federal poderá cobrar o Imposto Seletivo (IS – um tipo de imposto sobre produtos específicos) sobre bens e serviços considerados prejudiciais ao meio ambiente e à saúde. A legislação excluiu expressamente a energia elétrica da incidência do IS.

A EC 132 será regulamentada por leis complementares. A primeira Lei Complementar

(nº 214/2025), responsável por estabelecer as regras gerais para IBS, CBS, e IS, já foi editada pelo Congresso Nacional em Janeiro de 2025.

Muitas mudanças foram implementadas no sistema tributário brasileiro, impactando o setor de energia elétrica. Sem a intenção de esgotar o assunto, entre as regras gerais de tributação para o setor elétrico, o legislador se preocupou com as particularidades setoriais e tentou resolver algumas inconsistências do modelo atual, especialmente o descompasso entre o fluxo contratual de bens (realidade do setor) e o fluxo físico (que até então orientava os textos normativos que impõem a obrigação tributária), bem como a existência de múltiplas regras aplicáveis ao mesmo fato¹.

O novo sistema tem a vantagem de padronizar a aplicação das regras tributárias, eliminando - ou pelo menos reduzindo (pendente verificação da aplicação prática) - situações de dúvida quanto à regra tributária aplicável, seja por falta de clareza nas normas ou pela possibilidade de aplicar mais de uma regra à mesma situação dependendo da localização e das partes envolvidas.

As principais diretrizes definidas pela Lei Complementar nº 214/2025 são:

¹ Como ocorre, por exemplo, com a cessão de regras de responsabilidade para fins de recolhimento de ICMS. Hoje, os Convênios ICMS 83/00, 15/07, 77/11, e 10/2012 estão em vigor, com cada Estado internalizando as regras que se aplicam a suas necessidades.

- **Tributação no destino:** IBS e CBS serão devidos no local da operação. Este local é definido como o lugar da entrega ou disponibilização para operações destinadas ao consumo², ou o estabelecimento principal do adquirente para a prestação de serviços de transmissão, geração, distribuição ou comercialização. Para aquisições multilaterais de energia, o local da operação é considerado o estabelecimento ou domicílio do agente com saldo devedor de energia.
- **Fato gerador:** será considerado ocorrido no momento em que o pagamento se tornar devido.
- **Cobrança de IBS e CBS:** ocorrerá apenas no fornecimento, seja para consumo ou para contribuinte não sujeito ao regime regular de IBS e CBS. Para serviços de transmissão, o fornecimento é considerado ocorrido no momento em que o pagamento por este serviço se tornar devido.
- **Base de cálculo:** será o valor da operação, que inclui o valor total cobrado pelo fornecedor, sem exigir a inclusão dos próprios tributos na base de cálculo.
- **Alíquota:** a alíquota aplicável será definida por lei ordinária e será uniforme.
- Responsabilidade pela cobrança de IBS e CBS relacionada à geração, comercialização, distribuição e transmissão de energia será atribuída exclusivamente da seguinte forma:
 1. pela distribuidora de energia na venda de energia no mercado regulado (ACR);
 2. pelo vendedor na venda de energia no ACL, desde que o comprador use a energia para consumo próprio ou quando o adquirente não estiver sujeito ao regime regular de IBS e CBS;

²§ 4º Nas aquisições realizadas de forma centralizada por contribuinte sujeito ao regime regular do IBS e da CBS que possui mais de um estabelecimento e que não estejam sujeitas a vedação à apropriação de créditos:

I - os serviços de que trata o inciso IX do caput deste artigo serão considerados prestados no domicílio principal do adquirente; e

II - para fins do disposto no inciso X do caput deste artigo e no inciso I deste parágrafo, considera-se como domicílio principal do adquirente o local do seu estabelecimento matriz.

3. pelo comprador como responsável pela energia destinada ao consumo em aquisições multilaterais; e

4. pela transmissora de energia pela prestação de serviços de transmissão a usuário diretamente conectado à rede básica de transmissão.

Em geral, a Reforma Tributária assegura a simplificação prometida. Ainda que o novo sistema precise ser testado, as regras introduzidas pela EC 132/2023 e a Lei Complementar 214/2025 são mais alinhadas com as necessidades e realidade do setor elétrico brasileiro.



QUADRO COMPARATIVO DOS REGIMES PRÉ E PÓS REFORMA TRIBUTÁRIA

	PRÉ-REFORMA TRIBUTÁRIA	PÓS-REFORMA TRIBUTÁRIA
LOCALIZAÇÃO	Tributação no destino: em operações interestaduais, o tributo não será cobrado pelo estado de origem (imunidade tributária). No entanto, pode ser exigido pelo estado de destino quando a finalidade não for comercialização ou industrialização, ou seja, quando for vendido ao consumidor final.	Tributação no destino: IBS e CBS serão cobrados no (i) local da entrega ou disponibilização para operações destinadas ao consumo; e (ii) local do estabelecimento principal do comprador para a prestação de serviços de transmissão e outras operações, incluindo geração, distribuição ou comercialização.
FATO GERADOR	No momento em que a energia é despachada, sendo o tributo devido no mês seguinte ao consumo (regime especial).	No momento em que o pagamento se torna devido.
BASE DE CÁLCULO	O preço da transação (incluindo Tarifa de Energia (TE), Tarifas de Conexão (TUSD/ TUST) e outros encargos) acrescido do gross-up dos tributos incidentes	O preço da transação, que inclui o valor total cobrado pelo fornecedor, sem exigir a inclusão dos próprios tributos (sem gross-up).
ALÍQUOTA	PIS/COFINS: de acordo com o regime tributário ao qual o contribuinte está sujeito (3,65% ou 9,25%) ICMS: variável, dependendo do estado de consumo	A ser definida.
DIFERIMENTO	Na maioria dos casos, operações internas estão sujeitas ao diferimento do tributo estadual até o momento em que é despachado ao consumidor final. No entanto, nem todos os estados adotam essa regra.	A cobrança de IBS e CBS ocorrerá apenas no fornecimento para consumo ou para contribuinte não sujeito ao regime regular de IBS e CBS.
RESPONSABILIDADE	A responsabilidade pelo pagamento do tributo pode ser atribuída às empresas de geração ou distribuição de energia em operações internas e interestaduais, seja como contribuintes ou como responsáveis tributários, desde a geração ou importação até a operação final. O cálculo do tributo é baseado no preço praticado na operação final, garantindo sua arrecadação pelo estado onde esta operação deve ocorrer (art. 9, § 1, II da LC 87/96). ACR: Convênio ICMS nº 10/12 ACL: Convênios ICMS nº 83/00, 15/07 e 77/11 (cada convênio impõe responsabilidades diferentes e não há uniformidade na internalização).	A responsabilidade pela cobrança relacionada à geração, comercialização, distribuição e transmissão será exclusivamente: (i) da distribuidora de energia, no caso de venda no ACR; (ii) do vendedor, na venda de energia no ACL, desde que o comprador use a energia para consumo próprio ou quando o comprador não estiver sujeito ao regime regular de IBS e CBS; (iii) do comprador, como responsável, pela energia destinada ao consumo em aquisições multilaterais; (iv) da transmissora de energia, pela prestação de serviços de transmissão a consumidor diretamente conectado à rede básica de transmissão.

CONSULTA LIVRE, PRÉVIA E INFORMADA

CONVENÇÃO 169 DA OIT E PROJETOS DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA



ROBERTA JARDIM
roberta.jardim@cesconbarrieu.com.br



CAROLINA PIÑEIRA
carolina.pineira@cesconbarrieu.com.br



PATRIK ANDRADE
patrik.andrade@cesconbarrieu.com.br

A Convenção nº 169 da Organização Internacional do Trabalho (OIT 169), adotada pelo Brasil em 1989, constitui um marco normativo fundamental para a proteção dos direitos de comunidades indígenas e tribais. Ela estabelece padrões internacionais para assegurar, entre outros direitos, a realização da Consulta Livre, Prévia e Informada (CLPI) sobre medidas legislativas ou administrativas que possam afetar diretamente tais comunidades.

De acordo com a OIT 169, povos indígenas e tribais devem ser consultados sempre que medidas possam afetá-los diretamente. Para tanto, a Convenção define:

1. povos tribais em países independentes cujas condições sociais, culturais e econômicas os distinguem de outras seções da comunidade nacional, e cujo status é regulado total ou parcialmente por seus próprios costumes ou tradições ou por leis especiais;
2. povos em países independentes que são considerados indígenas em razão de sua descendência das populações que habitavam o país, ou uma região geográfica à qual o país pertence, no momento da conquista ou colonização ou do estabelecimento das atuais fronteiras estatais e que, independentemente de seu status legal, mantêm algumas ou todas as

suas próprias instituições sociais, econômicas, culturais e políticas.

É importante observar que o direito à CLPI está condicionado à existência de impacto direto sobre a comunidade afetada, conforme já reconhecido pelo Superior Tribunal de Justiça (STJ) no Brasil. Nesse sentido, a Portaria Interministerial nº 60/2015 estabelece uma presunção de interferência em terras indígenas e quilombolas com base na distância entre uma comunidade e um projeto.

	AMAZÔNIA LEGAL	OUTRAS REGIÕES
LINHAS DE TRANSMISSÃO	8 km	5 km
PROJETOS PONTUAIS COMO USINAS TERMELÉTRICAS	10 km	8 km
USINAS HIDRELÉTRICAS	40 km ou re- servatório + 20 km a jusante	15 km ou reser- vatório + 20 km a jusante

As distâncias descritas acima constituem uma presunção de interferência e não uma presunção de impacto, o que apenas indica a área a ser considerada na avaliação ambiental do projeto, ao invés de constituir uma delimitação definitiva de sua área de impacto direto. Essa interpretação é reforçada pelo Artigo 3º da Portaria, que se refere

ao início do procedimento de licenciamento ambiental, especificamente à etapa de elaboração do Formulário de Caracterização do Empreendimento.

Em outras palavras, tal área refere-se ao escopo do estudo ambiental a ser realizado pelo empreendedor, mas a área real de impacto direto deve ser posteriormente determinada pela autoridade ambiental, conforme seus poderes discricionários e seu papel como coordenadora do processo de licenciamento, conforme previsto na Resolução CONAMA nº 01/1986.

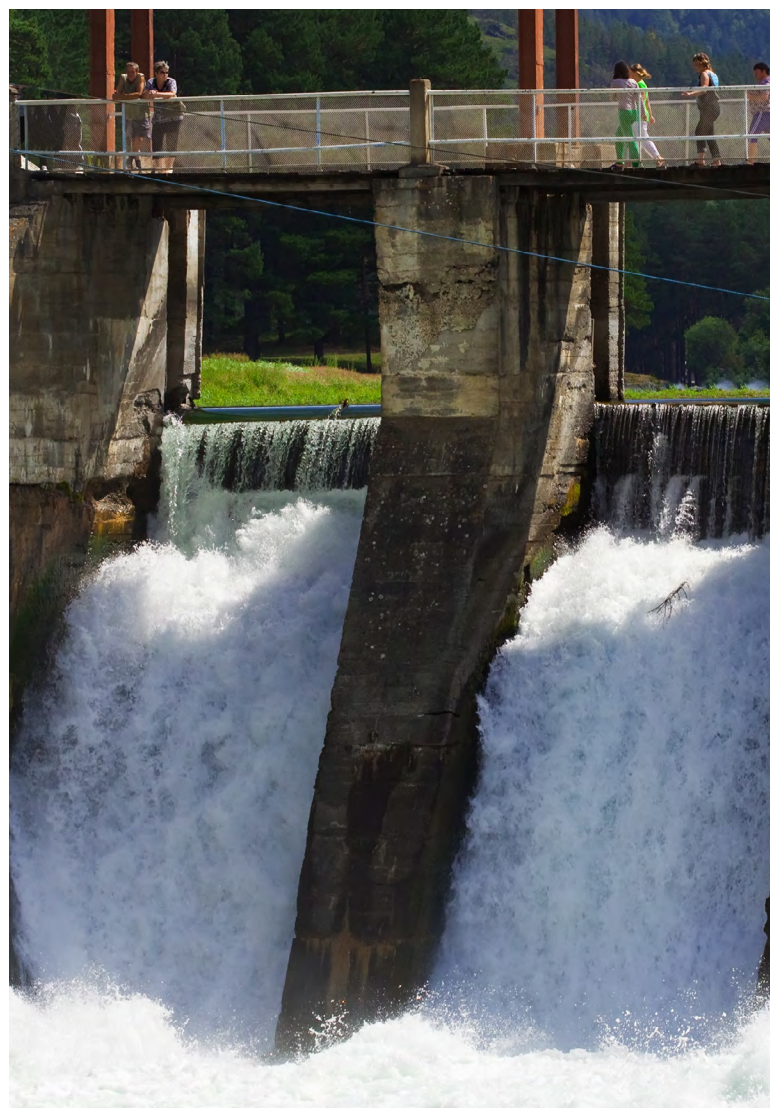
Nesse contexto, é essencial destacar que o procedimento de CLPI não é vinculante, uma vez que seu objetivo principal é assegurar engajamento significativo e diálogo com as comunidades afetadas, sem conferir às comunidades afetadas o poder de vetar a implementação do projeto. O Supremo Tribunal Federal (STF), em sua decisão na Petição nº 3.388/RR (caso Raposa Serra do Sol), decidiu que a consulta aos povos indígenas não implica que as decisões governamentais dependam formalmente da aceitação das comunidades.

Assim, o procedimento de CLPI tem sido objeto de disputas legais contínuas e debates administrativos ao longo do processo de licenciamento ambiental. Notavelmente, alguns estados promulgaram legislação sobre a matéria. Por exemplo, vale mencionar que a Superintendência de Administração do Meio Ambiente do Estado da Paraíba adotou recentemente a recomendação do Ministério Público Federal para exigir CLPI para todos os projetos de energia renovável localizados em territórios de comunidades indígenas, quilombolas ou tradicionais que estejam sujeitos a Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e Relatório de Impacto Ambiental (RIMA) ou Relatório Ambiental Simplificado (RAS).

Paralelamente, o Estado de Minas Gerais emitiu um decreto tentando definir o termo “Terra Indígena” e restringir as obrigações de CLPI apenas a comunidades oficialmente reconhecidas

e certificadas por autoridades competentes. Contudo, o STF suspendeu os efeitos de tal decreto, e decidiu que ele infringia a competência legislativa exclusiva do Governo Federal e que uma convenção internacional incorporada ao direito interno brasileiro não poderia ser limitada por regulamentações estaduais.

Em suma, a CLPI sob a Convenção 169 da OIT tem sido objeto de numerosas disputas, particularmente no contexto de projetos de geração e transmissão de energia. Embora o procedimento não seja vinculante, ele representa uma etapa crítica para assegurar transparência, inclusão e a consideração de impactos sociais e ambientais. À medida que projetos de energia renovável e transmissão continuam a se expandir pelo país, respeitar a CLPI não apenas cumpre obrigações legais, mas também contribui para construir práticas de desenvolvimento mais sustentáveis e socialmente responsáveis, evitando passivos.



USINAS GAS-TO-POWER

CENÁRIO REGULATÓRIO E PAPEL NA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA DO BRASIL



RAFAEL BALERONI
rafael.baleroni@cesconbarrieu.com.br

A transição energética do Brasil está acelerando, impulsionada pelo rápido crescimento da energia eólica e solar. Embora essa mudança avance o cronograma de cumprimento das metas de descarbonização, também cria desafios para a estabilidade da rede e segurança energética devido à intermitência das renováveis. Nesse contexto, as usinas termelétricas a gás desempenham papel fundamental ao fornecer geração flexível e despachável que complementa as renováveis e apoia a confiabilidade do sistema - especialmente durante escassez hidrológica ou períodos de pico de demanda.

Diferentemente da maioria dos mercados internacionais, onde usinas a gás são tipicamente conectadas a redes de gasodutos, o Brasil tem visto ascensão de modelos desconectados como projetos LNG-to-power e reservoir-to-wire. Desenvolvimentos políticos recentes destacaram o debate regulatório sobre tarifas, expansão de infraestrutura e segurança energética, e o desenho de mercado será fundamental para moldar o futuro papel do gás na transição energética brasileira.

No entanto, as usinas gas-to-power ainda representam oportunidade interessante para investidores estrangeiros no Brasil.

A Crescente Importância da Estabilidade da Rede

O setor elétrico brasileiro testemunhou evolução dramática na última década, impulsionada principalmente pelo rápido crescimento de fontes renováveis intermitentes como energia eólica e solar. Por exemplo, de 2016 a 2023, a capacidade instalada de fontes de energia fotovoltaica aumentou de 81MW para 37.843MW (média de 140,8% ao ano), segundo a EPE. Embora esse aumento na geração de energia limpa acelere o cumprimento de metas de sustentabilidade do país, também cria novos desafios relacionados à estabilidade da rede, capacidade de reserva e segurança energética. Nesse contexto em evolução, além dos BESS, as usinas termelétricas a gás emergem como complemento essencial às renováveis - fornecendo energia de reserva confiável e flexível que apoia a integração de fontes de energia variáveis.

Embora sistemas de armazenamento de energia, notadamente BESS, estejam ganhando tração, atualmente enfrentam limitações relacionadas ao arcabouço regulatório, duração, escala e custo. Usinas termelétricas a gás natural, por outro lado, oferecem solução prática ao proporcionar

geração flexível e despachável que pode aumentar ou diminuir rapidamente para equilibrar oferta e demanda. Além disso, o gás natural é frequentemente considerado “combustível de transição” na transição energética global, produzindo menores emissões de gases de efeito estufa comparado a outros hidrocarbonetos quando combustionado. Para o Brasil, cuja matriz energética depende fortemente da energia hidrelétrica, usinas a gás também servem como reservas importantes durante secas e variabilidade hidrológica.

Projetos Gas-to-Power no Brasil: Projetos LNG-to-Power e Reservoir-to-Wire

Mundialmente, a maioria das usinas termelétricas a gás está conectada a redes de transmissão de gás. Contudo, a maioria dos projetos recentes de usinas a gás no Brasil foi desenvolvida desconectada do sistema tradicional de transmissão por gasodutos. Em vez disso, esses projetos dependem de arranjos alternativos de suprimento que contornam complexidades e custos associados às tarifas de transporte por gasodutos. Dois tipos principais de projetos predominam:

- **Projetos LNG-to-Power:** Utilizam unidades flutuantes de armazenamento e regaseificação (FSRUs) para importar gás natural liquefeito. O GNL é regaseificado e alimentado diretamente nas usinas. Exemplos incluem o projeto Celse localizado no Ceará e operacional desde 2020, o projeto Gás Natural Açu (GNA) no Rio de Janeiro e operacional desde 2021, e o projeto Barcarena localizado no Pará e operacional desde 2024. Apenas posteriormente alguns planejaram conectar-se à rede de transmissão de gás, permitindo também a venda de GNL regaseificado a outros consumidores conectados à rede (por exemplo, a conexão do terminal da Celse na rede da TAG foi inaugurada em 2024 e a GNA ainda deve determinar onde conectar-se à rede de gás).

- **Projetos Reservoir-to-Wire:** Envolvem campos de produção de gás localizados próximos às usinas, permitindo que o gás seja fornecido diretamente do reservatório à usina via gasodutos curtos. O projeto pioneiro foi o Complexo Parnaíba da Eneva, que iniciou operações em 2013. Outro projeto notável também da Eneva é o Azulão-Jaguatirica, caso híbrido interessante, onde gás do campo Azulão é liquefeito, transportado por caminhão através de 1.100 km, regaseificado e então fornecido à usina, contornando gasodutos de transmissão e distribuição.

Essa desconexão estratégica reflete resposta às tarifas e obstáculos regulatórios associados ao transporte de gás natural através da infraestrutura de gasodutos existente do Brasil, controvérsia recentemente destacada em conexão com o Leilão de Reserva de Capacidade de 2025.

O Leilão de Reserva de Capacidade (LRCAP) e Seu Impacto

O Leilão de Reserva de Capacidade (LRCAP) ilustra o crescente reconhecimento do papel estratégico das usinas a gás. O LRCAP visa contratar capacidade adicional para garantir confiabilidade do sistema e energia de reserva, particularmente no contexto do aumento de renováveis intermitentes. Usinas a gás foram incluídas como tecnologias elegíveis neste leilão, despertando interesse e debate renovados sobre as ligações entre os setores elétrico e de gás natural.

O leilão não apenas incentiva investimentos em novas usinas mas também destaca a necessidade de coordenação entre infraestrutura de suprimento de gás e projetos de geração elétrica. Essa interseção é crítica porque a viabilidade econômica e flexibilidade operacional das usinas a gás dependem fortemente de seu acesso a suprimento confiável e economicamente viável de gás natural.

Controvérsias Tarifárias e Debate Regulatório Atual

As tarifas de transmissão e a desconexão estratégica tornaram-se um ponto significativo de disputa entre transportadores de gás, operadores de gasodutos, geradores de energia e reguladores.

Transportadores de gás defendem revisões e reduções tarifárias, argumentando que altas tarifas de gasodutos desencorajam o uso do sistema de transmissão, fragmentam o mercado e, em última análise, elevam custos para consumidores. Argumentam que revisões tarifárias estão atrasadas, que o valor dos ativos considerados para formação tarifária está superavaliado e que contratos legados (contratos de transporte vigentes antes da privatização das empresas de transmissão) estariam superfaturados.

Conversamente, empresas de transmissão sustentam que conectar usinas às suas redes de gasodutos aprimora a segurança energética ao integrar geração despachável dentro da rede. Alegam ainda que maior vazão (throughput) levará a reduções tarifárias através de economias de escala e compartilhamento de custos entre usuários, beneficiando todos os stakeholders, e seria fundamental para a interiorização das redes de transmissão de gás além da atual concentração no litoral.

Empresas de transmissão de gás também criticam que projetos LNG-to-power baseados em FSRUs representam investimentos em ativos móveis, que não contribuem para formação de capital de longo prazo no país, como construção de gasodutos. Também levantam preocupações sobre sustentabilidade de depender fortemente de unidades flutuantes, especialmente em termos de infraestrutura nacional estratégica, supervisão regulatória, variação de risco de preços decorrente de importações de GNL e crescentes riscos geopolíticos para certeza de suprimento. Isso conflitaria com o próprio objetivo de aumentar a confiabilidade do sistema energético.

Uma proposta regulatória particularmente notável em debate tem sido a ideia de remover tarifas de transmissão de gás da base de comparação de preços de energia em leilões como o LRCAP. Isso significaria que custos de transmissão de gás seriam repassados aos consumidores de energia em vez de serem incorporados ao preço de lance da usina, potencialmente nivelando o campo de jogo entre projetos conectados e desconectados.

Tendências de Investimento e Complexidade Regulatória

Apesar das controvérsias em curso, a realidade é que projetos desconectados de usinas a gás dominam os novos investimentos brasileiros de geração gas-to-power. Esses projetos desconectados têm sido as oportunidades mais atrativas para investidores estrangeiros interessados em projetos gas-to-power no mercado energético brasileiro.

No entanto, enfrentam suas próprias complexidades regulatórias:

1. Projetos LNG-to-power apoiados por FSRUs devem navegar regulamentações marítimas e portuárias para operações de FSRU, incluindo licenciamento ambiental e logística de importação.
2. Projetos reservatório-to-wire enfrentam desafios relacionados a conexões locais de gasodutos, logística de transporte rodoviário e coordenação entre licenças de produção de gás e geração de energia.
3. Participação no LRCAP e outros leilões requer conformidade com critérios operacionais e contratuais para assegurar despachabilidade e confiabilidade, adicionando camadas de complexidade contratual.

Por exemplo, o LRCAP exige que usinas a gás demonstrem contratos de suprimento de combustível garantidos e compromissos de capacidade, flexibilidade operacional compatível com necessidades da rede e conformidade ambiental antes de serem elegíveis.

| Conclusões

À medida que o setor elétrico brasileiro transiciona para modelo mais renovável e descentralizado, o papel das usinas termelétricas a gás permanece crucial para assegurar estabilidade da rede, capacidade de reserva e segurança energética. A evolução recente do setor, marcada pela proliferação de projetos LNG-to-power e reservóir-to-wire, reflete respostas aos altos custos e desafios regulatórios dos sistemas tradicionais de transmissão de gás.

Os debates tarifários e regulatórios em curso moldarão o equilíbrio futuro entre projetos conectados e desconectados. Políticas transparentes e equilibradas que fomentem investimento, reduzam distorções e promovam coordenação entre setores de gás e eletricidade são essenciais.

Em última análise, usinas termelétricas a gás - conectadas a gasodutos ou não - continuarão a desempenhar papel indispensável na transição energética do Brasil, apoiando a integração de renováveis enquanto fornecem energia confiável e flexível para uma rede resiliente.



DISPUTAS ENVOLVENDO O EQUILÍBRIO ECONÔMICO-FINANCEIRO DE CONTRATOS DO SETOR ENERGÉTICO



EDISON FREITAS
edison.freitas@cesconbarrieu.com.br



PAULO MACEDO
paulo.macedo@cesconbarrieu.com.br

O sistema jurídico brasileiro mantém o equilíbrio econômico e financeiro de contratos administrativos. Este princípio, conforme estabelecido na Constituição Federal, baseia-se na premissa de que o conteúdo original de uma proposta selecionada através de processo licitatório público deve ser protegido contra eventos excepcionais e imprevisíveis (como força maior) e ações governamentais que possam alterar a viabilidade econômica do contrato (por exemplo, ato da autoridade governamental ou *factum principis*).

No setor elétrico, este princípio tem fundamentado uma série de disputas voltadas à preservação do equilíbrio contratual. Um exemplo notável ocorreu entre 2001 e 2002, quando o Brasil passou por racionamento de eletricidade devido a uma crise hidrológica. Em resposta, as tarifas ao usuário final foram revisadas para compensar as distribuidoras por perdas extraordinárias decorrentes da redução de receitas e da necessidade de adquirir energia adicional para atender à demanda.

A partir de 2014, numerosas ações judiciais relacionadas ao chamado Generation Scaling Factor (GSF) foram ajuizadas para abordar o declínio na rentabilidade experimentado por geradores de energia após medidas governamentais que

redistribuíram o risco hidrológico entre usinas hidrelétricas.

Mais recentemente, durante a pandemia de Covid-19, restrições regulatórias que impediram interrupções de serviço para consumidores inadimplentes levaram a desequilíbrios financeiros significativos para empresas de energia. Estes foram posteriormente abordados através da criação da Conta-Covid, um mecanismo financeiro setorial projetado para mitigar descasamentos de fluxo de caixa enfrentados por empresas de serviços públicos durante a pandemia.

Atualmente, uma área-chave de contenda legal diz respeito à aplicação de descontos nas receitas de concessionárias de transmissão (Receita Anual Permitida - RAP). Esses descontos são impostos em casos de atrasos operacionais (Parcelas Variáveis por Atraso - PVA) ou interrupções de serviço (Parcelas Variáveis por Indisponibilidade - PVI), mesmo quando tais eventos são supostamente causados por fatores relacionados à Administração Pública (por exemplo, atrasos no licenciamento ambiental) ou terceiros (por exemplo, vandalismo ou sabotagem).

Sob o Artigo 19 da Lei nº 13.360/2016, a autoridade outorgante pode estender o prazo da concessão se tais eventos forem considerados como excludentes

da responsabilidade da concessionária. No entanto, a ANEEL tem adotado interpretação restritiva dessas exclusões, o que tende a dar origem a disputas.

Outra área emergente de conflito envolve a crescente ocorrência de eventos de curtailment/constrained-off, causados principalmente pela expansão substancial de geração renovável intermitente sem investimento correspondente em infraestrutura de transmissão. A frequência crescente de tais eventos tem desencadeado ações judiciais contestando as regulamentações da ANEEL, que condicionam compensação financeira a se os eventos são classificados como indisponibilidade externa que excede limites anuais de horas pré-estabelecidos. Uma decisão sobre liminar relacionada a uma dessas ações está atualmente pendente perante o Superior Tribunal de Justiça (STJ).

Dada a volatilidade nos preços de energia e o crescente impacto das mudanças climáticas na geração e comercialização de energia, espera-se que o número e a complexidade de disputas de equilíbrio contratual no setor aumentem nos próximos anos. Nesse contexto, o princípio do reequilíbrio econômico e financeiro permanece como pedra angular para atrair investimento no setor elétrico brasileiro. Serve como mecanismo jurídico que promove confiança do investidor através de segurança jurídica, ao mesmo tempo em que salvaguarda o interesse público na continuidade e qualidade de serviços essenciais.



O PAPEL DOS MINERAIS CRÍTICOS NA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA

OPORTUNIDADES E PERSPECTIVAS NO BRASIL



DANIEL SOUZA
daniel.souza@cesconbarrieu.com.br

As inovações tecnológicas recentes no setor energético têm sido impulsionadas pela necessidade de reestruturar a forma como a energia é produzida e consumida, focando na substituição progressiva de fontes fósseis por alternativas renováveis e de baixo carbono — processo amplamente conhecido como transição energética. Nesse contexto, os minerais críticos — como lítio, cobalto, níquel e elementos de terras raras — ganham proeminência como insumos estratégicos, essenciais para o desenvolvimento de tecnologias de descarbonização, tais como turbinas eólicas, painéis solares, BESS e veículos elétricos.

A demanda crescente por esses minerais posiciona o Brasil como player estratégico no cenário

global. Com vasta extensão territorial, áreas ainda inexploradas e com notável diversidade geológica, o país possui condições favoráveis para expandir sua participação no mercado internacional de minerais críticos. Além de deter importantes reservas de níquel, cobre, manganês, nióbio e grafite, o Brasil também tem sido destacado pelas descobertas recentes de lítio no Vale do Jequitinhonha (MG), região já conhecida como ‘Vale do Lítio’.

Segundo dados da Agência Nacional de Mineração (ANM), na 8ª Rodada de Disponibilidade de Áreas realizada em 2024, foram ofertadas 800 áreas com potencial geológico para extração de minerais estratégicos voltados à transição energética, de um total de 1.755 áreas adequadas para disponibilização em estoque — o que evidencia o vasto potencial mineral do país.

Para viabilizar esse cenário promissor, são necessários investimentos substanciais em pesquisa, desenvolvimento e inovação, bem como avanços no campo regulatório. A legislação brasileira sobre minerais críticos encontra-se em fase incipiente, mas está evoluindo rapidamente para acompanhar as demandas do mercado e tendências internacionais — com o objetivo de proporcionar segurança jurídica, incentivar a inovação e conferir agilidade regulatória.

Diante desses achados, foi apresentado o Projeto de Lei nº 2.780/2024, que estabelece a Política



Nacional para Minerais Críticos e Estratégicos (PNMCE) e cria o Comitê de Minerais Críticos e Estratégicos (CMCE). Sua finalidade é fomentar cenário favorável ao desenvolvimento de projetos relacionados aos minerais críticos e estratégicos no país, bem como impulsionar e catalisar investimentos no setor. Dentre os instrumentos previstos, destacam-se: (i) apoio ao licenciamento ambiental de projetos qualificados; e (ii) prioridade na análise de projetos junto ao Ministério de Minas e Energia e à ANM.

Na mesma linha, em janeiro de 2025, o BNDES, em parceria com a Financiadora de Estudos e Projetos (Finep), lançou chamada pública voltada ao financiamento de Planos de Negócios que incluam investimentos em capacidade produtiva e em pesquisa, desenvolvimento e inovação (PD&I) para transformação de minerais estratégicos.

Os projetos selecionados receberão apoio que poderá incluir, além de instrumentos de crédito e financiamento, atividades e despesas relacionadas à pesquisa de desenvolvimento tecnológico, estruturação de investimentos e estudos de viabilidade técnica e econômico-financeira. Segundo o Valor Econômico, a Chamada Pública recebeu 124 planos de negócios, totalizando R\$ 85,2 bilhões em propostas.

Diante desse cenário, o Brasil se posiciona como agente estratégico na cadeia de suprimento global de minerais críticos, reunindo vantagens competitivas que incluem, além de recursos naturais abundantes, iniciativas legislativas e mecanismos de financiamento voltados à inovação e ao desenvolvimento sustentável. Para consolidar essa posição, é essencial assegurar articulação entre os setores público e privado, fortalecimento institucional e promoção de políticas coordenadas que viabilizem a exploração responsável e estratégica desses recursos.



DISCUSSÕES CONCORRENCIAIS RELACIONADAS ÀS ATIVIDADES DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA NO VAREJO



JOYCE HONDA
joyce.honda@cesconbarrieu.com.br



ARTHUR MOREIRA
arthur.moreira@cesconbarrieu.com.br

I Contexto Geral e Base Regulatória

O processo de expansão das atividades de comercialização de energia elétrica no varejo dentro do ACL despertou debate sobre potenciais impactos competitivos, particularmente quando grupos econômicos operam em múltiplos segmentos do setor elétrico - mais notadamente em distribuição e comercialização.

Nesse contexto, em 28 de maio de 2024, a ANEEL lançou a Consulta Pública nº 14/2024 para coletar contribuições de stakeholders sobre aprimoramentos regulatórios e o monitoramento e supervisão de aspectos relacionados à concorrência no ambiente de comercialização no varejo.

A legislação atual — incluindo a Lei nº 9.427/1996, Lei nº 10.848/2004 e Lei nº 12.529/2011, entre outras — estabelece os respectivos papéis da ANEEL e do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) no que se refere à regulação setorial e supervisão da concorrência. Enquanto a ANEEL é responsável por regular e supervisionar o setor elétrico, o CADE supervisiona controle de fusões e é encarregado de prevenir e sancionar violações antitruste.

Tradicionalmente, a definição do mercado relevante para análise competitiva no setor de comercialização

de energia, segundo a jurisprudência do CADE, tende a ser nacional, e não restrita à área de concessão. Na prática, a regulamentação do setor e a pulverização de geradores independentes e comercializadores têm contribuído para fomentar a rivalidade no ACL, reduzindo o risco de práticas como discriminação ou fechamento de mercado. Mesmo assim, a ANEEL, em sua Nota Técnica preparada para a Consulta Pública nº 14/2024, levantou a possibilidade de impor medidas imediatas e subsequentes, como restrições de marketing e proibição de compartilhamento de infraestrutura, visando abordar alegadas práticas anticompetitivas que poderiam existir quando distribuidoras também operam no mercado de energia elétrica no varejo através de empresas que pertencem ao mesmo grupo econômico.

I Questões Constitucionais e Jurisdição

A livre iniciativa e a livre concorrência são princípios fundamentais da ordem econômica brasileira. Em indústrias reguladas, regras específicas podem ser criadas para abordar falhas de mercado. Há, portanto, cautela natural contra imposições que limitam a dinâmica do mercado, como restrições às atividades de grupos verticalizados. Abordagens mais radicais, como desverticalização compulsória

ou separação legal, excederiam os limites da autoridade regulatória e exigiriam ação legislativa.

O Acordo de Cooperação Técnica (ACT) entre ANEEL e CADE, publicado em 2 de agosto de 2024, reforça o compromisso com ação conjunta e complementar. No entanto, não remove a autoridade exclusiva do CADE para fazer cumprir a lei de concorrência. No mesmo espírito, a Lei nº 13.848/2019 — que rege o funcionamento das agências reguladoras — ressalta a importância de conduzir estudos e assegurar participação de stakeholders no desenvolvimento de políticas regulatórias.

Principais Questões Concorrenciais da Consulta Pública ANEEL 14/2024

■ METODOLOGIA E DEFINIÇÃO DE MERCADO

Com base em cálculos de HHI3 por área de concessão, a ANEEL concluiu que 20 das 34 áreas no Brasil apresentam níveis moderados a altos de concentração de mercado. No entanto, o CADE tem consistentemente mantido avaliação em nível nacional do mercado de suprimento em decisões passadas, reconhecendo que o Sistema Interligado Nacional pode facilitar concorrência mais ampla entre geradores e fornecedores além dos confins das fronteiras de concessão. Além disso, o CADE tipicamente foca na mudança de concentração resultante de transações específicas de M&A (como fusões e aquisições ou parcerias de longo prazo), em vez de depender de instantâneos estáticos que generalizam amplamente riscos competitivos potenciais em todo o setor.

■ INTEGRAÇÃO VERTICAL E EFICIÊNCIAS

A integração vertical pode levar a economias de escala, menores custos de transação e alocação mais eficiente de recursos, potencialmente beneficiando consumidores. O CADE reconhece que mesmo em cenários envolvendo altas participações de mercado, o forte arcabouço regulatório do setor e barreiras geralmente baixas à entrada tendem a mitigar preocupações sérias de natureza concorrencial. Em casos envolvendo

reclamações isoladas de conduta anticompetitiva — como práticas discriminatórias ou fechamento de mercado — o CADE mantém seu papel investigativo mas intervém apenas quando evidência clara e robusta de dano é estabelecida.

■ MEDIDAS PROPOSTAS PELA ANEEL

O material preparado pelos departamentos técnicos da ANEEL propôs as seguintes recomendações para empresas que operam de forma verticalizada (como empresas de comercialização varejista e distribuidoras):

1. restrições ao uso de marca e campanhas de marketing;
2. separação estrutural entre distribuidoras e comercializadoras; e
3. limitações aos esforços de prospecção de clientes.

Também considera a implementação de regras para troca de fornecedores, como padronização de faturas, restrições a penalidades e taxas de troca, e a publicação de base de dados centralizada de clientes do ACL.

■ REGULAMENTAÇÃO EXISTENTE E PERSPECTIVAS DE MELHORIA

Um arcabouço regulatório já está em vigor para abordar práticas anticompetitivas no mercado de energia (por exemplo, Resoluções ANEEL 846/2019, REN 957/2021, e Submódulo 1.6 dos Procedimentos de Comercialização). Como tal, a introdução de novas barreiras regulatórias — como proibições ao uso de marcas ou imposição de separação legal — poderia resultar em custos adicionais e potenciais distorções de mercado.

Para fomentar livre escolha e promover mercado dinâmico, recomenda-se que a ANEEL foque nas seguintes prioridades:

³ “HHI” significa Índice Herfindahl-Hirschman, medida comumente aceita de concentração de mercado. Para mais informações, veja <https://www.justice.gov/atr/herfindahl-hirschman-index> (<https://www.justice.gov/atr/herfindahl-hirschman-index>), acessado em 28 de maio de 2025.

- **Educação do consumidor:** Lançamento de campanhas de conscientização e informação (por exemplo, Open Energy) para reduzir assimetrias informacionais e empoderar consumidores;
- **Planejamento regulatório transparente:** Assegurar que quaisquer intervenções comportamentais propostas sejam sujeitas à consulta pública e apoiadas por Avaliações de Impacto Regulatório (AIRs) robustas.

Conclusões e Recomendações

Ao examinar a Consulta Pública ANEEL nº 14/2024, não há, neste estágio, evidência robusta de práticas anticompetitivas que justificariam intervenções estruturais ou restrições amplas às atividades de distribuição e comercialização verticais pelo mesmo grupo. Além disso, vale notar que:

1. Nenhuma Proibição Legal à Verticalização: A legislação antitruste brasileira não considera a integração vertical inerentemente anticompetitiva; ao contrário, reconhece que, dependendo do contexto, pode gerar ganhos de eficiência;

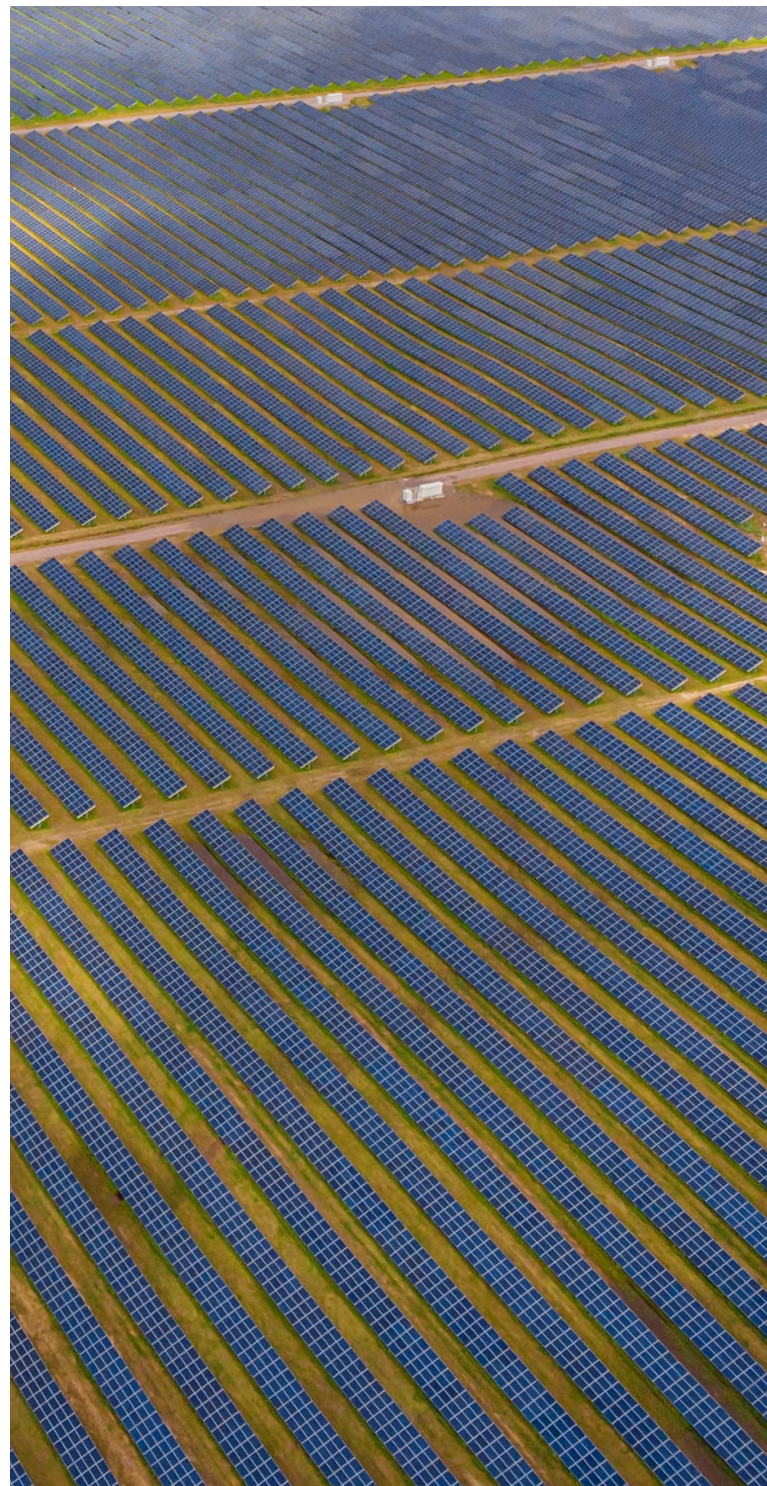
2. Jurisdição Primária do CADE: Casos envolvendo potencial conduta anticompetitiva recaem primariamente dentro da jurisdição do CADE, e qualquer ação complementar da ANEEL deve permanecer dentro do escopo de seu mandato regulatório;

3. Necessidade de Estudo Aprofundado: A metodologia adotada pela ANEEL (HHI por área de concessão) apresenta limitações técnicas e pode não refletir completamente a dinâmica competitiva do ACL em nível nacional;

4. Mecanismos Setoriais de Supervisão Existentes: Instrumentos regulatórios já em vigor e ações da CCEE fornecem monitoramento adequado para prevenir práticas abusivas;

5. Importância da Conscientização do Consumidor: Campanhas de informação e iniciativas como Open Energy são ferramentas eficazes para fomentar concorrência e promover transparência.

Em resumo, preocupações concorrenciais devem ser abordadas através de supervisão eficaz, educação do consumidor e diálogo regulatório transparente em vez de restrições amplas e inflexíveis. Uma abordagem equilibrada à abertura de mercado — fundamentada nos princípios constitucionais da livre iniciativa e livre concorrência — pode ajudar a assegurar que medidas regulatórias sejam tanto proporcionais quanto alinhadas com a eficiência e sustentabilidade de longo prazo do setor, evitando distorções desnecessárias para participantes do mercado e consumidores.



ASPECTOS LEGAIS DO USO DE TERRAS RURAIS PARA PROJETOS DE ENERGIA NO BRASIL



MARCOS PRADO
marcos.prado@cesconbarrieu.com.br



IVANA BOMFIM
ivana.bomfim@cesconbarrieu.com.br



MARIA GUATIMOSIM
maria.guatimosim@cesconbarrieu.com.br

O setor energético brasileiro oferece oportunidades significativas, especialmente em sua transição para soluções energéticas mais limpas e sustentáveis. No entanto, uma das preocupações mais frequentemente levantadas por investidores estrangeiros envolve os desafios relacionados ao uso de propriedades rurais para o desenvolvimento de projetos de geração de energia. Apesar do forte potencial do setor, questões envolvendo acesso à terra, propriedade e conformidade regulatória continuam a representar obstáculos à implementação de projetos.

Embora o arcabouço legal atual não estabeleça um modelo contratual específico regulamentando o uso de terras rurais para projetos de energia, na prática, a aquisição de propriedade rural geralmente não é a alternativa preferida para projetos de energia, devido aos altos custos envolvidos e aos retornos financeiros tipicamente de longo prazo. Além disso, os instrumentos legais atualmente previstos pela legislação nem sempre são compatíveis com as especificidades legais, técnicas e contratuais desses projetos, o que impõe desafios adicionais à sua estruturação.

Arrendamento Rural versus Locação pelo Código Civil Brasileiro

Há discussões judiciais relevantes sobre a (im) possibilidade de usar contratos de arrendamento rural para implementar projetos de energia, uma

vez que o Estatuto da Terra (Lei nº 4.504/1964) prevê lista restritiva de finalidades para tais acordos, limitada a atividades agrícolas, pecuárias, agroindustriais, extrativistas ou mistas.

Além disso, nem todos os Cartórios de Registro de Imóveis aceitam o registro de contratos de arrendamento rural no registro da propriedade, o que constitui obstáculo significativo - especialmente considerando que tal registro é comumente exigido por instituições financeiras, como o BNDES, para fins de financiamento.

Dadas essas limitações, alternativamente, a locação pode ser estruturada sob as disposições gerais do Código Civil Brasileiro, o que pode permitir maior flexibilidade contratual. No entanto, essa opção também requer alocação cuidadosa de riscos e atenção à segurança jurídica, incluindo, em tais casos, a recomendação de registrar o acordo no registro da propriedade para assegurar publicidade e garantir o direito de permanecer na propriedade em caso de sua transferência a terceiros.

Apesar dessa recomendação, locações regidas pelo Código Civil Brasileiro não preveem direitos estatutários como direito de preferência, ações de revisão de aluguel ou ações de renovação de locação. Portanto, cada caso deve ser avaliado individualmente, incluindo consulta ao Cartório de Registro de Imóveis local para verificar sua interpretação e requisitos específicos.

Restrições à Aquisição e Arrendamento Rural de Propriedades Rurais por Estrangeiros

Conforme a Lei nº 5.709/1971 e o parecer jurídico emitido pela Advocacia-Geral da União (AGU) no Parecer nº LA-01/2010, pessoas jurídicas estrangeiras autorizadas a operar no Brasil, bem como empresas brasileiras consideradas equivalentes a entidades estrangeiras (isto é, aquelas sob controle majoritário estrangeiro direto ou indireto), só podem adquirir ou arrendar terras rurais mediante autorização prévia do Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária (INCRA), sujeitas ao cumprimento de requisitos específicos estabelecidos na legislação aplicável⁴.

Na prática, o processo de autorização mostra-se lento, complexo e cercado de incertezas, especialmente em casos envolvendo pessoas jurídicas, devido à falta de precedentes concretos de aprovações pelo INCRA em situações similares.

Embora haja discussões judiciais em curso e projetos de lei visando flexibilizar essas regras⁵, sob a lei atual, qualquer aquisição ou arrendamento direto ou indireto de terra rural conduzido em violação à legislação aplicável é considerado absolutamente nulo.

Diante desse contexto, para viabilizar o uso de propriedades rurais por empresas estrangeiras ou controladas por estrangeiros, soluções jurídicas alternativas têm sido exploradas através de instrumentos que não são proibidos pela legislação atual e são aceitos por instituições financeiras - como o BNDES - para fins de financiamento e estruturação de projetos no setor energético (como o contrato atípico de cessão de uso da terra, o contrato de locação regido pelo Código Civil Brasileiro e constituição de outros direitos reais exceto a propriedade que é proibida, como usufruto ou direitos de superfície).

Consequentemente, é imperativo que empresas interessadas em investir em projetos de energia no Brasil busquem assessoria jurídica especializada para conduzir análise caso a caso. Tal análise é essencial para identificar o instrumento contratual mais apropriado, considerando as características específicas e status

de regularidade legal da propriedade, do projeto e do perfil do investidor, bem como para mitigar riscos e assegurar a conformidade legal e de registro da transação.

Modernização Legal e Novos Investimentos no Setor Energético

Apesar das soluções jurídicas alternativas que têm sido empregadas com sucesso para mitigar barreiras legais e viabilizar projetos do setor energético, uma atualização regulatória mais ampla e estrutural ainda é necessária. As restrições atuais à aquisição e arrendamento rural de propriedades refletem arcabouço legal desatualizado que está desalinhado com o crescente apetite do Brasil para atrair investimento estrangeiro voltado à expansão do setor energético.

A ausência de arcabouço legal moderno e específico do setor não apenas desencoraja novos investimentos, mas também compromete a viabilidade de transações estratégicas de M&A que são essenciais para destravar o potencial total da matriz de energia renovável do Brasil. É, portanto, imperativo - e urgente - que nova legislação seja promulgada para abordar as especificidades do setor energético, assegurando alinhamento entre política nacional de terras, compromissos ambientais e objetivos de desenvolvimento econômico do país.

⁴ (i) Pessoas jurídicas estrangeiras só podem adquirir propriedades rurais destinadas à implementação de projetos agrícolas, pecuários, industriais ou de colonização relacionados aos seus objetivos corporativos. Esses projetos devem ser aprovados pelo Ministério da Agricultura, após consulta ao órgão federal competente responsável por supervisionar desenvolvimento regional na área da aquisição pretendida (Artigo 5 da Lei 5.709/71 e Artigo 11 do Decreto 74.965/74); (ii) A área total de propriedades rurais de propriedade de pessoas físicas ou jurídicas estrangeiras não pode exceder um quarto (¼) da área superficial do município onde tais propriedades estão localizadas, conforme verificado através de certificado emitido pelo Cartório de Registro de Imóveis (Artigo 12 da Lei 5.709/71). A aquisição de áreas rurais além dos limites estabelecidos exigirá aprovação prévia do Presidente da República; (iii) Empresas ou indivíduos da mesma nacionalidade não podem deter, dentro do mesmo município, mais de 40% (quarenta por cento) do limite mencionado no item (ii) acima, o que corresponde a 10% (dez por cento) da área total de cada município (Artigo 12, § 1, da Lei 5.709/1971); (iv) A aquisição de área excedendo 100 (cem) módulos de desenvolvimento indefinidos (que podem variar conforme as características de cada região no Brasil) exigirá aprovação prévia do Congresso Nacional (Artigo 23, § 2, da Lei 8.629/93); e (v) A aquisição deve necessariamente ser formalizada através de escritura pública (Artigo 3 do Decreto 74.965/74).

⁵ O Projeto de Lei nº 2.963/2019, atualmente sob revisão no Congresso Nacional, visa flexibilizar as restrições à aquisição de propriedades rurais por estrangeiros, estabelecendo novos parâmetros e critérios de controle. No nível do Supremo Tribunal Federal, casos notáveis incluem aqueles que questionam a constitucionalidade de aplicar as restrições estabelecidas na Lei nº 5.709/1971 a empresas brasileiras controladas por capital estrangeiro, particularmente a Ação Direta de Inconstitucionalidade nº 4.417 e Arguição de Descumprimento de Preceito Fundamental nº 342, ambas ainda pendentes de julgamento final.

REDES INTELIGENTES E PROTEÇÃO DE DADOS

OPORTUNIDADES E DESAFIOS PARA O SETOR ENERGÉTICO NA ERA DA TRANSFORMAÇÃO DIGITAL



TANIA LIBERMAN
tania.liberman@cesconbarrieu.com.br



LARA MARTINS
lara.martins@cesconbarrieu.com.br



GABRIELA LAUAND
gabriela.lauand@cesconbarrieu.com.br

À medida que o setor elétrico abraça a transformação digital através da implementação de redes inteligentes (redes elétricas computadorizadas), novas oportunidades surgem para maior eficiência, sustentabilidade e inovação. No entanto, essa evolução também traz desafios legais, éticos e técnicos complexos no Brasil e mundialmente, especialmente no que se refere à proteção de dados pessoais. Portanto, compreender como os dados fluem através dessa infraestrutura em evolução é fundamental para assegurar conformidade, confiança pública e inovação responsável.

As redes inteligentes dependem da coleta e análise de dados em tempo real para otimizar a geração, distribuição e consumo de energia, permitindo detecção mais rápida de falhas na rede e ajudando a restaurar o fornecimento de energia de forma mais eficiente. A implementação de medidores inteligentes é pré-requisito para a rede inteligente, pois depende de informações combinadas dos usuários dessa rede para planejar o fornecimento de eletricidade de forma mais eficaz, possibilitando o aprimoramento da precisão de faturamento, precificação dinâmica, monitoramento de padrões de consumo e outras iniciativas de eficiência energética. Nesse sentido, quando vinculados a indivíduos identificados ou identificáveis (quando medidores inteligentes são instalados nas residências das pessoas), os medidores inteligentes

podem retratar com precisão rotinas domésticas, como quando os moradores estão presentes, seus padrões de sono e até mesmo o uso de aparelhos específicos, rastreando seu comportamento dentro da privacidade de suas próprias casas.

A questão provavelmente se tornará ainda mais relevante nos próximos anos, dada a crescente complexidade do setor elétrico, principalmente devido à expansão do ACL, bem como fontes de geração renováveis e descentralizadas. Os projetos pioneiros para implementação de redes inteligentes ou medidores inteligentes no Brasil ocorreram no âmbito de projetos de P&D&I e eficiência energética, notadamente devido à obrigação das concessionárias de distribuição de energia de investir 1% de suas receitas operacionais líquidas anualmente em tais projetos, conforme a Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000.

Embora as inovações de redes inteligentes prometam maior eficiência, economia de custos, melhor integração de fontes renováveis e desenvolvimento de novas oportunidades de mercado para fornecimento de produtos e serviços aos consumidores, também representam desafios das perspectivas de proteção de dados e privacidade. Considerando a Lei Geral de Proteção de Dados (LGPD), algumas preocupações-chave de proteção de dados são:

| Limitação de Finalidade e Base Legal

Um elemento essencial na salvaguarda de dados do consumidor reside no esclarecimento da base legal para qualquer coleta e processamento de informações pessoais. Assim, uma distinção clara deve ser estabelecida entre objetivos que requerem dados para funções centrais (como faturamento, detecção de fraudes e manutenção da rede) e outras finalidades (como oferecer produtos baseados no perfil do indivíduo) que exigem consentimento distinto e explícito. Essa segmentação assegura que os consumidores compreendam quando e por que seus dados estão sendo processados, permitindo-lhes exercer controle significativo sobre suas informações.

| Princípios de Minimização de Dados

A minimização de dados é outro pilar crítico da proteção da privacidade. A LGPD destaca que apenas os dados estritamente necessários para a finalidade pretendida devem ser coletados, com limites claros sobre frequência e retenção. Técnicas de amostragem, agregação e tecnologias de aprimoramento da privacidade (PETs) podem ser empregadas para evitar armazenar ou transmitir dados detalhados não essenciais. A implementação dessas medidas técnicas e organizacionais assegura que fornecedores de serviços públicos e outros terceiros manuseiem dados pessoais de forma responsável e proporcional.

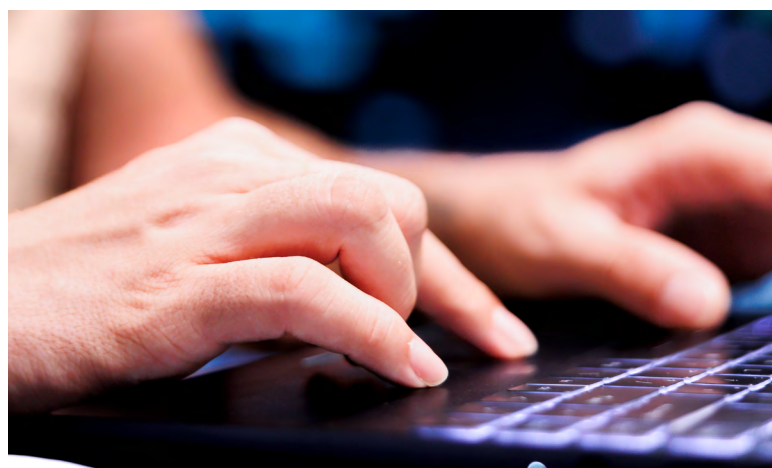
| Retenção e Segurança

Sob a LGPD, armazenar informações por mais tempo que o necessário compromete os direitos de privacidade dos indivíduos. Dados obtidos com o uso de medidores inteligentes podem, em princípio, ser mantidos apenas até que o ciclo de faturamento ou período de disputa termine, a menos que os consumidores consentam expressamente com período de retenção mais longo para que serviços adicionais possam ser prestados. A mesma cautela

se aplica à segurança de dados. Informações altamente granulares podem ser alvo lucrativo para cibercriminosos pesquisando comportamentos pessoais, razão pela qual a notificação de violação de dados é geralmente recomendada para entidades que processam dados obtidos com o uso de medidores inteligentes.

A implementação bem-sucedida de redes inteligentes depende de equilíbrio delicado entre inovação, forças de mercado e proteções de privacidade. Em particular, a adoção de metodologia de avaliação de impacto à proteção de dados (AIPD) pelos stakeholders que processam dados pessoais de medidores inteligentes pode auxiliar na identificação de riscos potenciais e na implementação de soluções que respeitem plenamente os princípios de proteção de dados. Um modelo de AIPD bem estruturado indicará a parte responsável por preparar o documento, como mapear riscos específicos envolvidos no projeto, medidas para mitigar riscos e como conduzir avaliação robusta do cenário tecnológico.

As redes inteligentes representam marco na evolução digital do setor energético. No entanto, as empresas precisam abordar desafios de proteção de dados para assegurar que tecnologias e serviços inovadores mantenham padrões rigorosos de privacidade em cada etapa do processo de fornecimento de energia. Ao priorizar clareza legal, práticas robustas de minimização de dados e responsabilização transparente em toda a cadeia energética, os stakeholders podem aproveitar os benefícios das redes inteligentes enquanto salvaguardam a privacidade individual.



DESAFIOS TRABALHISTAS E REGULAMENTAÇÃO DA FORÇA DE TRABALHO EM PROJETOS DE TRANSIÇÃO ENERGÉTICA DO BRASIL



DARIO RABAY
dario.rabay@cesconbarrieu.com.br

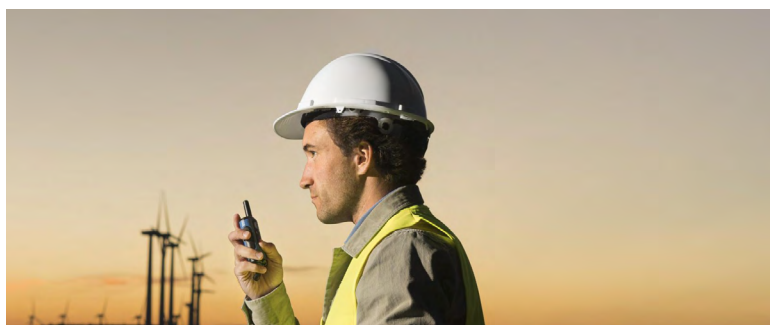
À medida que o Brasil avança sua transição para uma matriz energética mais limpa e descentralizada, o rápido crescimento da infraestrutura de energia renovável trouxe questões-chave do direito do trabalho para o primeiro plano. Desde fazendas solares no Nordeste até iniciativas de energia eólica offshore e redes inteligentes em todo o país, riscos e obrigações relacionados ao trabalho tornaram-se fundamentais para o desenvolvimento bem-sucedido e sustentável de projetos energéticos.

Terceirização e Condições de Trabalho na Construção de Energia Renovável

Projetos de energia renovável em larga escala frequentemente dependem de mão de obra terceirizada durante as fases de construção e manutenção. Empreiteiras tipicamente contratam uma combinação de trabalhadores especializados e não especializados através de acordos de prestação de serviços. Embora a legislação trabalhista brasileira claramente permita a terceirização, empresas contratantes têm responsabilidades de responsabilidade solidária e devem assegurar que requisitos de segurança, saúde e condições de trabalho - delineados na Consolidação das Leis do Trabalho (CLT), Normas Regulamentadoras (NRs) aplicáveis e acordos de negociação coletiva - sejam plenamente observados.

Desafios como jornadas de trabalho excessivas, acomodações inadequadas em áreas remotas e falta de acesso a instalações sanitárias são frequentemente relatados em projetos de infraestrutura localizados em regiões rurais. Empregadores e empreiteiras compartilham responsabilidade legal por assegurar condições de trabalho adequadas, particularmente quando trabalhadores são temporariamente alojados próximo aos locais de trabalho.

Adicionalmente, a terceirização de serviços de apoio - como segurança, limpeza ou serviços de alimentação - requer diligência extra. Se o prestador de serviços contratado falhar em cumprir suas obrigações trabalhistas, a empresa contratante pode ser responsabilizada subsidiariamente. Para mitigar esse risco, empresas devem monitorar de perto a conformidade com obrigações-chave, incluindo pagamento do fundo de garantia (FGTS), contribuições previdenciárias (INSS) e documentação adequada da folha de pagamento.



Exposição a Riscos Ocupacionais: Calor, Altura, Eletricidade e Ruído

Trabalhadores envolvidos na construção e manutenção de instalações de energia renovável são rotineiramente expostos a riscos ocupacionais significativos. Fazendas solares e eólicas, particularmente no Norte e Nordeste brasileiros, sujeitam trabalhadores a calor intenso por longos períodos. A manutenção de turbinas eólicas envolve trabalho em alturas elevadas, aumentando o risco de quedas. Instalações elétricas e equipamentos de alta tensão representam risco constante de eletrocussão, enquanto poluição sonora de turbinas e subestações pode levar à perda auditiva ou outros problemas de saúde.

As regulamentações de segurança brasileiras - especialmente NR-1 (Disposições Gerais e Gerenciamento de Riscos Ocupacionais), NR-6 (Equipamentos de Proteção Individual), NR-9 (Prevenção de Riscos Ambientais), NR-10 (Instalações e Serviços em Eletricidade) e NR-35 (Trabalho em Altura) - estabelecem responsabilidades rigorosas do empregador para identificar, avaliar e mitigar esses riscos. Empregadores devem realizar avaliações detalhadas de riscos, fornecer treinamento específico para o trabalho e suprir equipamentos de proteção apropriados. Essas medidas devem ser parte de um Programa de Gerenciamento de Riscos Ocupacionais (PGR) abrangente, projetado e implementado por especialistas qualificados conforme requisitos legais.



REFERÊNCIAS

Overview of Recent Events and Trends in M&A Transactions in the Brazilian Energy Sector vis-à-vis Regulatory Environment

KPMG: fusões e aquisições no setor elétrico sobem 41% em 2024 e batem recorde - Estadão <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2025/matriz-eletrica-teve-aumento-de-10-9-gw-em-2024-maior-expansao-da-serie-historica>

Default Rates in the Brazilian Energy Sector: Impacts Beyond PPAs and Paths to Resilience

Valor Econômico. Inadimplência no mercado de energia atinge recorde de quase R\$ 178 milhões em outubro. Available at: <https://valor.globo.com/empresas/noticia/2024/12/13/inadimplencia-no-mercado-de-energia-atinge-recorde-de-quase-r-178-milhes-em-outubro.ghml>. Accessed: May 15, 2025.

FL Journal. Mercado de comercialização de energia trava com temor de nova onda de inadimplência. Available at: Mercado de energia trava com temor de inadimplência. Accessed: May 15, 2025.

Reuters. Brazil's grid caps power from wind and solar, threatening renewable projects., Available at: Brazil's grid caps power from wind and solar, threatening renewable projects | Reuters. Accessed: May 15, 2025.

Eixos. O que é curtailment e por que é o novo pesadelo do setor elétrico?. Available at: O que é curtailment e por que é o novo pesadelo do setor elétrico? | eixos. Accessed: May 15, 2025.

Valor Econômico. Risco de inadimplência de comercializadoras pressiona por regras mais rígidas para setor. Available at: <https://valor.globo.com/empresas/noticia/2025/05/14/risco-de-inadimplencia-de-comercializadoras-pressiona-por-regras-mais-rigidas-para-setor.ghml>. Accessed: May 15, 2025.

Distributed Generation in Brazil: A Strategic Pillar for the Energy Transition

ANEEL – Brazilian Electricity Regulatory Agency. Distributed Generation Dashboard. Available at: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiYjY3YzI1ZDQtNmFiZC00Z-TY3LTlhYzktMDhlOTJjYjFhMDMwliwidCI6IjU2ZTc5O-TFhLWQ3MmltNDViZC04YzExLTM5MzI0ODRmNzlxYiJ9>. Accessed: May 12, 2025.

ABSOLAR – Brazilian Solar Photovoltaic Energy Association. Data and Statistics of the Photovoltaic Sector in Brazil. Available at: <https://www.absolar.org.br>. Accessed: May 12, 2025.

Brazil. Law No. 12,431 of June 24, 2011. Provides for income tax exemptions on incentivized infrastructure debentures. Available at: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2011/lei/l12431.htm. Accessed: May 12, 2025.

Brazil. Law No. 14,300 of January 6, 2022. Establishes the legal framework for micro and mini distributed generation. Available at: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2021-2022/2022/lei/L14300.htm. Accessed: May 12, 2025.

Brazil. Decree No. 11,964 of March 26, 2024. Regulates the classification of infrastructure and innovation projects as priority. Available at: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/decreto-n-11.964-de-26-de-marco-de-2024-544441228>. Accessed: May 12, 2025.

Ministry of Mines and Energy (MME). Frequently Asked Questions – Priority Electricity Generation Projects. Available at: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/sntep/perguntas-frequentes-2013-projetos-prioritarios-de-geracao-de-energia-eletrica>. Accessed: May 12, 2025.

Portal Solar. Distributed Energy Generation (DG): Everything You Need to Know!. Available at: <https://www.portalsolar.com.br/geracao-distribuida-de-energia.html>. Accessed: May 12, 2025.

Smart Energia. BNDES Creates Direct Financing Line for DG Starting from R\$1 Million. Available at: https://smarterenergia.com.br/bndes-cria-linha-de-financiamento-direto-para-gd-partir-de-r-1-milhao/?utm_source=chatgpt.com. Accessed: May 12, 2025.

Portal Solar. DG Solar Surpasses 28 GW of Installed Capacity in Brazil. Available at: <https://www.portalsolar.com.br>. Accessed: May 12, 2025.

Portal Solar. Australia Moves Towards a Decentralized and Renewable Power Grid. Available at: <https://www.portalsolar.com.br>. Accessed: May 12, 2025.

Mapa Mundi. Germany's Energy Transition to Renewables: Impacts and Lessons for Brazil. Available at: <https://www.mapamundi.org.br>. Accessed: May 12, 2025.

ANEEL – Brazilian Electricity Regulatory Agency. Expansion of Micro and Mini Distributed Generation Surpassed 2 GW in the First Quarter of 2025. Available at: <https://www.aneel.gov.br>. Accessed: May 12, 2025.

The Role of Critical Minerals in Energy Transition: Opportunities and Perspectives in Brazil

MARTINI, Paula. Jornal Valor Econômico. Rio de Janeiro, 06/05/2025. Disponível em: Edital de BNDES e Finep para minerais estratégicos recebe R\$ 85,2 bilhões em propostas | Brasil | Valor Econômico. Acesso em: 07/05/2025.

Agência Nacional de Mineração. “ANM participa de maior evento sobre Lítio no Brasil. Disponível em: ANM participa de maior evento sobre Lítio no Brasil — Agência Nacional de Mineração. Acesso em: 07/05/2025.

Processo SEI nº 48051.008690/2024-51; ID SEI nº 15706094

International Energy Agency, 2022

Free, Prior and Informed Consultation: ILO Convention 169 and Power Generation and Transmission Projects

São Paulo Court of Justice (TJSP), Civil Petition No. 1000008-22.2021.8.26.0390, Judicial District of Nova Granada, Rapporteur: Judge Fabiano Rodrigues Crepaldi, adjudicated on April 7, 2021.

STJ - REsp: 1704452 SC 2017/0270853-1, Relator.: Ministro OG FERNANDES, Data de Publicação: DJ 12/09/2019

Smart grids and data protection: opportunities and challenges for the energy sector in the age of digital transformation

https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2018/lei/l13709.htm

