

NOTA TÉCNICA

Contribuição à Consulta Pública nº 001/2026 - ANEEL

**Medição Inteligente, Modernização do Setor Elétrico e  
as Melhores Práticas Internacionais**

[Instituto Mulheres na Regulação](#)

**Katia Rocha<sup>1</sup>**

**Michelle Holperin<sup>2</sup>**

**Ana Luiza Calil<sup>3</sup>**

**Camila Villard Duran<sup>4</sup>**

**Patricia Pessoa Valente<sup>5</sup>**

**1. Preâmbulo Institucional**

O Instituto Mulheres na Regulação apresenta contribuição à Consulta Pública nº 001/2026 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), parabenizando o regulador pela iniciativa de recolocar no centro do debate regulatório um tema estrutural para o setor elétrico brasileiro: a digitalização da infraestrutura de medição e a modernização da rede de distribuição.

---

<sup>1</sup> Diretora do Instituto Mulheres na Regulação. Email: [katia.rocha@mulheresnaregulacao.com](mailto:katia.rocha@mulheresnaregulacao.com)

<sup>2</sup> Diretora Presidente do Instituto Mulheres na Regulação. Email: [michelle.holperin@mulheresnaregulacao.com](mailto:michelle.holperin@mulheresnaregulacao.com)

<sup>3</sup> Diretora do Instituto Mulheres na Regulação. Email: [ana.calil@mulheresnaregulacao.com](mailto:ana.calil@mulheresnaregulacao.com)

<sup>4</sup> Diretora do Instituto Mulheres na Regulação. Email: [camila.villard-duran@essca.fr](mailto:camila.villard-duran@essca.fr)

<sup>5</sup> Diretora do Instituto Mulheres na Regulação. Email: [patricia@pessoavalente.com.br](mailto:patricia@pessoavalente.com.br)

A abertura da CP nº 001/2026 demonstra o compromisso institucional da ANEEL com o aperfeiçoamento contínuo da regulação, com base em análise de impacto regulatório, diálogo com a sociedade e alinhamento às melhores práticas internacionais.

O Instituto Mulheres na Regulação (“IMR”) é uma organização da sociedade civil sem fins lucrativos ou partidários, de caráter técnico e independente. O IMR não é financiado por agentes regulados ou empresas do setor elétrico e atua com autonomia intelectual e institucional, participando do debate público com base em evidências empíricas, análise comparada e alinhamento às melhores práticas internacionais. Como entidade do terceiro setor, buscamos ampliar a participação técnica qualificada nos processos decisórios regulatórios, contribuindo para decisões mais transparentes, proporcionais e fundamentadas. Nossa atuação é orientada pelos princípios de eficiência econômica, coerência regulatória, justiça tarifária e estabilidade institucional.

É nesse espírito de colaboração técnica que apresentamos as considerações a seguir.

## **2. Objetivo da Consulta Pública nº 001/2026**

A Consulta Pública nº 001/2026 tem por objetivo discutir diretrizes regulatórias para a implantação de sistemas de medição inteligente para transição energética e modernização no segmento de distribuição.

O problema, segundo a Análise de Impacto Regulatório (AIR), seriam as barreiras regulatórias à implantação de sistemas de medição inteligentes no contexto de transição energética no Brasil. No entanto, pode-se entender que o problema é a limitada difusão de medidores inteligentes no país. Esta “baixíssima penetração da medição inteligente” (Aneel, 2025c, p.13) teria causas de natureza regulatória, como a ausência

de diretrizes específicas e funcionalidades mínimas para a tecnologia e ausência de uma visão sistêmica que busque inserção ótima da tecnologia.

Atualmente, estima-se que cerca de 2,5 milhões de unidades consumidoras sejam atendidas por sistemas de medição inteligente no Brasil, frente a um universo de aproximadamente 90 milhões de unidades consumidoras, o que corresponde a menos de 3% da base total. Tal percentual é significativamente inferior ao observado em diversas economias desenvolvidas, nas quais a difusão dessa tecnologia já alcança níveis superiores a 80% (ACER, 2023).

Esse cenário reflete não apenas o estágio inicial de adoção tecnológica no país, mas também a ausência de diretrizes regulatórias mais estruturadas que **orientem e incentivem** a implantação dessa infraestrutura no segmento de distribuição. A AIR elaborada pela ANEEL destaca que a modernização da infraestrutura de medição possui potencial para gerar **ganhos relevantes para o sistema elétrico brasileiro**, incluindo **aumento da eficiência operacional das distribuidoras, melhoria da qualidade e da precisão das medições, redução de perdas comerciais e irregularidades, além da ampliação da capacidade de monitoramento e gestão das redes de distribuição.**

A implantação de sistemas de medição inteligente também permite a automatização de processos como leitura remota, corte e religação de unidades consumidoras, além de possibilitar a identificação mais rápida de falhas, interrupções e desvios de consumo. Adicionalmente, a digitalização da infraestrutura de medição pode contribuir para fortalecer o **engajamento do consumidor** com o seu próprio consumo de energia, ao permitir acesso mais frequente e detalhado a informações sobre o perfil de utilização da eletricidade. Essa maior granularidade de dados cria condições para que consumidores respondam a sinais de preço mais precisos e participem de novos modelos de gestão do consumo de energia.

A relevância dessa agenda também é reconhecida em diversas diretrizes regulatórias internacionais. Por exemplo, a Diretiva de Eletricidade do Parlamento Europeu (UE) 2019/944, que estabelece regras para o funcionamento do mercado interno de eletricidade na União Europeia, reconhece explicitamente o **papel estratégico da medição inteligente para o fortalecimento da participação ativa dos consumidores, para o desenvolvimento de tarifas dinâmicas e para a modernização das redes de distribuição**. Nos termos dessa diretiva, os Estados-Membros devem promover a implantação de sistemas de medição inteligente sempre que a análise custo-benefício demonstrar que sua adoção gera benefícios líquidos para consumidores e para o sistema elétrico como um todo.

A implantação da infraestrutura de medição inteligente complementa as agendas estruturais em curso no setor elétrico brasileiro. Entre elas destacam-se a modernização da estrutura tarifária, o desenvolvimento de mecanismos de resposta da demanda, a expansão de novos serviços energéticos e a integração crescente de recursos energéticos distribuídos, como geração distribuída, armazenamento e eletromobidade e a abertura de mercado extensiva à toda baixa tensão em 24/36 meses.

A própria AIR identifica que a infraestrutura de medição inteligente constitui elemento fundamental para viabilizar a integração e gestão eficiente desses recursos no sistema elétrico, permitindo maior observabilidade da rede e melhor gestão dos fluxos de energia.

Adicionalmente, aponta que a baixa difusão da medição inteligente no país decorre de um conjunto de barreiras institucionais e regulatórias. Entre essas barreiras destacam-se a **ausência de diretrizes regulatórias específicas** para orientar a implantação da tecnologia, a existência de um modelo de remuneração de investimentos baseado em ciclos tarifários relativamente longos, que pode reduzir os incentivos para a adoção de tecnologias digitais com vida útil tecnológica mais curta, bem como a presença de externalidades positivas para o sistema que não são

integralmente capturadas pelas distribuidoras que realizam os investimentos.

Soma-se a isso a dificuldade de coordenação para implantação em escala da infraestrutura de medição, uma vez que os benefícios sistêmicos da digitalização das redes tendem a se materializar de forma mais intensa quando a adoção da tecnologia ocorre de maneira mais ampla e coordenada.

Dessa forma, a agenda de medição inteligente deve ser compreendida como parte integrante do processo de modernização do setor elétrico brasileiro. Ao permitir maior digitalização das redes, aprimorar a gestão da demanda, viabilizar novas estruturas tarifárias e estimular a participação ativa dos consumidores, a expansão dessa infraestrutura contribui para aproximar o setor elétrico nacional das melhores práticas internacionais de modernização regulatória e inovação tecnológica.

Nesse contexto, a identificação das potenciais barreiras regulatórias e benefícios associados à modernização da infraestrutura de medição reforça a importância de avaliar os diferentes arranjos institucionais capazes de promover a difusão dessa tecnologia no setor elétrico brasileiro. A AIR cumpre, portanto, este papel de identificar e comparar alternativas regulatórias possíveis, considerando seus impactos econômicos, operacionais e tarifários, com o objetivo de identificar o modelo de intervenção mais adequado para estimular a implantação de sistemas de medição inteligente de forma eficiente, proporcional e alinhada aos objetivos de modernização do setor elétrico.

### 3. Como reduzir as barreiras regulatórias e aumentar a difusão de medidores inteligentes no Brasil? Alternativas Regulatórias Avaliadas pela Aneel

Uma vez diagnosticada a necessidade de redução das barreiras regulatórias para o aumento da difusão de medidores inteligentes, a AIR passa a avaliar **qual seria o arranjo regulatório mais adequado para isso**.

A AIR se baseia nos estudos contratados com o apoio da GIZ (*Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit*) que avaliaram quatro alternativas, para além do cenário de linha de base (status quo). Todavia, como duas das quatro alternativas não contemplavam um requisito do contexto normativo atual – qual seja, a necessidade de que a implantação de medidores inteligentes seja precedida de uma análise de custo-benefício, trazida pela Portaria MME nº 111/2025 – elas não foram consideradas na AIR.

A avaliação das alternativas regulatórias parte do reconhecimento de que a implantação de sistemas de medição inteligente envolve **investimentos relevantes e gera benefícios que se distribuem de forma assimétrica entre diferentes agentes do setor**. Enquanto parte dos ganhos se manifesta na redução de custos operacionais das distribuidoras, outros benefícios possuem natureza difusa, como a melhoria da gestão da rede, a integração de recursos energéticos distribuídos, o desenvolvimento de novos serviços energéticos e o fortalecimento da participação ativa dos consumidores. Nesse contexto, a definição do modelo regulatório adequado torna-se elemento central para alinhar incentivos econômicos, assegurar a modicidade tarifária e promover a modernização da infraestrutura elétrica.

**A primeira alternativa considerada consiste na manutenção do cenário regulatório atual**. Nesse modelo, não seriam estabelecidas novas diretrizes regulatórias específicas para a implantação de medidores inteligentes. A decisão de investimento permaneceria inteiramente a

critério das distribuidoras, que poderiam avaliar internamente a viabilidade econômica da substituição dos medidores convencionais por tecnologias mais avançadas. A experiência recente, contudo, sugere que essa abordagem tende a resultar em **difusão lenta e fragmentada** da tecnologia, uma vez que os benefícios sistêmicos associados à digitalização das redes nem sempre são plenamente capturados pelas empresas que realizam os investimentos.

A **segunda alternativa** avaliada (2') estabelece a obrigatoriedade de realização de Análise de Custo-Benefício (ACB) pelas distribuidoras, acompanhada da elaboração de planos de implantação da infraestrutura de medição inteligente de **forma discricionária** por parte das distribuidoras. Nesse arranjo, a metodologia de avaliação econômica seria padronizada pelo regulador, de modo a garantir maior comparabilidade entre as análises realizadas pelas diferentes concessionárias. Entretanto, mesmo nos casos em que a análise econômica demonstrasse resultados favoráveis, a decisão final sobre a implantação da tecnologia permaneceria discricionária por parte das distribuidoras. Embora essa alternativa reduza a incerteza regulatória e amplie a transparência na avaliação dos investimentos, ela pode **não ser suficiente para estimular a difusão da tecnologia** em escala compatível com os benefícios sistêmicos esperados.

A **terceira alternativa** (A4'), identificada na AIR como a **opção regulatória recomendada**, propõe um modelo intermediário que busca equilibrar eficiência econômica, modicidade tarifária e modernização tecnológica. Nesse modelo, as distribuidoras devem realizar uma ACB padronizada e elaborar planos de implantação da infraestrutura de medição inteligente em suas áreas de concessão. Caso a análise demonstre benefícios líquidos para consumidores e para o sistema elétrico, a implantação da tecnologia passa a ser **obrigatória** nas áreas consideradas. O modelo procura evitar tanto a realização de investimentos economicamente ineficientes quanto a difusão excessivamente lenta da

tecnologia. O arranjo busca conciliar a necessidade de coordenação institucional para a modernização da infraestrutura de medição com a preservação de critérios econômicos que assegurem a racionalidade dos investimentos. Ao condicionar a obrigatoriedade da implantação à demonstração prévia de viabilidade econômica, a alternativa recomendada permite incorporar evidências empíricas no processo decisório regulatório, ao mesmo tempo em que cria incentivos para a expansão gradual da infraestrutura de medição inteligente no país.

Em resumo, a AIR analisa e compara 2 alternativas com relação à manutenção do status quo. Estas alternativas, por sua vez, incorporam ao menos 7 (sete) elementos decisórios distintos. São eles:

- i. Necessidade de realização de ACB pela distribuidora;
- ii. Necessidade de definição, pela Aneel, das diretrizes gerais para as ACB a serem realizadas pelas distribuidoras;
- iii. Necessidade de elaboração de plano de implementação, nos casos em que for verificado benefício líquido na ACB;
- iv. Necessidade de aprovação do plano de implementação pela Aneel;
- v. Definição da propriedade e funcionalidades mínimas dos medidores;
- vi. Definição da forma de remuneração dos investimentos;
- vii. Padrão de envio da tarifa ao consumidor que possuir medidor inteligente em seu estabelecimento e, por fim,
- viii. Necessidade de seguir (ou não) o plano de implementação nos casos em que for verificado benefício líquido na ACB, sendo este elemento decisório o único que varia entre as alternativas.**

As alternativas foram desenhadas de modo a conciliar três objetivos centrais: **promover a modernização da infraestrutura de medição, preservar a modicidade tarifária e assegurar racionalidade econômica no processo de investimento.** A alternativa baseada na implantação obrigatória condicionada à realização prévia de análise de custo-benefício

apresenta-se como uma abordagem equilibrada, ao combinar mecanismos de coordenação regulatória com critérios econômicos objetivos para a expansão da tecnologia. Essa arquitetura busca evitar tanto a difusão excessivamente lenta da medição inteligente quanto a realização de investimentos potencialmente ineficientes, criando condições institucionais para uma expansão progressiva da infraestrutura de medição inteligente no setor elétrico brasileiro.

Por fim, observa-se que a efetividade do arranjo regulatório proposto dependerá do desenvolvimento de instrumentos regulatórios complementares em etapas subsequentes do processo regulatório. Entre esses aspectos destacam-se a definição de uma metodologia padronizada para a realização das análises de custo-benefício, incluindo parâmetros econômicos e critérios de avaliação comparáveis entre áreas de concessão, bem como a definição de funcionalidades mínimas para os sistemas de medição inteligente e de diretrizes para o tratamento dos benefícios sistêmicos associados à digitalização das redes. Também se mostra relevante o estabelecimento de mecanismos claros de reconhecimento regulatório dos investimentos, de estruturas adequadas de governança e acesso aos dados energéticos e de indicadores de desempenho capazes de acompanhar o processo de implantação da tecnologia. A adequada definição desses elementos contribuirá para conferir maior previsibilidade regulatória, transparência e consistência ao processo de modernização da infraestrutura de medição no setor elétrico brasileiro.

#### **4. Infraestrutura de Medição Inteligente nas Melhores Práticas Internacionais**

Nos países membros da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE), a implantação de sistemas de medição inteligente esteve frequentemente associada ao processo de **liberalização dos mercados de eletricidade**, em especial no segmento de

varejo. A abertura progressiva do mercado consumidor, iniciada em diversas jurisdições europeias entre o final da década de 1990 e os anos 2000, criou incentivos institucionais para o desenvolvimento de novas infraestruturas de informação e comunicação que permitissem maior transparência de dados, inovação tarifária e maior participação dos consumidores no funcionamento do sistema elétrico ([Joskow, 2008](#)). Nesse contexto, a expansão dos sistemas de medição inteligente ganhou impulso especialmente **a partir da década de 2010**, quando diversos países passaram a estruturar programas nacionais de implantação dessa tecnologia ([Verdejo-Fredes et al 2022](#)).

A proposta em discussão na Consulta Pública da ANEEL insere-se em uma trajetória regulatória convergente com as melhores práticas internacionais de modernização do setor elétrico, em especial com a Diretiva de Eletricidade do Parlamento Europeu (UE) 2019/944. **A implantação de sistemas de medição inteligente tem sido tratada como infraestrutura essencial para a digitalização das redes, a participação ativa da demanda e o desenvolvimento de mercados varejistas mais eficientes.**

#### 4.1. Avaliação custo-benefício e benefícios sistêmicos da medição inteligente

No contexto europeu, a implantação de sistemas de medidores inteligentes **deve ser precedida de uma avaliação de custo-benefício (artigo 19 da Diretiva (UE) 2019/944)**, considerando os impactos para consumidores, operadores de rede e para o funcionamento geral do sistema elétrico. Essa avaliação deve analisar os **benefícios de longo prazo** associados à digitalização da medição, incluindo melhor gestão da rede, planejamento mais preciso, redução de perdas e maior participação do consumidor no mercado de eletricidade. Contudo, a experiência internacional aponta que avaliações tradicionais de custo-benefício podem apresentar limitações na mensuração de benefícios sistêmicos mais

amplos, como ganhos de eficiência operacional da rede, redução de perdas comerciais, maior flexibilidade do sistema, integração de recursos energéticos distribuídos e aprimoramento da resposta da demanda. Esses efeitos, embora muitas vezes difusos e de difícil monetização imediata, constituem parte relevante do valor econômico da infraestrutura de medição inteligente e devem ser considerados na análise regulatória.

#### 4.2. Funcionalidades dos sistemas de medição inteligente

O artigo 20 da Diretiva (UE) 2019/944 estabelece os **requisitos técnicos mínimos** que os sistemas de medição inteligente devem oferecer **quando sua implantação for considerada economicamente viável**. Entre elas estão a medição precisa do consumo real, a identificação do período de utilização da energia e o acesso gratuito dos consumidores aos dados de consumo. Nota-se que essas disposições estabelecem **funcionalidades mínimas** associadas ao desempenho esperado dos sistemas de medição inteligente, sem prescrever soluções tecnológicas específicas, o que tende a preservar **espaço para inovação e competição entre fornecedores de tecnologia**.

A diretiva também determina que os consumidores possam acessar essas informações, inclusive em tempo quase real, por meio de **interfaces padronizadas e interoperáveis**, permitindo o desenvolvimento de serviços energéticos, programas de resposta da demanda e novas soluções de gestão do consumo, além de prever requisitos de segurança da informação e proteção de dados.

Um aspecto frequentemente destacado na experiência internacional refere-se ao **nível de informação** disponibilizado aos consumidores por meio dos sistemas de medição inteligente. Evidências empíricas indicam que, quando os medidores fornecem apenas **informações limitadas**, o potencial de **engajamento do consumidor tende a ser reduzido**, enfraquecendo os efeitos esperados de resposta da demanda, eficiência

energética e gestão ativa do consumo. Por outro lado, a incorporação de **funcionalidades excessivamente complexas** pode elevar significativamente os **custos de implantação e operação da infraestrutura de medição**. Nesse contexto, a definição das funcionalidades mínimas e das interfaces de acesso aos dados constitui uma **decisão regulatória relevante**, que deve buscar **equilíbrio entre custo, simplicidade tecnológica e capacidade efetiva de promover participação ativa dos consumidores**. (ACER, 2024).

#### 4.3. Direito a Medidor Inteligente e Governança Regulatória Dinâmica

O artigo 21 da Diretiva (UE) 2019/944 estabelece que, mesmo nos casos em que a análise custo-benefício não recomende a implantação generalizada de medidores inteligentes, **os consumidores têm o direito de solicitar a instalação de um medidor inteligente, assumindo os custos associados**.

Além disso, a Diretiva exige transparência quanto às funcionalidades, benefícios e custos do equipamento, bem como prazo razoável para instalação (atualmente, não superior a **4 meses**).

Esse dispositivo é particularmente relevante para o debate regulatório da Consulta Pública da ANEEL, pois demonstra que, nas melhores práticas internacionais, **a medição inteligente é tratada como infraestrutura habilitadora da participação ativa do consumidor e do desenvolvimento de novos serviços energéticos**. Mesmo quando a implantação sistêmica depende de avaliação econômica, a regulação preserva o **direito do consumidor de acessar essa tecnologia**, reforçando seu papel na digitalização do setor elétrico e na expansão de mecanismos de resposta da demanda.

Adicionalmente, exige que as autoridades assegurem transparência quanto às funcionalidades, benefícios e custos do equipamento, bem como que os custos associados à medição inteligente sejam **revistos e divulgados**

publicamente pelo menos a cada dois anos, refletindo o progresso tecnológico e a evolução do sistema de medição. Ou seja, a **avaliação econômica da medição inteligente não é tratada como exercício estático**. Ao prever revisões periódicas dos custos e da evolução tecnológica, a diretiva reconhece que **análises custo-benefício devem ser continuamente atualizadas à medida que a tecnologia se difunde e seus benefícios sistêmicos, frequentemente subestimados nas avaliações tradicionais, passam a se materializar de forma mais clara no funcionamento do sistema elétrico**.

#### 4.4. **Medição Inteligente como Infraestrutura Sistêmica: Experiência Internacional na Alocação de Custos**

A experiência internacional demonstra que a implantação de sistemas de medição inteligente foi frequentemente objeto de decisões regulatórias centralizadas, especialmente em países europeus, onde programas nacionais de substituição do parque de medidores foram implementados após a realização de análises de custo-benefício conduzidas por governos ou reguladores. A própria Diretiva de Eletricidade (UE) 2019/944 **estabelece que os Estados-Membros devem avaliar a viabilidade econômica da implantação de sistemas de medição inteligente e, uma vez demonstrados os benefícios líquidos para consumidores e para o sistema energético, promover sua difusão em larga escala**.

Em diversos países, essa avaliação levou à decisão regulatória de implantação ampla e massiva da infraestrutura de medição inteligente, com metas próximas à universalização. Ainda assim, a execução desses programas ocorreu de forma **gradual** ao longo de vários anos, em razão da magnitude logística e financeira da substituição do parque de medidores, bem como da necessidade de compatibilizar os investimentos com os ciclos tarifários e com a evolução tecnológica dos equipamentos.

Outro elemento relevante nas experiências internacionais refere-se à forma de **alocação dos custos** de implantação dessa infraestrutura. Em diversas jurisdições os investimentos associados aos medidores inteligentes são **incorporados à base de ativos das distribuidoras e recuperados por meio das tarifas de uso da rede**. Esse arranjo implica que os custos da implantação sejam compartilhados entre os consumidores da área de concessão, mesmo quando a instalação dos equipamentos ocorre de forma progressiva em diferentes regiões da rede. A lógica econômica subjacente a esse modelo decorre do reconhecimento de que a infraestrutura de medição inteligente gera **benefícios sistêmicos que se estendem a todo o sistema elétrico**, e não apenas ao consumidor individual no qual o equipamento é instalado. Nesse sentido, a literatura regulatória internacional (CEER 2019) observa que os sistemas de medição inteligente integram a infraestrutura de medição associada às redes de distribuição - tradicionalmente tratadas como monopólios naturais em razão de seus elevados custos fixos e economias de escala e a sua implementação permite ganhos de eficiência que **beneficiam o conjunto do sistema elétrico**.

A digitalização da medição aumenta a observabilidade da rede, melhora a gestão operacional das distribuidoras, reduz perdas técnicas e não técnicas, facilita a identificação de falhas e interrupções e cria condições para a implementação de novas modalidades tarifárias e serviços energéticos. Além disso, a disponibilização de dados mais granulares sobre o consumo de energia contribui para o desenvolvimento de mecanismos de resposta da demanda e para a integração mais eficiente de recursos energéticos distribuídos, como geração distribuída, armazenamento e eletromobidade.

Essas características fazem com que a implantação da medição inteligente seja frequentemente tratada pelos reguladores internacionais como **infraestrutura habilitadora do funcionamento eficiente do sistema**

elétrico, cujos **benefícios econômicos e operacionais se distribuem ao longo do tempo entre todos os consumidores conectados à rede.**

Nesse contexto, a **socialização dos custos** de implantação por meio das tarifas de rede reflete o reconhecimento de que as **externalidades positivas geradas pela digitalização da infraestrutura de medição contribuem para aumentar a eficiência do sistema elétrico como um todo, reduzir custos operacionais e viabilizar novos modelos de interação entre consumidores e sistema energético.**

#### 4.5. **Implementação Gradual e Heterogênea**

De maneira geral, a experiência internacional revela que a implantação de medidores inteligentes não ocorreu de forma uniforme entre os países. Em diversas jurisdições, a decisão sobre a implantação foi precedida por análises formais de custo-benefício, conduzidas **por autoridades regulatórias ou entes nacionais**, com o objetivo de avaliar os impactos econômicos, operacionais e tarifários associados à substituição do parque de medidores convencionais. Essa abordagem foi posteriormente consolidada em instrumentos normativos europeus, como a Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu, que estabelece que a implantação de sistemas de medição inteligente deve ser precedida por avaliações econômico-regulatórias capazes de demonstrar benefícios líquidos para os consumidores e para o sistema elétrico.

Os resultados dessas análises levaram à adoção de modelos distintos de implantação entre os países. Em alguns casos, como Itália, Suécia e Finlândia, optou-se por **programas amplos e coordenados de implantação, conduzidos em escala nacional por meio de substituição massiva dos medidores.** Em outras jurisdições, a **implantação ocorreu de forma mais gradual e descentralizada, permitindo que operadores de rede e autoridades regulatórias definissem cronogramas progressivos de**

substituição dos medidores convencionais, de acordo com critérios de viabilidade econômica, maturidade tecnológica e características institucionais de cada sistema elétrico. Essa heterogeneidade reflete diferenças institucionais, regulatórias e econômicas entre os sistemas elétricos nacionais.

Apesar dessas diferenças institucionais e regulatórias, observa-se um padrão comum nas experiências internacionais: a implantação da medição inteligente ocorreu como **parte de um processo mais amplo de transformação dos sistemas elétricos**, associado à digitalização das redes, à expansão da geração distribuída, ao desenvolvimento de novos serviços energéticos e ao fortalecimento do papel ativo do consumidor.

Nesse contexto, a medição inteligente passou a ser compreendida não apenas como uma modernização tecnológica da infraestrutura de medição, mas como um **componente fundamental da evolução dos mercados de eletricidade em direção a modelos mais flexíveis, digitalizados e orientados à participação ativa dos consumidores**.

No Brasil, esse aspecto assume especial relevância diante do **iminente processo de abertura do mercado a todos os consumidores**, enquanto a difusão dessa infraestrutura ainda se encontra em estágio inicial, com cobertura inferior a 3% das unidades consumidoras.

Nesse contexto, o avanço dessa agenda assume caráter estratégico e contribui para aproximar o setor elétrico nacional das melhores práticas internacionais de modernização regulatória e inovação tecnológica, devendo, portanto, ser progressivamente incentivado no âmbito das políticas públicas e dos aprimoramentos regulatórios do setor elétrico.

## 5. Aspectos Regulatórios não endereçados na consulta pública: Remuneração dos Investimentos, Indicadores de Desempenho e Arcabouço Regulatório

A transição energética impõe novos desafios à regulação econômica do segmento de distribuição de energia elétrica. A crescente penetração de fontes renováveis variáveis, a expansão da geração distribuída, a digitalização das redes e o desenvolvimento de novos serviços energéticos exigem investimentos significativos na modernização da infraestrutura elétrica. Nesse contexto, as **redes de distribuição** passam a desempenhar **papel central** na integração de recursos energéticos distribuídos, no gerenciamento bidirecional de fluxos de energia e na incorporação de tecnologias digitais voltadas ao monitoramento e à gestão da rede. Estimativas indicam que os investimentos necessários no segmento de distribuição no Brasil até 2040 podem alcançar aproximadamente US\$ 205 bilhões (ADELAT 2023), refletindo não apenas a expansão física da rede, mas também a necessidade de modernização tecnológica e aumento da resiliência do sistema elétrico.

Nesse cenário, a **implantação de sistemas de medição inteligente deve ser analisada em conjunto com os mecanismos de remuneração econômica dos investimentos no segmento de distribuição**. A viabilidade da modernização da infraestrutura elétrica depende da existência de um arcabouço regulatório capaz de oferecer **incentivos adequados para investimentos de longo prazo, preservando simultaneamente os princípios da eficiência econômica, da modicidade tarifária e do equilíbrio econômico-financeiro das concessões**.

O modelo regulatório brasileiro combina elementos de regulação por taxa de retorno com instrumentos de regulação por incentivos baseados em price-cap, arranjo que tem contribuído historicamente para a estabilidade regulatória, para a previsibilidade das receitas das distribuidoras e modicidade tarifária. Contudo, a literatura regulatória

aponta que modelos fortemente baseados na remuneração de ativos podem gerar incentivos estruturais à expansão de investimentos em capital físico, mesmo em situações nas quais soluções operacionais ou digitais poderiam ser mais eficientes para o sistema elétrico (viés pró-CAPEX). Soma-se a isso o fato de que ciclos tarifários relativamente longos e depreciação longa podem reduzir os incentivos para a adoção de tecnologias digitais com vida útil tecnológica mais curta, como é o caso dos medidores inteligentes.

Estudos recentes também indicam desafios relacionados à rentabilidade efetiva do segmento de distribuição no Brasil. A [Nota Técnica nº 124 \(2023\)](#), do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (Ipea), ao analisar o desempenho econômico do setor em perspectiva comparada, concluiu que, na última década, o retorno sobre o capital investido (ROIC) observado nas distribuidoras brasileiras permaneceu, em média, cerca de **dois pontos percentuais abaixo do WACC regulatório**. Esse resultado sugere que a **remuneração efetiva do capital no segmento pode não ter sido suficiente para sustentar plenamente o ciclo de investimentos requerido pela modernização da infraestrutura elétrica, especialmente diante das novas demandas impostas pela transição energética**.

Nesse contexto, diversos reguladores internacionais têm evoluído para **modelos regulatórios** baseados em TOTEX (Total Expenditure), nos quais despesas de capital e operacionais são avaliadas de forma **integrada**, reduzindo distorções associadas à separação rígida entre CAPEX e OPEX. Experiências europeias relatadas pelo [Conselho dos Reguladores Europeus de Energia - CEER \(2024\)](#) indicam que modelos baseados em **Revenue-cap combinados com benchmarking de TOTEX** têm contribuído para alinhar os incentivos regulatórios à eficiência sistêmica e à modernização das redes, em consonância com as diretrizes estabelecidas pela Diretiva (UE) 2019/944.

A literatura regulatória recente também destaca que a evolução da regulação econômica das redes tende a combinar esses instrumentos com

mecanismos de regulação baseada em **indicadores de desempenho**. Nesse sentido, Joskow (2024) observa que a crescente complexidade das funções das redes elétricas na transição energética tem levado reguladores a incorporar **indicadores de desempenho e métricas específicas de resultados**, tais como **qualidade do serviço, integração de recursos energéticos distribuídos, eficiência operacional e digitalização das redes**, vinculando parte dos incentivos econômicos à **entrega efetiva desses resultados**.

Argumentos semelhantes são apresentados em estudos recentes sobre a transição energética na América Latina. O policy paper da Associação de Distribuidores de Energia Elétrica da América Latina (ADELAT 2023) destaca que a modernização e a digitalização das redes de distribuição, incluindo a implantação de sistemas de medição inteligente e outras tecnologias digitais, constituem elementos centrais para viabilizar a integração de recursos energéticos distribuídos e aumentar a eficiência operacional das redes. Nesse contexto, o estudo enfatiza que a **viabilidade desses investimentos depende da existência de um arcabouço capaz de combinar flexibilidade regulatória com mecanismos adequados de remuneração do capital, assegurando previsibilidade e incentivos econômicos compatíveis com os riscos e horizontes de investimento do setor**.

No Brasil, esse debate começa a ganhar espaço na agenda regulatória da ANEEL. A Consulta Pública nº 27/2024, conduzida no contexto do Decreto nº 12.068/2024, que estabeleceu diretrizes para a prorrogação dos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica, introduziu a discussão sobre instrumentos de maior **flexibilidade regulatória**. Entre esses instrumentos destacam-se a possibilidade de reconhecimento mais ágil de investimentos relevantes por meio de **revisões intra-ciclo**, bem como a adoção de **depreciação compatível** com a vida útil tecnológica de ativos digitais, como os medidores inteligentes. Tais mecanismos

procuram adaptar o modelo regulatório a um ambiente caracterizado por ciclos tecnológicos mais curtos e pela crescente digitalização das redes elétricas.

Adicionalmente, a adequada remuneração desses investimentos deve ser acompanhada da definição de **indicadores de desempenho** associados à modernização das redes e à implantação de sistemas de medição inteligente (Joskow 2024). A experiência internacional demonstra que a regulação econômica tem evoluído progressivamente para modelos que combinam **incentivos ao investimento com mecanismos de avaliação de desempenho**.

No Reino Unido, por exemplo, o modelo regulatório **RIIO (Revenue = Incentives + Innovation + Outputs)**, adotado pela Ofgem, estrutura a remuneração das empresas de rede a partir de **compromissos de desempenho vinculados a resultados mensuráveis para consumidores e para o sistema elétrico**. Esse arranjo **associa incentivos econômicos à entrega efetiva de resultados**, incluindo indicadores relacionados à digitalização das redes, implantação de tecnologias inteligentes e melhoria da qualidade do serviço.

A experiência internacional demonstra que a modernização das redes de distribuição exige não apenas decisões tecnológicas, mas também a **evolução do arcabouço regulatório** que orienta os incentivos econômicos do setor. Nesse contexto, a implantação de sistemas de medição inteligente no Brasil deve ser acompanhada por **instrumentos regulatórios capazes de assegurar adequada remuneração dos investimentos, incentivar investimentos e inovação, conferir flexibilidade regulatória e estabelecer mecanismos e métricas transparentes de avaliação de desempenho**. Tais instrumentos permitem alinhar a remuneração regulatória à entrega efetiva de resultados, estimulando investimentos, inovação e eficiência operacional, ao mesmo tempo em que preservam os princípios da modicidade tarifária e da sustentabilidade econômico-financeira das

concessões, produzindo benefícios sistêmicos concretos para consumidores, para a operação do sistema elétrico e para a eficiência do setor.

## 6. Síntese e Posicionamento Institucional

A Consulta Pública nº 001/2026 representa mais um passo relevante no processo de aprimoramento regulatório do setor elétrico brasileiro. A iniciativa contribui para a modernização do setor e se alinha às melhores práticas regulatórias internacionais voltadas à digitalização das redes, à eficiência econômica e ao fortalecimento da transparência no funcionamento dos mercados de energia.

O Instituto Mulheres na Regulação apoia a alternativa proposta na AIR (4'), por entender que ela representa solução equilibrada entre coordenação regulatória, racionalidade econômica e modicidade tarifária. Ao condicionar a implantação da tecnologia à demonstração dos benefícios líquidos para consumidores e para o sistema elétrico, o modelo proposto preserva o princípio da modicidade tarifária e se alinha às melhores práticas regulatórias internacionais.

Esse apoio, contudo, assume que a proposta será acompanhada de **aprimoramentos regulatórios essenciais**, entre os quais se destacam: i) definição de metodologia padronizada e reproduzível para as análises de custo-benefício; ii) tratamento adequado dos benefícios sistêmicos, e difusos, da medição inteligente; iii) definição de funcionalidades mínimas e diretrizes de governança e acesso a dados; iv) **mecanismos de remuneração compatíveis com a natureza estratégica e intensiva em capital desses investimentos**; e v) **adoção de indicadores de desempenho** capazes de alinhar incentivos regulatórios à efetiva modernização das redes.

Entendemos que a alternativa proposta também contribui para responder às principais preocupações manifestadas pelos diferentes agentes no processo de participação pública.

Distribuidoras têm ressaltado a necessidade de maior previsibilidade regulatória e de mecanismos adequados de reconhecimento e remuneração dos investimentos associados à digitalização das redes. Nesse aspecto, a possibilidade de implantação da infraestrutura condicionada à realização de análises de custo-benefício e à apresentação de planos de implantação contribui para conferir maior racionalidade econômica ao processo e reduzir incertezas regulatórias associadas à realização desses investimentos.

Consumidores, por sua vez, têm enfatizado a importância de que a implantação da tecnologia não resulte em impactos tarifários desproporcionais e que os benefícios da modernização sejam efetivamente percebidos pelos usuários do sistema elétrico. A exigência de análises de custo-benefício e de planos de implantação condicionais contribui para preservar o princípio da modicidade tarifária, permitindo que os investimentos sejam realizados apenas quando produzirem benefícios líquidos para consumidores e para o sistema elétrico.

Agentes do mercado de comercialização também têm destacado que a medição inteligente não deve ser compreendida como condição prévia para a abertura do mercado de energia elétrica para consumidores de baixa tensão. A experiência internacional indica que a liberalização do varejo pode ocorrer mesmo em contextos nos quais a infraestrutura de medição inteligente ainda se encontra em processo de difusão. Ainda assim, a expansão dessa infraestrutura tende a **umentar a eficiência do ambiente concorrencial**, elemento central nas melhores práticas internacionais, ao permitir maior disponibilidade de informações de consumo, facilitar a comparação entre ofertas e ampliar a participação ativa dos consumidores no mercado de energia. Nesse sentido, a medição inteligente atua como

**infraestrutura habilitadora** de modelos mais dinâmicos de comercialização e de iniciativas como o compartilhamento de dados e Open Energy.

Entende-se que a proposta também contempla a relevância da medição inteligente para a eficiência sistêmica do setor elétrico. A ampliação da infraestrutura de medição contribui para melhorar a observabilidade das redes de distribuição, ampliar a disponibilidade de dados operacionais e facilitar a integração de recursos energéticos distribuídos. Em sistemas elétricos com crescente participação de geração distribuída e fluxos bidirecionais de energia, a maior granularidade das informações de consumo e de injeção de energia contribui para aprimorar o **planejamento e a operação do sistema elétrico** como um todo, fortalecendo a eficiência e a segurança operativa das redes de distribuição

A presente contribuição buscou oferecer **subsídios** ao processo regulatório a partir de uma perspectiva comparada, incorporando evidências de experiências e recomendações de organismos regulatórios internacionais. Ao mesmo tempo, procurou-se analisar a proposta regulatória à luz das especificidades do contexto brasileiro e das preocupações manifestadas por diferentes agentes do setor elétrico.

O **Instituto Mulheres na Regulação** espera contribuir para o aprimoramento do debate regulatório e para a construção de um arcabouço institucional capaz de promover simultaneamente eficiência econômica, concorrência, inovação tecnológica, modicidade tarifária e proteção aos consumidores.

## 7. Referências

ACER, Agency for the Cooperation of Energy Regulators. Demand response and other distributed energy resources: what barriers are holding them back? 2023 Market Monitoring Report (MMR).2023.

ACER, Agency for the Cooperation of Energy Regulators. Energy retail - Active consumer participation is key to driving the energy transition: how can it happen? 2024 Market Monitoring Report (MMR). 2024.

ACER, Agency for the Cooperation of Energy Regulators. Key developments in European electricity markets. ACER Market Monitoring Report (MMR). 2024.

ADELAT, Associação de Distribuidores de Eletricidade Latinoamericanas. Sem Investimento não há Transição. O Futuro da Distribuição de Energia Elétrica na América Latina. Policy Paper ADELAT. 2023.

Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel (2025a). NOTA TÉCNICA CONJUNTA Nº 16/2025-STD-SFF-STR/ANEEL: Instauração de Consulta Pública associada à atividade “Avaliação dos sistemas de medição para transição energética e modernização no segmento de distribuição” da Agenda Regulatória. Brasília, DF: ANEEL.

\_\_\_\_\_ (2025b). NOTA TÉCNICA CONJUNTA Nº 8/2025-STR-STD/ANEEL: Modernização das Tarifas de Distribuição – Ciclo 1 (Tarifas Horárias). Processo Nº 48500.034060/2025-88. Brasília, DF: ANEEL.

\_\_\_\_\_ (2025c). RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO CONJUNTO Nº 1/2025-STD-SFF-STR/ANEEL. Avaliação de modelos regulatórios para implantação de sistemas de medição inteligentes no sistema de distribuição brasileiro. PROCESSO Nº 48500.902339/2024-11. Brasília, DF: ANEEL.

\_\_\_\_\_ (2025d). Consulta Pública nº 07/2025, de 18 de fevereiro de 2025. Obter subsídios para as minutas de resolução normativa e manuais que buscam o aprimoramento regulatório dos serviços de distribuição em consequência da abertura de mercado para consumidores do Grupo A e instituem o Open Energy. 2025.

\_\_\_\_\_ (2024). Consulta Pública nº 27/2024, de 16 de outubro de 2024. Obter subsídios para o aprimoramento da minuta de termo aditivo ao contrato de concessão de distribuição de energia elétrica com vistas à prorrogação das concessões. 2024.

BRASIL. Decreto nº 12.068, de 20 de junho de 2024. Novas regras para renovação das concessões das distribuidoras de energia elétrica. 2024.

BRASIL. Lei nº 15.235, de 8 de outubro de 2025. Altera as Leis nºs 10.438, de 26 de abril de 2002, 12.111, de 9 de dezembro de 2009, e 12.212, de 20 de janeiro de 2010; e revoga dispositivos das Leis nºs 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e 11.196, de 21 de novembro de 2005. 2025.

BRASIL. Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025. Moderniza o marco regulatório do setor elétrico para promover a modicidade tarifária e a segurança energética; regula o armazenamento de energia elétrica e facilita a comercialização do gás natural da União. 2025.

CEER, Council of European Energy Regulators (2019). Implementing Technology that Benefits Consumers in the Clean Energy for All Europeans Package. Council of European Energy Regulators 2019.

\_\_\_\_\_ (2024). Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2023. Incentive Regulation and Benchmarking Work Stream Ref: C23-IRB-70-03.

European Parliament; Council of the European Union (2019). Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU. Brussels: Official Journal of the European Union, 2019. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0944>. Acesso em 24 de fev.2026.

European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators – ACER (2025). Getting the signals right: Electricity network tariff

methodologies in Europe ACER report on network tariff practices. Slovenia, ACER, 26 March 2025. Disponível em: <https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/2025-ACER-Electricity-Network-Tariff-Practices.pdf>. Acesso em 24 de fev.2026.

Joskow, P. (2024). The Expansion of Incentive (Performance Based) Regulation of Electricity Distribution and Transmission in the United States. CEEPR WP 2024-01. Center for Energy and Environmental Policy Research (CEEPR) Working Paper Series MIT CEEPR.

\_\_\_\_\_ (2008). Lessons Learned from Electricity Market Liberalization. The Energy Journal, Vol. 29, Special Issue 2: The Future of Electricity: Papers in Honor of David Newbery (2008), pp. 9-42.

OFGEM, Office of Gas and Electricity Markets. RIIO-ED2 Final Determinations Overview Document. Disponível em: <https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2022-11/RIIO-ED2%20Final%20Determinations%20Overview%20document.pdf>.

Rocha, Katia. A remuneração de capital no setor de distribuição de energia elétrica: investigação de excedentes econômicos na prorrogação das concessões. Rio de Janeiro: Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (Ipea), dez. 2023. (Nota Técnica Diset, n. 124).

VERDEJO-FREDES, C.; PÉREZ-ARAGA, I.; LÓPEZ-LEZAMA, J. M.; MUÑOZ-DELGADO, G. Smart grids and smart metering in modern power systems: challenges, opportunities and regulatory implications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 162, 2022.