

Contribuição à Consulta Pública nº 046/2025 - ANEEL

“Modernização Tarifária, Sinalização Econômica e Melhores Práticas Internacionais”

Instituto Mulheres na Regulação

Katia Rocha¹

Michelle Holperin²

Ana Luiza Calil³

Camila Villard Duran⁴

Patricia Pessoa Valente⁵

1. Preâmbulo Institucional

O Instituto Mulheres na Regulação apresenta contribuição à Consulta Pública nº 046/2025 da Agência Nacional de Energia Elétrica, parabenizando o regulador pela iniciativa de recolocar no centro do debate um tema estrutural para o futuro do setor elétrico brasileiro: a modernização da estrutura tarifária da baixa tensão.

A abertura da consulta pública CP 46/2025 demonstra compromisso institucional com o aperfeiçoamento contínuo da regulação, com a transparência do processo decisório e com a incorporação de evidências técnicas no desenho tarifário. Ao submeter a matéria ao debate público, a ANEEL fortalece a legitimidade de suas decisões e promove ambiente regulatório mais previsível e fundamentado.

¹ Diretora do Instituto Mulheres na Regulação. Email: katia.rocha@mulheresnaregulacao.com

² Diretora Presidente do Instituto Mulheres na Regulação. Email: michelle.holperin@mulheresnaregulacao.com

³ Diretora do Instituto Mulheres na Regulação. Email: ana.calil@mulheresnaregulacao.com

⁴ Diretora do Instituto Mulheres na Regulação. Email: camila.villard-duran@essca.fr

⁵ Diretora do Instituto Mulheres na Regulação. Email: patricia@pessoavaleante.com.br

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. Atua no debate público regulatório 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. Atuamos orientadas 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. Qual é a razão para a intervenção da Aneel?

A proposta de revisão normativa justifica-se pela mudança drástica no contexto no qual a atual estrutura tarifária foi originalmente concebida, o que demanda ajustes para mitigar custos ao sistema.

A estrutura tarifária tradicional para a baixa tensão, predominantemente volumétrica e indiferente ao horário de consumo, foi concebida para um sistema com menor variabilidade temporal de custos. Naquele contexto, uma tarifa volumétrica sem diferenciação horária era uma simplificação aceitável para consumidores de baixa tensão.

Essa realidade não existe mais. A matriz elétrica brasileira tornou-se significativamente mais renovável e, com isso, mais variável. A expansão da geração solar, tanto centralizada quanto distribuída, alterou o perfil intradiário de custos do sistema. A micro e minigeração distribuída cresceu de forma acelerada, modificando a dinâmica de uso das redes de distribuição e a formação da carga líquida ao longo do dia.

Como resultado, o perfil de carga passou a apresentar discrepâncias mais acentuadas entre períodos de abundância renovável, com custos marginais reduzidos ou nulos, e momentos de maior necessidade de despacho térmico e de atributos como flexibilidade e potência. Essa discrepância está evidenciada na comparação entre as curvas de Custo Marginal de Operação do Sistema (CMO) de 2018 e 2025, apresentadas no Relatório de Análise de Impacto Regulatório (RAIR) nº 1/2025 (Aneel, 2025).

O problema é que o consumidor de baixa tensão, atendido pela tarifa convencional, não apenas não enxerga essa variação, como carece de incentivos econômicos para responder a ela. O preço que ele paga é o mesmo ao meio dia – quando o sol está a pino e o CMO pode estar quase nulo – e às 19h, quando o CMO é cerca de R\$350 R\$/MWh⁶.

Ou seja, ainda que ele fosse informado sobre o custo real da energia em determinado período do dia, a estrutura tarifária fixa remove qualquer estímulo para o ajuste de consumo. Esse desalinhamento entre o preço sinalizado ao consumidor e o custo real do fornecimento da energia é a distorção (problema) central que a ANEEL busca corrigir.

3. Qual é o contexto no qual o problema está inserido?

O objeto da CP nº 046/2025 insere-se em momento de transformação estrutural do setor elétrico brasileiro. As Leis nº 15.235/2025⁷ e nº 15.269/2025⁸ consolidaram um novo ciclo de modernização do setor, estruturado em três eixos complementares:

- i. O eixo social e de proteção, com o fortalecimento da política de proteção ao consumidor vulnerável com ampliação da tarifa social;

⁶ Segundo dados disponibilizados no Relatório de AIR para os Subsistemas Norte e Sudeste/Centro Oeste (Aneel, 2025a, p.2)

⁷ Resultante da conversão da MP nº 1.300/2025.

⁸ Resultante da conversão da MP nº 1.304/2025.

- ii. O eixo concorrencial e de protagonismo do consumidor, com a abertura de mercado extensiva a toda baixa tensão, e
- iii. O eixo de sustentabilidade e transparência tarifária, com a racionalização dos encargos e subsídios setoriais.

No eixo social, a Lei nº 15.235/2025 reorganiza e fortalece os instrumentos da Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE), com definição mais clara do público elegível e ampliação do alcance do benefício (Art.1, inciso I), aproximando o desenho brasileiro de modelos internacionais baseados em focalização e proteção direcionada ao consumidor vulnerável.

No eixo concorrencial, a Lei nº 15.269/2025 prevê a ampliação do acesso ao mercado livre para todos os consumidores da baixa tensão no prazo de 24 a 36 meses (art.15, §17), alinhando o Brasil a uma prática já consolidada na maioria dos países da OCDE.

A liberdade de escolha tende a (i) ampliar a concorrência, elemento central das melhores práticas regulatórias, (ii) produzir, no médio prazo, maior pressão competitiva sobre preços, (iii) aumentar a eficiência alocativa, especialmente com a clara separação entre as atividades de distribuição, remunerada pelo fio regulado, e de comercialização, sujeita à dinâmica concorrencial, além de (iv) estimular inovação contratual, a diversidade de produtos e serviços, e o maior protagonismo do consumidor na gestão de seu consumo e de seus custos energéticos.

Por fim, no eixo de transparência e sustentabilidade tarifária, a Lei nº 15.269/2025 retoma o debate sobre a racionalização dos encargos e subsídios setoriais ao instituir um teto nominal para a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), cujo crescimento acelerado, estimado em R\$ 52,7 bilhões para 2026, vem pressionando a modicidade tarifária de forma discriminatória e regressiva. Segundo o Subsidiômetro da ANEEL, os diversos subsídios explícitos e implícitos no setor já representam, em média, cerca de 18,5% da tarifa de energia do consumidor residencial.

Em conjunto, as duas Leis redesenham o equilíbrio entre concorrência, proteção social e sustentabilidade tarifária, sinalizando uma transição do modelo centrado em

encargos difusos para um arranjo mais orientado por competição, escolha, focalização e responsabilidade fiscal.

Este contexto é importante porque o objeto da presente CP compõe parte dos esforços em organizar e preparar o mercado para sua modernização e abertura, no espírito das Leis nº 15.235/2025 e nº 15.269/2025. Reconhecer que a iniciativa integra um conjunto mais amplo de ações é fundamental para que a medida proposta seja monitorada e avaliada em articulação com outras iniciativas em andamento. Algumas delas, como a expansão dos medidores inteligentes, precisam ser acompanhadas de perto, dada sua influência sobre a capacidade de a ação proposta atingir os objetivos pretendidos.

4. Qual é o objetivo pretendido pela Aneel?

O problema identificado tem duas dimensões complementares: o consumidor de baixa tensão não enxerga a variação do custo da energia ao longo do dia e não possui incentivos econômicos para responder a essa variação.

O objetivo da ANEEL vai, portanto, além da transparência tarifária. A intervenção busca induzir uma ativa resposta da demanda. É oportuno que o consumidor tenha incentivos para deslocar seu consumo para horários de menor custo e reduza o consumo nos momentos de maior pressão sobre o sistema. É dessa mudança de comportamento que decorrem os benefícios sistêmicos pretendidos.

Essa distinção é relevante para a avaliação das alternativas regulatórias. Cada uma delas deve ser analisada não apenas quanto à sua capacidade de comunicar a variação de custos ao consumidor, mas principalmente quanto à sua eficácia em gerar incentivos econômicos adequados para que esse consumidor possa e queira responder a essa variação.

5. As alternativas para mitigar o problema e a possibilidade de modulação para atingir o objetivo pretendido

O RAIR considerou basicamente duas alternativas para mitigar o problema da falta de percepção e incentivos para o consumidor da baixa tensão reagir às variações de custo da energia consumida:

- i. Tornar compulsória a adesão à tarifa branca, com período de carência para solicitar migração da tarifa (“modelo opt-out”);
- ii. Tornar compulsória a adesão à tarifa branca, sem possibilidade de solicitar migração da tarifa (“modelo automático”).

Embora tenham sido comparadas quatro alternativas, a manutenção do status quo e a opção de adesão voluntária à Tarifa Branca produzem efeitos práticos equivalentes, razão pela qual foram tratadas aqui como uma única alternativa. O aumento de ações de comunicação, por sua vez, é uma medida necessária em qualquer cenário e, portanto, não constitui critério de diferenciação entre as opções. Assim, estas duas alternativas precisam ser comparadas com relação à manutenção do status quo.

O status quo (“modelo opt-in”) exige que o consumidor manifeste adesão ativa para migrar para uma tarifa horária, preservando sua liberdade de decisão. No Brasil, a adoção do modelo opt-in para a Tarifa Branca mostrou-se incapaz de produzir adesão satisfatória. Conforme registrado no Relatório de Análise de Impacto Regulatório Conjunto nº 1/2025-STR/STD/ANEEL, apenas cerca de 69 mil consumidores aderiram à modalidade, o que representa menos de 0,1% das unidades potencialmente elegíveis. A experiência demonstrou que a decisão voluntária descentralizada, em ambiente de elevada complexidade tarifária, assimetria informacional e inércia comportamental, não foi suficiente para induzir percepção efetiva dos sinais horários de preço. Diante desse diagnóstico, a Nota Técnica Conjunta nº 8/2025-STR-STD/ANEEL reconhece explicitamente que a baixa adesão à Tarifa Branca evidencia a ineficácia do modelo opt-in para promover eficiência sistêmica.

A baixa adesão não parece ser um resultado específico do Brasil. Como mostram Nicolson, Fell e Huebner (2018) em revisão sistemática e meta-análise de 66 medidas de adesão em 6 países, quando a adesão é voluntária (opt-in), a taxa de migração pode ser tão baixa quanto 1%, alcançando no máximo 43% mesmo com esforços para reduzir o descompasso entre intenção e ação. Já quando a adesão é automática, com possibilidade de saída (opt-out), a participação pode se aproximar de 100%.

Assim, a primeira alternativa considerada é a adesão obrigatória com possibilidade de saída após carência (“modelo opt-out”), que pode ampliar a adesão à tarifária com preços horários (“Time of Use” ou ToU) ao reduzir a inércia decisória típica de consumidores residenciais e comerciais. No lugar de exigir que o consumidor faça uma ação para *entrar* na tarifa horária, a proposta inverte o ônus: todos os consumidores acima de 1.000 kWh/mês são enquadrados automaticamente, e quem não quiser permanecer é que precisa solicitar a saída. Essa inversão, aparentemente simples, tem efeito potencial robusto segundo estudos da economia comportamental (Madrian e Shea, 2001; Thaler e Sunstein, 2008).

Por fim, a segunda alternativa considerada pela Aneel é o chamado modelo automático, no qual o consumidor só possui uma opção de modalidade tarifária, ou seja, não há a possibilidade de migração para outra modalidade.

A adoção do enquadramento automático a Tarifa Branca (sugestão de Tarifa Econômica Horária), pode ser compreendida como solução de minimização do custo social agregado. Em ambientes caracterizados externalidades sistêmicas, decisões voluntárias individuais tendem a produzir resultados subótimos. Ao estabelecer a Tarifa Horária como padrão para consumidores com maior consumo, o regulador internaliza benefícios sistêmicos que não seriam plenamente capturados por escolhas isoladas, ampliando a eficiência alocativa e a sustentabilidade da operação do SIN. A AIR aponta experiências internacionais e literatura comparada que evidenciam a adoção de estruturas tarifárias com diferenciação temporal em diversos países para segmento residencial.

O que consideramos relevante destacar é que as alternativas comportam diferentes elementos de modulação, como o patamar de consumo para adesão compulsória (no caso, 1.000 kWh/mês) e os segmentos ou subgrupos tarifários

abrangidos - residencial (B1), rural (B2) e comercial/industrial/outros (B3) -, e o prazo de carência (12 meses). **A esses se soma um elemento não contemplado na AIR, mas igualmente relevante: a possibilidade de que o eventual retorno para a tarifa convencional (no caso de exercício do *opt-out*) preserve adequada sinalização econômica de custos e não implique neutralização indevida de componentes tarifários associados ao uso da infraestrutura.** Esta modulação é fundamental na análise e comparação das alternativas e será tratada a seguir.

6. Modulando as alternativas apresentadas

Com relação ao patamar de consumo e subgrupos tarifários abrangidos, considera-se calibrada a escolha do regulador pelo foco inicial nos consumidores de maior consumo na baixa tensão, notadamente aqueles com consumo mensal igual ou superior a 1 MWh. Embora representem aproximadamente 2% das unidades, esses consumidores concentram parcela elevada da energia consumida, respondendo por cerca de 20% da carga em determinados segmentos, conforme evidenciado no diagnóstico do próprio relatório.

Quanto ao receio de repasse e de eventual pressão inflacionária, cabe observar que, nas melhores práticas internacionais, eventuais incentivos relacionados à eletricidade são estruturados como instrumentos orientados à eficiência, à competitividade e à sustentabilidade, e não como subsídios diretos, generalizados e permanentes ao preço da energia. A transmissão de custos aos índices gerais de preços não é automática nem linear, dependendo de elasticidades, da estrutura concorrencial dos mercados afetados e da capacidade de gestão e absorção de custos pelos agentes econômicos. Na média e alta tensão, por exemplo, consumidores de maior porte, como os do segmento industrial, já operam sob modalidades tarifárias com diferenciação por postos horários no uso da rede, internalizando sinais temporais de preço e adotando estratégias de gestão ativa da demanda, autoprodução e contratação no mercado livre. Parte relevante dos custos é, assim, administrada por meio de realocação de consumo, eficiência energética e instrumentos contratuais.

Quanto ao prazo de carência, a proposta de 12 meses representa avanço em relação ao status quo atual de apenas 1 mês. Um ciclo anual de pagamentos parece tempo adequado para que o consumidor avalie os efeitos concretos da nova modalidade e disponha de informação suficiente para decidir, com segurança, entre mantê-la ou solicitar a migração.

Por fim, consideramos fundamental que o regulador pondere sobre o terceiro elemento decisório relevante e não tratado, que consiste na manutenção da sinalização de custos para os consumidores que decidirem migrar de modalidade após o período de carência (exercício do opt-out). Sem essa sinalização, a medida tende a perder a sua eficácia, pois o consumidor, ainda que informado sobre a variação de custos, deixa de ter incentivos econômicos para responder a ela.

Finalmente, cabe lembrar que com a abertura integral do mercado de baixa tensão prevista para os próximos 24 a 36 meses, a alocação plena de preferências tarifárias poderá ocorrer por meio da livre escolha contratual de energia no ambiente competitivo (Joskow 2008). No mercado livre, consumidores poderão selecionar produtos tarifários compatíveis com seu perfil de risco e estratégia de consumo. Assim, o enquadramento automático a Tarifa Horária no ambiente regulado configura mecanismo de coordenação transitório, enquanto a alocação descentralizada de preferências poderá ser plenamente realizada no mercado livre competitivo.

7. Segmentos abrangidos e a importância da inclusão da MMGD

O princípio da causalidade de custos estabelece que a tarifa deve refletir a responsabilidade pela geração de custos no sistema. Quando consumidores não enfrentam preços compatíveis com os custos que produzem, surgem subsídios cruzados implícitos.

As melhores práticas internacionais⁹ estabelecem que as tarifas devem refletir custos reais e serem orientadas por princípios de mercado. Reconhecem que distorções tarifárias comprometem a integração eficiente de fontes renováveis e a racionalidade das decisões de consumo. Enfatizam que metodologias tarifárias devem ser custo-refletivas e evitar subsídios cruzados implícitos, pois a neutralização do princípio da causalidade de custos enfraquece a eficiência econômica e a sustentabilidade do sistema.

Nesse contexto, a micro e minigeração distribuída (MMGD) não pode permanecer dissociada da modernização tarifária.

O modelo de compensação volumétrica integral (SCEE), baseado na lógica de *net metering*, aplicado à micro e minigeração distribuída (MMGD) – tema inclusive da **Tomada de Subsídios 23/2025 - ANEEL** – foi concebido originalmente como instrumento de estímulo à difusão tecnológica da geração distribuída (GD), em contexto de baixa penetração e necessidade de fomento ao aprendizado e à redução de custos da tecnologia. Entretanto, com a expansão acelerada da GD, especialmente a partir de 2019, tal modelo passou a produzir **efeitos distributivos adversos ao transferir parcela relevante dos custos fixos da rede para consumidores sem geração própria.**

Em outras palavras, o sistema foi criado para incentivar fontes renováveis, como energia solar e eólica, quando elas ainda eram caras e pouco difundidas - e cumpriu esse papel. O problema é que, com o crescimento rápido do setor, ele passou a funcionar como um subsídio implícito: quem tem painel solar, por exemplo deixa de pagar parte dos custos da rede elétrica, e essa conta acaba sendo repassada para os consumidores que não tem.

O modelo se baseia na lógica de compensação integral em energia (kWh por kWh), **independentemente da estrutura temporal e locacional de custos do sistema elétrico.** Nesse arranjo, consumidores com MMGD reduzem substancialmente sua

⁹ Como a Diretiva 944/2019, do Parlamento Europeu e do Conselho da União Europeia (2019).

fatura ao compensar a energia injetada na rede, predominantemente durante o período diurno, quando o valor da energia tende a ser menor, com a energia consumida em momentos distintos, frequentemente nas horas de ponta ao final do dia, quando o custo é mais elevado. Continuam utilizando a infraestrutura do setor, como as redes de distribuição, sem arcar proporcionalmente pelos respectivos custos, que são diluídos nas tarifas pagas por todos os demais consumidores que não possuem MMGD.

Configura-se, assim, um subsídio cruzado estrutural, com potenciais efeitos **regressivos**, na medida em que parte relevante da adoção da MMGD concentra-se em faixas de renda mais elevadas. O desenho reduz a aderência ao princípio da causalidade de custos e amplia distorções distributivas.

Para efeitos de comparação, segundo o **Subsidiômetro da Aneel**, o custo total dos subsídios (implícitos e explícitos) da MMGD, apenas em 2025, foi da ordem de R\$ 16 bilhões, o dobro do benefício recebido por consumidores da tarifa social de energia elétrica (TSEE), que foi da ordem de R\$ 8 bilhões, evidenciando a magnitude e o caráter regressivo associado ao modelo de compensação integral. Além do impacto financeiro direto, o respectivo sistema de compensação gera distorções nos sinais locacionais e temporais de preços, afetando decisões de investimento e padrões de consumo, comprometendo, por fim, a modicidade tarifária.

Sob essa perspectiva, a sinalização horária para todos consumidores (inclusive aqueles abrangidos pela MMGD) com plena transparência de custos converge como pilar complementar de uma mesma agenda: eficiência alocativa, justiça tarifária e governança regulatória.

Oportuno lembrar que a Lei 14.300 não veda o enquadramento do consumidor com MMGD na Tarifa Branca (Tarifa Horária) nem estabelece vedação à aplicação de fatores de ajuste entre postos tarifários. Pelo contrário, a lei traz a distinção entre os horários de consumo. O art. 12, caput e § 1º, traz que a apuração e a alocação dos excedentes devem ocorrer 'por posto tarifário', evidenciando que i) o consumidor com MMGD pode estar enquadrado em modalidade horária e que ii) a energia injetada na ponta e fora de ponta possuem valores distintos.

Portanto, a inclusão da MMDG na lógica da sinalização horária não constitui medida punitiva, mas passo necessário para restaurar racionalidade econômica, fortalecer o princípio da causalidade de custos, justiça tarifária e assegurar sustentabilidade regulatória no longo prazo.

8. Boas Práticas Internacionais e Governança na Modernização Tarifária

A literatura internacional de boas práticas regulatórias enfatiza que transparência não é apenas atributo procedimental, mas condição substantiva de governança (OCDE, 2012). Transparência, ao reduzir assimetrias informacionais, aprimora a accountability institucional e fortalece a aceitação pública das decisões regulatórias, sendo essencial para assegurar qualidade regulatória, legitimidade e confiança.

Tributos e subsídios, bem como as regulações econômicas, alteram preços relativos e os retornos dos fatores de produção, gerando distorções na alocação de recursos. Quando não são transparentes, seus potenciais efeitos prejudiciais ficam ocultos do debate e do escrutínio público (Kopits e Craig, 1998). **Dessa forma, subsídios e encargos setoriais precisam estar explicitamente identificados, mensurados, avaliados periodicamente e comunicados de forma clara à sociedade.**

Com relação às boas práticas atuais em metodologias tarifárias, relatório recente da Agência da União Europeia para a Cooperação dos Reguladores de Energia (ACER) sinaliza que, em face da transição energética, com a crescente consolidação da geração solar e renováveis variáveis, **as metodologias de tarifa de rede precisam evoluir para refletir melhor os custos reais do uso da rede e proporcionar sinais apropriados de custo e de demanda ao longo do tempo (ACER, 2025).**

Tarifas planas ou excessivamente baseadas em volume deixam de refletir adequadamente variabilidade de custos operacionais e geram ineficiências sistêmicas. O relatório enfatiza que tarifas mais alinhadas com a variabilidade de uso como por exemplo, sinais de carga e de horários de pico são formas de **reduzir picos de demanda e, assim, conter a necessidade de expansão de infraestrutura cara**, que eventualmente acaba por onerar a tarifa de todos os consumidores. Observa ainda que

muitos países estão reformando suas metodologias de tarifa justamente para **introduzir sinais de uso mais fortes, incluindo componentes baseados em potência e sinais temporais, sempre com foco na eficiência de longo prazo e redução de custo sistêmico.**

No setor elétrico brasileiro, a transparência na formação e na alocação dos custos setoriais foi objeto de análise aprofundada pelo Tribunal de Contas da União (TCU). No Acórdão 1215/2019, cujo objetivo foi verificar a eficiência do custeio de políticas públicas baseadas em subsídios da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), o Tribunal identificou:

- Ausência de planejamento estruturado das políticas públicas financiadas pela CDE;
- Crescimento expressivo das despesas do orçamento da CDE, majoritariamente suportado pelos consumidores;
- Desalinhamento de benefícios tarifários em relação ao regime jurídico do setor e, em alguns casos, à própria Constituição Federal;
- Deficiência na fiscalização das condições de elegibilidade para recebimento de benefícios;
- **Falta de transparência na divulgação dos subsídios e inexistência de avaliação sistemática da política (TCU, 2019, grifo nosso).**

O Acórdão evidenciou que a **expansão de subsídios sem critérios transparentes e avaliações periódicas compromete a racionalidade econômica e a justiça distributiva do setor, fragilizando a governança e obscurecendo a real estrutura de custos enfrentada pelos consumidores.**

Com relação a micro e minigeração distribuída, especificamente, a pauta ganhou força com o Acórdão 3063/2020, no qual o TCU determinou que a Aneel apresentasse de forma transparente os montantes dos subsídios cruzados do setor elétrico, em linguagem acessível e em seu sítio da internet (TCU, 2020). O Tribunal também determinou que fossem destacados os impactos desses mecanismos nas contas de

energia elétrica, em consideração aos demais consumidores de energia elétrica, os quais arcam com os ônus gerados pelos subsídios cruzados.

A essência dessa deliberação encontra-se refletida no portal **Subsidiômetro da ANEEL**, que desde 2021 se configura como **instrumento que materializa o princípio da transparência ativa e permite à sociedade visualizar os valores associados às diferentes políticas custeadas por encargos tarifários**. Um avanço institucional relevante, alinhado às boas práticas regulatórias.

9. Importância da Etapa de Implementação, Monitoramento e Avaliação

A viabilidade da medida proposta é indissociável da sua aceitação social e clareza comunicacional. Nesse sentido, a estratégia de implementação deve ser estruturada sobre três eixos, a serem trabalhados em um plano de implementação, monitoramento e avaliação pela Aneel:

- i. **Comunicação e Engajamento.** A adesão sustentável à nova modalidade tarifária - para a qual se recomenda a renomeação para "Tarifa Econômica Horária" visando maior engajamento público - depende decisivamente de políticas estruturadas de comunicação e transparência na alocação de custos. A Aneel reconhece que a nomenclatura "Tarifa Branca" possui baixa clareza intuitiva e pode ser confundida com o sistema de bandeiras tarifárias¹⁰. A sinalização horária só produzirá os efeitos de eficiência desejados se o consumidor compreender não apenas a variação entre postos, mas a **lógica de internalização de externalidades** que a compõe, transformando a percepção de um "jogo de sorte" em uma ferramenta de gestão financeira. Portanto, a estratégia de comunicação é central para a viabilidade e sustentabilidade política da intervenção.
- ii. **Mitigação de Riscos Estruturais.** Para que a comunicação seja coerente com a realidade do sistema, deve-se considerar os riscos à eficácia da medida, em especial dois identificados nos workshops temáticos: a

¹⁰ Aneel (2025b)

necessidade de recalibragem dos postos tarifários e os desafios associados à infraestrutura de medição, que envolvem a instalação de medidores inteligentes e a definição de diretrizes para o tratamento dos ativos regulatórios.

- iii. **Coordenação e Monitoramento Contínuo.** É fundamental que não se assuma o sucesso imediato das demais iniciativas que compõem a Agenda de Modernização, como a expansão da infraestrutura de medição inteligente, a introdução de novas modalidades tarifárias e a construção de mecanismos regulatórios de resposta da demanda. O esforço de coordenação de planejamento e regulação é elevado, e somente um macroprojeto monitorável garantirá um sistema mais sustentável e tarifas menores no longo prazo.

10. Síntese e Posicionamento Institucional

A Consulta Pública nº 046/2025 da Agência Nacional de Energia Elétrica representa avanço consistente na modernização estrutural do setor elétrico brasileiro, alinhando-se às Leis nº 15.269/2025 e nº 15.235/2025. Ao reforçar a sinalização horária de preços, consolidar o princípio da causalidade de custos e mitigar distorções tarifárias de natureza distributiva e regressiva, a proposta contribui para o aumento da eficiência sistêmica e prepara o mercado regulado para uma transição ordenada rumo à etapa concorrencial.

O Instituto Mulheres na Regulação manifesta-se favoravelmente à adesão automática à Tarifa Horária para consumidores com consumo mensal igual ou superior a 1 MWh, inclusive aqueles abrangidos pela micro e minigeração distribuída (MMGD). A arquitetura default constitui instrumento legítimo de coordenação regulatória ao corrigir inércias decisórias e internalizar benefícios sistêmicos que não seriam plenamente capturados por decisões individuais isoladas.

Admite-se, contudo, a possibilidade de estruturação do modelo sob a lógica de *default* com opção de *opt-out*, desde que o eventual retorno para a tarifa convencional

preserve adequada sinalização econômica de custos e não implique neutralização indevida de componentes tarifários associados ao uso da infraestrutura.

Destacamos que a alternativa de *opt-out* sem qualquer tipo de modulação - isto é, sem introduzir incentivos econômicos que permitam aos consumidores reagir às variações no custo da energia - não mitiga o problema regulatório identificado e, portanto, não deve ser considerada, em seu formato atual, como uma alternativa viável.

Ressaltamos também que a adoção de mecanismos regulatórios que assegurem neutralidade de custos, transparência na alocação tarifária e prevenção de subsídios cruzados implícitos revela-se compatível com as melhores práticas regulatórias. Tais mecanismos podem incluir ajustes tarifários, diferenciação temporal coerente e instrumentos de compensação que reflitam o custo efetivo de disponibilidade da rede.

A arquitetura *default* com possibilidade de saída voluntária, desde que ajustada, permite corrigir inércias decisórias e internalizar benefícios sistêmicos, ao mesmo tempo em que preserva a liberdade contratual do consumidor. **O elemento central não é a imposição do enquadramento, mas a manutenção de incentivos consistentes com eficiência alocativa, gestão racional da demanda e sustentabilidade econômico-financeira do setor de distribuição.**

Em síntese, a modernização do setor é um processo gradual e cumulativo. Cabe às políticas públicas estruturar e incentivar esse movimento por meio de instrumentos adequados, como a correta sinalização de preços, o estímulo à concorrência e o alinhamento de incentivos econômicos. Modernizar tarifas significa estruturar sinais econômicos adequados no presente para evitar distorções futuras, assegurar sustentabilidade regulatória de longo prazo e consolidar a racionalidade econômica do sistema elétrico brasileiro.

11.Referências

Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel (2025a). RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO CONJUNTO Nº 1/2025-STR/STD/ANEEL. Processo Nº 48500.034060/2025-88. Brasília, DF: ANEEL.

Agência Nacional de Energia Elétrica – 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.

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. (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.

Kopits, G., & Craig, J. D. (1998). *Transparency in Government Operations*. USA: International Monetary Fund. Retrieved Mar 2, 2026, from <https://doi.org/10.5089/9781557756978.084>. Acesso em 24 de fev.2026.

Madrian, B. C., & Shea, D. F. (2001). The Power of Suggestion: Inertia in 401(k) Participation and Savings Behavior. *The Quarterly Journal of Economics*, 116(4), 1149–1187. <http://www.jstor.org/stable/2696456>

OECD (2012), *Recommendation of the Council on Regulatory Policy and Governance*, OECD Publishing, Paris, <https://doi.org/10.1787/9789264209022-en>.

Thaler, R. H., & Sunstein, C. R. (2008). *Nudge: Improving decisions about health, wealth, and happiness*. Yale University Press.

Tribunal de Contas da União – TCU (2019). Acórdão 1215/2019-Plenário. Relator: Min. Aroldo Cedraz. Brasília, 29 maio 2019. Disponível em: https://pesquisa.apps.tcu.gov.br/documento/acordao-completo/*/KEY%253AACORDAO-COMPLETO-2304349/DTRELEVANCIA%2520desc%252C%2520NUMACORDAOINT%2520desc/0 . Acesso em 24 de fev.2026.

_____ (2020). Acórdão 3063/2020-Plenário. Relatora: Min. Ana Arraes. Brasília, 18 nov. 2020. Disponível em: https://pesquisa.apps.tcu.gov.br/documento/acordao-completo/*/KEY%253AACORDAO-COMPLETO-2418394/DTRELEVANCIA%2520desc%252C%2520NUMACORDAOINT%2520desc/0 . Acesso em 24 de fev.2026