NOTA TÉCNICA CONJUNTA Nº 14/2026-STR-STD/ANEEL

Referência: 48500.034060/2025-88

Assunto: **Modernização das Tarifas de Distribuição – Ciclo 1 (Tarifas Horárias)**.

I - DO OBJETIVO.

1. O objetivo da presente Nota Técnica é analisar as contribuições da Consulta Pública nº 046/2025 que discutiu com a sociedade a aplicação automática de tarifa horária (tarifa branca) para os consumidores de baixa tensão dos subgrupos B1 (residencial), B2 (rural) e B3 (comercial, industrial e outros) com consumo mensal médio igual ou superior a 1 MWh.

2. Faz parte desta análise o Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 9/2026-STR/STD/ANEEL, versão pós CP, intitulado Modernização das Tarifas de Distribuição – Ciclo 1 (Tarifas Horárias).

I.1. NOTA AOS CONSUMIDORES E À IMPRENSA

EM UMA FRASE

Tornar a Tarifa Hora Certa [1] o padrão de faturamento dos consumidores de baixa tensão de maior consumo — hoje ela é opcional e quase ninguém adere —, preservando a cada consumidor a possibilidade de sair para uma tarifa sem variação horária durante um período de transição.

O PROBLEMA

Os consumidores de baixa tensão pagam pela eletricidade um preço único, que não varia com a hora do dia. Mas o custo de atender à demanda varia muito: é baixo ao meio-dia, quando sobra energia solar, e alto no início da noite, quando o sol se põe e o consumo dispara. Como o preço não sinaliza essa diferença, o consumo se concentra justamente nas horas mais caras, e a energia limpa e barata do meio-dia é desperdiçada.

Isso gera três efeitos que recaem sobre toda a sociedade: **desperdício de energia renovável, sobrecarga nas horas de pico** (que exige acionar usinas térmicas caras e poluentes e mais investimento em redes) e **um subsídio cruzado invisível** — quem consome fora de ponta acaba custeando, pela tarifa média, quem concentra consumo na ponta.

A atual Tarifa Horária Branca, disponível desde 2018, tem potencial para tratar essa distorção. Mas como a adesão depende de iniciativa do consumidor, menos de 0,1% do público elegível aderiu em quase uma década — não por rejeição (pesquisas mostram cerca de 87% de interesse), mas por inércia: mudar exige uma decisão ativa que a maioria não toma.

O OBJETIVO

Aprimorar a **causalidade de custos** na baixa tensão: fazer a tarifa refletir o custo que cada perfil de consumo impõe ao sistema, corrigindo a ineficiência e o subsídio cruzado. A Tarifa Hora Certa é o instrumento; ampliar o número de consumidores que a percebem é a via — não um fim em si.

A SOLUÇÃO: INVERTER O PONTO DE PARTIDA

A proposta muda **qual tarifa vigora quando o consumidor não escolhe**. Hoje, quem não decide fica na tarifa convencional (sem sinal horário). Pela proposta, quem não decide passa a ficar na tarifa horária — e quem preferir pode sair. A liberdade de escolha é preservada; muda-se apenas o padrão.

Essa lógica (chamada *opt-out*) foi comparada, por análise multicritério com sete critérios, a duas alternativas: manter a adesão voluntária (*opt-in*) e o enquadramento sem possibilidade de saída (automático). O *opt-out* obteve a melhor avaliação por ser o único que concilia alcance elevado — aproveitando a inércia a favor do objetivo — com preservação da liberdade de escolha. O resultado mostrou-se robusto a variações de pesos e notas.

COMO FUNCIONA NA PRÁTICA

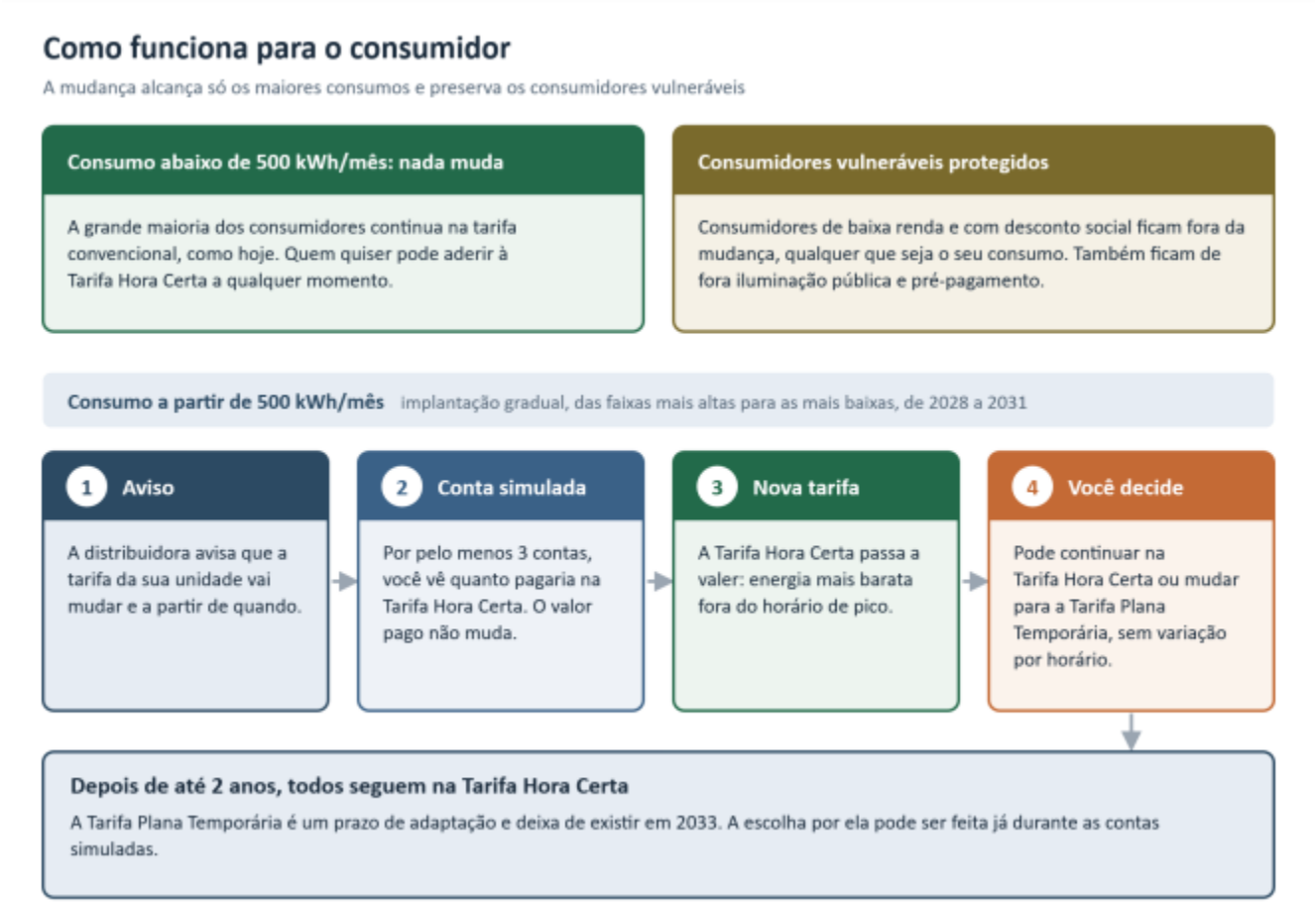
Público-alvo. Consumidores de baixa tensão com consumo mensal igual ou superior a 500 kWh — os de maior impacto na rede e maior capacidade de resposta. Os de menor consumo permanecem na tarifa convencional. Consumidores de baixa renda ficam fora do escopo.

Implantação gradual. O enquadramento é faseado por faixa de consumo, acompanhando a instalação de medidores. Começa em **2028**, pelas faixas mais altas (acima de 1.800 kWh/mês), e desce até **500 kWh/mês em 2031**.

Transição protegida. Antes de qualquer efeito na conta, cada consumidor passa por um período de **faturamento informativo** (mínimo de três ciclos de faturamento): ele continua na tarifa antiga, mas recebe a simulação do que pagaria na horária, aplicada ao seu consumo real. Só depois a tarifa horária produz efeito financeiro.

Possibilidade de saída — a tarifa plana temporária. Quem, ao ser enquadrado, não puder ou não quiser gerir o consumo pode optar por uma modalidade sem variação horária: a **tarifa plana temporária**. Como a convencional, ela não varia por horário, mas distingue-se dela em dois pontos:
- a tarifa reflete o **custo de atendimento do próprio grupo que adere,** e não a média geral — o que evita que a saída seja usada para pagar menos do que o consumo custa ao sistema;
- a permanência é **limitada a dois anos por fase**, findos os quais o consumidor volta à tarifa horária. A modalidade extingue-se integralmente em **2033**.

É um prazo de adaptação, não um regime permanente.



O QUE SE ESPERA

Para o consumidor: possibilidade de reduzir a conta deslocando consumo para horas mais baratas. Entre quem já aderiu voluntariamente, observou-se redução média de fatura da ordem de 5%, com a modalidade desenhada para ser aproximadamente neutra para quem mantém seus hábitos.
Para o sistema: menos desperdício de energia renovável, menor necessidade de acionar térmicas caras na ponta e postergação de investimentos em rede — benefícios que se traduzem em modicidade tarifária para todos.
Para a transição energética: melhor aproveitamento da geração solar e sinal de preço adequado para a entrada de veículos elétricos e armazenamento.

SALVAGUARDAS E ACOMPANHAMENTO

A medida é acompanhada de comunicação dirigida, ferramentas de simulação e monitoramento por indicadores mensais e anuais (adesão, deslocamento de consumo, variação de fatura por região e subgrupo). Os indicadores podem ensejar a reavaliação de parâmetros da decisão caso os resultados fiquem abaixo do esperado. Um relatório dinâmico no site da ANEEL permitirá o acompanhamento constante do efeito da decisão.

ALTERAÇÕES NORMATIVAS

A proposta altera a Resolução Normativa nº 1.000/2021 e submódulos do PRORET. A minuta de Resolução Normativa acompanha a Nota Técnica.

I.2. COMO LER ESTA NOTA TÉCNICA

Esta Nota Técnica reúne, em um único documento, a análise regulatória completa e a documentação

técnica de suporte que a fundamenta. Para facilitar a leitura, o conteúdo está organizado em dois blocos:

Corpo principal (Capítulos I a V) — contém a análise regulatória essencial: motivação, alternativas avaliadas, proposta pós-Consulta Pública, fundamentação legal e recomendação final. A leitura do corpo principal é suficiente para compreender a decisão proposta e suas razões.
Anexos I a IX — aprofundam pontos específicos da análise, com maior detalhamento técnico e metodológico. Não é necessário lê-los integralmente; cada um pode ser consultado de forma independente, conforme o interesse do leitor:

Anexo	Conteúdo	Indicado para quem quer aprofundar
Anexo I	Base teórica dos princípios tarifários	Fundamentos conceituais da tarifação
Anexo II	Motivadores operacionais da expansão da oferta	Contexto do sistema elétrico
Anexo III	Causas da baixa adesão à Tarifa Branca vigente	Diagnóstico comportamental
Anexo IV	Análise das contribuições da CP 46/2025	Detalhamento de como cada tema e subtema foi tratada
Anexo V	Procedimento de cálculo da fatura	Exemplo numérico passo a passo do faturamento na tarifa branca
Anexo VI	Regras de faturamento com MMGD	Consumidores com geração distribuída
Anexo VII	Análise de custo-benefício da aplicação automática	Metodologia e resultados quantitativos
Anexo VIII	Fatores da modalidade tarifária plana temporária	Parametrização da fase de transição
Anexo IX	Impacto sobre recarga de veículos elétricos	Consumidores com veículos elétricos

Fazem parte desta análise o Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 9/2026-STR/STD/ANEEL, versão pós-CP, intitulado 'Modernização das Tarifas de Distribuição – Ciclo 1 (Tarifas Horárias)', e a planilha com as contribuições dos 85 participantes da Consulta Pública nº 046/2025 e a análise de cada uma das 862 contribuições.

II - DOS FATOS

II.1. Antecedentes e evolução regulatória

3. A Audiência Pública nº 120, de 2010, reconhecendo a importância da resposta do consumidor aos sinais horários como forma de aumentar a eficiência do uso da rede, extinguiu a tarifa Convencional, sem sinalização horária, para a média tensão. Essa mesma Audiência Pública criou a tarifa horária para o grupo de Baixa Tensão, a chamada Tarifa Branca, implementada a partir de 2018.

4. Nos últimos anos, o setor elétrico brasileiro passou por uma série de transformações regulatórias e de mercado que impactaram diretamente a formação de preços e os incentivos ao consumo eficiente de energia. Esse movimento ocorreu em um contexto de expansão acelerada de fontes incentivadas e de geração distribuída, somado à manutenção de subsídios e benefícios que afetaram a neutralidade tarifária, distorceram a expansão da oferta e a sinalização econômica aos consumidores.

5. A Medida Provisória nº 998, de 1º de setembro de 2020, marcou o que foi chamado de "corrida do ouro" das fontes incentivadas, ampliando a participação de empreendimentos beneficiados por subsídios na expansão da oferta, sobretudo usinas solares e eólicas.

6. A Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022, ao instituir o marco legal da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD), consolidou uma segunda onda desse movimento, fortalecendo a geração distribuída.

7. Por fim, a Medida Provisória nº 1.212, de 9 de abril de 2024, prorrogou por 36 meses adicionais os benefícios às fontes incentivadas centralizadas. A sinalização de preços, alterada por tais benefícios, trouxe efeitos sobre a expansão da oferta.

8. Esses subsídios e incentivos acumulados comprometeram a eficiência da alocação de custos, afetaram a expansão da oferta, dificultaram a adequada sinalização tarifária e resultaram em um cenário no qual os preços pagos pelos consumidores não refletem os custos marginais de fornecimento de energia. Isso reduz a racionalidade no uso da infraestrutura existente, dificulta a expansão equilibrada da oferta e gera desequilíbrios entre consumidores de diferentes segmentos.

II.2. Fatores operativos recentes

9. Além do acúmulo de distorções descrito, fatores operativos recentes tornaram mais urgente a discussão. Em 2025, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) recebeu uma série de manifestações do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) a respeito dos impactos da MMGD e das usinas do Tipo III na operação do Sistema Interligado Nacional (SIN). O tema foi discutido nos Ofícios Conjuntos nº 1/2024-STD-SFT/ANEEL e nº 10/2024-STD-SFT/ANEEL, que solicitaram ao ONS avaliação de alterações regulatórias e procedimentais, bem como a proposição de ações imediatas nos âmbitos da transmissão e da distribuição.

10. O ONS, em resposta inicial (carta CTA-ONS DGL 0322/2025), comprometeu-se a encaminhar minutas de ajustes nos Procedimentos de Rede e no PRODIST até o final de 2025. Contudo, em novas comunicações (CTA-ONS DGL 0831/2025, de 6 de junho de 2025, e CTA-ONS DGL 1218/2025, de 11 de agosto de 2025), o Operador relatou situações críticas na operação do SIN em função do crescimento acelerado da MMGD, especialmente em dias de baixa carga. Nessas condições, a geração distribuída, não despachável e não supervisionada diretamente pelo ONS, compromete a margem de regulação da rede, aumentando significativamente a complexidade e o risco da operação.

11. Nesse contexto, a Diretoria da ANEEL, diante das comunicações do ONS sobre os riscos operativos crescentes associados à expansão da MMGD, solicitou às unidades organizacionais em reunião técnica possíveis ações a serem tomadas pela agência. No que compete à STR, sugeriu-se a antecipação da discussão sobre tarifação horária para baixa tensão, originalmente prevista para o Ciclo 2 do Plano de Revisão do Modelo Tarifário.

II.3. A baixa adesão à Tarifa Branca e a decisão de consultar a sociedade

12. Enquanto consumidores de Média Tensão – MT e Alta Tensão – AT já operam em regime de preços horários e estão, em grande maioria, no Ambiente de Contratação Livre - ACL, os consumidores atendidos em Baixa Tensão – BT ainda não internalizam os custos reais da eletricidade em diferentes horários. A baixa adesão à Tarifa Branca demonstra que o modelo de adesão *opt-in* se mostra ineficaz para que os consumidores de energia elétrica percebam custos diferenciados e atuem de modo a aumentar a eficiência do sistema e do consumo.

13. Soma-se ao diagnóstico da baixa adesão um segundo vetor de urgência: a eletrificação da frota veicular. No Caderno Eletromobilidade, do PDE 2035, a EPE projeta para 2035 o licenciamento de 784 mil unidades de veículos leves eletrificados.

14. No entanto, o que se tem é uma expansão mais forte do que o previsto. Como se percebe com os dados dos primeiros 7 meses de 2026[2], as vendas de veículos eletrificados no Brasil atingiram 271.097 unidades – valor que já supera a previsão anual da EPE para 2028. Desse total, 79% são veículos *plug-in*. Impressiona também a participação das vendas em relação aos demais veículos, tendo alcançado 23,5% do *market share* em julho de 2026, participação prevista pela EPE apenas em 2035. Caso o segundo semestre repita a mesma quantidade média mensal dos 7 primeiros meses (sem crescimento adicional), as vendas no ano

superarão 460 mil unidades, se aproximando da previsão de licenciamento prevista pela EPE para o ano de 2033.

15. A expansão da eletrificação veicular cria efeitos regulatórios e de investimentos. Não apenas devido ao aumento da quantidade de veículos eletrificados, mas também pelo avanço cada vez maior da tecnologia de carregamento rápido. O setor elétrico precisará adaptar sua infraestrutura, tarifas e sinais de uso para evitar sobrecargas, aumento de perdas e problemas de tensão. Estimular a recarga em horários adequados, do ponto de vista do setor elétrico, torna-se uma necessidade.

16. Quanto às estações de recarga, em junho de 2026 o país ultrapassou o total de 25 mil pontos públicos e semipúblicos de recarga de veículos elétricos, um crescimento de 20,9% em relação a levantamento anterior, de fevereiro de 2026. Desse total, 34% são estações de recarga rápida, com uma expansão de 33% em relação ao verificado no levantamento anterior[3].

17. Ademais, destaca-se que, dentre as premissas para a criação de subgrupos tarifários, a de maior relevância é a homogeneidade das elasticidades-preço da demanda entre os consumidores agrupados[4]. Nesse contexto, a recarga de veículos elétricos caracteriza-se por elevada responsividade ao sinal de preço, dada a facilidade em se programar o horário de recarga dos veículos, o que constitui fundamento adicional para o incentivo ao enquadramento desses consumidores na modalidade tarifária com sinalização horária.

18. Portanto, diante do crescimento acelerado da MMGD e das fontes incentivadas centralizadas, do aumento da responsividade ao preço dos consumidores, das distorções econômicas decorrentes de subsídios, dos riscos crescentes à operação do SIN e da necessidade de eficiência na alocação de custos, torna-se lógico e necessário discutir com a sociedade a continuidade da transição da tarifação horária para os demais consumidores, desta vez os atendidos em baixa tensão, em especial, para aqueles com grandes consumos. Essa medida permitirá alinhar incentivos, ampliar a resposta da demanda, reduzir pressões operativas sobre o sistema e apoiar a integração segura de novas tecnologias e fontes renováveis, simplesmente com sinais de preços corretos.

19. A discussão ora proposta faz parte de uma série de ações necessárias para alterar a conjuntura atual do Setor Elétrico Brasileiro, e espera-se que seus efeitos sejam percebidos em médio e longo prazo.

II.4. Assuntos correlacionados

20. A Portaria Normativa MME nº 126, de 2026, alterou a Portaria nº 111, de 2025, determinando às distribuidoras de energia elétrica a instalação de medidores inteligentes em, no mínimo, 2% ao ano das unidades consumidoras de suas áreas de concessão, com prazo de 24 meses.

21. A Consulta Pública nº 01/2026 discute com a sociedade aprimoramento da Análise de Impacto Regulatório da atividade de avaliação dos sistemas de medição para transição energética e modernização do segmento de distribuição.

22. A Consulta Pública nº 016/2026 discute com a sociedade o Relatório de Análise de Impacto Regulatório Conjunto nº 1/2026- STR/STD/ANEEL e a proposta de regulamentação relativa ao método de definição de encargo fixo destinado à cobertura dos custos comerciais na estrutura tarifária aplicável aos consumidores de baixa tensão, no âmbito da agenda de modernização das tarifas de distribuição – Ciclo 1.

23. A Consulta Pública nº 020/2026 discute com a sociedade o aprimoramento da Análise de Impacto Regulatório 02/2026, Revisão da Metodologia do Fator X – Componente Produtividade (Pd).

II.5. A Consulta Pública e a instrução do processo

24. A Consulta Pública nº 046/2025, com objetivo de obter subsídios para discutir com a sociedade a

aplicação automática de Tarifa Horária (Tarifa Branca) para os consumidores de baixa tensão dos subgrupos B1 (residencial), B2 (rural) e B3 (comercial, industrial e outros) com consumo médio mensal igual ou superior a 1 MWh, recebeu contribuições da sociedade entre 10 de dezembro de 2025 e 09 de março de 2026.

25. Ademais, foram realizados três *Workshops* para aprofundar o debate sobre a Nova Tarifa Branca e seus impactos na modernização da estrutura tarifária do setor elétrico. O Quadro 1 apresenta os eventos e o link para a gravação de cada um.

Quadro 1: Workshops Temáticos Tarifa Branca CP 46/2025

Data	*Evento*	*Link da Gravação*
21/01/2026	Consultorias setoriais especializadas em regulação	https://www.youtube.com/watch?v=pt294vGKdwE
28/01/2026	Encontro com associações setoriais (distribuidoras, consumidores, indústria)	https://www.youtube.com/watch?v=22OsUKmtG4c
03/02/2026	Debate sobre estratégias de comunicação e divulgação da Nova Tarifa Branca	https://www.youtube.com/watch?v=kOG4SX-w_qg

26. No período de contribuições da Consulta, a STR realizou reuniões com o Operador Nacional do Sistema – ONS, para discutir as alterações na curva de carga do sistema, e com a Empresa de Pesquisa Energética – EPE, para tratar do Custo Marginal de Operação Prospectivo e do Custo Marginal de Expansão.

27. Reuniões com consultorias, associações e empresas foram realizadas após a abertura da Consulta Pública. Destaca-se a reunião realizada em 02 de fevereiro de 2026, com participação de ABRADEE, ABRADEMP e INFRACOOP para tratar do envio de propostas de redesenho da tarifa branca objeto da Consulta Pública nº 046/2025.

28. Observando o Voto de abertura da CP nº 046/2025, que determinou a avaliação da *"aplicabilidade e os impactos da proposta de migração automática para a Tarifa Branca para os consumidores que possuem Micro e Minigeração Distribuída (MMGD), frente ao Marco Legal da MMGD instituído pela Lei nº 14.300/2022"*, solicitou-se manifestação da Procuradoria Federal junto à ANEEL, por meio do Memorando nº 94/2026-STR/ANEEL.

29. Em 6 de maio de 2026, a ABGD, por meio da correspondência protocolada sob o número 48500.013062/2026-14, encaminhou análise jurídica e regulatória, realizada por escritório de Advocacia, das proposições da ANEEL no âmbito da CP nº 046/2025.

30. A Procuradoria Federal junto à ANEEL manifestou-se por meio do Parecer nº 00166/2026/PFANEEL/PGF/AGU. O Parecer concluiu que a ANEEL detém competência para aplicar a tarifa horária às unidades consumidoras participantes do SCEE, inclusive durante os períodos de transição dos arts. 26 e 27 da Lei nº 14.300/2022, desde que preservados os percentuais de benefício incidentes sobre as componentes não associadas ao custo da energia. Assentou, em síntese, que: (i) a Lei nº 14.300/2022 não assegura permanência na tarifa convencional nem imutabilidade da modalidade tarifária; (ii) o investimento em MMGD não gera direito adquirido nem ato jurídico perfeito oponível à evolução da estrutura tarifária; (iii) a apuração por posto e a conversão econômica dos créditos utilizados em postos distintos integram a disciplina legal do SCEE; (iv) a pendência da valoração dos custos e benefícios da MMGD (art. 17) não suspende nem condiciona a competência tarifária; (v) o Código de Defesa do Consumidor incide de forma harmônica com a regulação setorial, sem assegurar a permanência em determinada modalidade; e (vi) a Agência pode adotar mecanismos transitórios de adaptação — faturamento-sombra, *opt-in, opt-out*, entre outros —, de caráter temporário e compatíveis com o sinal de preço.

31. Em 21 de setembro de 2026, a ABGD apresentou manifestação complementar, com opinião jurídica

dirigida ao Parecer nº 00166/2026/PFANEEL/PGF/AGU. A análise jurídica da matéria compete à Procuradoria Federal junto à ANEEL, cujas conclusões estas Superintendências adotam. Avaliou-se o documento e se concluiu que ele não agregou informação ou fatos novos que motivassem a solicitação de nova análise à Procuradoria, permanecendo aplicável o entendimento firmado no referido parecer.

III - DA ANÁLISE

32. Considerando o nível de consenso sobre os Princípios Tarifários e as discussões prévias, para tornar esta Nota Técnica mais objetiva, adianta-se que a proposta final do texto do normativo (Submódulo 1.3 do PRORET) é a mesma encaminhada para a CP nº 046/2025.

33. A motivação e os detalhes dos Princípios Tarifários fazem parte do Anexo I desta Nota Técnica. A discussão sobre condições atuais do Sistema Interligado Nacional, que justificaram a alteração das prioridades da agenda de modernização está como Anexo II[5] a esta Nota.

34. Antes de se adentrar nas contribuições e sua análise, fazem-se ponderações sobre a motivação e um dos aspectos do problema regulatório, o diagnóstico da baixa adesão. Para melhor compreensão do corpo principal deste documento, se apresenta uma síntese da proposta. Uma seção trata da convergência da atual discussão com a experiência internacional, depois pondera-se sobre a articulação da tarifa horária com o Plano de Revisão do Modelo Tarifário. Na sequência, passa-se à análise das contribuições e aos encaminhamentos propostos.

III.1. Motivação e Problema

35. Importante destacar que a motivação para antecipação da pauta, a pressão operativa do sistema (respondendo à pergunta: por que agora?), não deve ser confundida com o problema regulatório tratado: estrutura tarifária da baixa tensão não diferencia preços por horário (respondendo à pergunta: qual falha regulatória esta Consulta Pública pretende corrigir?). O problema regulatório viola os princípios da causalidade de custos e *peak load pricing*, e existe desde 2018. O detalhamento dos motivadores operativos — a expansão da MMGD e da geração centralizada, o balanço energético e os desafios deles decorrentes para a operação do sistema — consta do Anexo II.

36. Reconhece-se, desta forma, que a motivação operativa é importante e urgente. Todavia, não é a única motivação para a proposta de aplicação de tarifas horárias na baixa tensão, o que implica que ela não é idêntica ao problema regulatório tratado. Contudo, a correção do problema regulatório contribui, parcialmente e no médio prazo, para mitigar os motivadores operativos.



Figura 1: Distinção entre motivação operativa e problema regulatório.
Fonte: elaboração própria

37. É importante destacar uma premissa central desta análise: a modalidade convencional não representa

uma situação neutra ou isenta de escolhas regulatórias. Trata-se de uma modalidade definida pela própria regulação e aplicada automaticamente às unidades consumidoras, nos termos do art. 219 da Resolução Normativa nº 1.000, de 2021. Ao adotar um preço único baseado no custo médio de atendimento, essa modalidade faz com que consumidores cujos perfis de consumo geram menores custos para o sistema participem do custeio daqueles que concentram consumo nos horários de maior custo. Essa transferência de custos entre perfis de consumo caracteriza um subsídio cruzado implícito[6], que tende a permanecer pouco perceptível justamente porque a tarifa não diferencia os custos ao longo do dia.

38. Dessa forma, a decisão regulatória em análise não contrapõe uma intervenção regulatória a uma situação de ausência de intervenção. O que se compara são dois enquadramentos tarifários definidos pela regulação, que diferem principalmente quanto ao grau de informação que fornecem ao consumidor sobre os custos que seu padrão de consumo impõe ao sistema elétrico.

39. Cabe destacar, ainda, que o problema regulatório independe da resposta comportamental do consumidor ao sinal de preço. A inadequação da modalidade convencional decorre também da estrutura de custos que ela oculta, e não apenas da maior ou menor propensão do consumidor a deslocar consumo. A tarifa que reflete corretamente os custos fornece, por si, referência econômica adequada, sendo a resposta da demanda consequência desejável, e não condição de validade da medida.

40. Ressalta-se que a opção padrão não opera apenas pela inércia. A literatura de arquitetura de escolha registra que o consumidor tende a interpretar o enquadramento padrão como recomendação implícita da autoridade que o estabelece (McKenzie; Liersch; Finkelstein, 2006) — de modo que a permanência na modalidade convencional não decorre somente da ausência de decisão ativa, mas também da presunção de adequação que o próprio padrão comunica. Sob essa perspectiva, a definição do padrão regulatório não é ato neutro: ela sinaliza, ainda que involuntariamente, qual modalidade a regulação considera apropriada ao consumidor.

III.2. Diagnóstico da baixa adesão

41. Passados mais de oito anos de disponibilidade da Tarifa Branca, sua adesão permanece marginal: menos de 0,1% dos consumidores elegíveis optaram voluntariamente pela modalidade. As contribuições recebidas na Consulta Pública nº 046/2025 permitiram estruturar, de forma robusta, o diagnóstico das causas dessa baixa adesão, complementando as manifestações da Agência constantes da Nota Técnica e do Voto de abertura da Consulta. O diagnóstico detalhado dos fatores do lado do consumidor, com o inventário das contribuições que o sustentam, consta do Anexo III - A Persistência da Inércia: Causas da Baixa Adesão à Tarifa Branca. Nesta seção apresenta-se sua síntese.

42. Do ponto de vista do consumidor, a baixa adesão decorre da convergência de três fatores. O primeiro é o mecanismo de adesão voluntário (*opt-in*): ao exigir uma decisão ativa de mudança, o modelo atual esbarra na inércia comportamental, um dos vieses mais robustos documentados na literatura, de modo que a permanência no *status quo* prevalece ainda quando a migração seria vantajosa. O segundo é a insuficiência do sinal tarifário: os postos horários, calibrados na década de 2010 para um sistema cujo principal desafio era o pico do fim da tarde, não refletem as condições operativas atuais — marcadas pela sobreoferta solar diurna e pelo deslocamento da rampa de carga — e diluem o incentivo econômico a ponto de torná-lo pouco perceptível no cotidiano. O terceiro é o ambiente de infraestrutura e informação: a ausência de instrumentos tecnológicos e informacionais adequados limita a capacidade de escolha e de resposta do consumidor.

43. A esse diagnóstico, centrado no consumidor, soma-se um fator complementar do lado da oferta por parte das distribuidoras. Atualmente, o risco associado à implementação de novas modalidades tarifárias é absorvido pelo fluxo de caixa das distribuidoras, cujas variações de faturamento não encontram mecanismo de tratamento — o que gera desincentivo à viabilização dessas modalidades por parte das distribuidoras. A conjugação dos fatores do lado da demanda com esse desincentivo do lado da oferta explica a persistência da inércia, ilustrada na Figura 2.

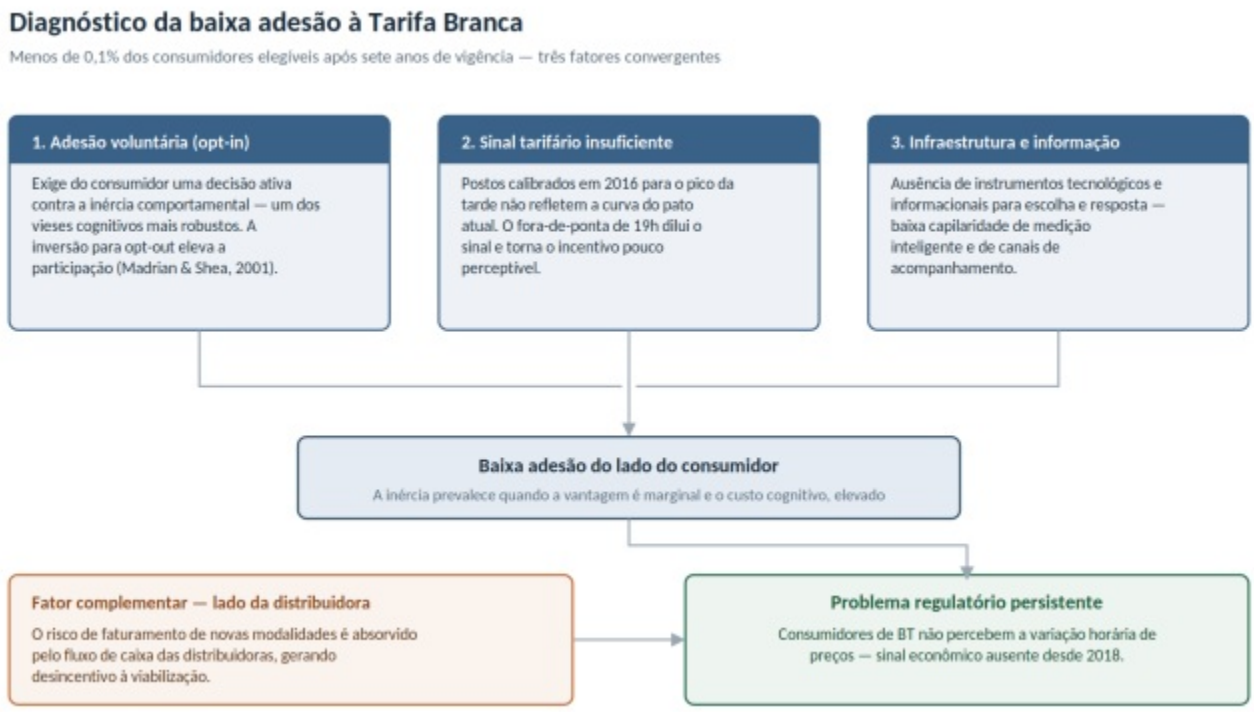


Figura 2: Árvore de causas da baixa adesão à Tarifa Branca.
Fonte: elaboração própria com base nas contribuições à CP 046/2025 (Anexo III)

44. Definido o problema regulatório, cumpre enunciar o dilema que a sua correção suscita. O ponto central é a legitimidade regulatória da alteração do padrão de enquadramento para consumidores de baixa tensão. Há literatura empírica robusta — com exemplos trazidos pelas contribuições, como a inscrição automática em planos de previdência, a doação de órgãos e as tarifas elétricas no Reino Unido e nos países nórdicos — no sentido de que a alteração do padrão é o arranjo capaz de produzir adesão em escala em produtos cujos benefícios são sistêmicos e diferidos.

45. Por outro lado, a mudança do padrão altera as faturas de energia elétrica, elevando-as no caso de consumo concentrado no posto de ponta e reduzindo-as no caso de consumo concentrado no posto fora ponta. Esse efeito redistributivo enseja mecanismos de proteção ao consumidor, em especial para evitar efeitos regressivos. Tem-se, de um lado, a eficiência alocativa sistêmica — o sinal de preço percebido pelos consumidores de baixa tensão, que viabiliza a flexibilidade, os recursos energéticos distribuídos e contribui para a abertura do mercado; de outro, a proporcionalidade da intervenção sobre o consumidor, que não escolheu a modalidade, pode ter capacidade limitada de resposta e está sujeito ao risco distributivo.

46. É essa relação de compromisso entre eficiência alocativa e proporcionalidade da intervenção que estrutura a decisão submetida nesta Nota Técnica, e é sobre essas duas dimensões que a análise multicritério do Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 9/2026-STR/STD/ANEEL compara as alternativas de modelo de adesão.

47. O enfrentamento desse quadro exige atuação coordenada sobre todos os fatores identificados, e não sobre um deles isoladamente. Daí decorrem as seguintes frentes de ação que estruturam a proposta:

I) mecanismo de adesão;
II) o desenho tarifário;
III) a comunicação e o engajamento; e
IV) o cronograma de implantação e o tratamento do risco de implementação pelas distribuidoras.

III.3. Síntese da proposta pós-Consulta Pública

48. Antes do exame das contribuições, sintetiza-se a proposta submetida à Consulta Pública nº 046/2025 e o modo como ela se manteve ou se ajustou após a análise das contribuições recebidas. O elevado grau de convergência identificado em torno da necessidade de se aplicar tarifas horárias na baixa tensão fez com que a discussão se concentrasse em "COMO" aplicar a tarifação horária, não em "SE" deveria ser aplicada. Isso permitiu preservar as diretrizes centrais da proposta original, com aprimoramentos pontuais, embora importantes. A proposta organiza-se em quatro frentes de ação, articuladas e interdependentes, sintetizadas na Figura 3.

Síntese da proposta pós-Consulta Pública

O que foi submetido à CP nº 046/2025 → o que se manteve ou se ajustou após a análise das contribuições

Frente	Submetido à CP	Após as contribuições	Instrumento
1. Mecanismo de adesão	Aplicação automática da modalidade horária para B1/B2/B3, em duas fases (1.000 e 600 kWh/mês), em substituição ao opt-in.	Opt-out: enquadramento automático com possibilidade de saída para a tarifa plana temporária, por até dois anos por etapa (extinção em 2033). Alcance ampliado até 500 kWh/mês. Excluídas baixa renda e desconto social (proteção distributiva). Novas estações de recarga de VE e novos aderentes ao SCEE: sem opção de saída.	REN nº 1.000/2021; PRORET — Submódulo 7.1 (tarifa plana temporária)
2. Desenho tarifário	Postos ponta / intermediário / fora de ponta, com revisão dos parâmetros à luz da curva do pato.	Redesenho remetido à revisão dos parâmetros (Tarifa Branca – Ciclo 2); sinalização calibrada aos custos marginais e à sobreoferta solar diurna.	PRORET — Submódulos 7.1 e 7.2
3. Comunicação e engajamento	Ações de comunicação e educação tarifária associadas à transição.	Plano de Conscientização (mínimo de dois anos); notificação individualizada e faturamento informativo no ambiente logado; nomenclatura da modalidade e dos postos a definir.	Plano de Conscientização custeado pelo PEE; REN nº 1.000/2021 (notificação)
4. Cronograma e risco	Implantação faseada por faixa de consumo, condicionada à medição.	Faseamento em três etapas: > 1.800 kWh/mês (abr/2028), > 1.000 kWh/mês (abr/2029) e > 500 kWh/mês (abr/2031); tratamento do risco de variação de faturamento das distribuidoras.	REN nº 1.000/2021 (cronograma); PRORET — Submódulos 2.2, 3.1 e 4.4 (tratamento do risco)

Figura 3: Síntese da proposta pós-CP — quadro de-para das quatro frentes de ação.
Fonte: elaboração própria

49. A primeira frente é o **mecanismo de adesão**. Na proposta submetida à Consulta Pública, foi proposta a substituição do modelo voluntário (*opt-in*) pela aplicação automática da modalidade horária aos consumidores dos subgrupos B1, B2 e B3 com consumo mensal médio igual ou superior a 1.000 kWh, na primeira fase e 600 kWh, na segunda fase, preservadas as vedações à modalidade já vigentes. No fechamento da Consulta, recomenda-se viabilizar a possibilidade de escolha por meio de um modelo *opt-out*: o consumidor é enquadrado automaticamente na tarifa horária e pode optar por outra modalidade tarifária. A fim de não perpetuar o problema que se busca resolver com este aprimoramento regulatório, cria-se uma modalidade: **tarifa plana temporária,** sem distinção horária, com valor que reflete os custos de atendimento do público-alvo; na qual o consumidor poderá permanecer por até dois anos contados do marco de enquadramento de sua fase, findos os quais retorna automaticamente à modalidade horária. Regime distinto aplica-se às novas unidades consumidoras destinadas a estações de recarga de veículos elétricos para exploração comercial e aos novos aderentes ao Sistema de Compensação de Energia Elétrica (unidades consumidoras com MMGD e unidades consumidoras beneficiárias): por se tratar de cargas novas, cujo titular conhece a modalidade tarifária antes de decidir pelo investimento, o enquadramento na modalidade horária dá-se sem opção de saída.

50. A adoção do mecanismo *opt-out* para os consumidores existentes cumpre tripla função: oferece salvaguarda, ainda que temporária, ao consumidor que não deseje gerir seu consumo ou cujo perfil não seja favorável à modalidade horária; ao direcionar essa saída para modalidade cuja tarifa reflete o custo de atendimento do público-alvo, evita a manutenção de subsídios cruzados implícitos; e a definição de um

prazo de extinção da modalidade confere previsibilidade e tempo de adaptação. A Minuta de Resolução Normativa traz o detalhamento normativo, sendo o Relatório de Análise de Impacto Regulatório o fundamento da escolha regulatória.

51. A segunda frente é o **desenho tarifário**. Reconhece-se, a partir das contribuições, a necessidade de revisão dos parâmetros dos postos horários, de modo que a sinalização de preços reflita as condições atuais de operação do sistema — em especial a sobreoferta solar diurna e o deslocamento da rampa de carga líquida. O redesenho dos parâmetros gera a necessidade de aprimoramento no Módulo 7 do PRORET. Ressalta-se a necessidade de preservar a coerência com a cadeia de custos de geração, transmissão e distribuição na definição da tarifa.

52. A terceira frente é a **comunicação e o engajamento**. A transição será acompanhada de um Plano de Conscientização estruturado, coordenado pela Agência e integrado à agenda de modernização, com horizonte mínimo de dois anos e aproveitamento do aprendizado dos Sandboxes Tarifários. A ele soma-se o dever de notificação individualizada: a distribuidora deve informar previamente cada consumidor de que a modalidade tarifária de sua unidade será alterada, a partir de qual competência; apresentar nas faturas de energia seguintes à alteração da medição, no quadro de mensagens, mensagens de acordo com o perfil de impacto da aplicação da tarifa horária; e direcioná-lo ao ambiente logado — onde encontrará o detalhamento do consumo por postos, um comparativo entre modalidades (o que permite destacar a real diferença entre tarifas, desconsiderando os efeitos dos demais itens cobrados na fatura – iluminação pública, bandeiras tarifárias, e outros -) antes de qualquer efeito financeiro. Nessa frente inserem-se, ainda, as discussões sobre nomenclatura complementar da modalidade e dos postos tarifários, voltadas à clareza e à atratividade da comunicação junto ao consumidor. É prevista a utilização de recursos do Programa de Eficiência Energética para elevar a capacidade de comunicação sobre as tarifas horárias na baixa tensão.

53. A quarta frente compreende o **cronograma e o tratamento do risco**. A implantação será faseada por faixa de consumo, em marcos prefixados, com o enquadramento de cada unidade condicionado à instalação de medição apta ao registro por posto, e acompanhada do tratamento do risco de implementação de novas modalidades tarifárias — hoje absorvido pelo fluxo de caixa das distribuidoras. O faseamento e o tratamento do risco estão detalhados na sequência desta Nota Técnica e ensejam alterações no PRORET e na Minuta de Resolução Normativa.

54. As quatro frentes são interdependentes: a alteração do mecanismo de adesão sem o redesenho do sinal, sem comunicação adequada ou sem cronograma compatível com a infraestrutura de medição não produziria o efeito pretendido. É essa articulação que estrutura a análise temática das contribuições, apresentada nas seções seguintes.

III.4. Alinhamento internacional

55. A literatura técnico-econômica sobre estrutura tarifária caracteriza a tarifa horária estática (*time of use* – ToU) como primeira etapa de uma trajetória mais ampla de modernização tarifária. Faruqui e Tang (2023) propõem quadro analítico organizado em cinco "ondas" sucessivas de reforma, no qual a tarifa horária estática figura como estrutura inicial sobre a qual se constroem, ao longo do tempo, mecanismos progressivamente mais sofisticados: *critical-peak pricing* (CPP), *variable-peak pricing* (VPP), *real-time pricing* (RTP).

56. Os autores apresentam, ainda, fronteira eficiente de precificação (*efficient pricing frontier*) na qual o ToU ocupa o primeiro estágio de modernização após a tarifa volumétrica plana, posicionando-se como instrumento de menor complexidade técnica e menor exposição à volatilidade entre as estruturas tarifárias capazes de transmitir sinal econômico temporal ao consumidor. No mesmo sentido, Faruqui (2020), em texto publicado pela *Florence School of Regulation*, atribui à tarifa horária estática papel transformador no desbloqueio da participação ativa do consumidor residencial em mecanismos de flexibilidade.

57. No plano regulatório, esse entendimento encontra eco em documentos do *Council of European Energy Regulators* (CEER), da *European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators* (ACER) e da *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) norte-americana. O CEER (2017), em suas *Guidelines of Good Practice* sobre tarifas de distribuição, reconhece que a provisão de flexibilidade por consumidores domésticos limita-se hoje, com poucas exceções, à flexibilidade implícita via tarifas ToU ou contratos dinâmicos. Caracterização que evidencia a tarifa horária como principal porta de entrada da baixa tensão residencial em mecanismos de flexibilidade.

58. A ACER (2021), em seu *Report on Distribution Tariff Methodologies in Europe*, sustenta que tarifas horárias podem constituir instrumento útil de redução do pico do sistema, principal vetor de investimentos em rede, com efeito de promoção da eficiência da rede de distribuição. O relatório conjunto ACER-CEER (2024) avança nessa direção ao recomendar às autoridades nacionais a priorização de ações de resposta pelo lado da demanda, eficiência no uso da rede e ampliação da oferta de contratos com preço variável aos consumidores.

59. A Diretiva (UE) 2019/944, em seu artigo 11, assegura a clientes finais com medidor inteligente o direito à contratação de preço dinâmico de eletricidade. Nos Estados Unidos, a FERC (2025), em seu 2025 *Assessment of Demand Response and Advanced Metering*, registra movimento consistente de reguladores estaduais na aprovação de tarifas variáveis no tempo.

60. A adoção da tarifa horária como tarifa padrão (*default tariff*) de consumidores residenciais tem sido a tendência prevalecente nas jurisdições que avançaram na modernização tarifária. O caso paradigmático é o da Califórnia: por meio da Decisão D.15-07-001 (*Rulemaking* R.12-06-013), a *California Public Utilities Commission* (CPUC) determinou que as três principais concessionárias do estado — *Pacific Gas & Electric, Southern California Edison e San Diego Gas & Electric* — migrassem seus consumidores residenciais elegíveis para ToU default, processo concluído em junho de 2022 (CPUC, 2015).

61. Em 2022, a *Energy Division* do próprio CPUC publicou a proposta CalFUSE (CPUC, 2022), que assume o ToU default já implantado como fundação para evolução posterior em direção a preços dinâmicos baseado em custo em tempo real do mercado atacadista. Trajetória análoga foi observada na província de Ontário, no Canadá, que adotou ToU default em todo o território após a conclusão da implantação de medidores inteligentes.

62. *O Sacramento Municipal Utility District (SMUD*), na Califórnia, registra atualmente cerca de 98% de seus consumidores residenciais em ToU. Os estados de Michigan, Colorado e Missouri implementaram ou aprovaram, entre 2021 e 2023, regimes análogos de tarifa residencial padrão (Faruqui; Tang, 2023). A projeção de Faruqui e Tang (2023) é de que, mantida a tendência observada, entre 25% e 35% dos domicílios norte-americanos estarão em tarifa horária ao final desta década, ante 8,7% em 2021.

63. Assim, se observa que a discussão da Consulta Pública nº 046/2025 está alinhada com as recomendações das maiores referências internacionais no tema de estrutura tarifária, com as ações propostas e em execução por Reguladores na Europa e Estados Unidos. Os motivadores para tal se assemelham ao caso brasileiro, inserção de fontes intermitentes e necessidade de flexibilidade do sistema.

64. A crescente penetração de fontes renováveis variáveis — notadamente solar fotovoltaica e eólica — combinada à inflexibilidade operativa parcial do parque gerador convencional tem alterado de forma estrutural o perfil de necessidade de flexibilidade do sistema elétrico, deslocando a curva de carga líquida e ampliando a magnitude e a velocidade das rampas de geração demandadas – curva do pato (Faruqui; Tang, 2023).

65. Nesse contexto, a flexibilidade da demanda emerge como recurso sistêmico crítico, complementar aos recursos convencionais de geração e armazenamento, com a função de absorver excedentes de geração variável nos períodos de baixa demanda líquida e de aliviar o pico do sistema nos períodos de elevada demanda residual da geração intermitente.

66. O relatório conjunto da Agência Europeia do Ambiente (EEA) e da ACER (2023) identifica essa flexibilidade como condição necessária para uma trajetória de descarbonização a custos eficientes. Na mesma direção, o relatório ACER-CEER (2024) destaca que a transição energética depende não apenas da expansão de recursos renováveis, mas também da participação ativa dos consumidores na gestão do consumo. Sob essa perspectiva, a mobilização da flexibilidade no segmento de baixa tensão constitui instrumento relevante para promover eficiência alocativa, postergar investimentos em capacidade de geração e em redes de distribuição (CEER, 2020) e mitigar pressões sobre os custos do sistema ao longo do tempo. Essa dinâmica decorre do alinhamento entre os sinais tarifários, a causalidade dos custos e a redução dos picos de carga, contribuindo para uma utilização mais eficiente da infraestrutura elétrica e para a sustentabilidade do nível tarifário no longo prazo.

III.5. A proposta no âmbito do Plano de Revisão do Modelo Tarifário

67. A Agenda de Modernização do Setor Elétrico conduzida pela ANEEL tem buscado alinhar inovação tecnológica, eficiência regulatória e novos mecanismos de precificação do consumo de energia. Nesse contexto, é fundamental destacar que a Agência já vem testando novas modalidades tarifárias, desenhadas para refletir de forma mais fidedigna os custos do sistema e induzir comportamentos de consumo mais racionais por parte dos consumidores. Essas iniciativas, que são conhecidas como Sandboxes Tarifários, incluem estruturas diferenciadas de preço por faixa horária, mecanismos de resposta da demanda, modelos dinâmicos que se apoiam no uso de medidores inteligentes e plataformas digitais e formas de faturamento buscando dar mais estabilidade à fatura dos consumidores.

68. Essa agenda de modernização não pode ser vista de forma isolada, nem como uma ação pontual. A modernização tarifária deve ser compreendida como um processo contínuo, que busca aprimorar o desenho tarifário atual e adicionar novas modalidades tarifárias. Essas duas frentes, inovação e aprimoramento, devem dialogar com coerência, visando que a transição do modelo atual para o modelo futuro seja coordenada, evitando sobreposições, lacunas ou incentivos desalinhados. Ao mesmo tempo, permite que os investimentos em infraestrutura de medição inteligente e em sistemas de gestão da demanda sejam aproveitados de forma sinérgica, potencializando os ganhos tanto para consumidores quanto para o sistema elétrico como um todo.

69. Ao avançar com a implementação da Tarifa Horária, a ANEEL, alinhada com a ação de outros reguladores no mundo, reforça que essa medida faz parte de um processo mais amplo de modernização regulatória, no qual os consumidores de baixa tensão passam a ter papel mais ativo na gestão de seu consumo e na eficiência do sistema. Não se deve confundir a discussão da tarifa horária, etapa importante e necessária da agenda de modernização, com o fim do plano de revisão do modelo tarifário. Tal discussão deve ser entendida como o primeiro passo de alteração da realidade de faturamento das unidades consumidoras de baixa tensão.



Figura 4: Plano de Revisão do Modelo Tarifário – Fonte: Nota Técnica nº 214/2025-STR/ANEEL

70. Deve-se recordar que tarifas horárias para baixa tensão começaram a ser discutidas na Audiência Pública nº 120, de 2010, a qual resultou, entre outros aprimoramentos na estrutura tarifária, na criação da Tarifa Branca. Além disso, foi tomada também a decisão de extinção da tarifa convencional para consumidores de média tensão, tornando todos os consumidores do Grupo A submetidos a tarifas horárias. Ou seja, foi dado um passo importante para o grupo de alta tensão e iniciou-se a reforma da estrutura tarifária para o grupo de baixa tensão, criando-se a possibilidade destes consumidores passarem a reagir a sinais de preço. Agora, passados mais de 8 anos de disponibilidade da Tarifa Branca, visualiza-se a necessidade de consolidar e expandir a aplicação de tarifas horárias para o grupo de baixa tensão.

71. A articulação entre a Tarifa Branca e as demais modalidades inovadoras em fase de teste nos Sandboxes Tarifários assegura que a estrutura tarifária evolua de maneira consistente, transparente e progressiva, acompanhando as transformações do setor e ajustando o país para os desafios da transição energética. A tarifa horária e as demais modalidades podem e devem conviver como opções para os consumidores. Deve-se lembrar que a baixa tensão engloba mais de 90 milhões de unidades consumidoras. Há uma diversidade ainda desconhecida de consumidores e modalidades adequadas a essa diversidade.

72. Tarifas horárias apresentam potencial de emprego em situações cada vez mais presentes para os consumidores de Baixa Tensão. Em primeiro lugar, a expansão da mobilidade elétrica e a perspectiva de expansão do armazenamento residencial com baterias amplia a responsividade ao sinal de preço e flexibilidade do consumo. Veículos elétricos podem ser carregados preferencialmente em horários de menor tarifa, funcionando como cargas moduláveis, dado que o horário do reabastecimento pode ser programado por aplicativo ou no painel do veículo.

73. Em segundo lugar, observa-se a crescente difusão de casas inteligentes (*smart homes*), com eletrodomésticos conectados e gerenciados por aplicativos ou assistentes virtuais. Essa automação permite que o consumidor programe seu uso de energia para horários fora de ponta de forma quase automática, potencializando a resposta da demanda sem perda da percepção de conforto. Na prática, tecnologias de automação residencial transformam a gestão do consumo em uma tarefa simples, aumentando a adesão e maximizando os ganhos da tarifa horária.

74. Da mesma forma, sistemas de baterias domiciliares permitem armazenar energia barata em períodos fora de ponta e utilizá-la em momentos de custo elevado, aliviando a rede e otimizando a fatura do consumidor. Esse movimento é reforçado pela queda expressiva dos preços das baterias de íons de lítio, conforme dados da Bloomberg: de mais de 800 US$/kWh em 2013 para cerca de 108 US$/kWh em 2025, redução superior a 86%[7].

75. Outra oportunidade que pode ser potencializada com a tarifação horária diz respeito à cocção. Estudos da Empresa de Pesquisa Energética – EPE mostram que aproximadamente 20% do consumo energético das famílias de maior renda é de Gás Liquefeito de Petróleo – GLP, e com a redução da tarifa de energia elétrica no período fora de ponta, há oportunidade de agregar novas cargas dado que a cocção elétrica irá competir com a cocção tradicional com GLP. Além de agregar cargas novas, o que ajuda a repartir os custos do setor elétrico, a cocção elétrica pode ser feita no período de forte geração solar ou com energia elétrica armazenada nesse período, simplesmente ajustando-se os sinais de preços, sem qualquer subsídio associado[8].

76. Assim, a conjunção entre automação residencial, mobilidade elétrica, novas cargas e armazenamento de energia cria condições técnicas e econômicas para que a resposta da demanda seja mais previsível, eficiente e escalável. Essas tendências tornam ainda mais viável a adoção da tarifa horária em escala, sobretudo para consumidores de maior porte na baixa tensão, reduzindo barreiras de comportamento e aumentando os benefícios para o sistema elétrico como um todo.

77. Em síntese, a tarifa horária é o elemento estruturante que destranca uma ampla fronteira de mercados paralelos e viabiliza a eletrificação eficiente do consumo.

78. A proposta de maior adesão à Tarifa Horária deve ser compreendida não como uma medida isolada, mas como parte integrante da Agenda de Modernização da ANEEL, que reúne um conjunto de iniciativas voltadas a aumentar a eficiência do setor elétrico, a transparência regulatória e o engajamento dos consumidores. Entre essas iniciativas, destacam-se os projetos de expansão da infraestrutura de medidores inteligentes, que viabilizam a coleta remota e em tempo real dos dados de consumo, a introdução de novas modalidades tarifárias em fase de teste (sandboxes tarifários) e a construção de mecanismos regulatórios de resposta da demanda, permitindo que o consumidor atue de forma mais ativa na gestão do sistema. Importante destacar, nesse contexto, a importância que os dados de consumo horário possam ser conhecidos pelo consumidor também em tempo real ou em curto prazo, para que a sua atuação possa ser otimizada.

79. Ao alinhar a Tarifa horária a esse conjunto de ações, a ANEEL reforça que a medida faz parte de uma estratégia regulatória mais ampla, que busca não apenas corrigir distorções, mas também preparar o setor para os desafios da transição energética, da digitalização e da descentralização da geração. A coerência entre essas iniciativas garante que os investimentos em modernização de redes, medição e plataformas digitais sejam utilizados de forma sinérgica, ampliando os benefícios regulatórios e econômicos.

80. A tarifa horária não esgota, portanto, a modernização tarifária: é o primeiro passo da reforma das tarifas de baixa tensão, articulado às demais frentes do Plano de Revisão do Modelo Tarifário. Longe de constituir medida isolada, integra um processo contínuo em que o consumidor passa a ter papel ativo na gestão do próprio consumo e na eficiência do sistema. Os regimes de enquadramento e os elementos de desenho firmados nesta proposta constituem referência para as etapas subsequentes do Plano, conforme o item III.10.7.

III.6. Contribuições Recebidas na Consulta Pública nº 046/2025

81. Na Consulta Pública nº 046/2025 foram recebidas contribuições de 85 autores, totalizando 862 contribuições. A participação foi ampla e plural, abrangendo todos os segmentos com interesse na matéria. Em número de contribuições, destacam-se as distribuidoras de energia (194), os conselhos de consumidores (174) e as associações de classe (187), seguidos das empresas de consultoria (72), geradoras (66) e comercializadoras (59). Registram-se, ainda, manifestações de órgãos de governo, pessoas físicas e demais agentes de mercado.

82. Considerado o número de autores distintos, 85, sobressaem as associações de classe (19) e os conselhos de consumidores (19), o que evidencia expressiva mobilização tanto do setor regulado quanto das instâncias de representação dos consumidores.

83. A Figura 5 apresenta a distribuição das contribuições por categoria de autor.

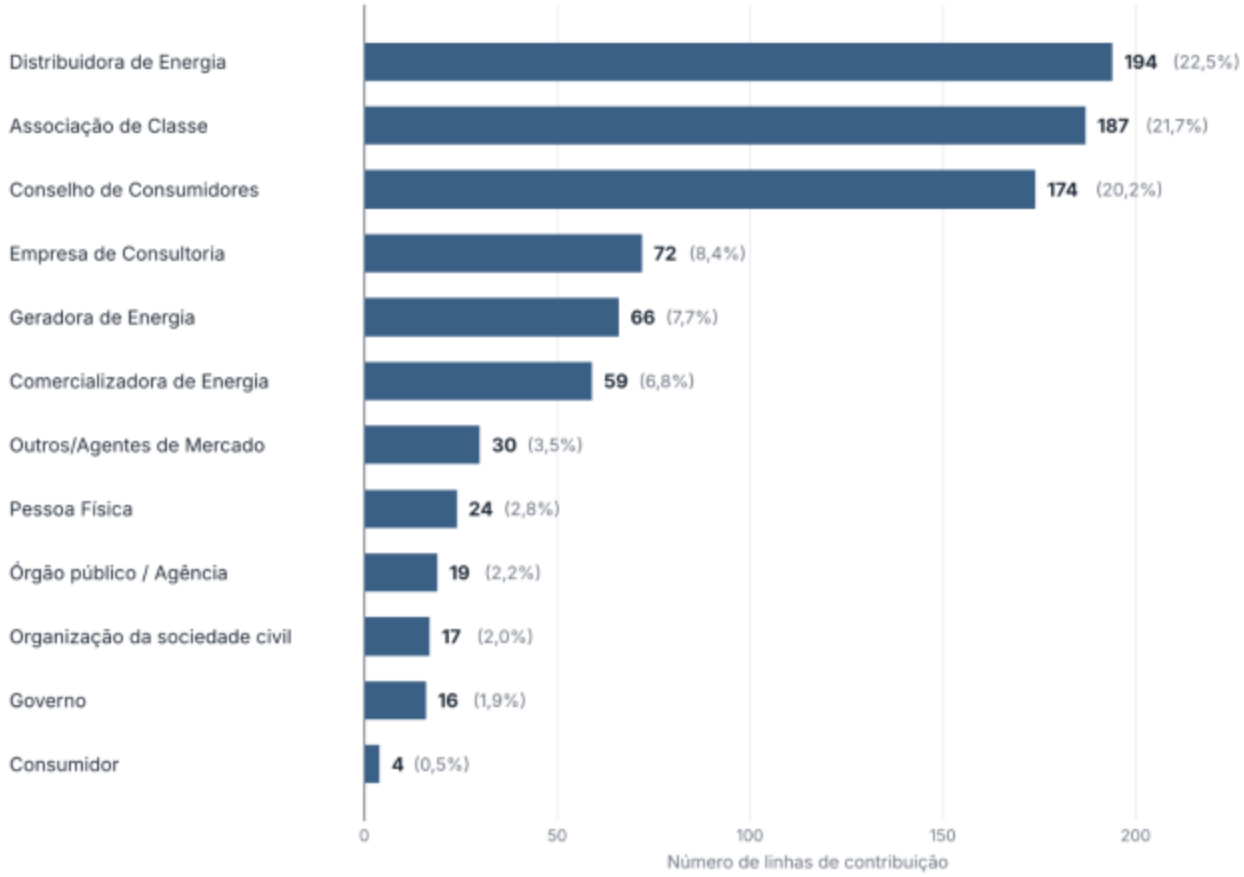


Figura 5: Contribuições por categoria de autor
Fonte: elaboração própria

84. Quanto ao teor, a maior parte das manifestações teve caráter propositivo: predominaram contribuições de natureza sugestiva e favorável, ao passo que as manifestações contrárias ou críticas representaram parcela minoritária do total. Esse perfil reforça a leitura de que o debate se concentrou no aprimoramento do desenho da medida — o *como* aplicar a tarifação horária — e não na contestação de sua pertinência.

85. Para organização e encadeamento das propostas, as contribuições foram divididas em 7 temas e 24 subtemas conforme detalhado no Quadro 2. A Figura 6 apresenta a quantidade de contribuições recebidas por tema.

Quadro 2: Estrutura Temática da Nota Técnica

Tema	Subtemas
1. Modelo de implementação	1.1 Críticas à compulsoriedade; 1.2 Salvaguardas; 1.3 Escalonamento e maturidade; 1.4 Condicionantes regulatórios
2. Parâmetros e desenho tarifário	2.1 Estrutura de Postos Tarifários; 2.2 Flexibilidade e armazenamento; 2.3 Impactos sistêmicos; 2.4 Tratamento da variação de faturamento (Parcela B)
3. Cronograma e infraestrutura de medição	3.1 Cronograma de Implantação; 3.2 CAPEX e OPEX de medição; 3.3 Viabilidade de TI; 3.4 Disponibilidade de infraestrutura
4. MMGD e Lei nº 14.300 de 2022	4.1 Segurança jurídica; 4.2 Valoração de créditos; 4.3 Regimes de transição
5. Impacto sobre consumidor e proteção tarifária	5.1 Elasticidade e comportamento; 5.2 Vulnerabilidade; 5.3 Mitigação de riscos
6. Qualidade e Suficiência do AIR	6.1 Robustez do diagnóstico; 6.2 Análise custo-benefício; 6.3 Subsídios de Sandboxes tarifários

7. Comunicação, nomenclatura e proteção do consumidor	7.1 Educação e engajamento; 7.2 Transparência de dados; 7.3 Nomenclatura institucional

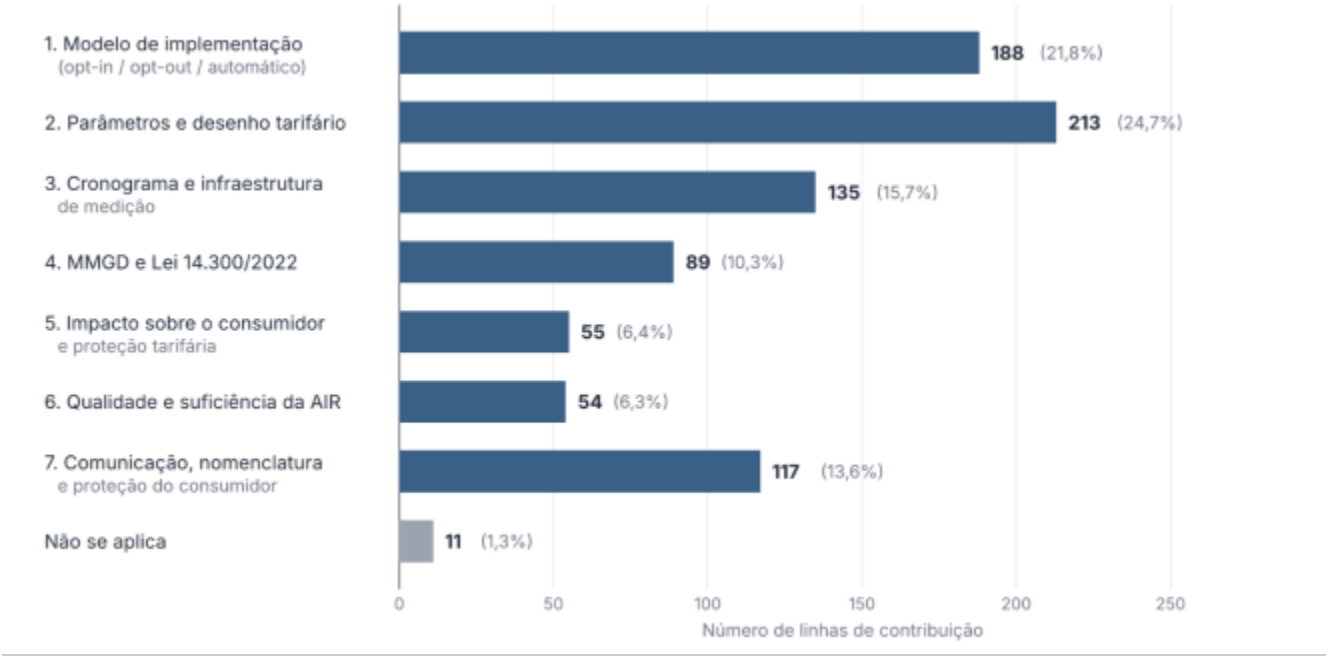


Figura 6: Quantidade de contribuições por tema.
Fonte: elaboração própria

III.7. Análise das Contribuições Recebidas

86. Antes de adentrar nas análises temáticas, destaca-se um elevado nível de convergência entre a proposta apresentada pela ANEEL e as contribuições. Pode-se afirmar que a discussão está pautada na discussão de como aplicar tarifação horária, e não na sua necessidade .

87. A Figura 7 é uma forma visual de sinalizar essa convergência geral, bem como apresentar os temas mais divergentes.

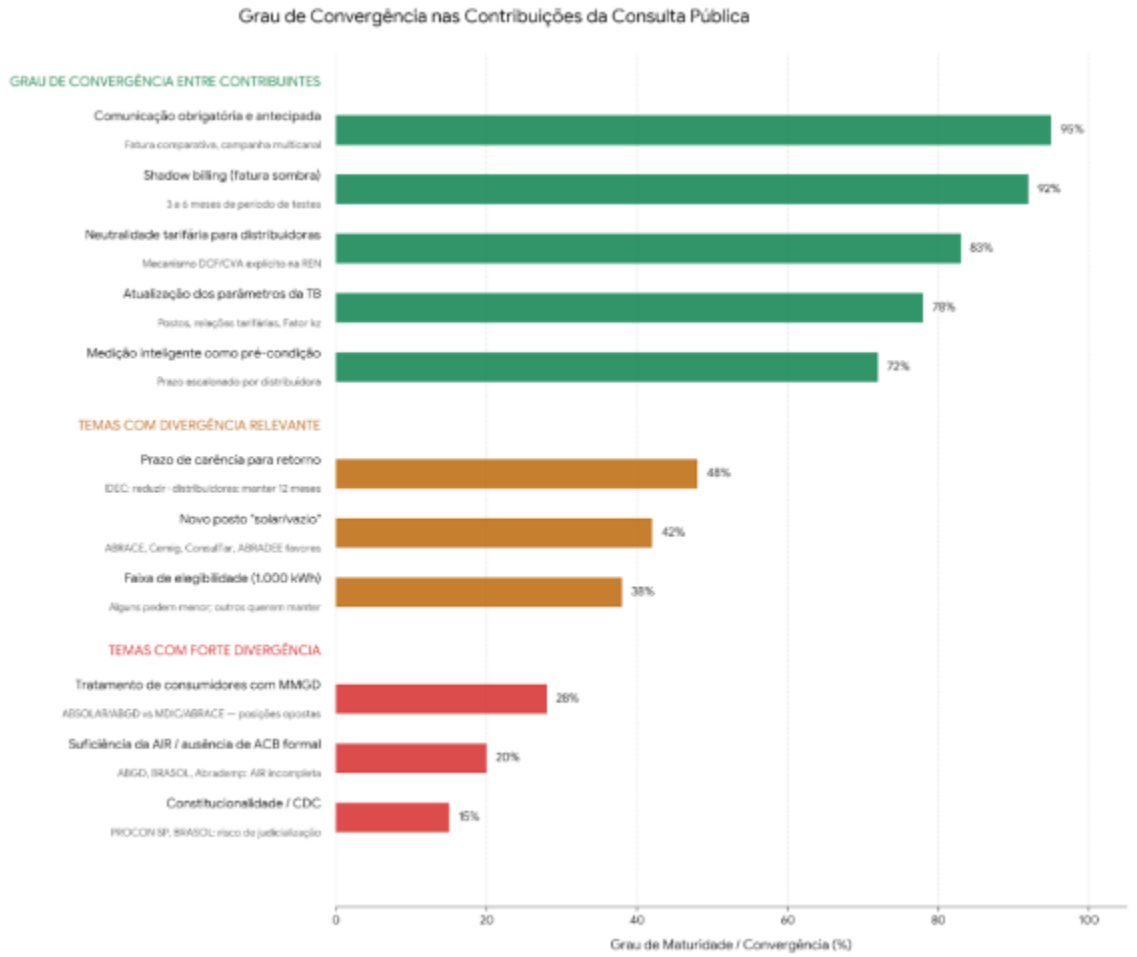


Figura 7: Subtemas com maior e menor convergência

Fonte: elaboração própria

88. A análise que se segue reflete uma sequência deliberada de decisões: a definição do modelo de adesão e do cronograma de implantação precede o redesenho dos parâmetros tarifários, uma vez que é ela que orienta as distribuidoras na aquisição e instalação da infraestrutura de medição e permite dimensionar com precisão a abrangência da medida. O redesenho dos parâmetros da tarifa horária — subtema que concentrou o maior número de contribuições e que demanda maior tempo de análise, simulação e discussão — será conduzido em processo específico e participativo, sem que sua pendência retarde as demais frentes. O detalhamento dessa lógica de sequenciamento consta da seção III.10.

89. A análise das contribuições segue a estrutura temática consolidada no Quadro 2. No Anexo IV detalham-se as contribuições e análises. Para cada tema, apresentam-se a síntese das manifestações recebidas por subtema e o posicionamento da Agência, seguidos, quando pertinente, das respostas às questões formuladas na Consulta Pública. No corpo da Nota Técnica apresenta-se uma versão resumida da discussão.

90. Contudo, entende-se oportuno tecer comentários sobre o cerne da proposta.

91. Os benefícios da aplicação em escala das tarifas horárias não se restringem aos consumidores enquadrados. A resposta da demanda no horário de ponta reduz a necessidade de expansão da geração, das redes de transmissão e de distribuição, custos que são repassados à totalidade dos consumidores por meio dos processos tarifários. O consumidor que permanece na tarifa convencional também se beneficia, portanto, da postergação de investimentos e da melhoria da condição operativa do sistema induzidas pela modulação dos consumidores de maior porte. Sob essa perspectiva, o enquadramento automático com possibilidade de saída não transfere risco ao consumidor: internaliza, no segmento com maior capacidade de resposta, um sinal de preço cuja ausência é hoje custeada, de forma difusa e invisível, por todos.

92. Diversas contribuições consideram o enquadramento automático como medida prejudicial ao

consumidor, sob o argumento de que ele seria exposto, sem consentimento, a uma modalidade tarifária de maior risco. Entende-se que esse enquadramento parte de uma premissa que merece reflexão: a de que a modalidade convencional constitui posição neutra de proteção. A premissa, no entanto, não está correta. A tarifa convencional é, ela própria, um *default* regulatório, definido de forma compulsória e automática pelo art. 219 da REN nº 1.000/2021, que expõe o consumidor a um preço único calculado pela média dos custos de atendimento dos consumidores de baixa tensão. Nessa média, o consumidor cujo perfil de consumo é favorável ao sistema paga implicitamente parte dos custos causados pelo consumo concentrado na ponta de outros consumidores. A discussão, portanto, não opõe liberdade e compulsoriedade: opõe dois *defaults* — um que oculta o custo horário e outro que o revela — sendo que apenas o segundo dá ao consumidor a informação (sinal de preço) que lhe permite decidir, a partir dessa informação, como responder.

93. Do ponto de vista individual, a tarifa branca é menos onerosa do que as contribuições sugerem. Cerca de 85% das horas da semana são classificadas como fora de ponta, com valor médio 14% inferior ao da tarifa convencional, aplicando-se exclusivamente esse valor a fins de semana e feriados. O monitoramento da Agência sobre os consumidores que já aderiram registra variação média de fatura de -4,82%, com variação mensal tipicamente entre +4% e -10%. Isso significa que parcela relevante dos consumidores do público-alvo, aqueles cujo consumo já se distribui majoritariamente fora do horário de ponta, obtém redução de fatura, benefício que hoje deixam de capturar simplesmente por não terem exercido a opção.

94. Se a modalidade apresenta possibilidade de redução da fatura, cumpre explicar por que a adesão voluntária permaneceu inferior a 0,1% em quase uma década. A economia comportamental oferece a resposta: a inércia, a aversão ao risco e o custo de aprendizado fazem com que a opção padrão prevaleça sobre a escolha ativa, mesmo quando a alternativa é objetivamente superior para o indivíduo (Thaler; Sunstein, 2009). A evidência empírica de outros setores é consistente. Na previdência complementar dos servidores públicos federais, a substituição da adesão voluntária pela inscrição automática com direito de desistência (Lei nº 13.183/2015) elevou expressivamente a participação — replicando o resultado clássico documentado nos planos de aposentadoria norte-americanos. Em nenhum desses casos a inscrição automática foi tratada como violação da autonomia individual: a possibilidade de saída preserva integralmente a decisão final do indivíduo, alterando apenas o ponto de partida.

95. O próprio setor elétrico brasileiro fornece os precedentes mais diretos. Os consumidores do Grupo A são enquadrados automaticamente em modalidades horárias (azul ou verde) desde a extinção de sua tarifa convencional, processo conduzido por faixas de demanda sem que se tenha caracterizado ruptura de direitos. Os consumidores da subclasse baixa renda e do subgrupo B4 são igualmente enquadrados de forma automática na modalidade que lhes é aplicável. O enquadramento automático de modalidade tarifária não constitui, portanto, inovação de risco, mas prática consolidada do setor, ora estendida a um público de elevado consumo na baixa tensão, numa continuidade do que já ocorreu com os consumidores atendidos em média tensão.

96. A opção pelo *default* na tarifa branca com opção de escolha da modalidade plana temporária, em detrimento do modelo compulsório sem saída, é precisamente o que diferencia a proposta final com relação àquela submetida à Consulta Pública e responde ao núcleo legítimo das preocupações manifestadas. O consumidor enquadrado que, após o período de faturamento informativo[9], decidir não ser faturado na tarifa horária, opta pela modalidade plana temporária por manifestação simples. O desenho combina, assim, o alcance necessário à produção de benefícios sistêmicos — que a experiência internacional estima em taxas de permanência da ordem de 80%, contra 20% de adesão nos modelos puramente voluntários — com a preservação integral da decisão individual. Ressalte-se que consumidores com diferentes perfis respondem de formas distintas ao sinal de preço, conforme evidenciado em contribuição da Danish Energy Agency, e é justamente a possibilidade de saída que acomoda essa heterogeneidade sem sacrificar o instrumento.

97. Merecem destaque ainda as manifestações divergentes. Parte das contribuições sustenta que a elasticidade-preço da baixa tensão é estruturalmente reduzida, de modo que a medida imporia custo sem produzir resposta; outra parte alerta para o risco de efeito rebote, no qual o deslocamento de carga criaria

demanda máxima do sistema. As duas preocupações são legítimas e recebem tratamento nos temas respectivos — mas partem de premissas opostas quanto à responsividade do consumidor. A tensão entre elas não afasta nenhuma das objeções. Indica, antes, que a resposta esperada se situa entre os extremos alegados, o que reforça a adequação de um desenho controlável, acompanhado de monitoramento contínuo por indicadores, com possibilidade de reavaliação.

98. Por fim, registra-se que não foram recebidas contribuições sobre os parâmetros de construção da tarifa branca, condição necessária para redesenho da modalidade.

III.7.1 Modelo de Implementação

99. O primeiro tema reúne as contribuições sobre o modelo de implementação da tarifa horária. O ponto central é a relação de compromisso entre a eficiência alocativa sistêmica e a proporcionalidade da intervenção sobre o consumidor que não escolheu a modalidade — o núcleo do debate da Consulta Pública. Há ampla convergência de que o modelo voluntário (*opt-in*) falhou, dada a adesão inferior a 0,1% dos elegíveis em mais de oito anos, e que deve ser substituído. A divergência recai sobre o grau de compulsoriedade.

100. **(1.1 Críticas à compulsoriedade)** As contribuições dividiram-se em três blocos. O bloco favorável (ABEEólica, ABRACE, Abraceel, EDP, Enel, ENGIE, EPE, MDIC, IMR e a maior parte das distribuidoras) associa a baixa adesão à inércia do modelo voluntário e vê na alteração do padrão de enquadramento, na forma automática submetida à Consulta, o instrumento para superá-la. O bloco contrário (2C, ABGD, ANACE, Fecomercio, Procon-SP, LUZ, entre outros) aponta condicionantes estruturais — ausência de infraestrutura habilitadora e de instrumentos de apoio à decisão, e baixa capacidade de resposta no curto prazo —, sustentando que a compulsoriedade transferiria ao consumidor cativo o ônus de uma deficiência sistêmica. O bloco intermediário admite o enquadramento automático sob condições: avaliação de resultados antes da expansão (Energisa) ou salvaguardas como neutralidade temporária e simulação prévia (CC CEMIG); o IDEC concentra-se em salvaguardas procedimentais, como a notificação prévia com prazo de contestação.

101. **(1.2 e 1.3 Salvaguardas e escalonamento)** Há convergência das contribuições por um período-sombra mais longo do que três ciclos de faturamento e pelo retorno à tarifa convencional sem carência nem ônus. Acata-se o critério de enquadramento por consumo bruto medido no período definido para cada etapa (em vez da média de 3 meses). A possibilidade de escolha de outra modalidade é tratada via criação da modalidade tarifária plana temporária. Mantém-se o mínimo de três ciclos de faturamento informativo, uma vez que a proteção contra o efeito financeiro cabe a possibilidade de saída, exercível a qualquer tempo durante a janela de permanência na tarifa plana temporária (Anexo IV, subtema 7.1).

102. **(1.4 Condicionantes regulatórios)** As manifestações concentram-se em três preocupações: risco de judicialização, necessidade de coordenação entre agendas regulatórias e proporcionalidade das obrigações impostas às distribuidoras.

103. Adota-se um modelo misto de adesão, composto por diferentes mecanismos de enquadramento conforme o perfil da unidade consumidora. Para as unidades consumidoras de maior consumo na baixa tensão, a tarifa horária passa a constituir a modalidade padrão de enquadramento (*default*), preservando-se, contudo, a possibilidade de migração para uma tarifa plana temporária, sem diferenciação horária e estruturada em bases custo-reflexivas, disponível como opção de saída por prazo definido. A limitação temporal é deliberada: a saída existe, dentre outros pontos, para conferir ao consumidor tempo de conhecer seu perfil e adotar as providências de deslocamento ao seu alcance, sem choque imediato, e não para constituir posição definitiva em modalidade que não sinaliza o custo horário — cuja perpetuação reinstituiria a ineficiência que a medida corrige. Para os consumidores de menor consumo, mantém-se o regime atual de adesão voluntária (*opt-in*). Por sua vez, o enquadramento automático sem faculdade de saída aplica-se exclusivamente às categorias para as quais a sinalização horária apresenta maior aderência aos objetivos da política regulatória e que solicitarão a conexão ao sistema de distribuição conhecendo o novo contexto tarifário, notadamente as novas unidades consumidoras destinadas à recarga de veículos

elétricos e aos novos participantes do Sistema de Compensação de Energia Elétrica – SCEE.

104. O arranjo busca conciliar alcance sistêmico e liberdade de escolha. De um lado, amplia a exposição dos consumidores aos sinais econômicos associados à variação horária dos custos, em linha com as evidências observadas em experiências internacionais e nos Sandboxes Tarifários, que apontam taxas elevadas de permanência em modalidades horárias. De outro, disponibiliza alternativa, ainda que temporária, para os consumidores que prefiram regime tarifário sem diferenciação horária. Mantêm-se, nesse sentido, os prazos regulamentares vigentes: até 30 dias para a operacionalização da opção exercida pelo consumidor e período de carência de 180 dias para nova alteração de modalidade tarifária.

105. A análise detalhada das contribuições recebidas e as respostas às questões P1.1 a P1.18 encontram-se no Anexo IV, Subtema 1.

III.7.2 Parâmetros e Desenho tarifário

106. Este tema concentrou o maior volume de contribuições técnicas da Consulta Pública. Duas exigências convergentes organizam o debate: recalibrar os postos tarifários para que sinalizem os custos marginais reais do sistema e assegurar tratamento da variação de faturamento das distribuidoras durante a transição.

107. **(2.1 Estrutura de Postos Tarifários)** Há consenso amplo de que a estrutura vigente de três postos, concebida para um sistema hidrotérmico, não reflete a realidade atual do Sistema Interligado Nacional, marcada pela geração solar e pela curva do pato, ou seja, grande rampa de geração no fim da tarde e início da noite. CEMIG, COPEL, Energisa e CPFL defendem a revisão dos postos conforme o perfil de carga líquida regional de cada concessão, com autonomia por distribuidora; parte das contribuições sugere um "posto solar" que sinalize a sobreoferta diurna. A análise das informações prestadas pelo Operador do Sistema Interligado Nacional (ONS) e do Custo Marginal de Capacidade Horário (apresentados no ANEXO IV) confirma a mudança de perfil. Pondera-se que o sinal prioritário é o de expansão do sistema — o momento de demanda máxima, que gera necessidade de investimento —, e não apenas o de sobreoferta. Entende-se que a definição dos postos, sua duração e a eventual criação de um posto solar devem ser decididas caso a caso, por distribuidora, contemplando toda a cadeia de geração, transmissão e distribuição. Preserva-se a definição do posto ponta com três horas consecutivas, aplicado a toda a área de concessão, de modo que a flexibilização alcança o horário dos postos, a duração e a própria existência do posto intermediário e a criação de novos postos. Busca-se conciliar o cronograma de implementação das tarifas horárias com o cronograma de recalibração dessas tarifas.

108. **(2.2 Flexibilidade e armazenamento)** Contribuições pleiteiam tratamento tarifário específico para armazenamento (BESS) e veículos elétricos. Reafirma-se que a tarifa deve refletir custos, não induzir tecnologia específica — sob pena de distorções alocativas associadas ao efeito Averch-Johnson. Acata-se, contudo, o enquadramento automático sem faculdade de saída das novas unidades consumidoras que sejam estações de recarga de veículos elétricos para exploração comercial. Remete-se o tratamento tarifário da eletromobilidade a discussão futura, no âmbito do Termo de Execução Descentralizado nº 13/2025 – ANEEL/UFSM.

109. **(2.3 Impactos sistêmicos)** Parte das contribuições quantifica benefícios da tarifa horária, como a redução de cortes de geração (*curtailment)* e da contratação de reserva de capacidade; outra alerta para o efeito rebote — o deslocamento de carga podendo gerar nova ponta noturna. Reconhece-se que a tarifa horária não é solução única para os problemas estruturais do setor, mas condição necessária para habilitar a resposta da demanda; remete-se o acompanhamento do efeito rebote ao monitoramento contínuo previsto.

110. **(2.4 Tratamento da variação de faturamento (Parcela B))** As distribuidoras pleiteiam mecanismos de neutralização, enquanto os consumidores, prudência no repasse. Entende-se que a variação de faturamento decorrente da alteração do enquadramento tarifário determinada por esta Agência — distinta da variação de mercado, que permanece como risco da distribuidora — pode ser objeto de tratamento

específico, de modo a impedir que tal risco iniba a ampliação de modalidades tarifárias que trazem maior eficiência alocativa. Detalha-se o encaminhamento proposto na seção à frente.

111. Flexibiliza-se, na minuta de PRORET, o desenho da tarifa branca: possibilidade de criação de novo posto tarifário, de postos distintos por subgrupo, de tratamento próprio para fins de semana e feriados, de métodos alternativos de definição da tarifa e de parâmetros de referência dos componentes da TE — em especial a relação ponta/fora-ponta da componente de compra de energia. Mantêm-se os postos definidos caso a caso, por distribuidora. Propõe-se alteração nos PRORETs 2.2, 3.1, 4.4 e 4.4A para dar tratamento à variação de faturamento da intervenção regulatória proposta.

112. A análise detalhada e as respostas às questões P2.1 a P2.16 constam do Anexo IV, subtema 2.

III.7.3 Cronograma e infraestrutura de medição

113. Este tema reúne os aspectos operacionais da infraestrutura necessária à aplicação da tarifa horária. É o ponto de interface com a Consulta Pública nº 01/2026 (medição inteligente): para a tarifa horária basta um equipamento de medição — inteligente ou não — cabendo à distribuidora definir a melhor solução para cada área. O objetivo do subtema é fixar um cronograma que acelere a implementação sem exceder a capacidade operativa e que mitigue o risco distributivo da mudança de padrão da medição.

114. **(3.1 Cronograma de Implantação)** ABEEólica, MDIC, Solfácil e Ultragaz apoiam o desenho proposto na abertura; ABIAPE apoia Alternativa 3 com adequações; diversas distribuidoras (Neoenergia, Energisa, Enel, CPFL) propõem faixas iniciais mais elevadas e maior número de fases, argumentando que capturar primeiro os grandes consumidores mitiga o risco distributivo. Avaliadas diversas configurações de escalonamento, adota-se cronograma em três etapas — consumos mensais iguais ou superiores a 1.800 kWh a partir de abril de 2028, a 1.000 kWh/mês a partir de abril de 2029 e a 500 kWh/mês a partir de abril de 2031 —, que concentra nas duas primeiras etapas a maior parte do mercado do público-alvo e confere flexibilidade operacional às distribuidoras na etapa de maior número de unidades consumidoras. O faturamento na modalidade horária tem início em abril de 2028, precedido de, no mínimo, três ciclos de faturamento informativo.

115. **(3.2 CAPEX e OPEX de medição)** Há pleito amplo pelo reconhecimento regulatório imediato dos investimentos em medição, sob o argumento de que decorrem de obrigação regulatória, e não de decisão discricionária; os conselhos de consumidores alertam para a prudência no repasse. Entende-se que a matéria é tratada estruturalmente pela revisão da metodologia do Fator X — componente Produtividade (Pd) —, discutida no RAIR nº 02/2026 que faz parte da Consulta Pública nº 020/2026, que passa a atualizar anualmente a produtividade. A proposta submetida à Consulta Pública nº 020/2026 incorpora tempestivamente os custos da modernização sem fragilizar o regime de *price-cap*, dispensando mecanismos apartados de neutralização que não dialoguem com o regime de regulação econômica aplicável às distribuidoras.

116. **(3.3 Viabilidade de TI)** As contribuições apontam que o processamento horário multiplica o volume de dados, demandando testes de sistemas, certificação e abertura de dados por APIs. Entende-se que as novas obrigações seguem as adequações usuais já praticadas em situações semelhantes (faturamento do SCEE, tarifa social), sendo a antecedência da decisão do tema e o prazo mínimo de três ciclos de faturamento entre a instalação do medidor e o primeiro faturamento suficientes para testes. O detalhamento de padrões técnicos e de abertura de dados remete-se à CP nº 01/2026.

117. **(3.4 Disponibilidade de infraestrutura)** Parte das contribuições sustenta a regra "infraestrutura primeiro" e a postergação do subgrupo B2 rural. Reconhece-se a heterogeneidade regional, mas entende-se que a uniformidade nacional do cronograma produz simplicidade e previsibilidade, sobretudo para o consumidor. Cabe a cada distribuidora escolher a tecnologia de medição adequada — o medidor de quatro postos, não necessariamente inteligente, é solução válida — não se acatando a postergação do B2.

118. Adota-se como recomendação o cronograma com faturamento iniciando em abril de 2028, conforme

detalhado na Tabela 1. Os investimentos em medição são tratados pela revisão do Fator X (CP nº 020/2026), dispensando mecanismos apartados.

119. A análise detalhada e as respostas às questões P3.1 a P3.12 constam do **Anexo IV, subtema 3.**

Tabela 1: Cronograma de implementação

Etapa/ano	Consumo (kWh/mês)
1 – 2028	≥ 1.800
2 – 2029	≥ 1.000
3 – 2031	≥ 500

III.7.4 MMGD e Lei nº 14.300 de 2022

120. Este tema concentra o maior grau de divergência da Consulta Pública. O ponto central é jurídico-econômico: se a apuração e a valoração por posto tarifário aplicadas a unidades consumidoras com MMGD alteram materialmente o regime de compensação da Lei nº 14.300 de 2022 — referido por parte das contribuições como "compensação volumétrica" ou "net metering" —, a ponto de convertê-lo, de fato, em "net billing" durante o período de transição, ou se apenas estendem à baixa tensão a apuração por posto já vigente no Sistema de Compensação de Energia Elétrica.

121. As contribuições organizam-se em três blocos. O bloco favorável à aplicação isonômica imediata (ABRACE, Abraceel, ABRADEMP, AXIA Energia, CC Coelba, CC Enel/RJ, MDIC, Radar Asset) ampara-se no Parecer AGU nº 00010/2026/PFANEEL (Abraceel, AXIA Energia, Radar Asset) e na tese da ausência de direito adquirido a regime tarifário (ABRACE). O bloco contrário à compulsoriedade durante a transição (2C Energia, ABGD, ABSOLAR, ATHON Energia, Brasol, Bright Strategies, FRGD, SABESP, TIM e o Grupo EDP, este propondo diferir o efeito horário até o fim dos prazos de transição da Lei nº 14.300/2022) fundamenta-se nos artigos 17 e 26 da Lei nº 14.300/2022 e no artigo 23 da Lei de Introdução às Normas do Direito Brasileiro - LINDB. O bloco intermediário, de regimes diferenciados, propõe arranjos diversos: opt-in apenas para o SCEE (ABSAE), compulsoriedade só para novos empreendimentos (CC Roraima Energia), proteção limitada a seis anos (Solfácil) e opt-out condicionado à conclusão da TS nº 023/2025 (Ultragaz).

122. **(4.1 Segurança jurídica)** Discute-se a competência regulatória ordinária para definir a estrutura tarifária e o impacto sobre o regime econômico do Sistema de Compensação de Energia elétrica no período de transição. Entende-se que a apuração por posto e a conversão econômica dos créditos utilizados em postos distintos integram a própria disciplina legal do SCEE (arts. 1º, VIII, e 12 da Lei nº 14.300/2022) e já se encontram positivadas no art. 655-G da REN nº 1.000/2021 — orientação convergente com o Parecer nº 00166/2026/PFANEEL/PGF/AGU, que reconhece a competência regulatória ordinária da Agência e a compatibilidade da estrutura horária com o marco legal.

123. **(4.2 Valoração de créditos)** A tensão opõe o princípio da causalidade de custos — que justifica a diferenciação horária — à pretensão de preservação da unidade física do crédito em kWh durante a transição. Firma-se que o enquadramento observará o consumo bruto importado da rede e que a compensação seguirá a apuração por posto já vigente no SCEE: o crédito é prioritariamente alocado no mesmo posto da geração e, quando utilizado em posto distinto, submete-se à conversão pela relação entre a TE Energia do posto de injeção e a do posto de alocação (art. 655-G, § 5º, da REN nº 1.000/2021 e Submódulo 7.1 do PRORET).

124. **(4.3 Regimes de transição)** Há convergência de que as unidades do SCEE exigem tratamento diferenciado, com ampla divergência quanto à forma. Entende-se não ser cabível a exclusão temporária integral até o encerramento dos prazos legais, mas admitem-se medidas de transição para organizar a migração das unidades já conectadas, em consonância com o Parecer nº 00166/2026/PFANEEL/PGF/AGU.

125. **(Encaminhamento)** Adota-se o enquadramento pelo consumo bruto importado da rede. A compensação dos créditos observa a apuração por posto já disciplinada pela Lei nº 14.300/2022 e pela REN

nº 1.000/2021, com alocação prioritária no posto de geração e conversão econômica quando o crédito for utilizado em posto distinto — não se criando regime de compensação próprio para a MMGD, mas aplicando-se ao Grupo B a mesma mecânica já vigente para o Grupo A e para as unidades horárias do Grupo B. As unidades já conectadas submetem-se ao regime geral — enquadramento pelo consumo bruto importado da rede, faturamento informativo e opção pela tarifa plana temporária —, preservados os percentuais de transição dos arts. 26 e 27 da Lei nº 14.300/2022; incluem-se no enquadramento automático as unidades predominantemente injetoras e define-se o marco aplicável às novas unidades participantes do SCEE; os novos aderentes, cuja geração seja conectada a partir de 90 dias da publicação, bem como as beneficiárias dos créditos dessas centrais, são enquadrados sem opção de saída (seção III.10.1). A análise detalhada consta no **Anexo IV, subtema 4**.

III.7.5 Impacto sobre o consumidor e proteção tarifária

126. Este tema concentra o vetor de proteção ao consumidor — contraparte das decisões sobre o modelo de adesão e cronograma dos Temas 1 e 3. O ponto de partida é uma divergência sobre a elasticidade-preço da demanda de baixa tensão: se ela é estruturalmente baixa, característica do próprio mercado, ou se reflete a ausência de infraestrutura habilitadora, com potencial de evoluir com o desenvolvimento do arcabouço regulatório e do ambiente para o consumidor.

127. **(5.1 Elasticidade e comportamento)** 2C, ABGD, ABSAE, ANACE, LUZ, Light e Felipe Figueiró apontam elasticidade estruturalmente baixa no curto prazo, alguns invocando-a como razão para a não compulsoriedade; Tyr, Solfácil e EPE entendem que a elasticidade se amplia com o próprio sinal de preço, num ambiente habilitador de armazenamento, automação, agregação e disponibilização de dados de consumo. Pondera-se que a divergência não é binária — todas as contribuições reconhecem algum grau de elasticidade e sua heterogeneidade. Entende-se que, em um universo de mais de 90 milhões de unidades consumidoras, a heterogeneidade é intrínseca, e que a eficiência alocativa é objetivo regulatório legítimo por si só, independentemente da resposta imediata. Daí o tratamento diferenciado, que não se funda na resposta esperada, mas na proporcionalidade da intervenção: o enquadramento automático alcança o universo de maior consumo, no qual se conjugam maior impacto sobre a rede e maior capacidade técnica de resposta ao sinal de preço; aos demais preserva-se a modalidade convencional como padrão, com a adesão voluntária já vigente qualificada pelo dever de informação, na forma da seção III.10.

128. **(5.2 Vulnerabilidade)** SABESP e Volt Robotics pleiteiam tratamento diferenciado para serviços essenciais (hospitais e serviços emergenciais); CC CEMIG e CC Light pedem cautela com consumidores rurais e pequenos negócios; o IDEC destaca a vulnerabilidade dos pequenos consumidores residenciais, sobretudo os do B1 abaixo de 600 kWh/mês. Confirmam-se as exclusões já previstas na regulamentação — baixa renda, desconto social, iluminação pública e pré-pagamento. As demais preocupações são endereçadas pela opção da tarifa plana temporária. Ademais, uma vez que se aplica a intervenção a consumidores com consumo mais elevado, com parcela relevante do consumo no posto fora da ponta, a tarifa horária tende a lhes ser naturalmente favorável.

129. **(5.3 Mitigação de riscos)** ANACE e FRGD propõem gatilhos objetivos de salvaguarda (teto de 10% a 15% de aumento de fatura); há amplo debate sobre a carência de permanência pós-migração (de 30 dias a 12 ciclos). Entende-se que, com o modelo *opt-out*, a proteção contra o efeito distributivo opera pela própria escolha individual do consumidor, desde que assegurada informação adequada — reforçando o papel da comunicação. Mantêm-se os prazos regulamentares vigentes. Em relação ao rito formal de contestação do enquadramento entende-se que se trata de uma demanda do consumidor para distribuidora, o que já é previsto na regulamentação vigente, com destaque para as disposições do art. 399 e seguintes da Resolução Normativa nº 1.000/2021. Não se identificam fundamentos para dar tratamento distinto.

130. A proteção ao consumidor é assegurada pela conjugação de três instrumentos: a exclusão das subclasses sociais; a opção da tarifa plana temporária, que trata o risco distributivo pela escolha individual; e a correção de enquadramento indevido pelos ritos gerais de reclamação da REN nº 1.000/2021.

131. É importante ressaltar que a inelasticidade da demanda não é motivo para afastar a aplicação de tarifas horárias, pois, pelo princípio da causalidade dos custos, cada consumidor deve arcar com os custos que efetivamente impõe ao sistema, independentemente de sua capacidade de responder aos sinais de preço. Embora consumidores inelásticos possam não deslocar seu consumo para horários de menor custo, permanecem as diferenças de custo entre os períodos de ponta e fora de ponta, de modo que a correta sinalização tarifária continua promovendo eficiência alocativa. Excluí-los da modalidade horária geraria subsídios cruzados em favor dos consumidores que concentram consumo nos horários mais caros, contrariando esse princípio. A elasticidade deve ser considerada na definição dos subgrupos tarifários, reunindo consumidores com características semelhantes, mas não na escolha da estrutura tarifária aplicável a um grupo já formado. Eventuais impactos distributivos decorrentes da aplicação das tarifas devem ser tratados por mecanismos específicos de proteção tarifária, e não pela distorção dos sinais econômicos refletidos nas tarifas.

132. A análise detalhada e as respostas às questões P5.1 a P5.11 constam do **Anexo IV, subtema 5.**

III.7.6 Qualidade e suficiência do AIR

133. Este tema trata do rigor metodológico do Relatório de Análise de Impacto Regulatório Conjunto nº 01/2025-STR/STD/ANEEL, à luz do art. 6º da Lei nº 13.848/2019 e da escolha do método de análise do impacto econômico prevista no art. 7º do Decreto nº 10.411/2020. Registre-se, de partida, que o ordenamento faculta ao responsável pelo RAIR a escolha do método mais adequado ao caso, sendo essa escolha, ela própria, objeto de contribuição da sociedade.

134. **(6.1 Robustez do diagnóstico)** Delta, LUZ, ABGD e ANACE apontam lacunas metodológicas — ausência de modelagem econômico-financeira e de análise distributiva — com o bloco mais formalista demandando o refazimento integral do AIR; IMR e Matheus Santana manifestam apoio à fundamentação. Reconhece-se a pertinência das críticas. O AIR é objeto de revisão e complementação, incorporando os elementos quantitativos, distributivos e empíricos trazidos pelas contribuições, preservado o cronograma regulatório.

135. **(6.2 Análise de custo-benefício)** Há pleito amplo por uma análise de custo-benefício (ACB) abrangente — método tido por várias contribuições como o mais adequado — e por transparência das premissas (FIEMG, FNCE). Realizado exercício de ACB com os dados da revisão tarifária da COPEL de 2026, verifica-se que seu resultado é determinado pela demanda máxima coincidente dos consumidores-alvo por faixa de consumo — variável que os dados disponíveis não permitem fixar e cujo levantamento pressuporia a instalação dos próprios medidores cuja conveniência se pretenderia aferir. Não se adota, por essa razão, o método de custo-benefício, cabendo ao exercício realizado a função de mapear os requisitos informacionais da matéria.

136. Parte das críticas ao método do AIR parte da premissa de que o faturamento atual, por tarifa volumétrica plana, constituiria situação neutra, e que a mudança só se justificaria caso o consumidor comprovadamente deslocasse consumo. Sob essa leitura, a alteração tarifária equivaleria à escolha de uma tecnologia para resolver um problema, condicionada à demonstração prévia de sua eficácia.

137. Essa premissa, no entanto, não está correta. A tarifa volumétrica plana não é neutra: ao cobrar o mesmo valor por kWh independentemente do horário, ela reduz a aderência entre tarifa e custo de atendimento e gera um sinal de preço ineficiente — os consumidores cujo consumo se concentra fora da ponta pagam acima do custo que impõem ao sistema, arcando com os custos impostos por aqueles que concentram consumo na ponta e pagam abaixo desse custo. A eficiência alocativa é maior quando os preços se aproximam dos custos marginais, reduzindo perdas de bem-estar — princípio especialmente relevante no setor elétrico, em que o custo marginal de atendimento varia ao longo do dia.

138. Daí decorre premissa que percorre toda a análise: o benefício da correta alocação de custos não está condicionado a uma resposta imediata e homogênea do consumidor ao sinal de preço. O primeiro objetivo da estrutura tarifária é refletir adequadamente os custos de atendimento, permitindo que cada consumidor

perceba, por meio da tarifa, quando seu consumo tende a impor maior ou menor custo à infraestrutura. A resposta da demanda é consequência esperada e desejável desse sinal, não sua condição de legitimidade. Ainda quando a resposta não seja imediata, a tarifa fornece referência econômica para decisões futuras de consumo e de investimento em flexibilidade, eficiência e novas tecnologias. Nesse sentido, o aprimoramento do sinal de preço integra os fundamentos da medida ao lado da resposta da demanda, da inserção eficiente de recursos energéticos distribuídos, da resposta à complexidade operativa crescente do sistema e da correção da baixa efetividade do modelo de adesão voluntário. Sem que se exija para qualquer deles a quantificação prévia de uma reação comportamental.

139. Assim, a ACB não será o método do AIR revisado. A proposta ancora-se, em substituição, em quatro fundamentos convergentes: os princípios tarifários (causalidade de custos e eficiência alocativa), a evidência empírica dos Sandboxes Tarifários, a experiência internacional consolidada e o desenho de liberdade de escolha no modelo de adesão. O exercício de custo-benefício realizado no Anexo VII cumpre função distinta e complementar: identifica as variáveis que condicionariam o resultado econômico da medida e delimita quais delas deverão ser mensuradas e acompanhadas.

140. **(6.3 Subsídios de Sandboxes Tarifários)** Parte das contribuições entende os Sandboxes como projetos-piloto — condição prévia à implementação. Pondera-se que essa leitura confunde duas funções distintas. Os Sandboxes constituem ambiente de aprendizagem regulatória: deles se extraem evidências sobre o comportamento de arranjos em condições reais — notadamente a limitação de engajamento do *opt-in* e a elevada taxa de retenção do *opt-out* —, evidências que informam o desenho da medida e são incorporadas ao RAIR. Não constituem, contudo, teste de viabilidade técnica cuja conclusão condicione a implementação, uma vez que a Tarifa Branca já se encontra parametrizada nos sistemas comerciais das distribuidoras e vigente desde 2018. A distinção é relevante: o que os Sandboxes produzem é conhecimento sobre resposta comportamental, aproveitável desde já e continuamente; o que não produzem — porque desnecessário — é validação de operacionalidade de modalidade já operante. Seus resultados (Energisa, COPEL, EDP, Equatorial) integram a fundamentação.

141. Revisa-se e complementa-se o AIR com os elementos quantitativos, distributivos e empíricos das contribuições, sem adoção do método ACB, cujo exercício (Anexo VII) cumpre função de análise do valor da informação: identifica as variáveis que determinam o resultado e orienta o monitoramento. Os resultados dos Sandboxes integram a fundamentação, e o Relatório de Acompanhamento proposto afere, nas fases iniciais, a materialização dos benefícios projetados.

142. A análise detalhada e as respostas às questões P6.1 a P6.9 constam do **Anexo IV, subtema 6**.

III.7.7 Comunicação, nomenclatura e proteção do consumidor

143. Este tema concentra um dos maiores consensos da Consulta Pública: a comunicação não é acessória, mas componente operacional do desenho regulatório — sem comunicação efetiva, se repetirá a experiência da Tarifa Branca voluntária. As contribuições convergem na exigência de comunicação ativa, individualizada e multicanal, divergindo quanto aos instrumentos, à duração das janelas e às fontes de financiamento.

144. **(7.1 Educação e engajamento)** Há ampla convergência em três instrumentos: o simulador individualizado de fatura, distribuído pela concessionária cerca de 90 dias antes da migração e baseado no histórico real de consumo; o faturamento-sombra ampliado — várias contribuições propõem substituir os três ciclos da minuta por janela de doze meses, capaz de capturar sazonalidades; e a notificação prévia individualizada, ancorada no Código de Defesa do Consumidor e nos princípios do contraditório e da ampla defesa. Entende-se que as simulações devem sempre basear-se em dados medidos — estimativas por comportamento típico geram expectativas que, confrontadas com a medição, produzem confusão informacional. Quanto ao financiamento, a Nota Técnica nº 158/2026-STE/ANEEL concluiu que o regulamento vigente comporta o enquadramento da campanha como projeto piloto educacional cooperado, nos termos do Módulo 5 do PROPEE — solução adotada. As demais definições operacionais

remetem-se ao Plano de Conscientização.

145. **(7.2 Transparência de dados)** As contribuições sustentam que a efetividade do sinal de preço depende da capacidade de o consumidor visualizar e processar seus dados de consumo. Pleiteiam-se acesso direto aos dados de medição horária (modelo D-1, com defasagem de até 24 horas), disponibilização padronizada por APIs a terceiros autorizados e ampliação dos dados públicos sobre a modalidade. Entende-se que a digitalização do relacionamento com o consumidor — para além da mera fatura digital — é transformação necessária, e que o ambiente logado, aos moldes dos desenvolvidos nos Sandboxes Tarifários, constitui o canal adequado para complementar a informação resumida apresentada nas faturas. Registre-se que o ambiente logado permanece obrigatório mesmo quando o consumidor opte pela fatura impressa, e que o uso de medidor de quatro postos não inteligente não é limitador da digitalização. Contudo, o processo de medição, se remoto ou não, interfere no tempo e na taxa de disponibilização da informação. Consumidores com sistema de medição inteligente terão possibilidade de acesso a informações em taxa maior e tempo menor do que os com sistema de medição convencional.

146. **(7.3 Nomenclatura institucional)** Há consenso de que o termo "tarifa branca" é comunicativamente fraco, por não informar o consumidor leigo sobre a variação horária de preços. As contribuições convergem majoritariamente em torno de "Tarifa Hora Certa" (CEEE Equatorial, CC EMR, EPE, Felipe Figueiró), com alternativas como "Tarifa Hora Econômica" (EDP) e "Tarifa por Horário de Consumo" (ABSOLAR); propostas análogas incidem sobre os postos tarifários. Acata-se a orientação da EPE: mantém-se "Tarifa Branca" como denominação regulatória — preservando a continuidade institucional e a integridade dos normativos — e adota-se um nome fantasia para a comunicação ao consumidor, com igual tratamento para os postos. Reconhece-se, à luz da economia comportamental, que os rótulos operam como sinais cognitivos e que não há nome estritamente superior — "Hora Certa" minimiza o risco de expectativa frustrada; "Hora Econômica" maximiza a adesão inicial, ao custo de risco de percepção de economia garantida.

147. A Diretoria Colegiada da ANEEL, em reunião administrativa, definiu a adoção do nome **Tarifa Hora Certa**. Assim é possível a comunicação do novo nome desde o início, evitando a utilização do nome tarifa branca. Remete-se ao Plano de Conscientização a nomenclatura dos postos tarifários, inclusive sua eventual regionalização.

148. Recomenda-se a operacionalização de um Plano de Conscientização coordenado entre ANEEL e distribuidoras, custeado como projeto piloto cooperado (Módulo 5 do PROPEE), ao qual se remetem as definições operacionais da comunicação, dos simuladores, da informação nas faturas, do ambiente logado e da nomenclatura dos postos. Conforme definido pela Diretoria Colegiada em reunião administrativa, adota-se o nome **Tarifa Hora Certa** para a modalidade tarifária horária.

149. A análise detalhada e as respostas às questões P7.1 a P7.11 constam do **Anexo IV, subtema 7**.

III.8. Relatório de Impacto Regulatório

150. O Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 9/2026-STR/STD/ANEEL, intitulado Modernização das Tarifas de Distribuição – Ciclo 1 (Tarifas Horárias), consubstancia a análise das alternativas para o enfrentamento do problema regulatório e fundamenta a recomendação submetida à Diretoria. O RAIR corresponde à atualização, pós-participação pública, do Relatório de AIR Conjunto nº 01/2025-STR/STD/ANEEL, incorporando as contribuições recebidas na Consulta Pública nº 046/2025.

151. O RAIR define o problema regulatório como a falta de percepção da variação horária dos custos de eletricidade pelos consumidores atendidos em baixa tensão, decompondo-o em causas e consequências mediante árvore do problema regulatório. A avaliação das alternativas organiza-se em dois níveis, conforme exige o art. 6º, II, do Decreto nº 10.411/2020. No primeiro nível, decide-se pela pertinência da atuação regulatória, descartando-se a não atuação (Alternativa 0) e a intensificação isolada da comunicação (Alternativa 0'), por insuficientes diante de quase uma década de baixa adesão. No segundo nível, submetem-se à análise multicritério três alternativas regulatórias, distintas pelo modelo de adesão: a

Alternativa 1 (*opt-in* aprimorado, com atuação sobre medição, comunicação e simuladores); a Alternativa 2 (enquadramento automático com possibilidade de saída — *opt-out*); e a Alternativa 3 (enquadramento automático sem possibilidade de saída).

152. Adota-se a análise multicritério como metodologia de comparação, justificada por dois fundamentos: a natureza dos benefícios em avaliação — a maior eficiência alocativa depende de variáveis comportamentais e sistêmicas de difícil monetização confiável, o que torna a análise de custo-benefício sensível a premissas não fixáveis com segurança — e o fato de a decisão não se reduzir a uma dimensão de eficiência econômica, envolvendo atributos como a liberdade de escolha, a aceitação pública e o impacto distributivo. As alternativas são avaliadas segundo sete critérios, organizados em duas dimensões: quatro de eficácia e controle (taxa de adesão, benefício sistêmico, controlabilidade e custo regulatório) e três de legitimidade e segurança da intervenção (reversibilidade, aceitação pública e impacto distributivo).

153. Da análise multicritério, a **Alternativa 2 (*opt-out*)** obtém a melhor avaliação, com 38 pontos, contra 34 da Alternativa 3 e 32 da Alternativa 1. O resultado revela a lógica da comparação: a Alternativa 3 maximiza o alcance e o benefício sistêmico, mas apresenta o pior desempenho nos critérios de reversibilidade, aceitação pública e impacto distributivo; a Alternativa 1 preserva plenamente a liberdade de escolha, mas é a menos eficaz em alcance e benefício sistêmico. A Alternativa 2 é a única que se posiciona favoravelmente em ambas as dimensões, combinando alcance elevado, por operar como opção padrão, com a preservação da liberdade de escolha, por admitir a possibilidade de saída. É, portanto, a alternativa que melhor concilia a eficácia da intervenção com a legitimidade e a segurança de sua implementação.

154. A robustez do resultado foi confirmada por análise de sensibilidade: a Alternativa 2 permanece a mais bem avaliada em todos os cenários de variação de pesos e de notas testados, invertendo-se apenas na hipótese específica em que se atribui, simultaneamente, peso máximo aos critérios de eficácia e peso mínimo aos três critérios de legitimidade.

155. Como refinamento do desenho, o RAIR estabelece que os consumidores que já disponham de medição apta ao registro horário e permaneçam na modalidade convencional passam a receber a informação de seu consumo por posto e a simulação comparativa entre modalidades — calibrando a intervenção à real capacidade técnica de escolha, em observância ao princípio da proporcionalidade.

156. Registre-se que a presente avaliação difere daquela constante do Relatório de AIR Conjunto nº 01/2025-STR/STD/ANEEL, submetido à Consulta Pública, no qual a alternativa de enquadramento automático havia sido preliminarmente identificada como a mais bem avaliada. As contribuições recebidas evidenciaram a relevância de dimensões não plenamente contempladas na avaliação anterior — notadamente a aceitação pública, a reversibilidade e o impacto distributivo —, incorporadas como critérios explícitos. A reponderação da análise à luz dessas dimensões, própria da função da participação social no processo de AIR, conduziu à identificação do modelo *opt-out* como a alternativa mais adequada. As demais dimensões do RAIR — atores afetados, base legal, implementação e monitoramento por indicadores, com possibilidade de reavaliação — constam integralmente do Relatório.

III.9. Plano de Conscientização

157. Do diagnóstico da baixa adesão da tarifa branca (seção III.2), a comunicação com o consumidor possui importância tão grande quanto o próprio desenho da tarifa. Assim, a utilização dos recursos do Programa de Eficiência Energética, conforme proposto na Nota Técnica nº 158/2026-STE/ANEEL, possibilita a estruturação de campanha de conscientização adequada.

158. Neste momento de instrução, além de reconhecer a importância da comunicação, pode-se direcionar ações para operacionalização do Plano de Conscientização. Além das recomendações contidas na referida Nota Técnica nº 158/2026, adiciona-se a necessidade de que a ANEEL e as distribuidoras padronizem a linguagem a ser utilizada, desde a comunicação institucional realizada pela Agência, até o atendimento individual realizada pelos colaboradores das distribuidoras em contato direto com os consumidores. Os

Sandboxes Tarifários foram exitosos neste desafio, servindo como exemplo e fonte de aprendizado.

159. Entende-se que o Plano de Conscientização deve avaliar a comunicação ampla para a sociedade e informar da nova realidade do setor elétrico e da possibilidade de adesão voluntária à tarifa horária, bem como a comunicação direcionada aos consumidores que perceberão o enquadramento automático, via faturas, página logada e outras formas de comunicação direcionada.

160. A experiência dos Sandboxes Tarifários ensina que a comunicação deve ser contínua. Assim, entende-se que o Plano de Conscientização deve ter duração mínima de 2 anos, com comunicação prévia ao primeiro faturamento. Cabe ao Plano de Conscientização ponderar a melhor antecedência mínima.

161. Com base nas experiências semelhantes, os recursos necessários serão elevados, assim é importante que a ANEEL acompanhe o desenvolvimento das atividades. A Tabela 2 apresenta os valores de 3 campanhas semelhantes realizadas com recursos do Programa de Eficiência Energética. Por isso, nos moldes do Projeto de Governança de Sandboxes Tarifários, sugere-se que a Agência, por meio das áreas responsáveis, deve compor comitê de acompanhamento.

Tabela 2: Valores das campanhas realizadas

Campanha	Ano	Referência SIC	Valor Nominal	Valor atualizado (IPCA jun/26)
Campanha das Bandeiras Tarifárias e Uso Consciente	2015	48513.020631	R$ 20.554.000,00	R$ 35.005.167,16
Campanha Consumo Consciente de Energia Elétrica - 2017	2017	48513.021787	R$ 17.398.735,73	R$ 27.079.131,88
Consumo Consciente	2021	48513.006320	R$ 39.828.299,78	R$ 49.792.720,21

Fonte: ANEEL

162. Os valores constantes da Tabela 2 devem ser lidos com a devida ressalva metodológica. As campanhas ali referidas caracterizaram-se por veiculação concentrada e de curta duração: a de 2017 permaneceu no ar por quinze dias, entre 7 e 21 de novembro; a de 2021, por período de quatro meses. Não constituem, portanto, parâmetro direto de custo para o Plano de Conscientização ora proposto, cuja duração mínima é de dois anos e cujo objeto — a alteração do enquadramento tarifário padrão do consumidor de baixa tensão — é substancialmente mais complexo que a divulgação de mecanismo tarifário já vigente, e com público-alvo diferente. Os valores prestam-se a evidenciar a ordem de grandeza dos recursos historicamente mobilizados em ações dessa natureza, e não a estabelecer teto ou referência de dimensionamento.

163. Acresce que as pesquisas de pós-teste realizadas nas campanhas anteriores registram descolamento relevante entre alcance e compreensão. Na campanha de 2015, cerca de setenta por cento dos entrevistados recordava-se da veiculação — indicador de atingimento do público-alvo considerado satisfatório —, sem que disso decorresse entendimento adequado do tema tratado, tendo o próprio relatório final consignado a necessidade de reforço das informações e de manutenção de ações contínuas de esclarecimento. Essa constatação, convergente com o aprendizado dos Sandboxes Tarifários referido anteriormente, reforça dois pontos: a duração mínima de dois anos do Plano e a necessidade de que os indicadores de efetividade previstos na diretriz (ix) do próximo parágrafo não se limitem a métricas de alcance, incorporando aferição de compreensão efetiva pelo consumidor.

164. Dessa forma sugere-se que se insira determinação no Voto, para que as distribuidoras realizem, de maneira cooperada, incluindo as permissionárias, Projeto Piloto do Programa de Eficiência Energética de plano de conscientização, tendo como diretrizes gerais:

i. Plano de comunicação nacional segmentado por público, distinguindo o público-alvo do enquadramento automático — consumidores com consumo mensal igual ou superior a 500 kWh — do público da adesão voluntária, com mensagens adequadas a cada perfil;
ii. Definição da nomenclatura dos postos tarifários para fins de comunicação ao consumidor, avaliando-se a eventual regionalização dos nomes, conforme diretrizes do subtema de

nomenclatura;

iii. Realização de pré-teste qualitativo das peças e da mensagem previamente à veiculação, com metodologia e abrangência geográfica que contemplem a diversidade regional do público-alvo, destinado a aferir a compreensão efetiva do conteúdo e a subsidiar ajustes antes do início da campanha — prática adotada nas campanhas anteriores referidas na Tabela 2 e cuja pertinência é reforçada pela maior complexidade conceitual do objeto ora comunicado;

iv. Orientações às distribuidoras para a mensagem na fatura e para o ambiente de simulação individualizada na página logada sobre a nova modalidade, elaborada com base no histórico real de medição da unidade consumidora — e não em perfil típico —, disponibilizada com antecedência prévia à migração;

v. Adoção de linguagem simples e acessível em todos os pontos de contato, da comunicação institucional da Agência ao atendimento individual prestado pelas distribuidoras, em consonância com a Lei nº 15.263/2025;

vi. Previsão de canais de comunicação diversificados e calibrados a cada perfil de consumidor, avaliando qual parcela do público-alvo é adequadamente alcançada por canais exclusivamente digitais;

vii. Orientações para as distribuidoras quanto à linguagem e às informações mínimas a serem disponibilizadas nas faturas e na área logada individual dos consumidores e quanto ao tratamento informacional diferenciado conforme o impacto percebido pela unidade consumidora — favorável, neutro ou desfavorável;

viii. Utilização do ambiente logado como canal do detalhamento do faturamento informativo (denominado "faturamento sombra" na Consulta Pública) e da comparação entre modalidades, reservado ao quadro de mensagens da fatura impressa ou digital informações direcionadas conforme perfil à modalidade;

ix. Definição de indicadores de efetividade da comunicação — de alcance, engajamento e acompanhamento do índice de opção da tarifa plana temporária (*opt-out*) —, acompanhados pelo comitê de governança e articulados ao monitoramento da medida;

x. Aproveitamento dos planos de comunicação dos Sandboxes Tarifários que testaram Tarifas Horárias (Energisa, EDP, Equatorial e COPEL) como base e fonte de aprendizado; e

xi. Proposta de governança que permita o acompanhamento pela ANEEL e pelos Conselhos de Consumidores.

165. Além das diretrizes acima, o Projeto Piloto deve considerar as demais contribuições recebidas na Consulta Pública nº 046/2025 relativas à comunicação, à nomenclatura e à transparência de dados — em especial as propostas de instrumentos de engajamento, canais e ferramentas de simulação —, cuja avaliação foi remetida a esta etapa por demandarem detalhamento operacional incompatível com o momento da instrução. Definições prévias sobre tais aspectos poderiam comprometer a efetividade do Plano.

166. O Projeto Piloto do Programa de Eficiência Energética deve ser encaminhado à ANEEL para avaliação prévia, conforme consta na regulamentação vigente.

III.10. Encaminhamentos Propostos

167. A proposta ora encaminhada estrutura-se como resposta direta ao diagnóstico da baixa adesão apresentado na seção III.2. A cada fator identificado como causa da inércia corresponde um instrumento da proposta, de modo que o enfrentamento seja coordenado sobre todas as causas, e não sobre uma delas isoladamente.

168. Embora coordenadas, as ações observam uma ordem de execução deliberada, ditada pelas suas interdependências operacionais. A definição do modelo de adesão e do cronograma de implantação precede o redesenho dos parâmetros da tarifa branca, uma vez que é ela que permite às distribuidoras iniciar a aquisição e a instalação da infraestrutura de medição. Enquanto as distribuidoras conduzem essa preparação, discutem-se, em paralelo, as possibilidades de revisão dos valores da tarifa horária.



Do diagnóstico ao encaminhamento

Cada fator da baixa adesão (seção III.2) corresponde a um instrumento da proposta (seção III.10)

Fator do diagnóstico	Encaminhamento	Instrumento
1. Adesão voluntária (opt-in): a inércia mantém o consumidor no padrão	Enquadramento automático com possibilidade de saída (opt-out) para B1/B2/B3 com consumo ≥ 500 kWh. Novas estações de recarga de VE e novos aderentes ao SCEE: sem opção de saída	REN nº 1.000/2021
2. Sinal tarifário insuficiente: postos não refletem a curva do pato	Flexibilização e revisão dos parâmetros dos postos, definidos caso a caso por distribuidora	PRORET; Tarifa Branca – Ciclo 2
3. Infraestrutura e informação: barreira de medição e assimetria informacional	Medidor de 4 postos; simulação com dados medidos; ambiente logado	REN nº 1.000/2021; Plano de Conscientização
4. Desincentivo da distribuidora: risco de faturamento absorvido pelo caixa	Alteração das regras de cálculo de financeiros e Parcela B; novas modalidades de declaração de mercado nos bancos de dados de mercado	PRORET
Salvaguarda transversal: proteção do consumidor	Exclusões (baixa renda, social, IP, pré-pago) e tarifa plana temporária	REN nº 1.000/2021; PRORET
Salvaguarda transversal: implementação	Faseamento em três etapas (2028–2031) e indicadores de acompanhamento	REN nº 1.000/2021

Figura 8: Correspondência entre os fatores do diagnóstico e os encaminhamentos propostos
Fonte: elaboração própria

169. As definições do modelo e do cronograma são igualmente relevantes para que se tenha visão precisa da abrangência da aplicação, permitindo simular com maior exatidão eventuais ajustes futuros nos valores da tarifa.

170. O Plano de Conscientização pode ser estruturado em paralelo à preparação da infraestrutura de medição. Contudo, os novos valores da tarifa horária — em especial os postos tarifários — devem ser definidos com a devida antecedência, para que o Plano contemple as características de cada concessão e permissão.

171. Essa organização é relevante porque o redesenho dos parâmetros da tarifa horária foi o tema com o maior número de contribuições e o que demanda mais tempo de análise, simulação e discussão. Por essa razão, o redesenho dos parâmetros da tarifa horária constitui etapa própria — a Tarifa Hora Certa – Ciclo 2[10], no âmbito do Plano de Revisão do Modelo Tarifário —, na qual, dado o impacto dos novos valores, será aberta à sociedade oportunidade de manifestação sobre os parâmetros propostos. Condicionar a definição do cronograma de implantação à conclusão prévia desse redesenho atrasaria injustificadamente todo o processo, sem agregação de benefício correspondente. Por isso, define-se primeiro o modelo de adesão e o cronograma, conduzindo-se o redesenho dos parâmetros no Ciclo 2, em processo próprio e paralelo.

172. Sintetizam-se, a seguir, os encaminhamentos, organizados segundo os fatores do diagnóstico.

III.10.1 Mecanismo de adesão

173. Substitui-se o modelo voluntário (*opt-in*) pelo enquadramento automático com possibilidade de saída (*opt-out*), aplicável aos consumidores dos subgrupos B1, B2 e B3 com consumo mensal médio igual ou superior a 500 kWh, de forma escalonada e gradual, preservadas as vedações à modalidade já vigentes. Mantém-se, para os consumidores automaticamente enquadrados, a possibilidade de migração para a

modalidade tarifária plana temporária, permanecendo o regime de adesão voluntária (*opt-in*) para os demais consumidores. Quanto às novas unidades consumidoras destinadas a estações de recarga de veículos elétricos para exploração comercial e aos novos aderentes ao SCEE, o enquadramento na modalidade horária se dá sem opção de saída.

174. O critério alcança também a unidade consumidora participante do SCEE cuja energia ativa injetada supere o consumo bruto medido, hipótese em que o limite é verificado sobre a energia injetada. O enquadramento é apurado com base na média mensal dos ciclos de faturamento do período de referência de cada etapa: o ano civil de 2026 para a etapa de abril/2028, o de 2027 para a de abril/2029 e o ano de 2028 para a de abril/2031. A mesma janela aplica-se ao consumo e à injeção.

175. As unidades ligadas sem histórico mínimo de faturamento são enquadradas no próximo ciclo de enquadramento, garantindo proteção adicional ao consumidor, de só ser enquadrado com base em medições. Concluído o cronograma, o critério passa a ser verificado anualmente, com faturamento informativo para as unidades existentes que passarem a superar 500 kWh/mês.

176. A adoção do *opt-out* decorre diretamente da análise multicritério do RAIR, que avaliou cinco alternativas em dois níveis e identificou o enquadramento automático com possibilidade de saída (Alternativa 2) como a mais bem avaliada — 38 pontos, contra 34 da Alternativa 3 (automática) e 32 da Alternativa 1 (opt-in aprimorado). O *opt-out* é o único arranjo que concilia as duas dimensões da decisão: alcança elevado número de consumidores, por operar como novo padrão e valer-se da inércia comportamental a favor do objetivo regulatório, e preserva a liberdade de escolha, por assegurar a possibilidade de escolha de outra modalidade tarifária. Fundamenta-se, ademais, na evidência de que a inércia mantém o consumidor na opção padrão qualquer que seja ela — de modo que a alteração do ponto de partida, e não a mera divulgação, é o instrumento capaz de superar a barreira comportamental documentada em quase uma década de baixa adesão. A robustez dessa escolha foi confirmada por análise de sensibilidade, mantendo-se a alternativa a mais bem avaliada em todos os cenários de variação de pesos e notas, salvo na hipótese, específica e não adotada, de atribuição simultânea de peso máximo à eficácia e mínimo à legitimidade.

177. Não se substitui liberdade por imposição, mas um enquadramento automático que oculta o custo horário por outro que o revela. Sob a modalidade convencional, o consumidor dispõe formalmente de duas modalidades, mas não das condições para escolher entre elas: sem medição por posto, não conhece o próprio perfil de consumo nem consegue avaliar o efeito da migração — circunstância que explica a adesão inferior a 0,1% do universo elegível ao longo de quase uma década de vigência da modalidade.

178. Registre-se, contudo, que a proposta não amplia o número de modalidades à disposição do consumidor enquadrado. Ao contrário: encerrada a janela da tarifa plana temporária, o universo alcançado pelo enquadramento automático permanecerá na modalidade horária, sem a faculdade de opção pela convencional de que hoje dispõe. O que se altera não é a quantidade de opções, mas a natureza da escolha e as condições de seu exercício — que passam a compreender medição por posto, simulação comparativa com base no consumo real e faturamento informativo prévio a qualquer efeito financeiro.

179. O estreitamento de opções em questão diz respeito ao cardápio existente, composto por duas modalidades. A ampliação do leque de modalidades tarifárias à disposição do consumidor de baixa tensão é objeto do Plano de Revisão do Modelo Tarifário, cuja evolução poderá, no futuro, oferecer opções que hoje não existem. A presente proposta não a antecipa nem dela depende. Limita-se a alterar o padrão de enquadramento da modalidade horária já disponível.

180. Entende-se que a restrição é proporcional ao fim perseguido. A faculdade de permanecer indefinidamente em modalidade que não reflete o custo horário de atendimento é precisamente o que perpetua a ineficiência alocativa que a medida busca corrigir. A preservação de modalidade sem distinção horária equivaleria a manter, por opção individual, um efeito distributivo que onera terceiros. Preserva-se, no período de transição, a faculdade de opção por modalidade sem distinção horária, e assegura-se, de

forma permanente, a informação que hoje inexiste.

181. A opção de saída não aponta para a modalidade convencional vigente, mas para modalidade própria, ora instituída. A distinção é necessária: a convencional aplica-se aos consumidores que não integram o público-alvo do enquadramento automático, e sua tarifa reflete o custo médio de atendimento da baixa tensão. Se a saída apontasse para ela, o consumidor de elevado consumo — cujo perfil, concentrado na ponta, é o de maior custo de atendimento — pagaria a mesma tarifa daquele de baixo consumo, reinstituindo a ineficiência alocativa que a medida busca corrigir. Institui-se, por isso, a modalidade plana temporária: sem distinção horária, mas com tarifa que reflete o custo de atendimento do universo que a ela adere.

182. A permanência na tarifa plana temporária é limitada a dois anos, contados do marco de enquadramento da respectiva etapa. Findo esse prazo, o consumidor é reenquadrado automaticamente na modalidade horária. Para a primeira etapa, migrada em abril de 2028, a tarifa plana temporária estará disponível até abril de 2030; para a segunda, até abril de 2031; para a última, migrada em abril de 2031, até abril de 2033, quando a modalidade se extingue integralmente. A limitação temporal confere ao instrumento o caráter de transição que lhe é próprio: ele existe para dar tempo de adaptação ao consumidor, não para constituir regime tarifário permanente. Complementarmente, a tarifa plana temporária atua como proteção de fatura, cujo limite de aumento é dado pela relação entre a plana e a convencional (Anexo VIII).

183. O prazo de dois anos assegura ao consumidor a observação de dois ciclos anuais completos de consumo. O primeiro permite perceber o efeito da variação sazonal sobre a fatura na modalidade horária; o segundo, verificar o resultado das adaptações de hábitos e, se for o caso, de equipamentos. Prazo mais longo prolongaria a permanência em modalidade sem sinal horário sem acrescentar informação ao consumidor, uma vez que o padrão anual de consumo se repete.

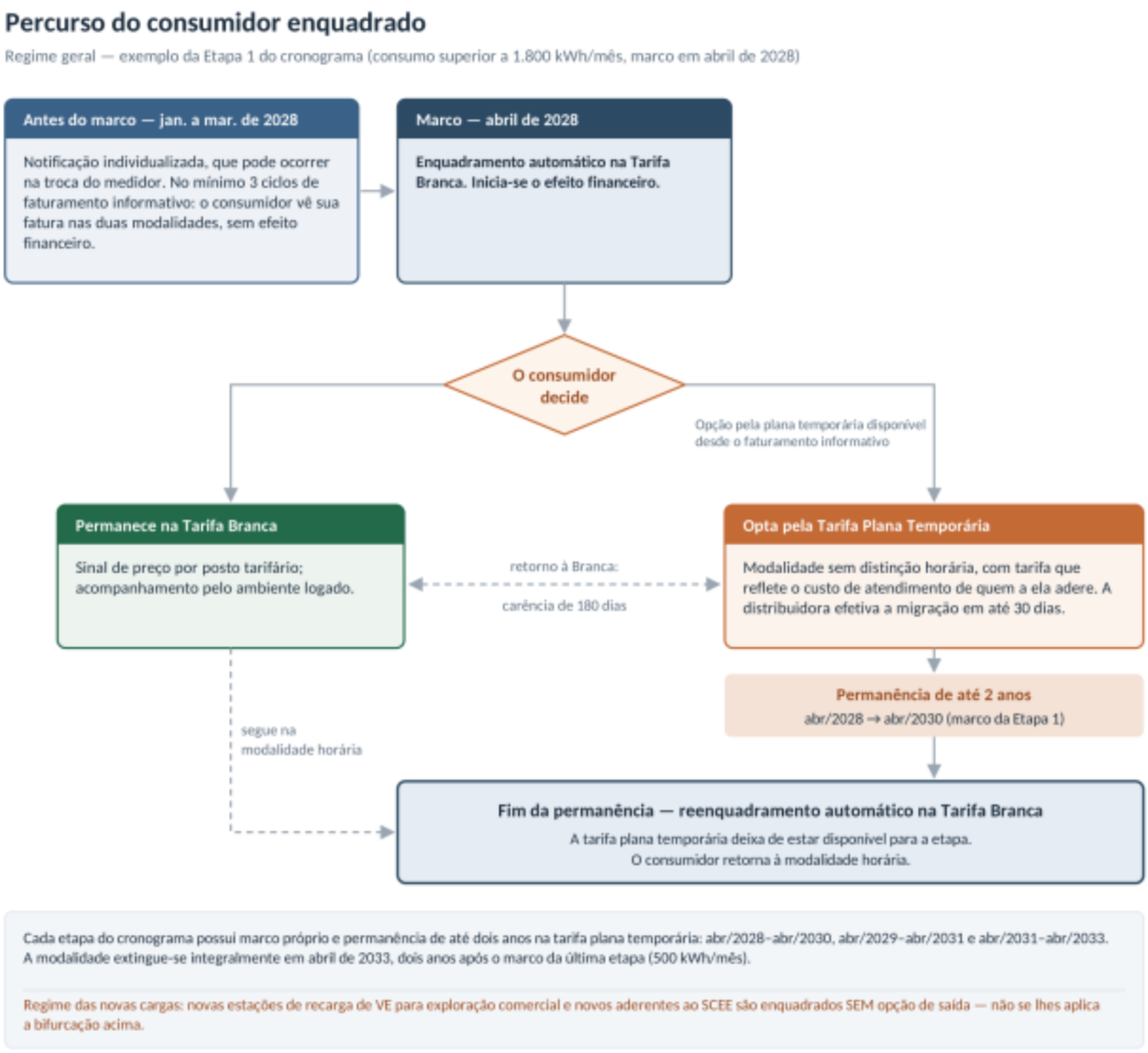


Figura 9: Percurso do consumidor enquadrado – Fase 1

Fonte: Elaboração própria

184. O recorte de 500 kWh/mês resulta das contribuições recebidas e recupera parâmetro já consagrado na regulamentação. A Audiência Pública nº 120/2010, que instituiu a Tarifa Branca, já previa o enquadramento automático dos consumidores residenciais com consumo médio superior a 500 kWh/mês, acompanhando o plano de substituição de medidores. A proposta submetida à Consulta Pública nº 046/2025, por sua vez, estruturava-se em duas fases — 1.000 kWh e 600 kWh —, recorte mais restritivo.

185. Duas ordens de contribuições, aparentemente opostas, convergiram para a solução adotada. De um lado, manifestações sustentaram que o escopo proposto era excessivamente restrito, deixando fora do alcance da medida parcela relevante do mercado com capacidade de resposta ao sinal de preço, aqueles com consumo entre 500 e 600 kWh/mês. De outro, distribuidoras apontaram que o ritmo de instalação de medidores previsto excedia sua capacidade operativa, pleiteando faseamento mais gradual. Acatam-se ambas: amplia-se o alcance final da medida até a faixa de 500 kWh/mês e, simultaneamente, distribui-se sua implantação em um número maior de fases, iniciando-se por faixas de consumo mais elevadas. O resultado concilia maior abrangência com ritmo de instalação compatível com a capacidade demonstrada pelas distribuidoras.

186. Registre-se, por fim, que o cronograma não é irreversível. O acompanhamento contínuo permite revisar o faseamento e as faixas caso os resultados observados divirjam dos esperados — em especial se a taxa de permanência dos consumidores enquadrados (*opt-out)* ou a adesão voluntária dos demais (*opt-in*) situarem-se aquém dos parâmetros utilizados no RAIR. A ampliação do escopo, portanto, não compromete

a prudência regulatória: ela vem acompanhada de instrumento de correção que permite ajustá-la à luz da experiência.

187. A limitação ao público com consumo igual ou superior a 500 kWh justifica-se por concentrar a medida sobre as unidades de maior impacto sistêmico e maior capacidade de resposta ao sinal de preço, preservando os pequenos consumidores, para os quais o benefício líquido é incerto e o risco distributivo, mais elevado — preocupação recorrente nas contribuições, em especial dos conselhos de consumidores.

188. O enquadramento sem opção de saída, aplicável às novas estações de recarga e aos novos aderentes ao SCEE, distingue-se do regime geral, e a distinção tem fundamento. A possibilidade de saída foi assegurada ao universo geral porque o consumidor já conectado não escolheu sua modalidade tarifária, pode ter capacidade limitada de resposta ao sinal de preço e está sujeito a risco distributivo. Nenhum desses pressupostos se verifica quanto às cargas novas. O regime aplica-se às unidades cuja microgeração ou minigeração distribuída seja conectada a partir de 90 (noventa) dias da publicação da Resolução Normativa, às beneficiárias dos créditos dessas centrais e às estações de recarga conectadas após o mesmo prazo, atendendo assim ao comando do art. 31 da Lei nº 14.300/2022, segundo o qual qualquer alteração de norma relacionada à microgeração ou minigeração distribuída ou às unidades participantes do SCEE deve ser publicada com antecedência mínima de 90 (noventa) dias de sua entrada em vigor.

189. Adota-se o mesmo marco para as estações de recarga de veículos elétricos, de modo que o regime das cargas novas tenha data única de aplicação. As unidades conectadas antes desse marco submetem-se ao regime geral, com possibilidade de saída para a tarifa plana temporária, se alcançadas pelo critério de consumo.

190. Não há alteração de condição preexistente: trata-se de carga cuja conexão é decidida após o conhecimento da modalidade tarifária aplicável, de modo que inexiste expectativa legítima a preservar. Não há capacidade limitada de resposta: a recarga de veículos elétricos é carga flexível e de elevada elasticidade, sendo a precificação horária já praticada por diversos modelos de negócio do segmento. Não há risco distributivo regressivo: cuida-se de atividade de exploração comercial, cujo custo tarifário constitui insumo de operação econômica. E o custo de não sinalizar é assimétrico: a recarga de veículos elétricos é a carga nova de maior potencial de impacto sobre a ponta do sistema, e admitir que se conecte sem sinal de preço orientador equivaleria a permitir que a principal carga flexível do sistema opere sem incentivo à sua flexibilização — agravando o problema que a medida busca corrigir. É mais eficiente orientar essa carga desde a origem do que corrigir seu comportamento posteriormente. A análise empírica que sustenta essas constatações — elaborada a partir de curvas de carga de consumidores residenciais com veículo elétrico, com apuração do custo por quilômetro rodado e do deslocamento observado em ambiente experimental — consta do Anexo IX desta Nota Técnica.

191. Em relação a MMGD, essa proposta tem o intuito de evitar o efeito alertado nas contribuições, de consumidores enquadrados automaticamente na tarifa horária, buscarem o SCEE como forma de contornar a decisão, agravando o problema operacional e os subsídios cruzados implícitos.

III.10.2 Sinal tarifário

192. A modernização ora proposta não se esgota na alteração do padrão de enquadramento, alcançando igualmente as condições de exercício da flexibilização de parâmetros da estrutura tarifária de que trata o item 10 do Submódulo 7.1 do PRORET. Reconhece-se que os motivadores operacionais que sustentam a presente medida (notadamente o avanço da geração distribuída fotovoltaica e a consequente alteração do perfil de carga líquida) atuam em dinâmica mais célere que o intervalo entre revisões tarifárias periódicas, de modo que o desenho dos postos e demais parâmetros de construção da Tarifa Horária deve poder acompanhar tal evolução.

193. Entende-se, ademais, que, uma vez adotado o enquadramento automático (*opt-out*), a definição do desenho tarifário deixa de repousar sobre a manifestação individual de vontade do consumidor e passa a

exigir ancoragem objetiva que preserve a legitimidade da intervenção. Por essa razão, estabelece-se que a análise das propostas de flexibilização tomará como parâmetro preponderante a aderência da configuração dos postos ao custo marginal de capacidade da rede de distribuição, apurado na forma do Submódulo 7.2 do PRORET, sem prejuízo da ponderação de fatores complementares. Preserva-se, assim, a função do posto tarifário como sinal do custo de capacidade — e não como instrumento de arrecadação —, em coerência com a motivação que orientou a instituição do posto intermediário na Audiência Pública nº 120/2010.

194. Há consenso, confirmado pela análise do mapa de calor da carga do Sistema Interligado Nacional e pelo Custo Marginal de Capacidade horário apurado nas revisões tarifárias, de que o perfil de carga do sistema mudou a partir de 2023 com a inserção da MMGD: as demandas máximas passaram a ocorrer à noite, e piorou o fator de carga do sistema. A estrutura vigente, concebida para um sistema hidrotérmico, não reflete essa realidade, o que enfraquece o sinal econômico e ajuda a explicar a baixa adesão diagnosticada.

195. Embora diversas contribuições proponham a criação de um posto que sinalize a sobreoferta solar, entende-se que o sinal prioritário é o dos momentos de expansão do sistema — a demanda máxima que gera necessidade de novos investimentos em geração, transmissão e distribuição —, pois é a redução do consumo futuro nesse momento que produz redução estrutural das tarifas. A criação de um posto solar como regra geral teria como consequência o aumento de demanda e a necessidade de novos investimentos em redes com demanda máxima à tarde. Como as condições de geração são aproximadamente uniformes no País, mas a realidade de cada rede é distinta — há concessões com demanda máxima no sábado ou à tarde e outras com fator de carga elevado durante o dia —, a definição dos postos, de sua duração e da eventual criação de um posto solar deve observar toda a cadeia do sistema e ser conduzida por distribuidora. Preserva-se a definição do posto ponta, com três horas consecutivas aplicadas a toda a área de concessão; a flexibilização alcança o horário dos postos, o posto intermediário e a criação de novos postos.

196. Propõe-se, em consequência, o encaminhamento das seguintes medidas, conjuntamente à minuta de Resolução Normativa:

i. Alteração do item 10 do Submódulo 7.1 do PRORET, para
   a) explicitar, entre os parâmetros passíveis de flexibilização, a possibilidade de definição de postos tarifários distintos por subgrupo (B1, B2 e B3); a instituição de posto tarifário destinado a sinalizar períodos de sobreoferta de geração (posto solar) e dos parâmetros de construção, inclusive a relação da TE ENERGIA; a definição dos postos aplicáveis aos sábados, domingos e feriados nacionais, inclusive quanto à eventual incidência de posto intermediário nesses dias; e, a relação entre a Tarifa de Referência da modalidade Plana Temporária e a da modalidade Convencional Monômia (fator plana/convencional);
   b) admitir a flexibilização do método de definição dos parâmetros de construção da Tarifa Branca, bem como dos parâmetros de referência da Tarifa de Energia (TE) aplicáveis à modalidade;
   c) estabelecer que a análise das propostas de flexibilização relativas à estrutura de postos e relações entre postos observará, como parâmetro preponderante, a aderência ao custo marginal de capacidade da rede de distribuição (Submódulo 7.2), considerados de forma complementar o impacto sobre o incentivo à adesão à modalidade e o perfil de carga da área de concessão, cabendo à proposta que se afaste do indicado por tais parâmetros justificação específica;
   d) admitir que, excepcionalmente, quando comprovada a necessidade — notadamente em decorrência de processo de revisão do modelo tarifário conduzido pela Agência —, a ANEEL possa apreciar propostas relativas ao desenho da modalidade horária em momento diverso do processo de revisão tarifária periódica.
ii. instituição de janela específica de proposição (Tarifa Hora Certa - Ciclo 2): as concessionárias

e permissionárias de distribuição poderão apresentar propostas de adequação da estrutura tarifária da modalidade horária, na forma do inciso "i", no prazo de 120 (cento e vinte) dias contados da entrada em vigor da Resolução Normativa, observado que a presente Nota Técnica (Tarifa Branca - Ciclo 1) estabelece as regras e os critérios do modelo, ao passo que sua aplicação concreta à realidade de cada área de concessão dar-se-á no âmbito das propostas do Ciclo 2;

iii. salvaguarda de legitimidade: a alteração de parâmetros que resulte em agravamento da posição do consumidor — assim entendida a ampliação das horas sujeitas a maior sinalização de preço — observará ônus de motivação reforçado e será acompanhada da correspondente atualização das informações prestadas ao consumidor, na forma do dever de informação estabelecido nesta Nota Técnica;

iv. fixar, na Tabela 2 do Submódulo 7.1, os fatores de referência plana/convencional — 1,08 para a parcela TUSD TRANSPORTE e 1,10 para a parcela TE ENERGIA —, aplicáveis à Tarifa de Referência da modalidade Convencional Monômia para a apuração da Tarifa de Referência da modalidade Plana Temporária, na forma detalhada no Anexo VIII desta Nota Técnica, os quais integram, como os demais fatores da referida Tabela, o rol de parâmetros passíveis de flexibilização;

v. fixar em 1 (um), para as permissionárias de distribuição, a relação entre os parâmetros de referência da TE ENERGIA dos postos da modalidade Branca, a qual poderá ser alterada mediante proposta apresentada na Tarifa Hora Certa – Ciclo 2.

197. O redesenho dos parâmetros será conduzido na etapa da Tarifa Hora Certa – Ciclo 2, no âmbito do Plano de Revisão do Modelo Tarifário. A regionalização dos postos e a criação de novas modalidades tarifárias extrapolam o escopo desta Consulta Pública.

198. A alteração proposta no Módulo 7 do PRORET é condição necessária para adequado redesenho da tarifa horária padrão a ser ofertada aos consumidores de baixa tensão.

III.10.3 Infraestrutura e Informação

199. O enquadramento de cada unidade consumidora depende da instalação de medição apta ao registro do consumo por posto, admitido o medidor de quatro postos, não necessariamente inteligente; os marcos do cronograma não se alteram em função do ritmo de instalação, cujo atraso constitui risco da distribuidora. Institui-se o fornecimento, pela distribuidora, de simulação individualizada da fatura, elaborada com base no histórico real de medição. Adotam-se a fatura e o ambiente logado como canais de detalhamento das informações e de comunicação. Institui-se, ademais, o dever de notificação individualizada do consumidor, com antecedência ao marco de sua fase, informando-lhe que a modalidade será alterada, a partir de qual competência, que haverá período de faturamento informativo prévio a qualquer efeito financeiro, e que lhe assiste a opção de escolha da tarifa plana temporária — direcionando-o ao ambiente logado para acesso à informação detalhada. Remetem-se os padrões técnicos de medição e de abertura de dados à Consulta Pública nº 01/2026.

200. A aplicação da tarifa horária não exige medidor inteligente, mas equipamento apto ao registro do consumo por posto. Cabe a cada distribuidora definir a solução de medição adequada à sua área, o que reduz o custo de implantação e evita condicionar a medida à substituição integral do parque — barreira que integra o próprio diagnóstico da baixa adesão.

201. Não se institui, nesta regulamentação, a faculdade de o consumidor ou terceiro fornecer o medidor, nem regra específica sobre adequação do padrão de entrada: mantêm-se as regras vigentes. A medição apta é condição para o enquadramento na modalidade. Os investimentos em medição seguem a metodologia aplicável e a revisão do Fator X (Consulta Pública nº 020/2026), sem fonte de recursos apartada, como receitas acessórias.

202. A exigência de que a simulação de impacto da tarifa horária se baseie em medição real, e não em perfil

típico, justifica-se por evitar a formação de expectativas que, ao serem confrontadas com o consumo efetivo, produziriam confusão informacional e perda de confiança na modalidade. É o instrumento que converte o enquadramento formal em decisão informada, endereçando a assimetria informacional apontada como um dos fatores da baixa adesão.

203. A digitalização é condição necessária para superação da barreira informacional. Para adequada decisão o consumidor precisa de informações individuais precisas, e ambiente que facilite simulação e solicitação de alterações. Em relação ao padrão de comunicação individualizada, destaca-se contribuição de Felipe Figueiró:

> *"...*
> *Ao fim do período, a distribuidora deveria ser capaz de responder, por unidade consumidora, três perguntas objetivas: houve variação consistente entre postos ao longo dos ciclos? O resultado simulado foi economia, neutralidade ou sobrecusto? A tendência foi estável ou oscilante? Com base nessas respostas, o consumidor receberia uma classificação simples de perfil, aderente, neutro ou não aderente, que orientaria tanto sua decisão quanto o monitoramento regulatório da fase inicial.*
> *Esse mecanismo materializa a comunicação pedagógica, transforma abstração tarifária em experiência concreta e permite aprendizado antes da incidência plena dos efeitos financeiros. Mais do que isso, ele operacionaliza diretamente a distinção entre elegibilidade e aderência defendida nesta contribuição: o faturamento sombra seria o instrumento que revela, com base no perfil real de cada unidade, qual dos dois o consumidor efetivamente é. Sua função não é proteger permanentemente o consumidor da nova lógica tarifária, mas reduzir o atrito comportamental da entrada sem neutralizar o incentivo."*

204. O ambiente logado, aos moldes dos desenvolvidos nos Sandboxes Tarifários, é o canal adequado para detalhamento do faturamento informativo e do comparativo entre modalidades por permitir a atualização tempestiva e o detalhamento por posto que a fatura impressa não comporta. Sua obrigatoriedade subsiste ainda quando o consumidor opte pela fatura impressa. A fatura impressa além da utilização para o faturamento ordinário deve ser utilizada como canal de comunicação, respeitando a disponibilidade de espaço, reservando-se então como canal de mensagens concisas de acordo com perfil definido conforme parágrafo anterior.

205. Institui-se, ademais, o dever de notificação individualizada do consumidor sobre a alteração do padrão de enquadramento, com antecedência ao marco de sua fase, informando a alteração da modalidade, a competência de início, a existência do faturamento informativo e da opção pela tarifa plana temporária. A notificação não veicula o efeito sobre a fatura, que somente pode ser apurado após a instalação do medidor.

206. A disponibilização de mensagem nas faturas e da informação no ambiente logado é condição necessária, mas não suficiente. A notificação cumpre função de alerta e de porta de entrada: ela não veicula o impacto sobre a fatura, que somente pode ser apurado após a instalação do medidor e o registro do consumo por posto, mas informa que a alteração ocorrerá, quando ocorrerá e onde o consumidor encontrará a informação que lhe permitirá decidir. É ela que converte a possibilidade formal de escolha em escolha efetiva, sendo por isso elemento constitutivo do modelo de adesão automática com possibilidade de saída, e não acessório dele. A fatura — impressa ou digital — constitui canal de alcance universal e, portanto, possível meio adequado à veiculação do alerta, juntamente com outros canais definidos no Plano de Conscientização.

207. Reconhece-se que a instalação de medição inteligente realizada pela distribuidora para viabilizar a tarifa horária atende ao critério de eficiência da Portaria Normativa MME nº 111/2025, na redação dada pela Portaria Normativa MME nº 126/2026. Essa norma determina às distribuidoras a instalação de medidores inteligentes em, no mínimo, 2% ao ano das unidades consumidoras de suas áreas de concessão.

208. A aplicação da tarifa horária exige equipamento capaz de registrar o consumo por posto tarifário. Um medidor de quatro postos não inteligente basta para esse fim, mas a distribuidora tenderá muitas vezes a optar pela medição inteligente, por sua maior funcionalidade. Nesse caso, o mesmo investimento atende às duas finalidades, e o reconhecimento evita que a distribuidora seja submetida a duas obrigações desconexas. Confere-se, assim, racionalidade à alocação dos investimentos e coerência entre o Plano de Revisão do Modelo Tarifário conduzido por esta Agência e a política de medição inteligente do Ministério de Minas e Energia.

III.10.4 Tratamento da variação de faturamento

209. Os novos contratos de distribuição, na Subcláusula Vigésima Segunda da Cláusula Sexta definem:

> *"Subcláusula Vigésima Segunda – A estrutura tarifária poderá permitir diferenciação tarifária considerando:*
>
> *I. critérios técnicos, locacionais, de qualidade e custos específicos de atendimento aos distintos segmentos de consumidores e demais usuários; e*
>
> *II. áreas de elevada complexidade ao combate às perdas não técnicas e elevada inadimplência.*
>
> *Parágrafo Único –* ***Os efeitos sobre a receita da distribuidora decorrentes da transição para nova metodologia de estrutura tarifária serão tratados conforme regulação." (G.N.)***

210. As variações de faturamento decorrentes da implementação das tarifas horárias por determinação regulatória são objeto de tratamento específico, mitigando o risco de as distribuidoras atuarem de forma contrária ao objetivo pretendido. Não se alcança, com isso, a variação de mercado propriamente dita, que permanece alocada à distribuidora. Os benefícios esperados da tarifa horária, com a redução estrutural futura dos custos necessários ao atendimento do conjunto de consumidores, e a consequente redução das tarifas, favorecem a assunção desse risco específico pelo conjunto de consumidores.

211. A ausência de mecanismo de tratamento desse risco é, ela própria, um dos fatores da baixa adesão diagnosticados: sem esse mecanismo, a distribuidora não encontra incentivo para viabilizar a modalidade. O tratamento estende-se às migrações voluntárias durante o período da campanha de conscientização, uma vez que o estímulo gerado pela campanha tem efeito semelhante, mas em menor escala, do enquadramento automático.

212. Assim, institui-se tratamento específico da variação de faturamento decorrente da migração à tarifa horária. Alteram-se os Submódulos 2.2, 3.1 e 4.4/4.4A do PRORET. O primeiro para ajustar a "Receita de Parcela B limpa"[11] utilizada para definição da meta de custos operacionais. O segundo para considerar o ajuste econômico da Parcela B nos reajustes tarifários. O terceiro para considerar a variação de faturamento ocorrida no período de referência. Para operacionalizar essas alterações serão criadas modalidades no SAMP:

i. "TARIFA BRANCA TRANSIÇÃO": para considerar o mercado migrado para a tarifa horária do momento definido no cronograma, nos primeiros 12 ciclos de faturamento;
ii. "TARIFA TEMPORÁRIA TRANSIÇÃO": para considerar o mercado que exerceu a opção de saída para a tarifa plana temporária, nos primeiros 12 ciclos de faturamento; e
iii. "TARIFA TEMPORÁRIA": para considerar o mercado da "tarifa temporária transição" a partir da décima terceira competência.

213. O mercado a ser declarado na modalidade "TARIFA BRANCA TRANSIÇÃO" será o mercado dos consumidores enquadrados automaticamente e dos consumidores que exercerem a opção voluntária (*opt-in*) durante o período da campanha de conscientização. No décimo terceiro ciclo de faturamento, esses consumidores devem ser declarados na modalidade "TARIFA BRANCA".

214. Importante destacar que o prazo inicial de 12 ciclos de faturamento, no caso do enquadramento automático, é o cronograma definido e não o momento em que a distribuidora migrou o consumidor. Assim, se cria um incentivo para as distribuidoras cumprirem o cronograma definido. Havendo eventual atraso de instalação de medidores, o risco de variação de faturamento é das distribuidoras. Lembra-se que o consumidor tem direito a no mínimo 3 ciclos de faturamento informativo.

215. O template do Cadastro Nacional de Distribuição – CND/SIASE, submódulo 10.6 do PRORET, também será alterado para contemplar as alterações propostas de declaração de mercado. Essa alteração possibilitará tanto o acompanhamento dos indicadores, como da aplicação das condições de declaração do mercado.

216. Para as Permissionárias de Serviço Público de Distribuição também deverá ser aplicado o ajuste financeiro relativo à variação da receita de Parcela B devido a migração de consumidores, porém, não há necessidade de ajuste na Parcela B econômica. A Parcela B das permissionárias é o pleito da Parcela B limitada pela Parcela B Teto. O cálculo do teto não depende do montante arrecadado pela permissionária no período de referência, conforme consta do PRORET 8.4.

217. Ademais não há necessidade de alteração do PRORET 8.4, a alteração do PRORET 4.4 é suficiente para que o componente financeiro seja considerado no processo tarifário de permissionárias.

III.10.5 Proteção do consumidor

218. Excluem-se do enquadramento automático as subclasses baixa renda e desconto social, a iluminação pública e a modalidade pré-pagamento. Assegura-se a opção de escolha à tarifa plana temporária, por até dois anos contados do marco de enquadramento de cada fase. Estabelece-se, ainda, o dever de notificação individualizada prévia à alteração do padrão de enquadramento.

219. A exclusão das subclasses baixa renda e desconto social trata, em grande medida, do risco de efeito distributivo regressivo — impor ônus proporcionalmente maior aos consumidores de menor capacidade contributiva que não tenham capacidade de modulação do consumo. A exclusão da iluminação pública decorre da inviabilidade econômica de instalação de medição com registro horário por ponto de consumo, e não de característica da carga. A do pré-pagamento decorre de sua disciplina vigente, cuja sistemática de faturamento antecipado foi concebida para tarifa sem distinção horária e não comporta, na forma em que hoje regulamentada, a apuração do consumo por posto tarifário. Não se afirma incompatibilidade intrínseca entre as duas modalidades: eventual compatibilização depende de revisão da regulamentação do pré-pagamento, matéria estranha ao escopo desta Nota Técnica.

220. Não se institui rito específico de contestação: erros de medição, de cadastro ou de aplicação do critério de consumo são corrigidos pelos ritos gerais dos arts. 399 a 432 da REN nº 1.000/2021 e pelos canais ordinários de atendimento.

221. Com o modelo *opt-out*, a proteção contra o efeito distributivo opera pela própria escolha individual: o consumidor que verifique impacto adverso pode aderir à tarifa plana temporária. Essa proteção, contudo, é apenas tão efetiva quanto a informação que a precede. Daí a articulação de dois instrumentos sequenciais: a notificação individualizada, que alerta o consumidor sobre a alteração e o direciona à informação; e o faturamento informativo, que, uma vez instalado o medidor, lhe apresenta o impacto real sobre sua fatura antes de qualquer efeito financeiro. Sem eles, a opção de saída seria possibilidade formal sem exercício real. A experiência internacional de transição para tarifas horárias, sistematizada no Relatório de AIR, associa a mudança de modalidade a mecanismos temporários de proteção do consumidor. O desenho adotado nesta Nota Técnica vale-se do faturamento informativo prévio, combinado com a possibilidade de saída, de modo que a informação sobre o efeito da modalidade horária sobre a fatura preceda qualquer efeito financeiro.

III.10.6 Implementação

222. A aplicação será faseada em três etapas, conforme a Tabela 1 — abril de 2028, abril de 2029 e abril de 2031 —, encerrando-se na faixa de 500 kWh/mês. O enquadramento de cada consumidor será precedido de notificação individualizada e de no mínimo três ciclos de faturamento informativo. A notificação pode ser realizada no momento da troca do medidor. A comunicação ao consumidor ocorre com antecedência ao início do faturamento informativo. A medida é acompanhada do Plano de Conscientização, previsto na seção III.9.

223. O escalonamento por faixa de consumo, iniciando pelos maiores consumos, justifica-se por capturar primeiro os consumidores de maior impacto sistêmico, mitigando o risco distributivo, e por distribuir a instalação de medidores de forma compatível com a capacidade operativa das distribuidoras. As duas primeiras etapas demandam cerca de 1,0 e 1,1 milhão de medidores, respectivamente. A terceira, de maior público — cerca de 3,6 milhões de unidades consumidoras —, é precedida do intervalo de 2030, sem nova etapa de enquadramento, que concede às distribuidoras dois anos para a instalação dos medidores dessa etapa.

224. O período mínimo de três ciclos de faturamento informativo antes de qualquer efeito financeiro justifica-se por assegurar ao consumidor histórico de medição por posto e a comparação entre modalidades aplicada ao seu consumo real — reduzindo o custo cognitivo da decisão, que a economia comportamental identifica como a barreira central, e qualificando tanto a permanência quanto a saída.

225. Para aferir, em condições reais, a materialização dos benefícios projetados — em especial a taxa de retenção dos enquadramentos automáticos e a taxa de adesão dos optativos—, propõe-se a construção de relatório analítico a ser disponibilizado no site da ANEEL.

226. Destaca-se que o acompanhamento inclui a modulação de carga entre os indicadores (Relatório de AIR, Tabela 14), mas não a toma como condição de êxito no curto prazo. Como se observa na literatura, confirmado pelos Sandboxes Tarifários, a elasticidade de curto prazo é pequena, razão pela qual o benefício quantificável associado à modulação tende a se materializar de forma gradual. Ademais, assim como a medição inteligente é ferramenta tecnológica habilitadora da modernização da distribuição, o sinal de preço adequado é informação habilitadora da eficiência econômica.

III.10.7 Referências para o Plano de Revisão do Modelo Tarifário

227. A presente proposta é a primeira etapa do Plano de Revisão do Modelo Tarifário a alterar o padrão de enquadramento de consumidores em modalidade tarifária. Por isso, as escolhas aqui feitas ultrapassam a Tarifa Horária. Elas estabelecem referências para as etapas subsequentes do Plano, a começar pela Tarifa Hora Certa – Ciclo 2, e para as modalidades cuja oferta venha a ser habilitada, entre outros, pela separação do custo comercial objeto da Consulta Pública nº 016/2026.

228. A primeira referência diz respeito ao regime de enquadramento. Firmam-se três regimes, cada qual associado às condições que o justificam e aos instrumentos que o acompanham, conforme a Figura 10.

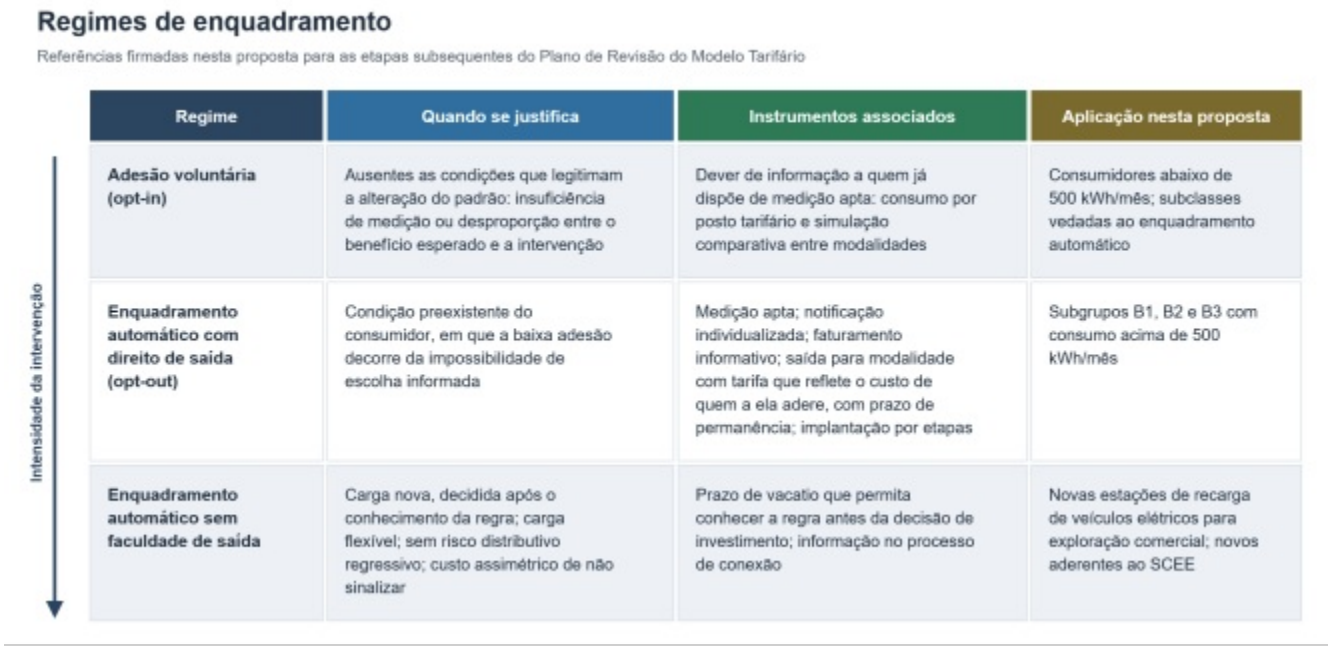


Figura 10: Regimes de enquadramento tarifário, condições que os justificam e instrumentos associados
Fonte: elaboração própria (STR/ANEEL)

229. Além dos regimes de enquadramento, firmam-se como referência os seguintes elementos de desenho:

- **Informação ao consumidor.** Adota-se a sequência notificação, faturamento informativo e decisão, nessa ordem. A notificação tem conteúdo mínimo e não antecipa impacto na fatura, que só pode ser conhecido com dados medidos. A informação comparativa é disponibilizada no ambiente logado, com tratamento distinto para quem já está na modalidade, para quem dispõe de medição apta e para quem não dispõe;
- **Modalidade de saída.** Quando admitida a saída do sinal horário, ela se dá para modalidade cuja tarifa reflete o custo de atendimento de quem a ela adere, apurada *ex ante* e reapurada sempre que se alterar o desenho da modalidade de origem, e não para modalidade que reinstitua subsídio cruzado implícito. A permanência tem prazo autoexecutável, com reenquadramento automático e carência que impede a arbitragem entre modalidades;
- **Medição e faseamento.** A medição apta é condição do enquadramento automático, bastando o registro do consumo por posto tarifário. O critério de enquadramento é uniforme, e a sequência de instalação dos medidores fica a cargo da distribuidora. As etapas são escalonadas pelo ritmo factível de instalação;
- **Equilíbrio econômico da distribuidora.** Os efeitos da migração sobre a Parcela B recebem tratamento regulatório do risco por janela definida. O custo de medição é tratado na metodologia do Fator X, sem mecanismo apartado;
- **Exclusões.** Qualquer exclusão do enquadramento automático depende de critério verificável, e não de autodeclaração;
- **Parâmetros tarifários.** Os parâmetros são flexibilizáveis por distribuidora, mas ancorados no custo marginal de capacidade;
- **Acompanhamento.** O acompanhamento se faz por indicadores publicados, articulados ao modelo lógico da intervenção, que podem ensejar reavaliação ao longo da implantação;
- **Sequenciamento.** A definição do regime de enquadramento precede a recalibração dos parâmetros tarifários e não fica condicionada a ela;
- **Participantes do Sistema de Compensação de Energia Elétrica.** Fica assente, conforme o Parecer nº 00166/2026/PFANEEL/PGF/AGU, a competência da ANEEL para aplicar estruturas tarifárias horárias aos participantes do sistema.

230. Tais referências não dispensam o rito regulatório ordinário de cada nova modalidade, à qual cabe

verificar se estão presentes as condições que justificam cada regime e calibrar os parâmetros, prazos e faixas ao seu objeto. Fixam, contudo, o ponto de partida dessa análise, de modo que as escolhas estruturais das modalidades futuras se façam por critérios conhecidos, e não caso a caso.

IV - DO FUNDAMENTO LEGAL

231. O inciso IV do art. 15 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, estabelece que as tarifas do serviço público de energia elétrica serão fixadas em ato específico da ANEEL, que autorize a aplicação de novos valores, resultantes de revisão ou de reajuste, nas condições do respectivo contrato.

232. O inciso XVIII do art. 3º da Lei nº 9.427/1996, com a redação dada pelo art. 9° da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, confere à ANEEL a competência de homologar as tarifas de transmissão e distribuição.

233. O art. 13 da Lei 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, define que as tarifas podem ser diferenciadas em função das características técnicas e dos custos de atendimento dos distintos segmentos de usuários.

234. O art. 6º da Lei nº 13.848, de 25 de junho de 2019, determina que propostas de alteração de atos normativos de interesse geral sejam precedidas de Análise de Impacto Regulatório.

235. A Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022, institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída e o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, prevendo a apuração da energia por posto tarifário (art. 12).

236. O inciso X do art. 4° do Anexo I do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, dispõe que compete à ANEEL atuar nos processos de definição e controle de preços e tarifas.

237. O Decreto nº 10.411, de 30 de junho de 2020, regulamenta a Análise de Impacto Regulatório e admite a análise multicritério como metodologia (art. 7º).

238. Adicionalmente, a Resolução Normativa nº 464, de 22 de novembro de 2011, instituiu a modalidade tarifária denominada Tarifa Branca, aplicável inicialmente de forma facultativa aos consumidores de baixa tensão, estabelecendo seus critérios de aplicação e gradual disponibilização pelas distribuidoras.

239. A Resolução Normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021, estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica, inclusive o enquadramento nas modalidades tarifárias e o faturamento no âmbito do SCEE.

V - DA CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÃO

240. Como bússola na modernização das tarifas de energia elétrica, recomenda-se aprovação, conforme minuta em anexo, do Submódulo 1.3 do PRORET intitulado “Fundamentos da Regulação de Estrutura Tarifária”, o qual internaliza os princípios tarifários discutidos com a sociedade na Tomada de Subsídios nº 011/2024 e na Consulta Pública nº 046/2025 e que são base para a discussão da agenda de modernização tarifária.

241. Com fundamento no Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 9/2026-STR/STD/ANEEL e nas avaliações complementares apresentadas nesta Nota Técnica, conclui-se pela adoção das recomendações a seguir. Essa conclusão apoia-se em dois conjuntos de fundamentos.

242. O primeiro diz respeito ao contexto que motivou a antecipação da discussão, nos termos da Seção III.1, caracterizado por:

a) os riscos operativos apontados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico para a segurança da operação do Sistema Interligado Nacional, especialmente em cenários de baixa carga;
b) as transformações observadas na oferta de energia elétrica, marcadas pela menor

flexibilidade do parque de geração, pela sobreoferta de energia renovável em determinados horários do dia — em especial em razão dos incentivos às fontes incentivadas e à MMGD — e pela necessidade de contratação de geração termelétrica para atendimento da ponta do sistema; e

c) a eletrificação acelerada da frota veicular.

243. O segundo conjunto reúne os fundamentos específicos da medida, assentados:

i. na necessidade de alinhar os sinais econômicos da baixa tensão às práticas já consolidadas em média e alta tensão, nos quais há diferenciação tarifária por horário;
ii. nos ganhos potenciais de eficiência alocativa decorrentes das tarifas horárias, com uso otimizado da infraestrutura de geração, transmissão e distribuição, evitando novos investimentos que serão custeados pelas tarifas;
iii. na baixa efetividade do atual modelo de adesão voluntária (*opt-in*) à Tarifa Branca;
iv. nas evidências de que os consumidores podem reduzir as suas faturas de energia elétrica e, simultaneamente, contribuir para a otimização do uso dos sistemas de geração, transmissão e distribuição;
v. na constatação de que consumidores com maiores níveis de consumo tendem a apresentar maior responsividade aos sinais de preço;
vi. na ainda reduzida capilaridade da infraestrutura de medição inteligente; e,
vii. no reconhecimento de que a modalidade convencional não constitui uma posição neutra, mas um enquadramento automático que oculta a variação horária dos custos e preserva alocações ineficientes entre diferentes perfis de consumo, sendo o modelo de adesão automática com possibilidade de saída (*opt-out* da tarifa horária) alternativa mais adequada para substituir uma faculdade de escolha que, na ausência de medição adequada, muitas vezes não pode ser exercida de forma informada, assegurando que a decisão do consumidor seja precedida de informação individualizada acerca dos impactos sobre sua fatura.

244. Recomenda-se alterar o padrão de enquadramento da Tarifa Branca (Tarifa Hora Certa), tornando-a automática, com possibilidade de saída, para os consumidores de baixa tensão dos subgrupos B1 (residencial), B2 (rural) e B3 (comercial, industrial e outros) com consumo mensal igual ou superior a 500 kWh, de forma gradual até 2031, excluídos os consumidores das subclasses baixa renda, tarifa desconto social, iluminação pública e pré-pagamento.

245. Recomenda-se, ainda, o enquadramento na modalidade horária, sem opção de saída, das novas unidades consumidoras destinadas a estações de recarga de veículos elétricos para exploração comercial e dos novos aderentes ao Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Por se tratar de cargas novas, cujo titular conhece a modalidade tarifária antes de decidir pelo investimento, não se verificam os pressupostos que justificam a preservação da possibilidade de saída — inexistindo alteração de condição preexistente, limitação de capacidade de resposta ou risco distributivo regressivo.

246. O consumidor existente enquadrado automaticamente que assim preferir poderá optar pela tarifa plana temporária — sem distinção horária, com tarifa custo-reflexiva —, por um período de até dois anos. Esse modelo de adesão automática com faculdade de saída (*opt-out*) foi a alternativa mais bem avaliada na análise multicritério do RAIR, por conciliar o alcance da medida com a preservação da liberdade de escolha do consumidor.

247. Recomenda-se, ademais, que a alteração do padrão de enquadramento seja precedida de notificação individualizada ao consumidor, com antecedência ao marco de sua fase, informando-lhe que a modalidade tarifária de sua unidade será alterada, a partir de qual competência, que haverá período de faturamento informativo prévio a qualquer efeito financeiro, e que lhe assiste a opção pela tarifa plana temporária — direcionando-o ao ambiente logado, onde encontrará, uma vez instalado o medidor, o detalhamento do impacto real sobre sua fatura e do comparativo entre modalidades. A notificação constitui elemento essencial do modelo de adesão adotado, sendo condição para que a preservação da liberdade de escolha,

que o fundamenta, se realize na prática.

248. Registre-se que a Consulta Pública nº 046/2025 submeteu à sociedade recorte estruturado em duas fases — 1.000 kWh e 600 kWh/mês. A ampliação do alcance final até a faixa de 500 kWh/mês, com implantação distribuída em maior número de fases, decorre do acolhimento das contribuições recebidas: de um lado, as que sustentaram ser restritivo o escopo proposto; de outro, as que pleitearam ritmo de instalação de medidores compatível com a capacidade operativa das distribuidoras. O parâmetro adotado recupera, ademais, o previsto na Audiência Pública nº 120/2010, que instituiu a modalidade. O acompanhamento contínuo constitui ferramenta de transparência dos efeitos da proposta.

249. As Minutas de Resolução Normativa e dos Procedimentos de Regulação Tarifária anexas contemplam as alterações necessárias para aprimorar o marco regulatório.

250. Recomenda-se o reconhecimento de que a instalação de medição inteligente realizada pelas distribuidoras para viabilizar a aplicação da tarifa horária atende ao critério de eficiência de que trata a Portaria Normativa MME nº 111/2025, com as alterações da Portaria Normativa MME nº 126/2026 — de modo que um mesmo investimento satisfaça, simultaneamente, a obrigação de modernização do parque de medição e a implantação da modalidade horária.

251. Ademais, recomenda-se a operacionalização de projeto piloto, de tipologia educacional e caráter cooperado, nos termos do Módulo 5 do PROPEE, com foco na campanha de conscientização das condições atuais do setor elétrico e das tarifas horárias.

(Assinado digitalmente)
DIEGO LUÍS BRANCHER
Coordenador de Estrutura Tarifária e Mercado

(Assinado digitalmente)
LEONARDO MENDONÇA OLIVEIRA DE QUEIROZ
Chefe do Núcleo de Suporte à Regulação de Distribuição

(Assinado digitalmente)
ROBSON KUHN YATSU
Gerente de Regulação e Tarifas de Distribuição

(Assinado digitalmente)
ISABELA SALES VIEIRA
Superintendente Adjunta de Regulação dos Serviços de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica

(Assinado digitalmente)
MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS
Coordenador de Redes de Distribuição e Serviços Comerciais

(Assinado digitalmente)
MARCIO ANDREY ROSELLI
Líder de Projetos

(Assinado digitalmente)
RENATO EDUARDO FARIAS DE SOUSA
Gerente de Regulação dos Serviços de Distribuição

(Assinado digitalmente)
DENIS PEREZ JANNUZZI
Superintendente Adjunto de Gestão Tarifária e Regulação Econômica

De acordo:

(Assinado digitalmente)
LEANDRO CAIXETA MOREIRA
Superintendente de Gestão Tarifária e Regulação Econômica

(Assinado digitalmente)
CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR
Superintendente de Regulação dos Serviços de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica

[1] Nome definido pela Diretoria Colegiada da ANEEL, em reunião administrativa, para a comunicação ao consumidor da modalidade horária (Tarifa Branca).

[2]https://cbn.globo.com/economia/noticia/2026/08/07/carros-eletricos-chegam-a-23percent-do-mercado-em-julho-e-levam-a-alta-recorde-nas-vendas.ghtml

[3] https://www.cnnbrasil.com.br/auto/brasil-passa-dos-25-mil-pontos-de-recarga-rapida-para-carros-eletricos/

[4] GARFIELD, Paul J.; LOVEJOY, Wallace Francis. **Public utility economics**. 1963.

[5] O contexto de expansão das renováveis e os desafios operativos do SIN estão descritos no Anexo II. Esses fatores motivam a antecipação desta discussão, mas o problema regulatório tratado nesta CP — ausência de sinalização horária de preços para a BT — é autônomo em relação à conjuntura operativa e se justifica por princípios tarifários independentes do cenário de curto prazo.

[6] Assim como no RAIR, emprega-se a expressão em seu sentido econômico — a transferência de custos entre perfis de consumo decorrente da precificação pela média —, distinta do subsídio tarifário em sentido próprio, instituído por lei e custeado por mecanismo específico. O qualificativo "implícito" registra essa natureza ao longo da Nota Técnica.

[7] Obtido em https://about.bnef.com/insights/clean-transport/new-record-lows-for-battery-prices/ Dados de BloombergNEF, 2025. Acesso em 24/07/2026.

[8] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Consumo Residencial de Energia por Classes de Renda*. Rio de Janeiro: EPE, maio 2024. Fact Sheet.

[9] Denomina-se faturamento informativo o período prévio a qualquer efeito financeiro, de no mínimo três ciclos de faturamento, durante o qual o consumidor enquadrado, ainda faturado na modalidade convencional, recebe a informação de seu consumo por posto tarifário e do valor que sua fatura assumiria na modalidade horária, apurado com base em sua medição efetiva. O instrumento corresponde ao designado nas contribuições à Consulta Pública nº 046/2025 como "faturamento sombra", "operação sombra", "período-sombra" ou *shadow billing*, e ao "faturamento-sombra" mencionado no Parecer nº 00166/2026/PFANEEL/PGF/AGU. Adota-se a denominação "faturamento informativo" por expressar, em linguagem acessível ao consumidor, a natureza do instrumento: informar a decisão, sem produzir cobrança. As demais denominações são mantidas apenas nas citações e nas sínteses das contribuições.

[10] Adota-se o nome Tarifa Hora Certa – Ciclo 2 em substituição ao Tarifa Branca – Ciclo 2.

[11] Livre de outras receitas, ultrapassagem de demanda e excedente de reativo.

Documento assinado eletronicamente por **Marcos Venícius Leite Vasconcelos**, **Coordenador(a) de Redes de Distribuição e Serviços Comerciais**, em 09/11/2026, às 10:56, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.

Documento assinado eletronicamente por **Renato Eduardo Farias De Sousa**, **Gerente de Regulação do Serviço de Distribuição**, em 09/11/2026, às 11:19, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.

Documento assinado eletronicamente por **Isabela Sales Vieira**, **Superintendente Adjunto(a) de Regulação dos Serviços de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica**, em 09/11/2026, às 11:19, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.

Documento assinado eletronicamente por **Carlos Alberto Calixto Mattar**, **Superintendente de Regulação dos Serviços de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica**, em 09/11/2026, às 12:28, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.

Documento assinado eletronicamente por **Robson Kuhn Yatsu**, **Gerente de Regulação e Tarifas de Distribuição**, em 09/11/2026, às 13:27, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.

Documento assinado eletronicamente por **Leandro Caixeta Moreira**, **Superintendente de Gestão Tarifária e Regulação Econômica**, em 09/11/2026, às 13:34, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.

Documento assinado eletronicamente por **Diego Luis Brancher**, **Coordenador(a) de Estrutura Tarifária e Mercado**, em 09/11/2026, às 13:47, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.

Documento assinado eletronicamente por **Leonardo Mendonça Oliveira De Queiroz**, **Especialista em Regulação**, em 09/11/2026, às 14:17, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.

Documento assinado eletronicamente por **Denis Perez Jannuzzi**, **Superintendente Adjunto(a) de Gestão Tarifária e Regulação Econômica**, em 09/11/2026, às 14:55, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.

Documento assinado eletronicamente por **Márcio Andrey Roselli**, **Líder de Projeto**, em 09/11/2026, às 15:14, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.

A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.aneel.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0497204** e o código CRC **4EB8DCEB**.

Referência: Processo nº 48500.034060/2025-88 SEI nº 0497204