



CONGRESSO NACIONAL
CAMARA DOS DEPUTADOS

EMENDA Nº - CMMPV 1304/2025
(à MPV 1304/2025)

Dê-se nova redação à ementa; e acrescente-se art. 4º-1 à Medida Provisória, nos termos a seguir:

“Altera a Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, a Lei nº 12.304, de 2 de agosto de 2010, a Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, e a Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021.”

“**Art. 4º-1.** A Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, passa a vigorar com as seguintes alterações:

‘Art. 6º-E. As perdas não técnicas reconhecidas na tarifa de energia elétrica deverão ser alocadas prioritariamente para cobertura das perdas verificadas em áreas de severa restrição operacional, observadas as seguintes regras:

§ 1º Para fins desta Lei, consideram-se áreas de severa restrição operacional aquelas caracterizadas por:



I – elevado índice de criminalidade que comprometa a segurança das equipes de manutenção e fiscalização;

II – dificuldades de acesso que impeçam ou limitem significativamente as atividades operacionais;

III – resistência sistemática da comunidade local às atividades de combate às perdas;

IV – condições geográficas ou ambientais que tornem as operações de manutenção excessivamente complexas ou perigosas.

§ 2º A alocação das perdas não técnicas reconhecidas na tarifa obedecerá à seguinte ordem de prioridade:

I – cobertura integral das perdas verificadas nas áreas de severa restrição operacional;

II – cobertura das perdas remanescentes nas áreas convencionais, limitada ao saldo disponível após a aplicação do inciso I.

§ 3º As distribuidoras deverão apresentar à ANEEL, anualmente, estratificação detalhada das perdas não técnicas, discriminando:

I – perdas verificadas em áreas de severa restrição operacional, por tipo de restrição;

II – perdas verificadas em áreas convencionais;

III – metodologia de apuração e sistemas de medição utilizados;



IV – ações implementadas para redução das perdas em cada categoria de área.

§ 4º A ANEEL estabelecerá metodologia específica para:

I – classificação e delimitação das áreas de severa restrição operacional;

II – apuração precisa e auditável das perdas por categoria de área;

III – sistemas de medição obrigatórios para quantificação das perdas;

IV – critérios para revisão periódica da classificação das áreas.

§ 5º A estratificação das perdas deverá ser baseada preferencialmente em:

I – medição direta através de sistemas de telemetria e medidores inteligentes;

II – balanços energéticos por circuito ou região específica;

III – análise estatística de dados históricos de consumo e faturamento;

IV – inspeções técnicas regulares com registro georreferenciado.

§ 6º As distribuidoras que não apresentarem a estratificação exigida ou que fornecerem informações imprecisas ficarão sujeitas às seguintes sanções:



I – multa de 0,05% (cinco centésimos por cento) da receita operacional líquida;

II – redução de 10% (dez por cento) no reconhecimento tarifário das perdas não técnicas no ciclo seguinte;

III – obrigação de implementar sistema de medição específico no prazo de 12 (doze) meses.

§ 7º A ANEEL poderá contratar auditoria independente para verificação da estratificação apresentada pelas distribuidoras, cujos custos serão suportados pela distribuidora auditada.’ (NR)”

Os dispositivos acima propostos e adjacentes deverão ser devidamente renumerados no momento da consolidação das emendas ao texto da proposição pela Redação Final.

JUSTIFICAÇÃO

I. CONTEXTUALIZAÇÃO DAS PERDAS NÃO TÉCNICAS

As perdas não técnicas constituem um dos principais desafios do setor elétrico brasileiro, representando aproximadamente 7% de toda a energia distribuída no país, com impacto tarifário estimado em R\$ 12 bilhões anuais. Estas perdas, decorrentes principalmente de furtos de energia, ligações clandestinas e fraudes em medidores, afetam desigualmente as diferentes regiões das áreas de concessão.



Estudos técnicos indicam que as perdas não técnicas se concentram predominantemente em áreas de severa restrição operacional, onde as distribuidoras enfrentam limitações significativas para implementar ações efetivas de combate. Nestas áreas, as perdas podem atingir níveis superiores a 30% da energia injetada, enquanto em áreas convencionais raramente excedem 3%.

O modelo atual de reconhecimento tarifário das perdas não técnicas não diferencia adequadamente estas realidades operacionais distintas, criando distorções que penalizam consumidores regulares e não incentivam adequadamente as distribuidoras a focar seus esforços nas áreas mais problemáticas.

II. ANÁLISE DO MARCO REGULATÓRIO ATUAL

A regulamentação vigente das perdas não técnicas está estabelecida nos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) da ANEEL:

Reconhecimento Tarifário: As perdas não técnicas são reconhecidas na tarifa com base em metodologia que considera dados históricos e metas de redução.

Limitações do Modelo Atual:



Não diferencia áreas com restrições operacionais específicas

Incentivos insuficientes para foco nas áreas mais problemáticas

Falta de transparência na estratificação das perdas

Metodologia de apuração pouco precisa

Impactos Negativos:

Subsídio cruzado entre áreas com diferentes níveis de perda

Desincentivo ao combate efetivo nas áreas críticas

Falta de transparência para consumidores e regulador

III. FUNDAMENTOS TEÓRICOS

A proposta de alocação prioritária encontra fundamento em princípios econômicos e regulatórios consolidados:

Teoria dos Incentivos: A diferenciação de tratamento cria incentivos adequados para foco nas áreas mais problemáticas.



Princípio da Eficiência: A alocação baseada em restrições operacionais promove maior eficiência na aplicação de recursos.

Teoria da Regulação por Resultados: O reconhecimento diferenciado estimula resultados efetivos no combate às perdas.

Princípio da Transparência: A estratificação obrigatória aumenta a transparência e o controle social.

IV. EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL

Diversos países adotam metodologias diferenciadas para reconhecimento de perdas:

Colômbia: A CREG estabelece reconhecimento diferenciado de perdas por zona geográfica e nível de conflito.

Peru: O OSINERGMIN reconhece perdas diferenciadas para áreas de difícil gestão.

México: A CRE estabelece metodologia específica para áreas com restrições operacionais.

V. DEFINIÇÃO DE ÁREAS DE SEVERA RESTRIÇÃO

A proposta estabelece critérios objetivos para classificação das áreas:



Critério de Segurança: Áreas com elevado índice de criminalidade que comprometa a segurança das equipes.

Critério de Acesso: Regiões com dificuldades físicas de acesso que limitem as operações.

Critério Social: Áreas com resistência sistemática da comunidade às ações de combate às perdas.

Critério Ambiental: Regiões com condições geográficas ou ambientais que tornem as operações complexas.

VI. METODOLOGIA DE ESTRATIFICAÇÃO

A proposta estabelece metodologia rigorosa para apuração das perdas:

Medição Direta: Utilização de sistemas de telemetria e medidores inteligentes para quantificação precisa.

Balanços Energéticos: Análise por circuito ou região específica para identificação das perdas.

Análise Estatística: Utilização de dados históricos para validação dos resultados.

Inspeções Técnicas: Verificação in loco com registro georreferenciado.



VII. IMPACTOS ESPERADOS DA PROPOSTA

A implementação da alocação prioritária produzirá impactos positivos significativos:

Melhoria da Eficiência: Foco das ações nas áreas mais problemáticas aumentará a efetividade do combate às perdas.

Redução de Subsídios Cruzados: Diferenciação adequada reduzirá subsídios entre áreas com características distintas.

Transparência: Estratificação obrigatória aumentará a transparência sobre as perdas.

Incentivos Adequados: Reconhecimento diferenciado criará incentivos corretos para as distribuidoras.

VIII. ANÁLISE ECONÔMICA

A proposta apresenta viabilidade econômica favorável:

Eficiência Alocativa: Melhor alocação de recursos para combate às perdas.

Redução de Custos: Menor necessidade de geração adicional para compensar perdas.

IX. SISTEMAS DE MEDIÇÃO



A proposta enfatiza a importância de sistemas de medição precisos:

Medidores Inteligentes: Implementação de smart meters para monitoramento em tempo real.

Telemetria: Sistemas de comunicação remota para coleta de dados.

Georreferenciamento: Localização precisa das perdas para direcionamento das ações.

Big Data e IA: Análise de grandes volumes de dados para identificação de padrões.

X. ASPECTOS OPERACIONAIS

A implementação da proposta é operacionalmente viável:

Sistemas Existentes: Aproveitamento de infraestrutura de medição já instalada.

Capacitação Técnica: Treinamento das equipes para nova metodologia.

Cronograma Gradual: Implementação pode ser feita de forma escalonada.

Apoio Tecnológico: Utilização de tecnologias disponíveis no mercado.



XI. CONTROLE E FISCALIZAÇÃO

A proposta estabelece mecanismos robustos de controle:

Auditoria Independente: Verificação externa da estratificação apresentada.

Penalidades Proporcionais: Sanções adequadas para garantir cumprimento.

Relatórios Anuais: Prestação de contas regular à ANEEL.

Revisão Periódica: Atualização da classificação das áreas conforme evolução.

XII. ASPECTOS JURÍDICOS

A proposta está fundamentada em princípios jurídicos sólidos:

Legalidade: Detalhamento de princípios já estabelecidos na regulação setorial.

Proporcionalidade: Tratamento diferenciado proporcional às restrições operacionais.

Razoabilidade: Critérios objetivos e metodologia técnica adequada.



Interesse Público: Melhoria da eficiência no combate às perdas atende ao interesse público.

XIII. BENEFÍCIOS PARA OS CONSUMIDORES

A proposta produzirá benefícios diretos para os consumidores:

Redução Tarifária: Menor nível de perdas resulta em tarifas mais baixas.

Melhoria da Qualidade: Redução de perdas melhora a qualidade do fornecimento.

Transparência: Maior clareza sobre a origem e tratamento das perdas.

Equidade: Tratamento mais justo entre diferentes áreas de atendimento.

XIV. CRONOGRAMA DE IMPLEMENTAÇÃO

A proposta pode ser implementada gradualmente:

Fase 1 (6 meses): Regulamentação detalhada pela ANEEL da metodologia.

Fase 2 (12 meses): Classificação inicial das áreas pelas distribuidoras.



Fase 3 (18 meses): Implementação dos sistemas de medição específicos.

Fase 4 (24 meses): Aplicação plena da nova metodologia de alocação.

XV. CONCLUSÃO

A presente emenda representa um avanço fundamental na gestão das perdas não técnicas no setor elétrico brasileiro. Ao estabelecer alocação prioritária para áreas de severa restrição operacional e exigir estratificação precisa e auditável, a proposta promove maior eficiência no combate às perdas e transparência regulatória.

A medida está alinhada com as melhores práticas internacionais e com os princípios de eficiência e transparência. A implementação da proposta resultará em redução efetiva das perdas, beneficiando diretamente os consumidores através de tarifas mais baixas e melhor qualidade do serviço.

A viabilidade técnica, jurídica e econômica da proposta é amplamente demonstrada, justificando sua inclusão



na Medida Provisória nº 1304/2025 como medida essencial para a modernização da gestão de perdas no setor elétrico brasileiro.

Sala da comissão, 17 de julho de 2025.

Deputado Hugo Leal
(PSD - RJ)
2º Vice-Presidente da Comissão de Minas e Energia



Para verificar a assinatura, acesse <https://infoleg-autenticidade-assinatura.camara.leg.br/CD250011099500>
Assinado eletronicamente pelo(a) Dep. Hugo Leal

