

MAIO
2026

adelat
ASOCIACIÓN
DE DISTRIBUIDORAS
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
LATINOAMERICANAS

CARTA DE **BUENOS AIRES**

50 propostas das Distribuidoras Elétricas Latino-Americanas às autoridades e reguladores do setor elétrico.

Emitido ao final da Conferência:

ADELATAM26
CONFERENCIA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

UMA AGENDA, 12 EIXOS Y 50 PROPOSTAS

Regular para uma Rede em Transição **01**

Tarifas e sustentabilidade financeira **02**

Competição no mercado varejista e proteção ao consumidor **03**

Novos padrões de qualida de serviço **04**

Resiliência diante de eventos de de alto impacto **05**

Perdas elétricas e inclusão energética **06**

Digitalização e Automação de Rede **07**

Implantação da Infraestrutura de Medição Inteligente (AMI) **08**

Integração sustentável da geração distribuída **09**

A rede como viabilizadora da eletromobilidade **10**

Investimento e financiamiento da rede do futuro **11**

Institucionalidade e governança regulatória **12**

Chamado à ação

adelat



PREÂMBULO

A eletricidade deixou de ser um bem de consumo e tornou-se a condição material sobre a qual a produtividade econômica, a inclusão social e a qualidade de vida das sociedades contemporâneas se baseiam. Na América Latina, esse papel se torna ainda mais crítico diante da necessidade de eletrificação de novos usos, integração de fontes renováveis, expansão da cobertura, modernização da infraestrutura existente e proteção dos usuários mais vulneráveis dos custos da transição energética.

As redes de distribuição de eletricidade são o espaço onde essas transformações se materializam ou se frustram. São elas que conectam o usuário ao sistema, que recebem os fluxos bidirecionais da geração distribuída, que precisam absorver o crescimento da eletromobilidade, que estabelecem a mediação entre decisões regulatórias e a experiência do consumidor. A distribuição deixou de ser o elo silencioso para se tornar um dos pilares da transição energética latino-americana.

A Associação de Distribuidores de Energia Elétrica da América Latina (ADELAT), fundada em 2022, reúne 33 distribuidoras de eletricidade de 12 países da região. Seus associados atendem mais de 165 milhões de pessoas e operam os ativos físicos através dos quais grande parte da transformação energética regional será canalizada. Essa representatividade confere à ADELAT não apenas legitimidade, mas também responsabilidade: a de articular, sistematizar e disponibilizar às autoridades reguladoras o conhecimento operacional, técnico e econômico acumulado por suas associadas.

A Conferência ADELATAM 2026, realizada nos dias 20 e 21 de maio na cidade de Buenos Aires sob o lema "Redes que transformam a energia do futuro", reuniu mais de duzentos representantes do setor elétrico latino-americano de quatorze países, além deorganizações multilaterais, reguladores nacionais, entidades técnicas regionais e provedores de tecnologia com alcance global. Durante dois dias de trabalho, distribuídos em cinco módulos temáticos e treze painéis, os desafios regulatórios, operacionais, tecnológicos, comerciais e financeiros enfrentados pela distribuição de energia elétrica na região foram discutidos de forma estruturada.

A presente Carta de Buenos Aires reflete as conclusões e o consenso alcançados durante essa Conferência e os traduz em uma agenda regulatória coerente, fundamentada e verificável. As propostas contidas neste documento não são apenas aspirações isoladas: cada uma delas se baseia em evidências técnicas, casos comparativos e trabalhos analíticos.

As distribuidoras de energia elétrica latino-americanas reunidas no ADELATAM 2026 apresentam essas propostas às autoridades públicas e reguladores setoriais da região, com espírito de cooperação construtiva e contribuição estruturada para o desenho dos marcos regulatórios que permitirão à região realizar sua transição energética de forma bem-sucedida, equitativa e sustentável.

adelat

Regular para uma Rede em Transição

Marcos normativos que reconheçam a nova funcionalidade do DSO e eliminem barreiras às tecnologias inteligentes, aos recursos distribuídos e à participação ativa dos usuários.

1.1 Adotar o princípio de maximizar os benefícios sociais como critério orientador da regulação, substituindo a minimização dos custos sujeita a um nível esperado de qualidade.

A abordagem que guiou a regulação regional – minimizando o custo da distribuição para um determinado nível de qualidade – era funcional para uma rede passiva, unidirecional e tecnologicamente estável, mas é incompatível com uma rede chamada para operar como plataforma para a transição. Os marcosregulatórios devem caminhar para um princípio de maximizar o valor social dos investimentos, que internalize os benefícios de melhorar a qualidade, integrar recursos distribuídos, resiliência a eventos extremos e possibilitar novos modelos de negócios.

1.2 Reconhecer o papel do Operador do Sistema de Distribuição (DSO) nos marcos regulatórios.

A modernização da rede exige uma definição explícita do papel ampliado do distribuidor, que inclui gestão ativa da rede, integração de recursos energéticos distribuídos, coordenação com prossumidores e agregadores, além de fornecimento de serviços de flexibilidade. Sem esse reconhecimento, os investimentos associados à nova funcionalidade não encontram um canal tarifário ou suporte legal.

1.3 Assegurar a suficiência do reconhecimento tarifário, substituindo esquemas teóricos por mecanismos baseados em custos reais com incentivos por eficiência.

Onde a remuneração se mostra insuficiente, a atualização das redes, a manutenção preventiva e preditiva, e a retenção de pessoal especializado ficam comprometidos. A transição de esquemas ancorados em uma empresa modelo teórica para mecanismos baseados em custos reais eficientes, acompanhados de ciclos tarifários mais curtos e mecanismos de *passthrough* para ativos digitais, é uma alavanca regulatória para corrigir esses desequilíbrios.

1.4 Migrar de reconhecimentos tarifários ex post para modelos de reconhecimento *ex ante.*

A previsibilidade regulatória é a variável mais sensível para a mobilização de capital privado em um setor cujos investimentos se recuperam em horizontes de quinze a trinta anos. O reconhecimento antecipado dos investimentos planejados, sujeito à verificação subsequente, é a alavanca regulatória com maior impacto na velocidade da modernização da rede.



Tarifas e sustentabilidade financeira

Os arcabouços tarifários devem equilibrar eficiência econômica, sustentabilidade financeira, equidade social, sinal de investimento, simplicidade e adaptabilidade.

2.1 Migrar de modelos *price cap* puros para desenhos híbridos que combinam reconhecimento ex ante de investimento, incentivos à eficiência e sinais tarifários horários dinâmicos.

Modelos como r*evenue cap*, regulação baseada em desempenho (Performance-Based Regulation – PBR) ou modelos TOTEX oferecem alternativas mais adequadas à realidade de uma rede intensiva em investimentos tecnológicos. A transição de um modelo puro de *price cap* para sistemas híbridos deixou de ser uma opção para se tornar uma condição de sustentabilidade financeira da rede.

2.2 Estabelecer mecanismos automáticos e simétricos de atualização das variáveis não gerenciáveis, e proteger o usuário por meio de subsídios explícitos.

As variações da inflação, taxa de câmbio, combustíveis, tributos e insumos importados fogem ao controle da distribuidora e devem ser repassadas mediante fórmulas automáticas, com periodicidade e simetria. A proteção dos usuários vulneráveis não deve limitar essas atualizações, mas sim empregar subsídios focalizados, transparentes, financiados e compensados oportunamente.

2.3 Garantir a arrecadação efetiva da receita regulada e preservar a neutralidade financeira e intertemporal dos mecanismos que a difiram.

A receita reconhecida só cumpre sua função se for recebida de forma íntegra e oportuna: a distância entre o reconhecido e o arrecadado — Defasagem da Receita Regulada (DRR) — corrói o sinal de investimento. Qualquer mecanismo que descasamente essa receita — estabilização, congelamento, subsídios diferidos — deve definir a titularidade dos saldos, indexação, limites de acumulação, prazo e fonte de recuperação.

2.4 Institucionalizar os *sandboxes* tarifários como uma ferramenta pragmática para inovação regulatória.

A gradualidade, os ambientes controlados de experimentação e o aprendizado compartilhado devem substituir a adoção acrítica de modelos concebidos para contextos distintos. As experiências internacionais demonstram que é possível introduzir inovação tarifária sem a necessidade de promover reformas estruturais, permitindo aprender de forma controlada e ampliar progressivamente as soluções validadas.

Competição no mercado varejista e proteção ao consumidor

A liberalização é uma oportunidade para melhorar a eficiência e empoderar o consumidor, seconstruída gradualmente sobre condições técnicas, regulatórias e de proteção.

3.1 Condicionar a redução dos limites de acesso ao mercado livre à verificação de condições de maturidade do mercado.

A abertura só gera benefícios quando estão presentes quatro condições: diversidade de comercializadores; disponibilidade de energia a preços competitivos; sistemas e plataformas que reduzam as barreiras operacionais; e capacidade institucional para supervisionar a dinâmica do mercado. Na ausência dessas condições, podem surgir concentração de mercado e redistribuição de custos para os usuários que permanecem no segmento regulado. Os processos de abertura devem ser planejados com horizonte plurianual e avançar no ritmo que essas condições permitam consolidar.

3.2 Reconceituar a distribuidora como plataforma de serviços e gestora da rede.

A distribuidora do futuro não será uma vendedora de energia, mas sim um agente técnico e comercial facilitador, que disponibiliza a comercializadores e usuários, em condições não discriminatórias, a infraestrutura da rede, os sistemas de medição, os dados de consumo e os processos operacionais sobre os quais se desenvolve a competição no mercado varejista. Essa função de plataforma neutra deve estar refletida no marco regulatório e no reconhecimento tarifário dos custos associados à sua implementação.

3.3 Estabelecer as condições mínimas de proteção ao consumidor nos processos de abertura.

A abertura deve ser acompanhada de mecanismos efetivos de fornecedor de última instância; protocolos de troca de fornecedor com prazos definidos e vinculantes; acesso garantido do consumidor aos seus próprios dados de consumo em formatos interoperáveis; e regimes específicos de proteção para usuários vulneráveis. Essas condições constituem o padrão mínimo reconhecido internacionalmente.

3.4 Regular o Supridor de Última Instância (SUI) com um esquema de funções, atribuição, compensação e recuperação de custos.

O SUI é um mecanismo estrutural do mercado varejista liberalizado. O marco regulatório deve definir seu escopo funcional, os critérios de designação, as estruturas tarifárias que reflitam o risco assumido e os mecanismos de recuperação de custos, de forma a assegurar que não sejam comprometidas nem a sustentabilidade financeira da distribuidora nem sua operação como gestora da rede.

Competição no mercado varejista e proteção ao consumidor

A liberalização é uma oportunidade para melhorar a eficiência e empoderar o consumidor, seconstruída gradualmente sobre condições técnicas, regulatórias e de proteção.

3.5 Reconhecer os custos da transição e prevenir distorções entre comercializadores vinculados a grupos e independentes.

A abertura introduz custos adicionais para as distribuidoras — interoperabilidade com múltiplos comercializadores, automação da troca de fornecedor, gestão de dados e atendimento de um maior volume de reclamações — que devem ser devidamente considerados no reconhecimento tarifário. Paralelamente, os marcos regulatórios devem evitar a criação de assimetrias entre comercializadores vinculados às distribuidoras — sujeitos a obrigações de contratação de longo prazo, fornecimento a usuários regulados e exigências de qualidade — e comercializadores independentes que atuam sem essas obrigações.

Novos padrões de qualida de serviço

Em uma sociedade em crescente eletrificação, a confiabilidade da rede é um pilar da produtividade e da qualidade de vida. A regulação da qualidade deve evoluir de forma sincrônica com a transformação operacional das redes.

4.1 Diferenciar as metas de qualidade de acordo com as características de cada rede e área de concessão.

Metas uniformes desconsideram que a qualidade do serviço é condicionada pela configuração da rede, pela densidade de usuários, pelo grau de ruralidade, pelos níveis de perdas e pela exposição a eventos externos. A adequada diferenciação das metas é condição para a equidade regulatória e para a eficiência na alocação dos esforços de investimento, devendo ser acompanhada por mecanismos de revisão periódica que reflitam as mudanças estruturais de cada área de concessão.

4.2 Adotar incentivos simétricos que combinem reconhecimento por desempenho e compensações aos usuários.

Regimes exclusivamente sancionatórios desestimulam investimentos acima do padrão mínimo exigido e tendem a orientar as empresas para uma lógica de cumprimento defensivo. Um modelo de incentivos simétricos, recalibrado periodicamente e complementado por compensações aos usuários, alinha os interesses do regulador, da distribuidora e do consumidor, além de ampliar a capacidade de investimento em excelência operacional.

4.3 Delimitar claramente os eventos que podem ser excluídos do cálculo dos indicadores de qualidade.

A definição regulatória dos eventos excluíveis deve abranger de forma explícita as circunstâncias que estejam fora do controle razoável da distribuidora, assim como as interrupções programadas necessárias à modernização da rede. Da mesma forma, é fundamental que o regime probatório não imponha à distribuidoras exigências administrativas desproporcionais, capazes de distorcer incentivos e deslocar recursos para atividades de documentação, em detrimento da operação e dos investimentos.

4.4 Tratar de forma integrada a qualidade do serviço, a digitalização, a resiliência e a gestão de perdas.

Essas quatro dimensões estão técnica e economicamente interligadas: a digitalização viabiliza monitoramento granular da qualidade e respostas preditivas; a resiliência preserva a continuidade do serviço diante de eventos extremos; e a redução de perdas libera capacidade operacional e financeira para sustentar os níveis de qualidade. Os processos de revisão tarifária devem abordá-las de forma articulada, evitando a fragmentação regulatória que subestima os custos sistêmicos da modernização e conduz a decisões de investimento subótimas.

adelat



Resiliência diante de eventos de de alto impacto

Diante de eventos climáticos cada vez mais frequentes e severos, a confiabilidade tradicional já não é suficiente. A transição para um paradigma de resiliência exige um arcabouço regulatório estruturado sobre capacidades de antecipação, absorção, recuperação e adaptabilidade das redes, distinto do regime de qualidade do serviço.

5.1 Diferenciar resiliência de confiabilidade em termos regulatórios e construir um regime específico.

Os regimes regulatórios concebidos para otimizar a qualidade do serviço em condições ordinárias não são adequados para responder a eventos de baixa frequência e alto impacto, nem geram incentivos ao investimento em mitigação, antecipação e recuperação. Recomenda-se excluir os eventos de grande impacto do regime ordinário e estabelecer um regime estruturado com base nas capacidades de uma rede resiliente.

5.2 Adotar indicadores de resiliência separados dos indicadores de qualidade do serviço.

A resiliência requer métricas desenvolvidas para captar a resposta do sistema diante de eventos extremos em quatro dimensões fundamentais: antecipação, recuperação, robustez e adaptabilidade. Essas métricas devem ser verificáveis, interpretáveis, objetivas e comparáveis.

5.3 Quantificar a energia não atendida evitada e os custos econômicos e sociais evitados como parte da análise custo-benefício.

O benefício do investimento em resiliência se materializa nos eventos que não ocorrem ou que ocorrem com menor severidade, o que torna esse tipo de investimento vulnerável a metodologias tarifárias centradas em custos diretos. É necessária uma metodologia que quantifique a energia não fornecida evitada, os custos econômicos evitados, os impactos sociais e de saúde mitigados e as externalidades positivas sobre infraestruturas críticas. A incorporação desses benefícios aos processos de revisão tarifária é uma condição indispensável; sem ela, o investimento em resiliência continuará sendo subótimo.

5.4 Criar mecanismos regulatórios para a recuperação do investimento em resiliência e reconhecer os planos de investimento correspondentes.

Os marcos regulatórios devem exigir das distribuidoras a apresentação de planos de investimento em resiliência, submetidos à aprovação regulatória e articulados com os processos de revisão tarifária, com mecanismos diferenciados de recuperação do investimento, complementados por incentivos vinculados ao desempenho.

Resiliência diante de eventos de de alto impacto

Diante de eventos climáticos cada vez mais frequentes e severos, a confiabilidade tradicional já não é suficiente. A transição para um paradigma de resiliência exige um arcabouço regulatório estruturado sobre capacidades de antecipação, absorção, recuperação e adaptabilidade das redes, distinto do regime de qualidade do serviço.

5.5 Formalizar a assistência mútua, com reconhecimento explícito de seus custos.

Eventos de grande impacto excedem a capacidade operacional de qualquer distribuidora e exigem mecanismos de cooperação. Os marcos regulatórios devem institucionalizar Grupos de Assistência Mútua entre distribuidoras, com protocolos de acionamento, critérios para determinar os recursos necessários, mecanismos para quantificar os custos das equipes mobilizadas e garantia de reconhecimento tarifário para a distribuidora que disponibilizar recursos.

Perdas elétricas e inclusão energética

A redução das perdas não técnicas e a regularização são indispensáveis para a integridade e a equidade do sistema elétrico, e exigem um arcabouço regulatório que reconheça a diversidade de situações que as originam e articule detecção, desestímulo e integração social.

6.1 Reconhecer regulatoriamente a capacidade analítica e a digitalização do processo comercial como infraestrutura habilitadora para a detecção de perdas.

A detecção de irregularidades deixou de depender exclusivamente de inspeções físicas e passou a se apoiar em uma infraestrutura analítica que integra medição inteligente, balanços energéticos hierarquizados, modelos baseados em dados, ferramentas de monitoramento remoto e digitalização do processo de inspeção. Os marcos regulatórios devem reconhecer esses investimentos em sua base regulatória de ativos e eliminar as barreiras à digitalização do processo de inspeção.

6.2 Modernizar os marcos normativos que fundamentam o combate à fraude, alinhando as obrigações entre todos os agentes da cadeia.

A obsolescência de muitos marcos normativos compromete a capacidade probatória das distribuidoras diante das fraudes modernas, particularmente aquelas que envolvem manipulação eletrônica sofisticada. Os marcos regulatórios devem ser atualizados para tipificar as modalidades contemporâneas de fraude. Paralelamente, em mercados com separação entre operador da rede e comercializador, os marcos devem alinhar as obrigações de combate à fraude entre todos os agentes, evitando que a responsabilidade recaia exclusivamente sobre o operador da rede.

6.3 Reconhecer adequadamente o custo da gestão de perdas, incluindo fatores não gerenciáveis.

As metas de eficiência devem ser construídas com base em benchmarking contextualizado, evitando a adoção de referências provenientes de mercados com realidades socioeconômicas distintas, devem prever mecanismos de reconhecimento extraordinário para áreas em que fatores exógenos — como insegurança, ausência de ordenamento territorial e presença de criminalidade — tornam inviável a atuação técnica ordinária.

Perdas elétricas e inclusão energética

A redução das perdas não técnicas e a regularização são indispensáveis para a integridade e a equidade do sistema elétrico, e exigem um arcabouço regulatório que reconheça a diversidade de situações que as originam e articule detecção, desestímulo e integração social.

6.4 Ampliar o repertório regulatório para a regularização e a inclusão energética, promovendo regimes de qualidade diferenciados e áreas de gestão social.

A regularização em territórios de vulnerabilidade vai além do alcance da gestão comercial tradicional. Os marcos regulatórios devem permitir regimes diferenciados para bairros em processo de normalização, modelos de energia pré-paga, equipes locais e acordos com as comunidades, articulação com os municípios para a execução de obras de baixa tensão e reconhecimento regulatório de áreas especializadas de gestão social no âmbito das distribuidoras.

Digitalização e Automação de Rede

A transição de redes analógicas para plataformas digitais dinâmicas é indispensável para gerir a complexidade da energia moderna. A digitalização é uma transformação das capacidades operacionais, não uma aquisição tecnológica.

7.1 Possibilitar a transição regulatória do modelo DNO para o DSO.

Somente sob um arcabouço regulatório que reconheça o papel do DSO, as distribuidoras podem capturar plenamente o valor de sistemas como ADMS, DERMS, AMI e OMS, além de oferecer serviços de flexibilidade, gestão da demanda e integração de recursos energéticos distribuídos. A transição de DNO para DSO é o principal vetor do processo de digitalização e deve ser complementada por uma definição jurídica clara das funções dos agentes que operam sobre a rede, sem a qual as tecnologias digitais não podem funcionar de maneira articulada nem alcançar todo o seu potencial.

7.2 Adotar padrões de interoperabilidade, cibersegurança e governança de dados.

Essas dimensões devem ser tratadas como camadas estruturantes do marco regulatório digital e não como elementos adicionais posteriores. A regulação deve definir desde o início os padrões aplicáveis a AMI, DERMS, SCADA, ADMS e plataformas de monitoramento, alinhando-os a referências internacionais e prevendo mecanismos de atualização que acompanhem a evolução tecnológica.

7.3 Estabelecer roteiros para a digitalização da distribuição de energia elétrica, com metas, métricas de maturidade e mecanismos de monitoramento.

A ausência de estratégias nacionais de digitalização dificulta a priorização de investimentos, a alocação de recursos e a coordenação de esforços. Esses roteiros devem incluir metas de adoção, uma metodologia de avaliação da maturidade digital alinhada a referências internacionais e mecanismos de revisão periódica que permitam ajustes em função dos avanços obtidos e da evolução tecnológica.

7.4 Incorporar aos marcos regulatórios instrumentos voltados à inovação, aos projetos-piloto e à experimentação tecnológica.

A inovação tecnológica não se encaixa plenamente nos modelos regulatórios convencionais e requer ambientes especificamente concebidos para esse fim. Os sandboxes regulatórios permitem validar soluções sob regras temporárias e controladas, gerando evidências para sua posterior incorporação ao marco regulatório geral. A cooperação entre distribuidoras, academia, centros de pesquisa e fornecedores de tecnologia é condição indispensável para que esses instrumentos produzam aprendizados replicáveis e passíveis de disseminação.

Implantação da Infraestrutura de Medição Inteligente (AMI)

A medição inteligente é a porta de entrada para a rede do futuro e a base digital que sustenta tarifas inteligentes, a gestão de perdas, a geração distribuída e a eletromobilidade. A América Latina encontra-se em uma fase inicial de adoção e requer marcos regulatórios concebidos para acelerar implantações sustentáveis.

8.1 Tratar regulatoriamente a AMI como infraestrutura de longo prazo, com horizontes de amortização ajustados ao seu ciclo tecnológico e mecanismos para o tratamento de ativos obsoletos.

As vidas úteis regulatórias tradicionalmente aplicadas aos ativos físicos são inadequadas para os componentes de AMI, que apresentam obsolescência tecnológica acelerada. Paralelamente, a substituição em larga escala do parque instalado legado deve contar com mecanismos regulatórios — como reconhecimento do valor residual e soluções contábeis transitórias — que evitem a perda de valor contábil e impactos tarifários abruptos para o consumidor.

8.2 Adotar implantações progressivas por segmentos de valor, sustentadas em Análise Custo-Benefício integral e com trajetória rumo à implantação universal.

Os modelos de avaliação restritos ao utility cost test são insuficientes para justificar a implantação universal de AMI: a regulação deve adotar ACB que monetizem os benefícios sociais e sistêmicos hoje invisíveis, e que permitam avaliações por clusters. Um mandato gradual que priorize os segmentos onde o benefício é indiscutível permite validar a tecnologia, ajustar processos e gerar fluxos de caixa que financiem as etapas subsequentes, dentro de uma trajetória explícita rumo à implantação total com metas sujeitas a revisão periódica.

8.3 Estabelecer a propriedade dos medidores inteligentes sob titularidade da distribuidora, como componente integral da rede com reconhecimento tarifário.

O medidor inteligente é um ativo de rede: seu ciclo de vida, interoperabilidade, cibersegurança e reposição exigem titularidade da distribuidora, com incorporação à base regulatória de ativos e recuperação via processo tarifário ordinário. Os modelos de propriedade do usuário fragmentam a responsabilidade e fracassaram em diversos lugares.

8.4 Estabelecer uma estrutura de governança de dados que reconheça os direitos do usuário sobre suas informações e harmonize a cibersegurança com os padrões internacionais.

A regulação deve estabelecer normas que definam os direitos do usuário — acesso aos próprios dados, portabilidade, consentimento para usos secundários e anonimização — bem como as obrigações das distribuidoras e comercializadoras. Os requisitos mínimos de cibersegurança devem estar alinhados a padrões internacionais, com reconhecimento tarifário explícito dos custos associados à sua implementação.



Integração sustentável da geração distribuída

A rápida expansão da geração distribuída está invertendo os fluxos de potência e exige redes capazes de operá-los de forma segura, eficiente e financeiramente sustentável para os usuários.

9.1 Migrar de mecanismos de net metering para net billing com sinais tarifários horários e locacionais.

Os mecanismos de net metering, embora eficazes para acelerar a adoção inicial, geram efeitos distributivos e financeiros que se tornam insustentáveis a partir de determinados níveis de penetração. Os novos marcos regulatórios devem refletir o valor real da energia injetada em cada momento e em cada ponto da rede.

9.2 Adotar tarifas binômias como padrão regulatório para usuários com geração distribuída.

A distribuidora não fornece apenas energia: fornece disponibilidade da rede. O prossumidor continua utilizando a rede como suporte e respaldo, mesmo quando realiza autoprodução, o que implica que os custos fixos devem ser recuperados independentemente do volume de energia efetivamente consumido ou injetado. A tarifa binômia é o instrumento mais adequado para refletir essa realidade, e os marcos regulatórios devem adotá-la como padrão para todos os usuários com geração distribuída.

9.3 Adotar estudos de capacidade de integração como prática regulatória padrão, com função de planejamento e transparência.

Esses estudos permitem antecipar restrições da rede, planejar reforços e oferecer informações transparentes aos desenvolvedores de projetos. Devem ser elaborados pelas distribuidoras com metodologias padronizadas, supervisionados pelo regulador e publicadas com periodicidade anual.

9.4 Reconhecer os investimentos em visibilidade da rede de baixa tensão como pré-requisito para a integração da geração distribuída.

Sem AMI, sistemas DERMS e telecomunicações adequadas, as distribuidoras não dispõem dos instrumentos básicos necessários para operar redes com fluxos bidirecionais sem comprometer a qualidade e a segurança do fornecimento. O investimento em visibilidade da rede de baixa tensão deve ser reconhecido regulatoriamente como condição habilitadora da transição.



A rede como viabilizadora da eletromobilidade

Sem redes inteligentes, não há mobilidade elétrica. Os maiores desafios da eletromobilidade concentram-se nas redes de distribuição, que precisam se preparar para demandas dinâmicas de alta potência e transformar a recarga de veículos em uma ferramenta de flexibilidade sistêmica.

10.1 Incorporar cenários de penetração de eletromobilidade nos planos de investimento.

O planejamento da rede deve antecipar a curva de adoção de veículos elétricos e não apenas reagir a ela. O dimensionamento prévio de transformadores, alimentadores e subestações é mais econômico do que o reforço posterior sobre ativos já saturados. Os marcos regulatórios devem incentivar que os planos de investimento incorporem esses cenários, validados com dados de mercado e revisados periodicamente.

10.2 Estruturar tarifas horárias, mecanismos de recarga inteligente e modelos V2G que transformem a eletromobilidade em flexibilidade sistêmica.

Sem sinais tarifários adequados, a expansão dos veículos elétricos pode intensificar os picos de demanda residencial, gerando ineficiências de difícil reversão. A regulação deve viabilizar mecanismos de recarga inteligente e, de forma progressiva, modelos vehicle-to-grid (V2G).

10.3 Adotar padrões abertos de interoperabilidade para carregadores e padronização de protocolos.

A fragmentação tecnológica derivada da coexistência de soluções proprietárias por marca de veículo é custosa para reverter. A padronização dos protocolos é uma decisão regulatória de baixo custo com alto impacto a longo prazo, particularmente crítica em países onde a implantação está em estágios iniciais.

10.4 Promover regulamentações que garantam cobertura inclusiva da infraestrutura pública de recarga.

Se os investimentos se concentrarem exclusivamente em áreas de maior poder aquisitivo, a infraestrutura de recarga poderá tornar-se um novo vetor de desigualdade. Os marcos regulatórios devem combinar incentivos ao investimento com mecanismos que garantam cobertura mínima em em regiões intermediárias e áreas populares.



Investimento e financiamiento da rede do futuro

A transformação energética exige volumes de investimento sustentados e sem precedentes. O desafio já não está apenas na disponibilidade de capital, mas na existência de projetos financiáveis, marcos regulatórios previsíveis e capacidade efetiva de execução.

11.1 Quantificar o custo de não investir na análise custo-benefício dos investimentos em distribuição.

A discussão regulatória deve deslocar-se do custo de investir para o custo de não investir. O valor da energia não fornecida, as perdas evitáveis, a produtividade viabilizada e as emissões evitadas são componentes essenciais do racional econômico do investimento e devem ser incorporados às metodologias de revisão tarifária. O investimento em distribuição deve ser tratado como um viabilizador macroeconômico, e não como um centro de custo isolado.

11.2 Assegurar neutralidade tecnológica no reconhecimento tarifário, eliminando o viés que privilegia a expansão física sobre a repotenciação e modernização.

Os mecanismos de reconhecimento devem valorar o custo evitado ao longo do ciclo de vida do ativo e a eficiência operacional, não apenas o CAPEX, e equiparar na base regulatória os investimentos de inteligência a rede com as expansões físicas. Dessa forma, a distribuidora poderá escolher a combinação eficiente entre investir e operar. Essa abordagem é relevante na digitalização, onde as soluções baseadas em software, dados e flexibilidade podem substituir a expansão física da rede.

11.3 Promover o uso de instrumentos de *blended finance,* garantias e mecanismos de mitigação de risco para segmentos de investimento de maior risco.

Dada a natureza de longo prazo dos investimentos em distribuição, é necessário estruturar instrumentos de financiamento combinado (blended finance). Também articular a participação de organismos multilaterais de crédito para viabilizar empréstimos em condições preferenciais, linhas de financiamento verde e instrumentos de mitigação de risco que reduzam o custo do capital privado corporativo.

11.4 Adequar as taxas de remuneração regulada às realidades macroeconômicas e ao custo efetivo de capital da região.

Os órgãos reguladores devem assegurar que as taxas de retorno regulatórias (WACC) reflitam o custo real do capital em mercados sujeitos a volatilidade macroeconômica, pressões inflacionárias e riscos políticos. Quando as taxas reconhecidas ficam abaixo do custo financeiro efetivo, o fluxo de capital privado de longo prazo é comprometido, prejudicando a modernização e a sustentabilidade das redes.



Institucionalidade e governança regulatória

A qualidade da regulação depende das instituições que a produzem. A transição exige reguladores tecnicamente sólidos, independentes, sujeitos à prestação de contas, protegidos de interferências políticas e capazes de evitar a sobrerregulação.

12.1 Fortalecer a capacidade técnica e a independência dos reguladores setoriais como condição para a modernização.

A complexidade da operação da rede, a sofisticação dos esquemas de remuneração, bem como a supervisão e avaliação de investimentos em ativos não convencionais exigem uma capacidade técnica regulatória superior à herdada do modelo de distribuição passiva. Os governos da região devem fortalecer institucionalmente seus reguladores, garantir sua independência operacional, dotá-los dos recursos que a transição exige e assegurar-lhes continuidade institucional ao longo dos ciclos políticos.

12.2 Institucionalizar a prestação de contas do regulador por meio de decisões fundamentadas, consulta pública e avaliação periódica de seu desempenho.

Os marcos institucionais devem exigir a motivação técnica e pública das decisões regulatórias, consultas públicas com prazos adequados e resposta fundamentada aos comentários, publicação de agendas regulatórias e avaliação periódica e independente do desempenho do regulador, incluindo informes perante os órgãos legislativos. A prestação de contas não enfraquece a independência: ela a legitima perante os cidadãos, os agentes regulados e o sistema político.

12.3 Criar instâncias especializadas e independentes de revisão das decisões regulatórias.

As controvérsias entre regulador e regulados não devem ser resolvidas na justiça ordinária — sem especialização técnica e com prazos incompatíveis com a dinâmica setorial — nem ficar isentas de revisão. São necessárias instâncias técnicas e independentes de ambas as partes, com procedimentos regulamentados, prazos breves e decisões que gerem previsibilidade.

12.4 Adotar disciplinas contra a sobrerregulação: análise de impacto regulatório, simplificação e revisão periódica do inventário normativo.

A acumulação de encargos regulatórios freia a inovação e encarece os investimentos. Os marcos institucionais devem exigir análise de impacto regulatório ex ante para toda nova obrigação, princípios de proporcionalidade e simplificação, além da revisão periódica do inventário regulatório. Regular melhor não é regular mais.

Chamado à ação

As 50 propostas são a tradução de um consenso técnico regional.
Sua implementação requer decisão política, um horizonte definido e mecanismos de articulação.

Reguladores

Abrir espaços estruturados de diálogo com cronogramas verificáveis, mesas técnicas e acompanhamento transparente

Multilateráis

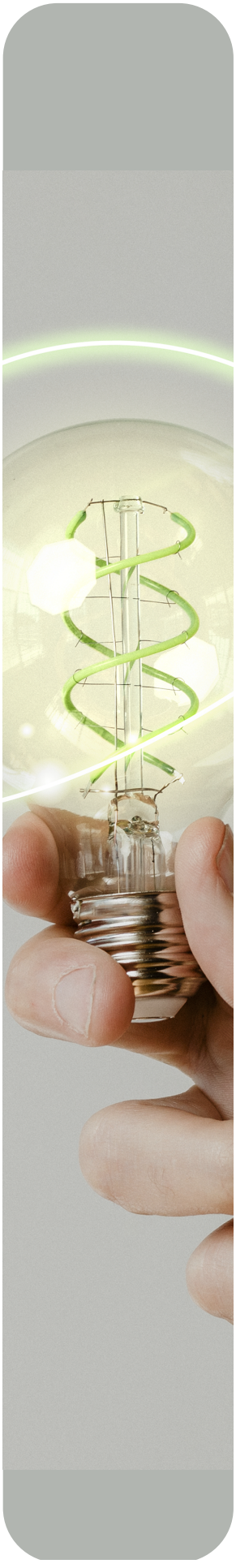
Aprofundar o apoio técnico e financeiro, alinhado às prioridades apresentadas.

Governos

Articular políticas de transição, eletrificação, inclusão digital e resiliência com a realidade das redes.

Setor acadêmico e fornecedores

Somar-se a uma agenda comum de pesquisa, transferência tecnológica e construção de capacidades.



CHAMADO À AÇÃO

As 50 propostas contidas neste manifesto traduzem um consenso técnico e regional alcançado durante a Conferência ADELATAM 2026. Sua implementação efetiva requer das autoridades regulatórias decisão política, horizonte definido e mecanismos de articulação com as distribuidoras e os demais atores do ecossistema elétrico.

Às autoridades regulatórias, as distribuidoras de energia elétrica latino-americanas convidam a abrir espaços estruturados de diálogo sobre as propostas aqui apresentadas, com cronogramas verificáveis, mesas técnicas de trabalho e mecanismos transparentes de acompanhamento. A transformação regulatória de que a região necessita somente será construída por meio de uma cooperação orientada por evidências.

Aos governos nacionais e às instâncias subnacionais com competências no setor elétrico, as distribuidoras de energia elétrica latino-americanas exortam a articular suas políticas de transição energética, eletrificação, inclusão digital e resiliência climática, reconhecendo que a distribuição de energia elétrica é o espaço onde essas políticas se concretizam — ou deixam de se concretizar. Toda política energética desconectada da realidade operacional e financeira das redes de distribuição corre o risco de não alcançar seus objetivos.

Aos organismos multilaterais, a ADELAT expressa seu reconhecimento pelo apoio contínuo à modernização da distribuição de energia elétrica na região e solicita que esse apoio técnico e financeiro seja mantido e aprofundado, em alinhamento com as prioridades aqui apresentadas.

Às instituições acadêmicas, centros de pesquisa e fornecedores de tecnologia, asdistribuidoras de energia elétrica latino-americanas convidam a somarem-se a uma agenda comum de pesquisa, desenvolvimento, transferência tecnológica e fortalecimento de capacidades, que permita à região acelerar sua modernização com soluções adaptadas às suas realidades locais.

Os espaços de diálogo estruturado entre distribuidoras, reguladores, organismos multilaterais, academia e fornecedores de tecnologia geram avanços concretos quando se apoiam em uma base comum de evidências. Esta Carta é uma contribuição para o fortalecimento desses espaços e um convite aberto a todos aqueles que compartilham a responsabilidade de transformar a distribuição de energia elétrica na América Latina.

As distribuidoras de energia elétrica reunidas na ADELAT renovam seu compromisso com uma transição energética justa, tecnicamente rigorosa, financeiramente viável e socialmente inclusiva. Manifestam, igualmente, sua plena disposição para o diálogo e para a construção coletiva com todas as autoridades, instituições e atores que desta agenda.

Buenos Aires, Argentina
Maio de 2026.

adelat

QUEM SOMOS

32	11	+72M	+349	164M
Membros	Países	Conexões	Total em TWh	Pessoas



adeera · Edea · DELAPAZ · edp São Paulo · enel São Paulo · CHILQUINTA
edenor · Edesa · elfec · edp Espírito Santo · enel Rio · enel Chile
edesur · EDEMSA · ENDE Oruro · ABRADEMP · enel Ceará · FENACOPEL
EPE Energía de Santa Fe · EPEN · ENDE Beni



enel Colombia · ICE · CENTROSUR · DELSUR Grupo EPM · ENERGUATE · CLYFSA · ElectroDunas
ESSA Grupo EPM · EEGSA Grupo EPM · CVC energía
EDEQ Grupo EPM

adelat

Trabalhamos juntos para promover a colaboração e o liderazgo na transição energética na América Latina

adelat

¡Siga-nos!

adelat
ASOCIACIÓN
DE DISTRIBUIDORAS
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
LATINOAMERICANAS

adelat.com

@adelatoficial