

RESUMO EXECUTIVO DSO REVIEW

TARIFAS PARA A TRANSIÇÃO

REMUNERAÇÃO E DESENHOS TARIFÁRIOS PARA
A DISTRIBUIÇÃO ELÉTRICA NA AMÉRICA LATINA





DSO Review N.º 10 - Série: Regulação e Mercados

AUTORES

Alessandra Amaral, Roberto Cajamarca Gómez,
Nívia Celestino, Joaquín Lazo Sánchez.

COLABORADORES

José Alejandro Agudelo Guzmán, Gabriela Alfaro Jiménez, Manuel Aranda M., Amelia Carranza, David Chala, Vinícios Ferreira, Josué Figueroa, Víctor Manuel Hincapié, Mitzi Alejandra Lobatón Rodríguez, Jonatan Javier Madieto Ardila, Rodrigo Muñoz Baltar, Livia Nicotra Da Silva, Jhonatan Plaza Martínez, Paula Quiej, Pedro Martín Ramírez Sánchez, Mauricio Alejandro Rivera Torres, Fabian Mauricio Rivera Verde, Hans Rother Salazar, Richard Ruiz M., Rodrigo Santander, Leslie Sepúlveda, Leandro Tanaka, Luis Toledo Campos, Ricardo Villalba, Felipe Zuloaga.

PALABRAS CLAVE

Remuneração da distribuição; Desenho tarifário; Regulação por incentivos; Transição Energética; Estrutura tarifária: Ativos não Convencionais; Subsídios Sociais; Reconhecimento de Investimentos; Sinais de preço; América Latina.

© 2026 Asociación de Distribuidores de Electricidad de América Latina (ADELAT).

Todos os direitos reservados. É autorizada a reprodução total ou parcial para fins não comerciais, desde que a fonte seja citada.

Julho de 2026

01

A REMUNERAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO DIANTE DA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA

O modelo de remuneração e o esquema tarifário constituem o núcleo econômico da distribuição elétrica: definem como se reconhecem os custos do serviço, como se recuperam os investimentos na rede e quais sinais de preço recebem os usuários. De seu desenho dependem a suficiência das receitas para sustentar uma infraestrutura confiável, a eficiência com que se alocam os recursos e a equidade com que se reparte o custo do serviço. A regulação remuneratória não é, portanto, uma questão meramente contábil, mas uma peça estrutural que condiciona a capacidade do setor para investir, modernizar-se e responder às expectativas da sociedade.

Durante décadas, os marcos de remuneração da região foram construídos sobre um pressuposto que hoje está em revisão: o de uma rede passiva, com fluxos unidirecionais e uma demanda previsível, cuja função era transportar a energia desde o sistema de transmissão até o usuário final. Sobre essa base consolidaram-se os esquemas de empresa modelo eficiente, os preços-teto e os ciclos tarifários plurianuais que, em seu momento, conseguiram ordenar o investimento e conter os custos. A tarifa foi construída majoritariamente sobre a energia consumida —porque o consumo era um bom indicador do uso da rede—, a base de ativos foi concebida em torno de infraestrutura física de longa vida e os ciclos assumiram que as condições de custo, demanda e tecnologia se manteriam estáveis entre revisões.

A transição energética erodiu essas premissas por quatro vias. A primeira é a irrupção dos recursos energéticos distribuídos, que converteram a rede em um sistema bidirecional e, sobretudo, romperam a correlação entre a energia que o usuário compra e os custos que sua conexão impõe ao sistema: um domicílio com painéis solares pode reduzir drasticamente seu consumo faturado —e com ele sua contribuição aos custos de rede arrecadados via encargos volumétricos— enquanto continua dependendo plenamente da infraestrutura para respaldar seu fornecimento. A segunda é a eletrificação de novos usos, que não apenas eleva a demanda, mas modifica sua forma, gerando picos concentrados cujo atendimento depende menos da energia total consumida do que da coincidência temporal do consumo. A terceira é a digitalização: a medição avançada, a automação e a gestão de dados são indispensáveis para operar a nova complexidade, mas trata-se de ativos não convencionais cuja natureza e vida útil diferem da infraestrutura física para a qual foram desenhadas as categorias regulatórias clássicas. A quarta é a crescente exigência de resiliência diante de eventos climáticos extremos, cujo benefício nem sempre é capturado pelos indicadores vigentes.

Esses fatores convergem em três tensões que os marcos atuais resolvem apenas parcialmente. A primeira é entre a suficiência das receitas e a estrutura da tarifa: se o grosso da arrecadação repousa em encargos volumétricos enquanto o consumo faturado se estagna pelo autoconsumo e pela eficiência, a sustentabilidade financeira do serviço fica comprometida. A segunda é entre a certeza para investir e a acessibilidade: a distribuidora precisa de regras estáveis para recuperar investimentos crescentes, enquanto a sociedade exige conter o custo e proteger os usuários vulneráveis. A terceira é entre a sofisticação dos sinais de preço e a equidade, pois as tarifas diferenciadas são mais eficientes, mas não devem penalizar de forma desproporcional quem tem menor capacidade de resposta. Sub-

jacente a todas elas persiste o desafio de focalizar corretamente os subsídios e de blindar o desenho tarifário diante da pressão política.

Nesse cenário, o modelo de remuneração deixa de ser uma questão técnica de segunda ordem para converter-se em um determinante de primeira ordem do sucesso da transição energética. Os marcos desenhados para uma rede passiva não desaparecerão de um dia para o outro, mas precisam evoluir para esquemas que valorizem a flexibilidade, a resiliência e a eficiência dinâmica. Este estudo analisa os modelos de remuneração e os esquemas tarifários da distribuição elétrica na América Latina com um triplo propósito: caracterizar o panorama regional, contrastá-lo com as melhores práticas regulatórias internacionais e aportar elementos concretos para orientar a evolução dos marcos vigentes. A análise fundamenta-se no Benchmarking desenvolvido no âmbito do Comitê de Tarifas da ADELAT, complementado com uma pesquisa própria sobre abordagens regulatórias internacionais.



02

MARCO CONCEITUAL: MODELOS DE REMUNERAÇÃO E DESENHO TARIFÁRIO

A distribuição elétrica constitui um monopólio natural: a duplicação de redes seria antieconômica e, na ausência de concorrência, o preço do serviço não pode ser determinado em um mercado. A tarefa do regulador consiste em aproximar-se do resultado que produziria um mercado competitivo —preços eficientes, qualidade adequada e investimento suficiente— mediante regras que determinam quanto a distribuidora pode receber e como essa receita é repassada aos usuários.

O modelo de remuneração define a regra básica que vincula os custos do serviço à receita reconhecida, e os arquétipos distinguem-se pela variável que o regulador controla e pela forma como o risco é repartido. A regulação por taxa de retorno reconhece os custos operacionais prudentes mais uma rentabilidade sobre o capital investido: assegura a recuperação do investimento, mas oferece incentivos fracos à eficiência e pode induzir ao sobreinvestimento. A regulação por preço-teto fixa um preço máximo —ou um valor unitário como o Valor Agregado de Distribuição (VAD)— durante um período plurianual, ajustado pela inflação e por um fator de eficiência: gera um incentivo potente à redução de custos, mas transfere mais risco à distribuidora. A regulação por receita-teto limita a receita total em vez do preço unitário, desacoplando-a do volume de energia vendida, o que é especialmente pertinente em contextos de autoconsumo e geração distribuída. Na prática, a fronteira entre esses arquétipos diluiu-se com esquemas híbridos de regulação por desempenho.

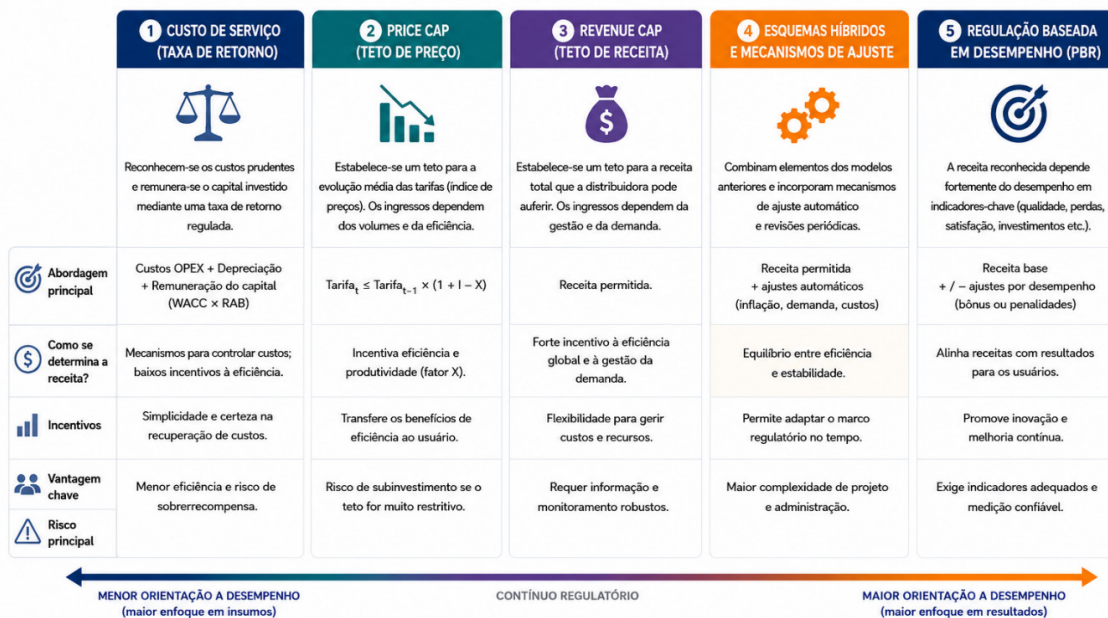


Fig. 1. Abordagens regulatórias de remuneração das empresas distribuidoras.

Qualquer que seja o modelo, o regulador deve determinar que nível de custos reconhece como base da tarifa. A abordagem de empresa modelo eficiente constrói uma companhia teórica que prestaria o serviço ao menor custo possível, e são os custos dessa empresa ideal —não os da distribuidora real— que entram na tarifa: transfere um forte incentivo à eficiência, mas enfrenta a complexidade de modelar corretamente e o risco de afastar-se das condições reais de operação. A abordagem de custos reais reconhece a despesa efetivamente incorrida, sujeita a um juízo de prudência, com maior certeza, porém menor pressão de eficiência. Entre ambas situam-se os esquemas mistos, que combinam custos modelados com custos reais ou de mercado, ou que empregam benchmarking entre distribuidoras para fixar metas.

A receita regulada compõe-se essencialmente da retribuição do capital investido, sua recuperação via depreciação e a cobertura dos custos de operação. A peça central é a Base Regulatória de Ativos (RAB), cujo valor se determina pelo custo histórico ou pelo custo de reposição —por meio do Valor Novo de Reposição (VNR)—, e sobre a qual se aplicam a taxa de retorno e a depreciação. Os custos classificam-se em capital (CAPEX), que se incorpora à RAB e é remunerado ao longo do tempo, e operação (OPEX), reconhecido no período em que é incorrido. A distinção não é neutra: como o CAPEX é remunerado com rentabilidade durante toda a sua vida útil enquanto o OPEX só é recuperado no período, o desenho envia a empresa para o investimento em ativos físicos ainda que uma solução operacional fosse mais eficiente, o fenômeno denominado capex bias. Para corrigi-lo ganhou terreno a abordagem TOTEX, que reconhece de maneira integrada a despesa total. A rentabilidade aplicada à RAB é determinada mediante o custo médio ponderado de capital (WACC), que deve guardar coerência com o risco regulatório efetivo.

Enquanto o modelo de remuneração determina quanto a distribuidora recebe, a estrutura tarifária define como essa receita é arrecadada dos usuários. Seus componentes básicos são o encargo fixo, o encargo variável ou volumétrico e, em muitos desenhos, o encargo por potência ou demanda máxima, conceitualmente relevante porque boa parte dos custos de rede é determinada pela capacidade que deve estar disponível nos momentos de máxima demanda e não pela energia total consumida. A isso soma-se a diferenciação temporal dos preços —tarifas por horário de uso, horárias e, em sua expressão mais avançada, dinâmicas—, que busca induzir um uso mais eficiente da rede e aproveitar a flexibilidade da demanda, embora seu desdobramento dependa da existência de medição avançada.

Por fim, os marcos modernos incorporam incentivos explícitos orientados à qualidade, à redução de perdas, à eficiência e, crescentemente, à resiliência. A distinção decisiva é se são simétricos —premiam o bom desempenho e penalizam o ruim— ou assimétricos —apenas punem o descumprimento—, porque disso depende que a qualidade se torne um investimento rentável ou apenas um limiar a evitar. Esses incentivos operam dentro de ciclos tarifários plurianuais, habitualmente de quatro ou cinco anos, cuja duração encerra um compromisso entre o incentivo à eficiência e o risco de desatualização, mitigado mediante revisões intermediárias e mecanismos de indexação. Modelo, determinação de custos, componentes da receita, estrutura tarifária e incentivos operam como um sistema interdependente cujo equilíbrio define a suficiência e a sustentabilidade do esquema.

03

PANORAMA REGIONAL DOS MODELOS DE REMUNERAÇÃO E ESQUEMAS TARIFÁRIOS

3.1. MODELOS DE REMUNERAÇÃO

O Benchmarking revela um panorama que, à primeira vista, sugere uniformidade: a maioria das distribuidoras declara operar sob um esquema de preço-teto articulado em torno do VAD. Essa coincidência, no entanto, esconde diferenças na regra com que se fixa a receita e, com ela, na repartição do risco. Sob esse critério, o panorama ordena-se em três categorias sobre um mesmo contínuo. A primeira, e a mais difundida, é o preço-teto: o regulador fixa uma receita máxima plurianual calculada sobre custos eficientes de referência e não sobre os da distribuidora real. O Chile constitui sua expressão mais pura; sob a mesma regra operam a Guatemala e o Peru, que constroem esse padrão a partir de uma empresa modelo teórica, enquanto o Brasil compartilha a lógica de preço-teto por incentivos, mas deriva seu custo eficiente do benchmarking entre distribuidoras reais. El Salvador e a Bolívia inscrevem-se também aqui. A certa distância situa-se a receita máxima, cujo expoente é a Colômbia, onde o regulador fixa um teto à receita total ancorado nos ativos efetivamente instalados e em um plano de investimentos aprovado sob a Resolução CREG 015 de 2018. No extremo oposto está o serviço pelo custo —Costa Rica, Equador e Paraguai—, onde a receita segue de perto os custos realmente incorridos e o risco recai sobre o usuário ou o Estado.

Abordagem	Lógica	Base de custos	Países
Preço-teto sobre custos eficientes	Receita fixada ex ante com base em um padrão de eficiência, e não nas despesas reais da empresa	Empresa-modelo teórica ou benchmarking entre distribuidoras reais	Chile, Guatemala, Peru, Brasil, El Salvador e Bolívia
Receita máxima (Revenue Cap)	Teto aplicado à receita total, ancorado na rede física real e em planos de investimento	Modelo misto: ativos reais instalados (CAPEX) e benchmarking de eficiência (OPEX)	Colômbia
Serviço pelo custo	A receita acompanha os custos reais incorridos para garantir a prestação do serviço	Custos reais e contábeis da empresa, sujeitos a critérios de prudência	Costa Rica, Equador e Paraguai

Tabela 1. Modelos de remuneração aplicados na região.

A construção do custo reconhecido mostra três mecanismos de distinta elaboração técnica. O mais exigente é a empresa modelo eficiente, que reconstrói por completo a companhia que prestaria o serviço ao menor custo mediante um estudo de engenharia; Chile, Guatemala e Peru o compartilham, embora difiram em quem valora os custos e quem dirige as controvérsias: o Peru concentra ambas as funções no regulador, enquanto Chile e Guatemala as entregam a órgãos independentes —o Painel de Especialistas e uma Comissão Pericial—. O esquema misto renuncia a modelar a empresa inteira: a Colômbia valora os ativos com unidades construtivas a preços padrão e estima a despesa operacional eficiente mediante modelos de fronteira estocástica, enquanto Bolívia e Brasil separam os custos gerenciáveis dos não gerenciáveis, como a compra de energia. O terceiro, o reconhecimento de custos reais, assemelha-se mais a uma auditoria da despesa efetiva, como ilustra a Costa Rica.

Praticamente toda a região reconhece o CAPEX e o OPEX separadamente, sem integrá-los em uma única bolsa de despesa: é a diferença mais nítida em relação à abordagem TOTEX consolidada em outras latitudes, um contraste que as próprias distribuidoras do Chile, da Colômbia e do Brasil tornam explícito. Quando o regulador —ou a empresa modelo— fixa de antemão que proporção corresponde a investimento e que proporção a operação, a distribuidora perde a liberdade de substituir uma pela outra, e o desenho acaba inclinando a balança para o ativo físico. A consequência transcende o contábil: em um contexto em que muitas soluções da transição —flexibilidade, gestão da demanda, serviços contratados— são operacionais antes que físicas, um marco que premia o ativo acima da operação desestimula justamente as respostas mais eficientes.

Na valoração da base de ativos a região inclinou-se de maneira quase unânime pelo custo de reposição: Chile, Guatemala, Peru e El Salvador valoram a Valor Novo de Reposição; a Colômbia chega ao mesmo resultado mediante unidades construtivas a preços padrão; e no Brasil o critério opera por meio da metodologia tarifária da ANEEL. Mais determinante ainda é a frequência de atualização: enquanto na maioria dos marcos a RAB é reavaliada por completo apenas em cada processo tarifário —a cada quatro ou cinco anos—, a Colômbia a atualiza todos os anos, incorporando os investimentos efetivamente executados. É aí que a valoração deixa de ser um assunto técnico para tornar-se econômico: uma base congelada durante todo o ciclo obriga o investimento novo a esperar até a revisão seguinte para começar a ser remunerado.

O momento do reconhecimento segue a mesma lógica. Nos esquemas de empresa modelo é essencialmente ex ante: remunera-se a rede eficiente que o modelo projeta, de modo que um investimento real não antecipado não encontra reconhecimento até o processo tarifário seguinte. Nos sistemas de serviço pelo custo opera um reconhecimento ex post, e entre ambos situa-se o esquema misto colombiano, que fixa ex ante os investimentos reconhecíveis e seus montantes máximos e incorpora depois ex post os ativos efetivamente executados, com um ajuste que corrige os desvios. A diferença concentra-se na rigidez: nos esquemas ex ante mais rígidos, o investimento realizado no meio do ciclo fica sem remuneração até a revisão seguinte e a essa altura já perdeu valor, um custo que as distribuidoras resumem como a perda do valor do dinheiro no tempo que o reconhecimento diferido não chega a compensar.

O problema se agrava com os ativos não convencionais —medidores inteligentes, automação, sensores, software—, cujo reconhecimento põe à prova marcos pensados para a infraestrutura física. Nos esquemas de empresa modelo a restrição é estrutural: o modelo só incorpora uma tecnologia quando esta se tornou a alternativa mais eficiente, de modo que o marco recompensa quem adota a tecnologia quando ela já é comum e penaliza quem a introduz primeiro. Onde existe uma porta de entrada, ela costuma ser estreita e caso a caso: a Colômbia a abriu mediante unidades construtivas especiais e investimentos de renovação tecnológica, em um trâmite que as distribuidoras descrevem como lento e incerto, e o Peru permite incorporar ao VAD projetos de inovação e medição inteligente, mas ainda sem regras claras de valoração. O padrão de fundo é comum: a maioria dos marcos valora um ativo por sua categoria e não pelo resultado que entrega, e os ativos genuinamente novos, por definição, não se encaixam.

A taxa de retorno é o lugar onde o risco que o modelo reparte termina por ser pago, e a região a fixa mediante três mecanismos. Um primeiro grupo emprega o modelo de precificação de ativos de capital (CAPM) e a atualiza com regularidade, de modo que acompanha

as condições de mercado e o risco-país: o Brasil a recalcula a cada ano, e Argentina, Chile e Colômbia a cada revisão. O caso argentino ilustra o princípio de coerência entre taxa e risco, ao ter sido reduzida em janeiro de 2025 para 6,22% real depois de impostos após a queda do risco soberano; o Chile substituiu em 2019 a taxa fixa histórica de 10% real por uma banda de entre 6% e 8% determinada por CAPM. Um segundo grupo conserva taxas fixadas por lei —o Peru mantém os 12% real antes de impostos de 1992, El Salvador os 10% de 1996 e a Guatemala manteve por mais de uma década o piso legal de 7%—, com alta previsibilidade, mas risco de desalinhar-se do custo real de capital. Um terceiro grupo, o dos sistemas públicos ou cooperativos, prescinde de um WACC comercial.

Em matéria de incentivos, o quadro de conjunto é revelador: a região incentiva sobretudo punindo. O incentivo de qualidade, articulado em torno dos indicadores SAIDI e SAIFI, opera na maioria dos marcos de forma assimétrica, com sanções ou compensações ao usuário por descumprimento, mas sem retribuição equivalente por desempenho superior. A Colômbia é a exceção mais nítida, ao ajustar a receita do operador para cima ou para baixo conforme seu desempenho frente às metas de qualidade média, e o Brasil integra uma dimensão de qualidade e satisfação em seu Fator X. As perdas recebem um tratamento de dupla face —são componente reconhecido da receita e, ao mesmo tempo, incentivo, pois quem as reduz abaixo do padrão retém a diferença—. A eficiência operacional raramente é premiada de forma explícita porque o próprio modelo a incorpora, e a resiliência e a digitalização carecem quase por completo de sinal econômico.

Por fim, os ciclos estendem-se quase sempre entre quatro e cinco anos. As diferenças aparecem na atualização dentro do período —a Colômbia atualiza sua base anualmente e a Costa Rica ajusta suas tarifas a cada ano— e na robustez da indexação: desde a Colômbia, cuja remuneração se ajusta quase exclusivamente pelo índice de preços ao produtor, até a Argentina, que empurrada pela inflação levou o ajuste a uma frequência mensal e incorporou um esquema de diferimento. Duração e indexação operam como um único dispositivo: quanto mais longo o ciclo, mais decisiva se torna a robustez do ajuste, e de sua combinação depende quanto risco de erosão da receita real a distribuidora suporta entre revisões.

3.2. ESQUEMAS TARIFÁRIOS E SINAIS DE PREÇO

Determinado quanto a distribuidora recebe, resta a outra metade da equação: como essa receita é arrecadada dos usuários. A grande maioria da amostra emprega uma estrutura básica de encargo fixo mais encargo variável, com a exceção da Colômbia e, no segmento residencial, do Brasil, onde o componente fixo existe apenas para os consumidores de alta tensão e encontra-se em consulta pública uma proposta para substituir a atual franquia mínima por uma cobrança fixa mensal. Onde de fato aparecem diferenças substantivas é na abertura dos componentes: Colômbia e Costa Rica apresentam a desagregação mais completa e explícita na fatura, enquanto para o pequeno usuário do Chile, da Guatemala ou da Argentina o custo da rede vem integrado e resulta praticamente invisível.

O sinal de capacidade é quase inexistente no segmento residencial. Apenas o Chile transfere o custo da potência aos domicílios, e o faz de forma indireta mediante fatores de carga aplicados ao consumo; a Colômbia mantém uma tarifa monômnia por energia e o Peru incorpora um encargo de potência coincidente dentro da fórmula da energia, não visível para o usuário. A maioria dos países reserva o encargo por potência ou demanda para os consumidores de médio e grande porte, com esquemas de potência contratada e penalidades por excesso.

Algo similar ocorre com a diferenciação horária. O Brasil —com a Tarifa Branca, hoje voluntária, mas em discussão para sua aplicação automática a certos segmentos mediante a Consulta Pública 46/2025 da ANEEL—, o Peru, a Costa Rica e o Paraguai são os únicos países com tarifas horárias disponíveis para consumidores residenciais; Chile e El Salvador as oferecem como opção em média e baixa tensão, a Guatemala as estrutura por blocos, Argentina e Bolívia as reservam para grandes demandas e a Colômbia mantém tarifa plana para o usuário regulado. A transparência do pedágio de distribuição segue o mesmo padrão desigual: é explícita e regulamentada no Brasil, na Colômbia, na Costa Rica e em El Salvador, parcial no Peru, e integrada e invisível para o usuário regulado na Argentina, na Bolívia, no Chile e na Guatemala.

País	Residencial (BT)	Pequena demanda (BT)	Média demanda (MT)	Grande demanda (AT/MT)	Tipo de tarifa horária / por tempo de uso	Observações relevantes
Argentina	○	○	○	●	–	Aplica-se apenas a Grandes Demandas (>50 kW). Sem TOU para clientes residenciais.
Bolívia	○	○	○	●	3 blocos	Apenas Grandes Demandas. Blocos: alto / médio / baixo.
Brasil	●	●	●	●	Tarifa Branca / Verde / Azul	Tarifa Branca para BT (residencial). Verde (A3–A4) e Azul (A5) em AT/MT.
Chile	○	○	◐	●	Ponta / Fora de ponta	TOU opcional para clientes >10 kW em BT e MT. Definida por período.
Colômbia	○	○	◐	◐	– (opção limitada)	Não há TOU para usuários regulados residenciais. Apenas não regulados ou opções especiais.
Costa Rica	○	○	●	●	Ponta / Vale / Noite	TOU para BT >50 kW e MT (obrigatória para alguns). Três períodos diários.
Equador	○	○	◐	●	Ponta / Fora de ponta	Aplica-se a MT (≥13,8 kV) e grandes consumidores. Dois períodos diários.
El Salvador	○	○	●	●	Ponta / Intermediário / Vale	Opcional em BT (residencial). Obrigatória em MT e para grandes demandas.
Guatemala	○	○	○	●	Ponta / Fora de ponta	TOU para clientes >11 kW e para estações de recarga de veículos elétricos.
Paraguai	○	○	◐	●	Ponta / Intermediário / Vale	Opcional em MT (≥23 kV) e obrigatória em AT. Três períodos diários.
Peru	◐	●	●	●	Ponta / Fora de ponta	Residencial com medidor avançado (BT50). Horário de ponta: 18:00–23:00.

LEGENDA

● Disponível / Obrigatória

◐ Disponível / Opcional

○ Não disponível

BT = Baixa Tensão
MT = Média Tensão
AT = Alta Tensão

TIPOS DE TARIFAS HORÁRIAS

Ponta
Horas de maior demanda do sistema (preço mais alto).

Intermediário / Médio
Horas intermediárias de demanda.

Vale / Noite
Horas de menor demanda (preço mais baixo).

Fig. 2. Diferenciação horária e tarifas por horário de uso na região.

Todos os países contam com mecanismos de subsídio, mas os financiam mediante quatro arquétipos. O primeiro é o subsídio cruzado, no qual os próprios usuários pagam: o Peru o aplica por meio do FOSE para consumos de até 140 kWh mensais e a Bolívia mediante um desconto de 25% para consumos de até 70 kWh, enquanto no Chile os subsídios tendem a ser temporários e dependentes de processos de inscrição, o que limita sua continuidade. O segundo é o modelo misto colombiano, estruturado por estratos socioeconômicos, com descontos para os estratos 1, 2 e 3 limitados ao consumo de subsistência e financiados com a contribuição de 20% dos estratos altos, do comércio e da indústria, mais o déficit a cargo do Governo Nacional. O terceiro é o fundo setorial brasileiro —a Conta de Desenvolvimento Energético, paga por todos os consumidores e que representa cerca de 20% da tarifa residencial—. O quarto é o subsídio com cargo ao orçamento público, presente na Argentina, em El Salvador e na Guatemala. A fragilidade é compartilhada: a alocação baseia-se no estrato do imóvel ou no nível de consumo, em vez da condição socioeconômica real do lar, o que gera erros de inclusão e exclusão e, quando os reembolsos estatais atrasam, transfere o risco de inadimplência à distribuidora.

O pré-pagamento tem base regulatória na maioria dos países analisados, mas sua adoção é marginal por barreiras econômicas —o custo dos medidores, a baixa atratividade para a empresa e questões operacionais— e, em alguns casos, por limitações de desenho, como na Colômbia, onde certos custos adicionais não podem ser repassados por meio do sis-

tema de pré-pagamento. A proteção aos clientes eletrodependentes mostra uma lacuna nítida: apenas Chile e Argentina dispõem de marcos que combinam benefício econômico e garantia do serviço, enquanto Colômbia e Peru limitam-se à proteção contra o corte para usuários formalmente reconhecidos, a Costa Rica os atende mediante sua tarifa preferencial de caráter social, e Bolívia, El Salvador, Guatemala e Paraguai carecem de regulação específica.

Em incentivos de qualidade e perdas, todos os países contam com indicadores ou metas, mas o modelo predominante é assimétrico e punitivo. Apenas Brasil e Colômbia adotam mecanismos simétricos que permitem à distribuidora aumentar ou reduzir suas receitas conforme seu desempenho: o Brasil mediante os indicadores DEC e FEC, com compensação automática ao usuário diante de qualquer violação individual e metas de perdas definidas por benchmarking; a Colômbia mediante SAIDI e SAIFI no Sistema de Distribuição Local, com um tratamento de perdas que combina reconhecimento para empresas eficientes e incentivos progressivos.

Por fim, a experimentação regulatória é quase inexistente. O Brasil é o país que mais fez uso dessa ferramenta, com nove projetos de sandbox em execução que ensaiam tarifas flexíveis, resposta da demanda, tarifas horossazonais locais, esquemas dinâmicos, pré-pagamento e faturamento fixo com incentivos sociais. A partir dessa experiência, difundida no âmbito da ADELAT, Salta tornou-se a primeira província argentina a institucionalizar o mecanismo mediante a Resolução ENRESP nº 2965/25, com projetos piloto voltados à normalização de bairros populares. A Colômbia encontra-se em consulta pública para estabelecer um marco formal mediante o projeto de Resolução CREG 705 012/2026, enquanto Chile e Guatemala admitem inovar por conta e risco do distribuidor, e Bolívia, El Salvador e Peru carecem de regulação ou experiência.



O modelo de remuneração define a regra básica que relaciona os custos do serviço com a receita que o distribuidor tem direito a receber



04

ABORDAGENS REGULATÓRIAS INTERNACIONAIS E MELHORES PRÁTICAS

A transformação mais profunda da regulação da distribuição nas últimas duas décadas foi a transição da regulação por custo de serviço para a regulação baseada em desempenho. A mudança é conceitual: enquanto a regulação tradicional controla os insumos, a regulação por desempenho desloca o eixo para os resultados que a distribuidora entrega aos usuários e ao sistema. Sua expressão mais madura é o marco RIIO do regulador britânico, cujo acrônimo sintetiza a fórmula: as receitas resultam da combinação de incentivos, inovação e produtos. Opera mediante um controle de receitas plurianual que confere horizonte de planejamento, um conjunto de produtos mensuráveis premiados ou penalizados com incentivos financeiros e reputacionais, uma base de despesa total que deixa a empresa escolher a combinação mais eficiente entre investimento e operação, um fator de repartição de economias e sobrecustos, e mecanismos de ajuste por incerteza que evitam que o caráter plurianual se traduza em rigidez. Sua calibração combina uma taxa de retorno coerente com o risco efetivo do negócio com um desafio de eficiência contínua da ordem de 1% ao ano. A abordagem não é exclusiva do Reino Unido: numerosas jurisdições dos Estados Unidos ampliaram o uso de mecanismos de incentivos por desempenho.

No reconhecimento de investimentos e inovação identificam-se quatro linhas de boa prática. A primeira é a adoção da abordagem TOTEX, que ao eliminar a vantagem contábil do ativo físico permite que as soluções digitais e de flexibilidade concorram em igualdade de condições; a Itália oferece uma variante gradual —a abordagem ROSS— que combina objetivos de despesa prospectiva com proporções fixas entre operação e capital. A segunda é valorar as soluções não associadas à rede —flexibilidade e armazenamento— como alternativas avaliáveis frente à expansão física, habilitando a contratação de serviços de flexibilidade. A terceira é dotar a inovação de um espaço de financiamento próprio, com um perfil de risco distinto do do investimento ordinário, porque submetida aos mesmos critérios de prudência ex post ela simplesmente não ocorre. A quarta é deslocar o eixo do reconhecimento da categoria do ativo para o resultado que ele produz, remunerando o investimento digital por sua contribuição à qualidade, à resiliência ou à integração de recursos distribuídos, como avançou o modelo REV de Nova York.

Em desenho tarifário, a prática internacional avançou para sinais que refletem com maior fidelidade o custo que cada usuário impõe ao sistema. As tarifas diferenciadas no tempo abrangem um espectro crescente de sofisticação, desde as tarifas por horário de uso até a tarifação de ponta crítica e a dinâmica. A evidência é robusta: a tarifa Tempo francesa reduziu a ponta nacional em torno de 4% e os ensaios da Hydro-Québec mostraram reduções próximas de 6% em eventos de ponta crítica. Ao mesmo tempo, a pesquisa adverte que as tarifas por horário de uso capturam apenas cerca de 10% dos ganhos de eficiência que a tarifação em tempo real alcançaria, mas ressalta que a maior parte do benefício já se obtém com um esquema simples de dois blocos. Um aprendizado central é que o modo de adoção condiciona o resultado tanto quanto o desenho do preço: os esquemas voluntários alcançam participações baixas e com viés de autosseleção, enquanto os esquemas por padrão alcançam coberturas muito superiores, desde que acompanhados de salvaguardas para os usuários com menor capacidade de resposta. Em encargos por capacidade, a Austrália é o referente mais desenvolvido no segmento residencial. Subjaz a tudo isso uma con-

dição habilitante inelutável: nenhum desses sinais é viável sem medição avançada, daí que a sequência recomendável seja consolidar primeiro a infraestrutura de medição, introduzir depois tarifas horárias por padrão com proteções de transição, incorporar encargos por capacidade onde o sinal de potência resulte mais valioso e reservar os desenhos dinâmicos e locais para uma fase posterior.

Em matéria de subsídios, a experiência internacional converge em uma ideia: separar a proteção social do desenho da tarifa. A primeira lição é que focalizar exige medir, e as jurisdições mais avançadas construíram primeiro uma definição operacional de vulnerabilidade energética —o Reino Unido evoluiu de um limiar simples para um indicador que pondera o gasto energético, a distância da renda em relação à linha de pobreza e a eficiência da moradia—. A segunda, e a mais transversal, é desacoplar o subsídio da tarifa mediante transferências ou bônus dirigidos ao lar, apoiando-se em programas sociais e registros preexistentes: sua virtude é dupla, porque preserva intacto o sinal de preço e transfere o financiamento ao orçamento público focalizado. A terceira é aportada por instrumentos concretos com distintos graus de desacoplamento: o bônus social espanhol, com categorias graduadas de vulnerabilidade; o *chèque énergie* francês, que substituiu as tarifas sociais por um bônus atribuído a partir da informação tributária; e o Warm Home Discount britânico, focalizado mediante prestações sujeitas a comprovação de meios. A quarta é que a proteção transcende o preço e abrange a continuidade do fornecimento.

Os mecanismos de experimentação regulatória constituem a resposta internacional ao dilema de inovar sem desestabilizar o marco. O Reino Unido foi pioneiro com o Innovation Link e o Energy Regulation Sandbox da Ofgem, que permitem ensaios em um ambiente real mediante orientação específica e isenções temporárias; os Países Baixos habilitaram associações de moradores e cooperativas a organizar o fornecimento entre pares e fixar suas próprias tarifas dentro do ambiente controlado. A literatura destilou quatro princípios: delimitação clara do alcance, com salvaguardas para os consumidores; capacidade de aprendizado regulatório, mediante monitoramento e retroalimentação para o processo normativo; caráter intersetorial; e adaptação ao contexto de cada jurisdição, em vez de transplantar modelos de mercados maduros.

Por fim, todas as dimensões técnicas do desenho remuneratório só produzem os resultados esperados se repousarem sobre um marco institucional crível e estável. A regulação tarifária opera como um contrato implícito de longo prazo, e quando essa confiança se erode o risco regulatório é incorporado diretamente como um prêmio no custo de capital. A OCDE sistematizou os princípios de governança em torno de cinco dimensões que determinam a independência efetiva de um regulador —clareza de seu papel, transparência e prestação de contas, independência financeira, independência de sua liderança e uma cultura institucional em seu pessoal—, e não é casual que em seus países membros 87% dos reguladores de energia tenham estatuto independente. O modelo europeu oferece a expressão normativa mais exigente ao requerer entidade jurídica própria, autonomia orçamentária e independência de instruções do governo e do mercado. A isso somam-se mecanismos que conferem credibilidade ao compromisso regulatório diante do problema da inconsistência temporal: uma base de ativos protegida com metodologias previsíveis funciona como um contrato de longo prazo, e as instâncias de apelação independentes —como o recurso das decisões da Ofgem perante a autoridade de concorrência britânica— submetem as decisões a um escrutínio técnico regado que limita a discricionariedade. As avaliações internacionais documentam que é precisamente nessa dimensão que os países em desenvolvimento apresentam suas maiores lacunas.

05

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Sob a diversidade de rótulos, a região compartilha uma mesma pergunta de fundo: quem assume o risco de que os custos reais se afastem dos reconhecidos. O preço-teto articulado em torno do VAD, calculado sobre uma empresa modelo eficiente e com ativos valorados a custo de reposição, é o paradigma claramente predominante, com a Colômbia deslocada para a receita máxima e os sistemas de empresa pública para o serviço pelo custo. Essa convergência significa que os desafios também tendem a ser comuns e que as soluções ensaiadas em um país são, com as devidas adaptações, relevantes para os demais.

A segunda conclusão, e a mais consequente para a transição, é que os marcos vigentes reconhecem os investimentos de maneira tardia, parcial e enviesada: a separação estrita entre CAPEX e OPEX inclina a balança para o ativo físico, o investimento não antecipado pelo modelo espera até a revisão seguinte e os ativos não convencionais só encontram espaço estreito e caso a caso. A atualização anual da base que a Colômbia pratica mostra que o problema do reconhecimento diferido tem solução dentro do próprio paradigma regional. A terceira é que, de maneira predominante, a regulação castiga, mas não incentiva: os esquemas de qualidade e perdas são majoritariamente assimétricos, e apenas Colômbia e Brasil aplicam esquemas simétricos, enquanto a resiliência e a digitalização carecem quase por completo de sinal econômico.

A quarta conclusão refere-se ao desenho tarifário: os sinais de preço são fracos e pouco diferenciados, com forte predomínio volumétrico, um encargo por potência residencial praticamente inexistente e uma diferenciação horária marginal, de modo que a tarifa raramente comunica ao usuário o custo real que seu consumo impõe à rede. A quinta é que os subsídios estão deficientemente focalizados e são canalizados por meio da tarifa, com uma alocação baseada no estrato ou no nível de consumo, em vez da condição real do lar. A sexta identifica lacunas de proteção e inovação: a proteção aos eletrodependentes é robusta apenas no Chile e na Argentina, o pré-pagamento tem base regulatória ampla, mas adoção marginal, e a experimentação regulatória é quase inexistente fora do Brasil e de Salta.

A sétima conclusão é transversal: a suficiência da remuneração depende menos do nível da taxa de retorno do que da estabilidade e previsibilidade das regras, porque uma taxa bem fixada se dilui se os investimentos são reconhecidos tarde, se as tarifas são congeladas por razões políticas ou se as metodologias mudam de forma imprevista. E uma conclusão final, de caráter propositivo: o Brasil emerge de forma consistente como o referente regional de inovação tarifária —único país que combina tarifa horária residencial, sandboxes operativos, incentivos simétricos de qualidade e separação regulatória explícita de componentes—, o que sugere que várias das práticas que a região discute já têm um banco de provas dentro da América Latina.

Sobre esse diagnóstico, o estudo formula seis recomendações regulatórias. A primeira é modernizar o reconhecimento de investimentos e neutralizar o viés para o capital, avançando gradualmente para lógicas de despesa total ou, ao menos, eliminando a penalização das soluções operacionais e de flexibilidade; agilizando o reconhecimento mediante atualizações mais frequentes da base de ativos e esquemas mistos ex ante/ex post; e criando

vias explícitas para os ativos não convencionais e digitais, reconhecendo-os pela função que cumprem e não por sua categoria contábil. A segunda é transitar de incentivos assimétricos para incentivos simétricos orientados a resultados, tomando como referência os modelos da Colômbia e do Brasil em qualidade e gestão de perdas, e incorporando progressivamente sinais econômicos para a resiliência e a digitalização.

A terceira recomendação é fortalecer os sinais de preço do desenho tarifário mediante uma sequência ordenada: consolidar primeiro a medição avançada como pré-requisito, introduzir depois tarifas horárias —preferencialmente por padrão e com proteções de transição—, incorporar encargos por capacidade onde a eletrificação e os recursos distribuídos tornem mais valioso o sinal de potência, e reservar os desenhos dinâmicos e locacionais para uma fase posterior, melhorando em paralelo a transparência do pedágio de distribuição na fatura. A quarta é desacoplar os subsídios da tarifa e focalizá-los pela condição real do lar, substituindo os subsídios cruzados por transferências ou bônus que preservem o sinal de preço, apoiando-se em registros sociais e assegurando mecanismos de reembolso oportunos que não transfiram o risco de inadimplência à distribuidora; a isso soma-se fechar as lacunas de proteção dos clientes eletrodependentes.

A quinta é habilitar a experimentação regulatória mediante sandboxes, adotando mecanismos formais que permitam ensaiar novas estruturas tarifárias em um ambiente limitado, com isenções temporárias e avaliação sistemática, antes de generalizá-las; os sandboxes do Brasil e de Salta oferecem um referente regional direto. E a sexta, como condição transversal, é reforçar a estabilidade e a independência institucional do marco regulatório, fortalecendo a autonomia financeira e de gestão do regulador, estabelecendo mandatos fixos e escalonados, reservando à sua competência técnica a competência metodológica, garantindo a transparência como contrapeso e dispondo de instâncias de apelação ou arbitragem técnica que ofereçam previsibilidade.

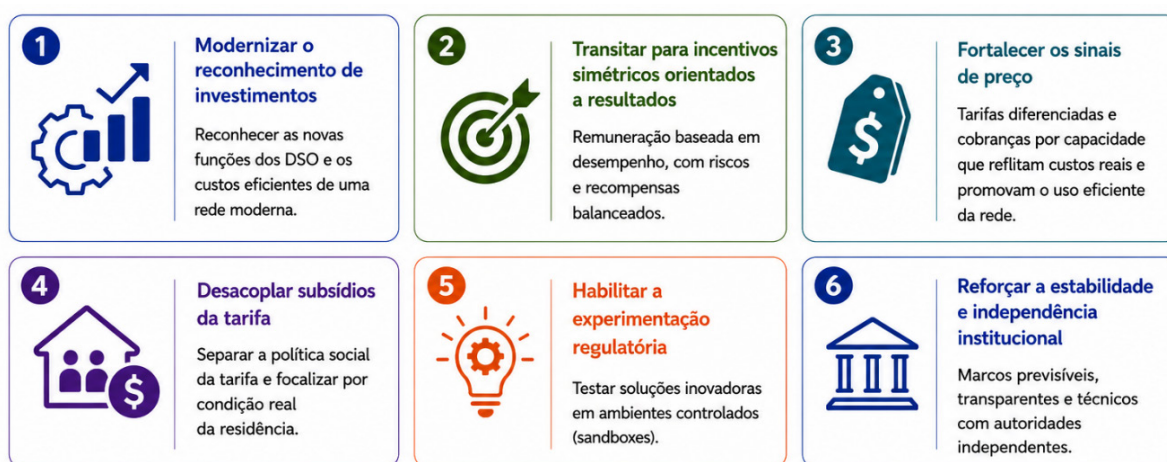


Fig. 3. Recomendações para reguladores e formuladores de política.

Essas recomendações conformam uma agenda articulada, não uma lista de medidas independentes. O modelo de remuneração, a determinação de custos, o tratamento do capital e da operação, os incentivos, o desenho tarifário, os subsídios e o marco institucional são peças de um mesmo sistema, e sua reforma deve ser abordada com esse olhar de conjunto: de pouco serve sofisticar o sinal de preço se o subsídio continua distorcendo-o, ou reconhecer melhor os investimentos se a taxa não reflete o risco ou as regras não são estáveis. A transição energética converteu o desenho remuneratório e tarifário em um determinante de primeira ordem do futuro da distribuição elétrica na América Latina. A boa notícia é que a região não parte do zero: dispõe de referentes próprios, de um diagnóstico compartilhado e de uma agenda de reforma convergente expressa pelas próprias distribuidoras. O desafio é traduzir esse consenso em marcos concretos, adaptados a cada realidade nacional, que acompanhem a transformação do sistema.



