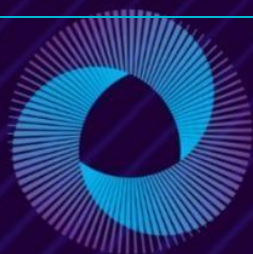


UN EVENTO DE:



ADELATAM26

CONFERENCIA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

“REDES QUE
TRANSFORMAN
LA ENERGÍA
DEL FUTURO”

20-21 de mayo de 2026 Buenos Aires, Argentina



www.adelatomconferencia.com

Organized by:



RELATÓRIO

Visão geral

Uma conferência regional com vocação articulada

A Conferência ADELATAM 2026 reuniu mais de 200 representantes do setor elétrico latino-americano em Buenos Aires, consolidando um espaço regional para diálogo e articulação entre distribuidores, reguladores, organizações multilaterais, provedores de tecnologia e instituições acadêmicas. Representantes de mais de quatorze países estiveram presentes, incluindo Argentina, Brasil (com os grupos EDP, Enel e Celesc), Bolívia (Ende), Chile (Chilquinta e Fenacopel), Colômbia (ESSA, grupo EPM e Open Intelligence), Costa Rica (ASIDE), República Dominicana (Hubbell Aclara), Guatemala (EEGSA, grupo EPM e CNEE), El Salvador (Delsur, grupo EPM), Equador (Ministério da Energia), Peru (CVC Energía e Osinergmin), Índia (Redes para a Humanidade) e Espanha (Factor Energía).

Destacou especialmente a participação de organizações multilaterais e reguladores: o Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) como Parceiro para o Desenvolvimento, o Banco Mundial com representantes nos painéis regulatórios e de investimentos, OLACDE no painel inaugural, ANEEL (Brasil), Osinergmin (Peru) e CNEE (Guatemala). Essa concordância confirmou a vocação da ADELATAM como plataforma para coordenação institucional e definição de padrões operacionais para o segmento de distribuição de eletricidade.

A distribuição de eletricidade não é mais o elo final, silencioso e de baixo crescimento na cadeia elétrica para se tornar um dos pilares centrais da transição energética latino-americana. A crescente eletrificação da demanda, a expansão da geração distribuída, o surgimento da eletromobilidade e a incorporação de tecnologias digitais fazem com que as redes apareçam simultaneamente como o principal gargalo e a maior oportunidade estratégica para transformar o sistema elétrico regional.

A conferência confirmou que a região enfrenta desafios estruturais convergentes: altos níveis de perdas de eletricidade (cerca de 17% da média regional, segundo o BID), estruturas regulatórias projetadas para uma lógica operacional passiva que não corresponde mais à realidade técnica, restrições macroeconômicas que dificultam o fluxo de investimentos e necessidades milionárias de digitalização, automação e medição inteligente que os esquemas tarifários tradicionais não atendem totalmente. Reconhecer.

Nesse contexto, o ADELATAM 2026 funcionou como um espaço para alinhar reguladores, distribuidores, investidores e provedores de tecnologia em uma agenda comum. A ideia que percorreu toda a pauta foi

que os investimentos do futuro não são justificados pelos modelos do passado. Sem redes prontas, a inovação energética perde escala; com redes bem planejadas, bem reguladas e adequadamente remuneradas, a distribuição pode se tornar uma das principais plataformas para o desenvolvimento econômico, social e ambiental da região.

A conferência foi organizada em cinco módulos temáticos sequenciados – desafios regulatórios, transformação operacional, digitalização e tecnologias habilitadoras, integração de novos usos e elementos, e investimento para as redes do futuro – distribuídos em treze painéis ao longo de dois dias. Um elemento distintivo é que cada painel corresponde a um estudo realizado pelo ADELAT, permitindo que os participantes se aprofundem nos diagnósticos e recomendações apresentadas.

Este relatório apresenta um resumo de cada sessão, reúne as intervenções mais significativas e encerra com um bloco de conclusões que conecta a conferência às propostas promovidas pelo ADELAT.

DIA 1 – QUARTA-FEIRA, 20 DE MAIO

MÓDULO 1 — Desafios Regulatórios da Distribuição de Eletricidade

Cerimônia de Abertura



A conferência foi inaugurada por Ilídio Coutinho, Presidente do Conselho de Administração da ADELAT e Líder de Redes Reguladoras da Enel Brasil, que destacou a importância de fortalecer a cooperação regional para avançar rumo a uma transformação energética mais integrada e sustentável. Em seguida, Alessandra Amaral, presidente executiva da ADELAT, e Horácio Nadra, vice-presidente da associação, ressaltaram o papel estratégico dos distribuidores para acompanhar mudanças no sistema elétrico e promover redes mais modernas e confiáveis.

A inauguração teve duas intervenções institucionais de alto nível. Viviana Alva Hart, representante na Argentina do Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID), destacou a importância de promover o financiamento e os investimentos para acelerar a transformação do setor elétrico latino-americano.

Damián Sanfilippo, Subsecretário de Energia Elétrica da Nação, destacou a necessidade de novos marcos regulatórios que incentivem o investimento em tecnologia e acelerem a digitalização da distribuição de eletricidade.



Viviana Alva Hart (BID): a magnitude do desafio do investimento

A representante do BID dimensionou o desafio financeiro do setor: a América Latina precisa investir cerca de 3,5% do PIB anual até 2030 em infraestrutura, o que, em eletricidade, equivale a cerca de USD 48.000 milhões por ano para transmissão, geração e distribuição. Ela enfatizou que nada disso pode ser escalado sem redes robustas, modernas e financeiramente sustentáveis, e que esses volumes não podem ser cobertos exclusivamente com recursos estatais, portanto é essencial atrair capital corporativo de longo prazo.

Alva Hart explicou a estratégia integrada do Grupo BID por meio de suas três janelas operacionais – setor público, setor privado e hub de inovação – para estruturar esquemas que mitiguem riscos regulatórios e macroeconômicos. Atualmente, a entidade gerencia um portfólio de energia de USD 5.000 milhões, nos quais transmissão e distribuição representam o subsetor com maior financiamento. No caso da Argentina, ela mencionou um programa de 200 milhões de dólares coordenado com o Ministério da Energia para mobilizar capital privado para obras críticas de transmissão, e um financiamento de 185 milhões de dólares com a Genneia para o desenvolvimento de parques solares e armazenamento de baterias.

Uma mensagem técnica básica encerrou seu discurso: a redução das perdas regionais de eletricidade — que em média são de 17% — não será resolvida apenas com obras civis, mas com investimentos em sistemas avançados de medição, controle e supervisão em tempo real. Em suas palavras, "não é um desafio de infraestrutura, mas de gestão, informação, governança e inovação".

Subsecretário Damián Sanfilippo: O roteiro da Argentina

O Subsecretário de Energia Elétrica da Nação apresentou os principais eixos da política setorial argentina. Anunciou uma nova licitação para incorporar geração térmica modular em nós críticos da rede gerida pela CAMMESA, em resposta direta ao aumento da exigência de energia



por distribuidores nas áreas mais vulneráveis a picos sazonais de consumo. Ele também anunciou a iminente saída da licitação para a linha de alta tensão AMBA I, a primeira obra que o Governo realizará sob o esquema de concessão de obras públicas, com financiamento privado, construção, operação e manutenção por um determinado período.

Sanfilippo destacou como uma mudança estrutural na gestão a regularização do fluxo de pagamentos para a CAMMESA: no início da administração, os distribuidores pagavam apenas 37% do custo real da energia recebida, enquanto hoje essa porcentagem ultrapassa 97%. Essa normalização financeira, disse ele, é o passo anterior para que os novos investimentos sejam viáveis e para que a CAMMESA retorne às suas funções originais de administração da empresa.

No horizonte de médio prazo, o subsecretário destacou a aplicação plena do Decreto 450, apresentado como uma mudança estrutural que busca eliminar regulamentos fragmentados, caminhar para preços marginais e fortalecer os mercados de energia e energia para que os distribuidores contratem diretamente com os geradores e planejem para o longo prazo. O roteiro também inclui a abertura do segundo programa de armazenamento de baterias (ALMA GBA e sua extensão para sete regiões do interior para 700 MW), as concessões do sistema hidrelétrico e a recente venda do pacote de ações estaduais na Transener. Sobre subsídios, ele especificou que os gastos caíram de cerca de 6.500 milhões de dólares em 2023 para aproximadamente 3.000 milhões de dólares, por meio de um programa direcionado que mantém o benefício para famílias de baixa renda.

SESSÃO 01

Regulamentação para uma rede em transição: o novo papel da distribuição de eletricidade

Ainda são as regras de ontem que governam a rede do século XXI? Os marcos regulatórios vigentes em muitos países da região respondem a um modelo tradicional, limitando a adoção de tecnologias inteligentes, a integração de renováveis distribuídas e a participação ativa dos usuários.



Painelistas e moderação

- Lucia Spinelli, Especialista Sênior em Energia, Banco Mundial.
- Silvana Stochetti, Advogada Sênior, Edenor.
- Esteban Kiper, Consultor, OLACDE.
- Moderador: Jeancarlo Videla, CEO, Instituto de Tecnologia Inel & Inel Grid.

Resumo da sessão

A sessão de abertura funcionou como um quadro conceitual para toda a conferência e foi organizada em torno de uma tensão estrutural: como evoluir os arcabouços regulatórios projetados para distribuição passiva em direção a esquemas que reconheçam os distribuidores como operadores ativos de sistema (DSOs), capazes de gerenciar geração distribuída, flexibilidade de demanda, armazenamento e participação ativa do usuário.

Silvana Stochetti afirmou que a transição energética não se reduz à incorporação de novas tecnologias: envolve repensar o papel dos distribuidores diante de novas demandas dos usuários, critérios de sustentabilidade, qualidade de serviço, resiliência, eficiência operacional e esquemas regulatórios capazes de acompanhar um sistema cada vez mais complexo e dinâmico.

Esteban Kiper, consultor da OLACDE, alertou sobre três riscos que a regulamentação do futuro deve evitar: a falta de financiamento dos distribuidores, o viés regressivo que as novas tecnologias podem impor se não forem devidamente gerenciadas e os problemas operacionais decorrentes de uma integração tecnológica mal calibrada. Ele enfatizou que a regulação da rede do futuro deve ser um equilíbrio entre eficiência técnica e justiça social: "é importante levantar essa discussão hoje e imaginar o ponto de chegada para poder construir um caminho que permita à rede de distribuição do futuro contribuir para a segurança energética e a eficiência operacional", observando que, no contexto latino-americano, a regulamentação também deve contribuir para o acesso equitativo à energia.

Kiper alertou sobre o risco de que a transição energética leve a um mecanismo regressivo de transferência de custos: se clientes com maior poder de compra forem autossuficientes com painéis solares e subtraírem do sistema tradicional, o custo de manutenção da rede pode acabar sendo cobrado na conta dos usuários mais vulneráveis. Ele afirmou que esses problemas não deveriam ser resolvidos cobrando a fatura dos não adotantes pelo custo de manutenção do sistema. Ele pediu prudência regulatória, instando as agências a basearem suas decisões em evidências e aprendizado comparativo, evitem seguir



tendências não críticas e avancarem gradualmente por meio de testes piloto e sinais precisos de preços.

Lucía Spinelli, Especialista Sênior em Energia do Banco Mundial, forneceu a perspectiva comparativa da organização baseada em seu trabalho com os setores de distribuição de vários países da América Latina e outras regiões. Ele enfatizou que a previsibilidade regulatória é a variável mais sensível para a mobilização de capital privado em um setor cujos investimentos são recuperados em quinze a trinta anos, e que estruturas que ainda operam com reconhecimento ex post da tecnologia ou com revisões tarifárias adiadas aumentam substancialmente o custo do financiamento. No fim, tornando a transição mais cara para o próprio usuário. Ele também destacou que a experiência internacional mostra que os processos de modernização regulatória mais bem-sucedidos são aqueles em que o regulador assume um papel ativo como facilitador e constrói, junto com distribuidores, um roteiro comum com objetivos verificáveis, mecanismos de implementação gradual e espaços estruturados de aprendizagem. Em linha com as contribuições de Kiper e Stochetti, ele destacou a importância de incorporar critérios de equidade e proteção de usuários vulneráveis no desenho dos novos frameworks, impedindo que a modernização da rede consolide lacunas socioeconômicas pré-existent.

Conclusões da sessão

A sessão confirmou o diagnóstico central que a ADELAT tem apoiado em seu *documento de política* "[Desafios e melhorias regulatórias da distribuição de eletricidade para a transição energética da América Latina](#)": os marcos regulatórios em vigor em grande parte da região foram projetados para operação passiva e não reconhecem nem o custo nem o valor da nova funcionalidade da DSO. As conclusões operacionais para distribuidores e reguladores são:

- O reconhecimento explícito do papel da DSO nos arcabouços regulatórios é uma reforma viável de todas as outras. Sem uma definição formal do papel ampliado do distribuidor – que inclui a gestão ativa da rede, a integração dos recursos energéticos distribuídos e a oferta de serviços de flexibilidade – os investimentos associados não encontram uma tarifa ou canal legal.
- A transição dos reconhecimentos tarifários ex post para esquemas de reconhecimento ex ante para investimentos é a alavanca regulatória com maior impacto na velocidade da modernização. Isso exige fortalecer a capacidade técnica dos reguladores e construir confiança recíproca com as empresas com base em informações verificáveis.
- O design dos novos frameworks deve antecipar os efeitos distributivos da geração distribuída doméstica, evitando que o custo de manutenção da rede recaia sobre o

usuários sem a capacidade de adotar tecnologia. Este é um debate sobre equidade tarifária, não apenas técnico.

- Gradualidade, sandboxes regulatórios e evidências comparativas devem substituir a importação acrítica de modelos. A ADELAT, por meio de sua rede de distribuidores em dez países, está em posição de fornecer uma base rigorosa de evidências regionais para promover essas reformas.

SESSÃO 02

Tarifas inteligentes: novos modelos de sustentabilidade financeira e reconhecimento de custos

A modernização tem um custo, mas como você paga por isso? Os esquemas tradicionais de compensação não refletem mais a realidade de uma rede que exige investimentos massivos em tecnologia e resiliência.



Painelistas e moderação

- Diego Luís Brancher, Coordenador, Regulação Tarifária, ANEEL.
- Julio Pungan, CFO, Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. (Celesc).
- Raúl Bertero, Vice-Reitor da Faculdade de Engenharia da Universidade de Buenos Aires (UBA) e Presidente do Centro de Estudos da Atividade Reguladora de Energia (CEARE).
- Rodrigo Santander, Chefe de Jurídico e Regulamento, EDESA.
- Renato Sampaio, Sócio Controlador, AEA Consulting.
- Moderadora: Livia Nicotra da Silva, Gerente de Regulação de Distribuição, EDP Brasil.

Resumo da sessão

O painel partiu de uma premissa comum: os modelos tradicionais de remuneração estão obsoletos diante de uma infraestrutura que exige investimentos massivos em digitalização e resiliência climática.

especialmente em mercados com fortes restrições macroeconômicas e questões regulatórias pendentes. A moderadora, Livia Nicotra (EDP Brasil), estabeleceu uma definição precisa desde o início: uma tarifa não é inteligente porque usa tecnologia; é inteligente quando consegue equilibrar simultaneamente seis objetivos que naturalmente se sobrecarregam – eficiência econômica, sustentabilidade financeira, equidade social, sinal de investimento, simplicidade e adaptabilidade. Nenhum modelo tarifário maximiza as seis ao mesmo tempo: uma regulação inteligente é a arte de calibrar esse equilíbrio.

Diego Brancher (ANEEL) referiu-se ao projeto sandbox tarifário brasileiro. A chamada pública definiu dez projetos envolvendo quatorze distribuidores e permitirá que aproximadamente 60.000 consumidores sejam cobrados de forma diferenciada. "Criamos um modelo interessante onde demos autonomia aos distribuidores para testar taxas diferenciadas; "Lá, o agente regulador não está dizendo ao distribuidor o que fazer, ele supervisiona e monitora", explicou ele. Brancher insistiu que o sucesso do novo esquema depende menos do design técnico da tarifa do que da compreensão e capacidade do consumidor de aceitar e reagir a ela, alertando que a modernização provavelmente resultará em tarifas mais altas, o que exige uma comunicação rigorosa com o usuário.

Julio Pungan (CFO da Celesc) compartilhou sua experiência de gestão no estado de Santa Catarina, onde a demanda energética é superior à média nacional brasileira. "O setor de distribuição está entrando em um novo nível de investimento, e a forma como os investimentos qualificados são feitos no cenário macroeconômico talvez seja o maior desafio para todas as empresas de distribuição", disse ele. Ele descreveu um projeto-piloto de rede inteligente desenvolvido em conjunto com o BID em um município de 40.000 consumidores, com resultados favoráveis em redução de custos e melhoria da eficiência, que melhorou significativamente a capacidade da empresa de acessar novos recursos e materializar novos investimentos.

Rodrigo Santander (EDESА) analisou as limitações estruturais da regulação regional para acompanhar a evolução tecnológica: os reconhecimentos tarifários são ex post, o que elimina a previsibilidade, e a maioria das tarifas latino-americanas continua sendo regida pelo *sistema de teto de preços*, deixando pouco espaço para incentivos. Diante desse panorama, Santander defendeu a adoção do sandbox regulatório, baseado na experiência brasileira, que a EDESА já está implementando com dois projetos-piloto em Salta, voltados para normalizar bairros populares com tarifas reduzidas e um regime de qualidade diferenciado que converge progressivamente para a normalidade regulatória. Em suas palavras: "sandboxes regulatórios são uma ferramenta concreta para testar soluções, aprender, corrigir e acelerar o caminho rumo a tarifas inteligentes com incentivos, com uma visão que combina eficiência, previsibilidade e equidade".

Renato Sampaio (AEA Consulting) apresentou a perspectiva comparativa do Reino Unido, Itália, Austrália e Estados Unidos, países que já entenderam que a taxa não é apenas um número, mas, acima de tudo, uma escolha da sociedade. Ele levantou uma questão operacional central: como estruturar modelos balanceados que incentivam os operadores a fazerem os investimentos necessários em modernização e



resiliência, em volumes que justifiquem benefícios concretos e sustentáveis para a sociedade.

Raúl Bertero (UBA / CEARE) encerrou com uma perspectiva histórica: o modelo regulatório argentino foi retirado do esquema inglês dos anos noventa e entrou em crise em 2001, e muitas medidas subsequentes foram tomadas no sentido oposto à modernização tarifária. Em sua leitura, o principal obstáculo atual é que as tarifas ainda estão sendo recuperadas que estão atrás da realidade, o que torna muito difícil adicionar o investimento adicional que a modernização exige. No entanto, Bertero projetou um cenário de alta eficiência governado por taxas horárias dinâmicas e tecnologia descentralizada, ancorada em medidores inteligentes, e alertou: "esse futuro em que você chega em casa e já ligou o ar-condicionado com seu celular não deve ser alcançado agravando as enormes diferenças sociais que existem na América Latina. A regulamentação precisa aliviar e ajudar esses bairros populares a serem consumidores protegidos e modernizados".

Conclusões da sessão

As experiências apresentadas confirmam quatro recomendações sobre modelos de remuneração e sustentabilidade do ADELAT:

- A transição de esquemas *puramente de teto de preços* para modelos que combinam reconhecimento ex ante do investimento, incentivos para eficiência e sinais horários dinâmicos (*teto de receita*, PBR, TOTEX) deixa de ser uma opção, mas sim uma condição para a sustentabilidade da rede.
- Os *sandboxes* regulatórios – brasileiro e salta – constituem uma forma pragmática de introduzir inovação tarifária sem reformas estruturais completas. A ADELAT pode se tornar um repositório regional das lições aprendidas nesses pilotos, facilitando sua replicação informada por seus parceiros.
- A medição inteligente (AMI) é a peça física sem a qual modelos tarifários sofisticados não são executáveis. Não existe tarifa inteligente sem um medidor inteligente.
- A equidade deve ser incorporada ao desenho tarifário desde o início, e não como uma correção subsequente. A interseção entre programas de regularização social e perdas não técnicas é inseparável.



SESSÃO 03

O Cliente Escolhe: Desafios da Abertura à Concorrência no Varejo e Proteção ao Consumidor

A liberalização dos mercados varejistas é uma oportunidade estratégica para melhorar a eficiência do setor e fortalecer a tomada de decisão do consumidor.



Painelistas e moderação

- Gerusa Côrtes, Diretora de Operações de Mercado, CCEE.
- Sebastián Novoa, Presidente do AICE e Vice-Presidente do ACEN.
- Emilio Rousaud Parés, CEO, Factor Energía.
- Gustavo Casaforte, CEO, Widergy.
- Moderador: Reginaldo Medeiros, Presidente, RAD Energía no Mercado.

Resumo da sessão

Coordenado por Reginaldo Medeiros, o painel apresentou uma comparação dos processos de abertura do mercado varejista em diferentes contextos institucionais. Os eixos de discussão incluíam: quais consumidores e a partir de quando podem optar pela liberdade de escolha; os desafios do processo de abertura do mercado varejista; os mecanismos de proteção ao consumidor disponíveis; as lições e desafios da organização do mercado varejista; a experiência do consumidor; e o impacto da abertura total nos distribuidores.

Gerusa Côrtes (CCEE) abordou a nova regulamentação brasileira, que estabelece a abertura do mercado a partir do próximo ano, e descreveu a arquitetura institucional que o operador brasileiro está construindo para gerenciar a transição. Sebastián Novoa (AICE/ACEN) apresentou um diagnóstico direto do caso chileno e levantou as dificuldades que ocorreram no Chile em relação à rede de distribuição, onde, em geral, há falta de digitalização nos processos, especialmente na medição, e limitações ao aumento de poder ou aos processos de gestão documental, que exigem uma reforma que



"Incentivar uma expansão mais robusta, com a capacidade de responder com maior agilidade e com mais dados disponíveis. Um distribuidor como plataforma de negócios de eletricidade a serviço dos usuários".

Emilio Rousaud Parés (Factor Energía) apresentou a perspectiva do caso espanhol, particularmente útil por ser um mercado consolidado em livre concorrência varejista com várias décadas de evolução, e compartilhou lições aprendidas sobre como a proposta de valor de um comercializador puro é construída contra um consumidor predominantemente residencial. Gustavo Casaforte (Widergy), por sua vez, mudou o foco do debate da dimensão regulatória da abertura para a dimensão tecnológica e da experiência do cliente. Ele argumentou que nenhuma abertura comercial eficaz é possível sem uma infraestrutura digital robusta que coloque informações claras, comparáveis e oportunas nas mãos do usuário sobre seu consumo, suas opções contratuais e seus direitos; Em sua leitura, a tecnologia não é um acessório do processo de liberalização, mas sim sua condição habilitadora, e o investimento em plataformas digitais centradas no consumidor é o que, em última análise, transforma a liberdade formal de escolha em verdadeiro empoderamento.

Ao final do painel, o moderador apresentou o estudo comparativo da RAD Energia sobre a abertura de mercados globais, cujas principais conclusões foram:

- Mercados de eletricidade, nos quais todos os consumidores podem ser totalmente livres, representam 40% do PIB global, mas apenas 11% dos consumidores residenciais têm acesso à liberdade de escolha no mundo.
- Na Europa, Oceania, Ásia e quatorze estados dos EUA, os principais mercados estão totalmente abertos à concorrência varejista com total liberdade para o consumidor.
- Nas Américas, apenas o mercado de El Salvador está totalmente aberto à concorrência varejista. No Brasil, Colômbia, Guatemala, Panamá e Peru, apenas grandes consumidores fornecidos em alta voltagem são gratuitos.
- Na América Latina, discussões sobre o mercado varejista de eletricidade ocorrem nos principais países há mais de 30 anos, com posições governamentais alternadas devido às mudanças políticas do período.

Conclusões da sessão

As experiências apresentadas no painel dialogam diretamente com o DSO Brief da ADELAT ["Liberalização do marketing varejista na América Latina: novos cenários para a distribuição de eletricidade"](#), que examina o status do processo de abertura na região, suas condições favoráveis e as implicações para o negócio de distribuição. As principais conclusões para os distribuidores são:

- Abrir o varejo é um processo longo, com velocidades e profundidades muito diferentes. Isso requer preparação prévia do distribuidor em três frentes simultâneas:



separação funcional das atividades, fortalecimento da infraestrutura digital comercial e redesenho do atendimento ao cliente. Iniciar esses processos tardiamente é a causa mais frequente de transições traumáticas documentada na literatura comparada. O caso brasileiro marcará um ponto de virada observável a partir de 2027.

- O distribuidor do futuro deve ser visto como uma plataforma para serviços elétricos e um administrador neutro da rede, não como um vendedor de energia. Seu valor está cada vez mais na disponibilidade de dados, na qualidade dos processos de negócios e na capacidade de gerenciar conexões, não apenas na *mercadoria*. Essa reconceitualização modifica o modelo de negócios, indicadores de gestão, estrutura organizacional e o perfil do capital humano que a empresa precisa.
- A qualidade da infraestrutura digital dos distribuidores (medição, gerenciamento documental, atendimento ao cliente, APIs de dados) é pré-requisito para qualquer abertura eficaz. Sem essa camada, o livre mercado gera promessas que a rede não pode cumprir.
- A proteção eficaz do consumidor durante e após a abertura requer quatro condições mínimas decorrentes das boas práticas internacionais: mecanismos de último recurso para fornecedores, protocolos de troca de fornecedores com prazo limitado, acesso garantido do consumidor aos seus próprios dados de consumo e esquemas especiais para usuários vulneráveis.
- A trajetória política da liberalização na América Latina, marcada por mais de três décadas de avanços e retrocessos associados ao ciclo eleitoral, sugere que os distribuidores devem se preparar para um cenário de probabilidade crescente, mas de ritmo incerto. Investir em capacidades comerciais e digitais apresenta baixo risco regulatório mesmo que a abertura seja adiada, pois melhora a operação do negócio atual.

MÓDULO 2 — Transformação Operacional da Rede

SESSÃO 04

Rumo à excelência operacional: novos padrões de qualidade de serviço na transformação de redes

A confiabilidade da rede é um pilar da produtividade nacional e do padrão de vida; A atualização dos padrões de qualidade e dos incentivos simétricos são necessários para alcançar níveis de desempenho de classe mundial.



Painelistas e moderação

- Alejandro Sruoga, Diretor Executivo, CIER – Comissão Regional de Integração de Energia.
- Daniel Hokama, CEO, CVC Energía.
- Patricio Molina, Gerente Geral da Fenacopel.
- Pablo Pérez, Diretor de Operações e Atendimento ao Cliente, Edenor.
- Moderadora: Laura Iannazzo, Chefe de Assuntos Institucionais, Edesur.

Resumo da sessão

O painel inaugurou o módulo dedicado à transformação operacional da rede e abordou como a regulação das interrupções de serviço deve evoluir em paralelo à adoção das melhores práticas em automação de rede, para alcançar padrões de excelência técnica alinhados à transformação energética em andamento.

Alejandro Sruoga (CIER) abordou a transformação operacional da rede e a experiência regional acumulada pela CIER em seu caminho para sistemas mais resilientes, digitais e confiáveis. Ele destacou dois instrumentos técnicos chave do trabalho conjunto da Comissão:

- O Projeto CIER 06, que avalia e compara os principais indicadores de desempenho (KPIs) das empresas de distribuição de eletricidade na América Latina e no Caribe, permitindo uma leitura comparativa do estado da qualidade do serviço na região.
- O estudo do Grupo de Trabalho de Rede Inteligente CIER "Desafios da Transformação Digital da Eletricidade – Rumo às Redes Inteligentes 2025 na América Latina", conclui que a transformação digital deve ser entendida como uma evolução da capacidade operacional e não apenas como uma incorporação tecnológica.

Sruoga ressaltou que, para a CIER, o futuro do sistema elétrico está construído sobre três pilares fundamentais: qualidade do serviço, digitalização e resiliência. As contribuições de Pablo Pérez (Edenor), Patricio Molina (Fenacopel) e Daniel Hokama (CVC Energía) enriqueceram o painel com perspectivas operacionais concretas da Argentina, Chile e Peru, respectivamente, sobre como os distribuidores estão adaptando suas práticas de automação, gestão de ativos e atendimento ao cliente para alcançar padrões de excelência consistentes com a transformação energética.



Conclusões da sessão

O painel converge com as linhas centrais do Relatório DSO da [ADELAT "A Qualidade da Distribuição de Eletricidade na Transição Energética: Desafios e Boas Práticas Regulatórias"](#), que documenta como os esquemas regulatórios de qualidade de serviço vigentes na região foram concebidos para uma rede passiva e precisam ser atualizados para acompanhar a transformação operacional em andamento. As conclusões para os distribuidores são:

- Os indicadores tradicionais SAIDI e SAIFI ainda são necessários, mas não são mais suficientes para capturar a qualidade de serviço de uma rede moderna. Indicadores complementares de qualidade da energia, qualidade do atendimento digital e desempenho diante de eventos de alto impacto, ajustados à realidade operacional de cada país, devem ser progressivamente incorporados.
- Incentivos assimétricos – apenas punitivos – desencorajam investimentos adicionais em melhorias de qualidade acima do padrão. As melhores práticas incluem esquemas de incentivos simétricos que combinam recompensas e penalidades em uma linha de base regularmente recalibrada, alinhando os interesses do regulador, do distribuidor e do usuário final.
- A regulação da qualidade deve evoluir em sincronia com a automação: introduzir requisitos mais rigorosos sem reconhecer o investimento associado ou, inversamente, reconhecer o investimento sem elevar padrões, gera resultados subótimos.
- A qualidade do serviço é inseparável da transformação digital, resiliência e gestão de perdas. Essas quatro frentes devem ser abordadas de forma integrada nos processos de revisão tarifária, evitando a fragmentação regulatória que normalmente subestima os custos sistêmicos da modernização.

SESSÃO 05

Protegendo a rede: estratégias de resiliência e gestão de eventos de alto impacto

Diante de eventos climáticos cada vez mais frequentes e severos, a confiabilidade tradicional já não é suficiente. A antecipação, absorção e capacidade de recuperação dos sistemas elétricos torna-se prioridade.



Painelistas e moderação

- Renato Eduardo Farias de Sousa, Coordenação de Qualidade na Prestação do Serviço de Distribuição, ANEEL.
- Sebastián Arnaudo, Gerente Técnico, EDES.
- Luis Eduardo Sepúlveda, Gerente de Operações de Distribuição, Chilquinta.
- Geovanny Solera, Gerente Sênior de Desenvolvimento de Negócios de Infraestrutura para as Américas, Esri.
- Diego Elizalde, Diretor de Negócios na América Latina, S&C Electric Company.
- Moderador: Mauro Pertini, Coordenador de Assuntos Regulatórios, EDEA S.A.

Resumo da sessão

A sessão começou com o reconhecimento de uma mudança estrutural no contexto operacional da distribuição: a maior frequência e severidade dos eventos climáticos extremos tornam a confiabilidade tradicional —medido exclusivamente pelo SAIDI/SAIFI— é insuficiente. A antecipação, absorção e capacidade de recuperação dos sistemas elétricos torna-se prioridade, por meio de estratégias de resiliência física e operacional que minimizam os tempos de degradação do sistema e protegem infraestruturas críticas.

Renato Eduardo Farias de Sousa (ANEEL) relatou a experiência brasileira sobre o tema, descrevendo como o órgão regulador tem incorporado critérios de resiliência em seu esquema de supervisão da qualidade do serviço. Sebastián Arnaudo (EDES) e Luis Eduardo Sepúlveda (Chilquinta) forneceram casos específicos de distribuidores na Argentina e no Chile que enfrentaram eventos extremos e vinham construindo protocolos de resposta, infraestrutura redundante e mecanismos de coordenação com as autoridades locais.

Geovanny Solera (Esri) e Diego Elizalde (S&C Electric Company) apresentaram, do ponto de vista tecnológico, como análises geoespaciais, sensores avançados e dispositivos automáticos de seção contribuem para transformar a resposta reativa dos distribuidores em uma capacidade de antecipação e recuperação seletiva do serviço.



Conclusões da sessão

As intervenções do painel são articuladas com a proposta central do DSO Brief da ADELAT "["A resiliência dos sistemas de distribuição de eletricidade: recomendações para um novo paradigma regulatório"](#)", que postula que a resiliência deve ser regulada de forma diferente da confiabilidade comum e propõe uma arquitetura regulatória específica para eventos de alto impacto e baixa probabilidade. Existem quatro conclusões para os distribuidores:

- Resiliência e confiabilidade comum são fenômenos regulatórios distintos e devem ser tratados separadamente. A incorporação de eventos extremos no cálculo dos indicadores tradicionais de continuidade penaliza o distribuidor sem gerar incentivos para investimentos específicos em mitigação; O regulamento deve excluir esses eventos do regime ordinário e criar um regime complementar projetado para esse fim.
- A resiliência deve ser explicitamente medida e remunerada. Regulamentos que medem apenas a disponibilidade média (SAIDI/SAIFI) penalizam eventos extremos sem reconhecer o investimento específico em sua mitigação; Métricas adicionais e mecanismos tarifários são necessários.
- O investimento em resiliência gera um benefício cuja unidade de medida são eventos que não ocorrem ou que ocorrem com menor gravidade. A quantificação da energia não atendida evitada e dos custos econômicos e sociais evitados devem se tornar parte integrante da análise custo-benefício do processo tarifário; A ADELAT propõe metodologias regionais harmonizadas para esse propósito.
- Os esquemas de remuneração devem prever veículos específicos para a recuperação de investimentos em reforço de infraestrutura, redundância operacional e ferramentas de resposta rápida, diferenciados dos mecanismos comuns do CAPEX regular. A ausência desses veículos é uma das causas estruturais do subinvestimento em resiliência.
- A resiliência operacional exige coordenação formal interinstitucional com autoridades de proteção civil, telecomunicações, transporte e água. Essa coordenação pode ser desenvolvida como uma obrigação regulatória, com protocolos verificáveis e exercícios periódicos.

SESSÃO 06

Aproximando a Lacuna: Inovação e Melhores Práticas em Detecção e Recuperação de Perdas Elétricas

Cada quilowatt perdido é um recurso que não alcança desenvolvimento. A redução da fraude e a regularização social são essenciais para a integridade operacional e a sustentabilidade econômica da rede.



Apresentação introdutória

A sessão foi aberta com uma apresentação de Dasla Pando (Centro de Energia – FCFM, Universidade do Chile), que apresentou os resultados do estudo "Recuperação da energia: inovação e estratégias para a gestão de perdas não técnicas na América Latina", preparado pela ADELAT com o apoio da Universidade do Chile, OLACDE e do BID. A apresentação abordou a metodologia do estudo, os eixos e a taxonomia proposta, além das boas práticas identificadas para o manejo de perdas não técnicas.

Painelistas e moderação

- Marco Salao, Subsecretário de Distribuição e Comercialização de Energia Elétrica, Ministério do Meio Ambiente e Energia do Equador.
- Mario Naranjo, Gerente Geral do País, EEGSA.
- Germán Noez, Gerente de Disciplina de Mercado, Edenor.
- Facundo Gagliardo, Gerente de Desenvolvimento de Monitoramento Online da LATAM, Megger.
- Renato Domingos, Diretor de Vendas de Canal para a América Latina, Fluke Corporation.
- Moderador: Joaquín Lazo, Especialista Técnico e Regulatório, ADELAT.

Resumo da sessão

O debate articulou três dimensões interdependentes da gestão de perdas não técnicas: detecção por meio de tecnologia avançada e análises, mecanismos de desincentivo e sanção, e regularização como forma de inclusão energética e recuperação financeira para as empresas. Os painelistas concordaram que nenhuma dessas dimensões opera efetivamente isoladamente, e que a tensão entre

a abordagem punitiva e social é um dos nós regulatórios e operacionais mais complexos enfrentados pela distribuição na América Latina.

Germán Noez (Edenor) resumiu a abordagem da empresa: a integração entre tecnologia, medição inteligente, análise de dados, inteligência artificial e gestão operacional gera melhorias concretas tanto nas perdas quanto na cobrança. Ele compartilhava quatro linhas de trabalho simultâneas:

- Integração estratégica entre perdas e inadimplências, abordando ambos os problemas como um único fenômeno comercial.
- Implantação de medidores inteligentes em áreas de alto risco.
- Implementação de medidores autogerenciados em clientes residenciais.
- Roteamento da equipe por meio de análises avançadas e modelos de pontuação, reduzindo o componente aleatório das inspeções de campo e aumentando a eficácia das intervenções.

Em sua visão, a integração da inteligência artificial no gerenciamento de perdas não substitui o trabalho territorial, mas sim o aprimora ao identificar padrões anômalos de consumo que o olho humano não consegue detectar em larga escala.

O painel também abordou o papel das empresas que fornecem tecnologia de medição e diagnóstico de redes. Renato Domingos (Fluke) e Facundo Gagliardo (Megger) apresentaram perspectivas complementares sobre como a blindagem física de rede e o monitoramento online em tempo real constituem duas camadas de defesa que, combinadas, reduzem tanto a janela de oportunidade para fraude quanto o tempo de resposta a irregularidades detectadas. Foi discutido que a lucratividade desses investimentos depende criticamente do arcabouço regulatório: sem o reconhecimento tarifário dos custos de modernização da medição, os distribuidores enfrentam uma barreira financeira que adia soluções tecnicamente disponíveis.

Marco Salao (Ministério do Meio Ambiente e Energia, Equador) apresentou a perspectiva regulatória e de políticas públicas, ressaltando que perdas não técnicas têm uma dimensão social que não pode ser abordada apenas por meio de auditoria. Programas de regularização e inclusão energética, quando bem elaborados, transformam usuários em situação irregular em clientes formais com acesso a melhores condições de serviço, ao mesmo tempo em que reduzem o conflito territorial das intervenções e geram renda recorrente para o distribuidor. Ele destacou que o principal desafio para os governos é articular os incentivos certos para que os distribuidores vejam a regularização não como um custo operacional, mas como um investimento com retorno.

Mario Naranjo encerrou com uma reflexão sobre a experiência da EEGSA na Guatemala, onde a coexistência de áreas de alta densidade urbana com bolsões de precariedade exige estratégias diferenciadas. Ele enfatizou que a chave é combinar o sinal econômico (tarifas que refletem custos reais) com a capacidade



capacidade operacional para detectar e agir, e com a vontade institucional de sustentar programas de longo prazo que não dependam de ciclos políticos.

Conclusões da sessão

Perdas não técnicas são uma das áreas de maior compromisso institucional para a ADELAT: o estudo "[Recuperação de energia: inovação e estratégias para a gestão de perdas não técnicas na América Latina](#)" é uma das contribuições mais abrangentes da associação para o setor. O painel confirmou que a gestão de perdas se baseia em três dimensões interdependentes

—detecção, desincentivo e regularização—e que nenhum deles opera efetivamente isoladamente.

As conclusões para distribuidores e reguladores são as seguintes:

- A taxonomia proposta pelo estudo permite, pela primeira vez, comparar práticas e resultados entre distribuidores da região com critérios homogêneos. Seu uso sistemático pelos membros permite uma comparação rigorosa.
- A gestão de perdas não é um problema puramente técnico: requer combinar tecnologia (medição inteligente, IA, proteção de rede), gestão social (regularização, tarifas adequadas, inclusão de energia) e articulação com as autoridades locais. A integração de IA e análises avançadas não substitui o trabalho territorial, mas sim o aprimora, direcionando as equipes com base em evidências e reduzindo o componente aleatório das inspeções de campo.
- Blindagem física de rede e monitoramento online são duas camadas complementares de defesa que, combinadas, reduzem simultaneamente a janela de oportunidade para fraude e o tempo para responder a irregularidades. A lucratividade desses investimentos depende criticamente do reconhecimento tarifário dos custos de modernização da medição; Sem esse reconhecimento, os distribuidores enfrentam uma barreira financeira que atrasa soluções tecnicamente disponíveis.
- Pilotos de integração de perdas e inadimplência – como o da Edenor – mostram que a abordagem unificada ao fenômeno comercial gera retornos maiores do que a abordagem compartimentada. A implantação de medidores autogerenciados e o direcionamento das equipes por meio de modelos *de pontuação* são duas alavancas operacionais com efeito comprovado.
- Uma regularização social bem elaborada é simultaneamente uma intervenção de perdas e uma intervenção de equidade tarifária. Transforma usuários em situação irregular em clientes formais com acesso a melhores condições de serviço, reduz o conflito territorial de intervenções e gera renda recorrente para o distribuidor. Essa leitura redefine a regularização: deixa de ser um custo operacional para se tornar um investimento com retorno verificável, o que exige que os marcos regulatórios o reconheçam como tal nos processos tarifários.



- A tensão entre a abordagem punitiva e a social é um dos nós regulatórios mais complexos do setor. Sua resolução exige combinar três elementos que aparecem recorrentes em experiências bem-sucedidas: um sinal econômico que reflita os custos reais, capacidade operacional eficaz para detectar e agir, e a vontade institucional de sustentar programas de longo prazo que não dependam do ciclo político. O regime diferenciado de qualidade para bairros populares, como o *sandbox* de Salta, oferece um modelo replicável que integra esses três elementos.

DIA 2 – QUINTA-FEIRA, 21 DE MAIO

Abertura

O segundo dia foi inaugurado por Claudio Bulacio, gerente da ADEERA, que deu as boas-vindas aos participantes e organizou o dia em torno dos módulos de digitalização e tecnologias habilitadoras, integração de novos usos e elementos, e financiamento das redes do futuro. Como reflexão transversal, os discursos de abertura destacaram que o distribuidor do futuro será muito mais do que uma empresa responsável por entregar energia ao consumidor final: será uma plataforma estratégica para a inovação energética, capaz de integrar dados, ativos distribuídos, novos usos de eletricidade e consumidores cada vez mais ativos.

MÓDULO 3 — Digitalização e Tecnologias Facilitadoras de Transição

SESSÃO 07

Digitalização e automação da distribuição: operar a rede com dados em tempo real

Dados são o novo ativo da rede. A transição das redes analógicas para plataformas digitais dinâmicas é indispensável para gerenciar a complexidade da energia moderna.



Painelistas e moderação

- Sumit D. Chowdhury, Implantação Global, Rede Digital de Energia, Redes para a Humanidade.
- Rodrigo Ferreira Fonseca Pedroso, CEO e Presidente do Conselho de Administração, Grupo Pacto.
- Gastón Moyano, CEO, Enerminds.
- Guillermo Velarde, VP de Desenvolvimento de Negócios LATAM, NovaTech Automation.
- Moderadora: Sabrina Hernández, Advogada Sênior, Edenor.

Resumo da sessão

A sessão abriu o módulo de digitalização com uma mensagem compartilhada por todos os palestrantes: a transição energética não é mais uma discussão para o futuro, as redes precisam se adaptar hoje a uma realidade marcada pela rápida penetração da geração distribuída (especialmente a solar fotovoltaica), o crescimento dos veículos elétricos, a digitalização e automação das redes, armazenamento de energia e flexibilidade operacional, e usuários cada vez mais ativos que também produzem energia.

Guillermo Velarde (NovaTech Automation) resumiu a mudança de paradigma: os distribuidores terão que evoluir dos modelos tradicionais para redes mais inteligentes, flexíveis e bidirecionais, e o desafio não é apenas tecnológico, mas também regulatório, operacional e comercial. Gastón Moyano (Enerminds) enfatizou que a integração de dados e a automação de processos não são objetivos futuros, mas ferramentas urgentes para resolver os problemas atuais dos distribuidores: otimizar as operações da rede, reduzir os tempos de resposta a falhas e cumprir eficientemente os requisitos regulatórios.

Rodrigo Ferreira Fonseca Pedroso (Grupo Pacto) compartilhou a perspectiva brasileira sobre como a implementação de sistemas ADMS, sensores inteligentes e operação em tempo real está modificando a natureza do trabalho em salas de controle e a relação entre operadores, dados e decisões, além de descrever os aprendizados práticos das implantações em larga escala.

Sumit D. Chowdhury introduziu o conceito de Rede Digital de Energia, uma iniciativa promovida pela Fundação para a Interoperabilidade na Economia Digital (FIDE) e pela Agência Internacional de Energia (IEA), que propõe transferir para o setor elétrico a lógica das plataformas digitais abertas que transformou outras indústrias. A ideia central é construir um sistema em que as diferentes plataformas sejam



Operação, medição, gestão de mercado e recursos são articuladas em três camadas comuns: uma identidade digital segura, uma linguagem compartilhada e protocolos de comunicação abertos. Segundo Chowdhury, alinhar os ecossistemas digitais do setor elétrico nessas três camadas comuns desbloqueará oportunidades que atualmente estão fragmentadas em quatro frentes simultâneas: otimização e flexibilidade da rede, resposta à demanda, comércio de eletricidade peer-to-peer (P2P) e, em uma perspectiva mais longa, a democratização efetiva da gestão energética pelo usuário final.

Conclusões da sessão

Digitalização e automação são um dos vetores estratégicos desenvolvidos pela ADELAT no estudo "[Digitalização e Automação da Distribuição de Eletricidade: Impulsionadores e Boas Práticas Internacionais](#)", que sistematiza tendências tecnológicas globais, os benefícios operacionais, econômicos, sociais e ambientais da digitalização, e formula recomendações para acelerar sua adoção na região. As conclusões para reguladores e distribuidores são:

- A transição regulatória de um distribuidor tradicional (DNO) para um Operador do Sistema de Distribuição (DSO) é a alavanca habilitadora mais importante do processo. Somente sob um framework DSO formalmente reconhecido as utilities podem capturar o valor total dos sistemas ADMS, DERMS, AMI e OMS e oferecer flexibilidade, gestão de demanda e serviços distribuídos de integração de recursos.
- Os esquemas de remuneração baseados em empresas modelo, em vigor em vários países da região, geram um desincentivo estrutural ao investimento em digitalização: qualquer economia real se traduz em maiores lucros, mas o investimento adicional em tecnologia não é reconhecido de forma rápida ou completa. É necessário migrar para esquemas mistos baseados em custos reais, com incentivos para eficiência, ciclos tarifários mais curtos e mecanismos de *repassagem para* ativos e softwares não convencionais.
- A digitalização é uma transformação das capacidades, não uma compra tecnológica. Seu sucesso depende tanto dos marcos regulatórios e do financiamento quanto da gestão de mudanças organizacional, desenvolvimento de capital humano e, especialmente relevante, da construção de relações estratégicas colaborativas de longo prazo com provedores de tecnologia.
- Sistemas ADMS, sensores avançados e tecnologias *de auto-regeneração* não são mais componentes opcionais, mas infraestrutura padrão para qualquer distribuidor na região. Sua ausência já constitui um risco regulatório e financeiro.
- A integração entre sistemas (SCADA, ADMS, WHO, SIG, CIS, AMI) é onde reside a maior parte do valor incremental, e onde estão os principais obstáculos reais. A ADELAT pode contribuir para definir diretrizes regionais de arquitetura de referência para seus membros.



- Interoperabilidade, cibersegurança e governança de dados devem ser abordadas desde o início da implantação, e não como camadas posteriores. Padrões comuns devem ser adotados, regras claras sobre uso de informações e privacidade devem ser definidas, e um arcabouço de avaliação de maturidade digital deve ser construído que permita a cada distribuidor identificar lacunas e construir roteiros verificáveis.

SESSÃO 08

Acelerando a Implementação da AMI: Propostas para um Roteiro

A medição inteligente é a porta de entrada para a rede do futuro e a base digital para operar redes bidirecionais e descentralizadas.



Painelistas e moderação

- Claudio Puértolas, Presidente, Companhia Provincial de Energia de Córdoba (EPEC).
- Pablo Regina, Gerente Comercial, Administração Nacional de Usinas e Transmissões Elétricas (UTE).
- José Palazzi, Diretor Executivo, Gridspertise América Latina.
- Claudio Puga, Diretor Comercial da América do Sul, Landis+Gyr.
- Moderadora: Alessandra Amaral, Presidente Executiva da ADELAT.

Resumo da sessão

O painel reuniu operadores estatais (EPEC e UTE), fornecedores líderes do segmento (Gridspertise, Landis+Gyr) e o presidente executivo da ADELAT como moderador, com o objetivo de analisar roteiros eficazes para uma implantação massiva de medição inteligente. A discussão combinou a visão estratégica com a visão de implementação: como projetar o business case, como estruturar *as compras*, como escalar pilotos e como garantir interoperabilidade.

José Palazzi (Gridspertise Latin America) levantou uma das distinções mais comentadas do painel: tratar a AMI como uma compra de hardware versus tratá-la como infraestrutura digital. O primeiro olhar gera um problema operacional recorrente; A segunda cria uma vantagem competitiva sustentável. Essa diferença conceitual muda o modelo *de compras*, o caso de negócio, a medição do retorno sobre o investimento e, em última análise, quanto valor o distribuidor extrai de sua rede ao longo do tempo. Palazzi também destacou que a transformação se mantém quando quatro condições convergem: regulação estável, interoperabilidade, tarifas inteligentes e uma mudança de decisões baseadas em preços para decisões baseadas em valor.

Claudio Puértolas (EPEC) e Pablo Regina (UTE) forneceram lições aprendidas com implantações em escala em dois contextos institucionais muito diferentes, com um denominador comum: ambas as empresas são referência regional em medição inteligente. A UTE é o caso paradigmático na América Latina, pois é praticamente o único distribuidor na região que completou uma implantação universal da AMI em sua área de concessão, o que permitiu que ela capitalizasse os benefícios operacionais, comerciais e regulatórios do novo paradigma com uma profundidade inalcançável para empresas em estágios iniciais. A EPEC, por sua vez, é o distribuidor argentino com maior progresso relativo na implantação de medições inteligentes e funciona como referência natural para o restante do sistema de distribuição do país. As apresentações de ambos os executivos concordaram que a escala exige resolver simultaneamente questões tecnológicas, regulatórias, contratuais e de aceitação social, e que as verdadeiras dificuldades de implantação tendem a surgir não na primeira onda de medidores instalados, mas na integração progressiva com os sistemas comerciais, técnicos e regulatórios da empresa. Claudio Puga (Landis+Gyr) ofereceu uma perspectiva regional e global sobre padrões, cadeias de suprimentos e custos, complementando a visão da oferta tecnológica.

Conclusões da sessão

A medição inteligente é o ponto central sobre o qual modelos tarifários inteligentes, gestão de perdas não técnica e integração de geração distribuída, entre outros, se baseiam. Todos esses aspectos são abordados no estudo da ADELAT chamado "[Acelerando a medição inteligente: chaves regulatórias para sua implantação na América Latina](#)", que documenta as lacunas regionais na cobertura da AMI e propõe um roteiro regulatório para acelerar implantações em massa. As conclusões para os distribuidores são:

- A medição inteligente deve ser regulada e considerada como infraestrutura digital de longo prazo, não como uma aquisição de hardware. Essa distinção modifica o caso de negócio, o modelo *de aquisição* e, acima de tudo, o reconhecimento tarifário do ativo e os benefícios sistêmicos associados.



- Os marcos regulatórios devem fornecer quatro condições mínimas para a implantação em massa: reconhecimento ex ante do investimento e seus benefícios indiretos (redução de perdas, melhoria da qualidade, integração da geração distribuída), definição clara de propriedade e regras para acesso a dados, padrões de interoperabilidade que evitem o *bloqueio* com um único fornecedor, e um esquema de proteção à privacidade do usuário.
- Gerenciar as expectativas dos usuários é uma condição crítica para a implantação. Experiências regionais mostram que a falta de comunicação adequada sobre benefícios pode levar à resistência social e ao adiamento de programas nacionais, portanto, campanhas informativas, mecanismos de participação e, quando apropriado, incentivos compensatórios para os primeiros adotantes devem ser incorporados do projeto.
- Os casos da UTE no Uruguai e da EPEC na Argentina oferecem lições operacionais concretas sobre escalabilidade, integração com sistemas comerciais e técnicos, e diálogo com o regulador. A ADELAT está em posição de atuar como um repositório regional de boas práticas para parceiros que estão em estágios iniciais do processo.

SESSÃO 09

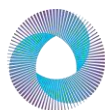
Redes Convergentes: Infraestrutura Compartilhada e Integração entre Eletricidade e Telecomunicações

A conectividade digital e elétrica segue os mesmos caminhos. A convergência possibilita otimizar o uso de ativos físicos escassos e acelerar a digitalização da sociedade.



Painelistas e moderação

- Cyro Boccuzzi, Sócio-Gerente e Presidente do ECOEE & Smart Grid Forum Latam.
- Omar Medina, especialista em AMI, G3-Alliance.



- Moderador: Ernesto San Miguel, Gerente Geral, EDET.

Resumo da sessão

A sessão explorou modelos de negócios colaborativos entre distribuidores e empresas de telecomunicações, mostrando como o compartilhamento de postes, oleodutos e outras infraestruturas pode reduzir os custos totais de expansão, reduzir a lacuna digital e melhorar a conectividade em áreas rurais. Omar Medina (G3-Alliance), de seu papel na especialização do MAI, afirmou que a convergência entre energia e telecomunicações pode se tornar um viável estratégico para acelerar a digitalização, fortalecer a interoperabilidade e reduzir a lacuna de conectividade na região por meio de redes redundantes.

Cyro Boccuzzi (ECOEE & Smart Grid Forum Latam) analisou a arquitetura técnica e os modelos de negócios que estão surgindo no Brasil e em outros mercados, destacando que o compartilhamento de infraestrutura física não apenas gera benefícios econômicos para as partes, mas também tem impacto direto na inclusão digital de territórios historicamente excluídos.

Conclusões da sessão

Esse eixo se conecta diretamente ao estudo da ADELAT chamado "[Novas Sinergias entre Eletricidade e Telecomunicações: Desafios da Infraestrutura e dos Serviços Compartilhados](#)", que mapeia os modelos institucionais e as oportunidades de eficiência derivadas da convergência entre ambas as indústrias. As conclusões para os distribuidores são:

- A convergência entre eletricidade e redes de telecomunicações não é mais uma oportunidade emergente, mas uma alavanca concreta para a eficiência do capital. Compartilhar postes, dutos e corredores reduz os custos totais de expansão, acelera as implantações e libera capital para investimentos em outras dimensões da modernização da rede.
- O principal gargalo da sinergia não é técnico, mas institucional. É necessário um arcabouço regulatório que defina claramente os direitos de passagem, responsabilidades operacionais, esquemas de remuneração entre operadores e mecanismos de arbitragem de disputas, e que coordene efetivamente os reguladores de energia e telecomunicações, que atuam de forma independente na maioria dos países da região.
- Os distribuidores podem capturar valor adicional como facilitadores da conectividade em áreas rurais e periurbanas, contribuindo para os objetivos públicos de inclusão digital sem se desviar de seu negócio principal. Isso pode ser feito por meio de modelos de negócios colaborativos — incluindo locação de infraestrutura, *joint ventures* regionais e



esquemas de investimento com operadoras móveis – que permitem internalizar esse valor de forma regulatória e rastreável.

- A sinergia é particularmente clara no campo da medição inteligente: redes de telecomunicações de baixa latência e alta confiabilidade são um insumo crítico para a operação da AMI em larga escala e, por sua vez, a infraestrutura física dos distribuidores é uma forma econômica de estender a cobertura de fibra e redes sem fio avançadas para territórios pouco atendidos.

SESSÃO 10

De Reativo a Preditivo: A Revolução da IA e Análises Avançadas para Operação de Rede

A era da manutenção reativa acabou. O verdadeiro desafio não é acumular informações, mas transformá-las em decisões.



Painelistas e moderação

- Leo Benitez, Fundador e CEO, Phygital X.
- William Villalobos, presidente e CEO, Core Alliance Inc.
- Agustín Moreno, CEO, Odin.
- Jose Carlos Palma, Gerente Comercial da América Latina, EDF International Networks.
- Moderadora: Nora Alzúa, Coordenadora, Centro de Cibersegurança Industrial.

Resumo da sessão

A sessão explorou como a inteligência artificial e a análise avançada estão mudando a própria natureza da operação da rede, mudando o centro de gravidade da resposta reativa para a antecipação baseada em evidências. Jose Carlos Palma (EDF International Networks) apresentou a estrutura conceitual do painel: a IA tornou-se um dos principais motores da transformação do setor elétrico, em um



Em meio a redes cada vez mais complexas, expectativas mais altas de qualidade de serviço e volumes crescentes de dados. Ele compartilhou a experiência da EDF International Networks na transição para modelos preditivos baseados em dados e evidências, aplicados ao desempenho dos ativos e à transição energética.

Leo Benitez (Phygital X) e Agustín Moreno (Odin) apresentaram casos específicos de aplicação do aprendizado de máquina para prever falhas, otimizar investimentos em ativos, estender a vida útil dos equipamentos e personalizar a experiência do cliente. William Villalobos (Core Alliance) argumentou que a adoção acelerada da inteligência artificial na operação de redes abre um conjunto de questões legais e regulatórias que o setor ainda não resolveu e que, se não forem abordadas em tempo hábil, podem se tornar gargalos para soluções de escalabilidade. Ele destacou três frentes em particular: governança de dados e regimes de responsabilidade sobre decisões automatizadas que afetam a prestação de serviços, condições contratuais com fornecedores de algoritmos e modelos – incluindo a propriedade de modelos treinados com dados de operadores – e a articulação entre os requisitos regulatórios de qualidade e continuidade e esquemas operacionais baseados em sistemas de IA. A moderação de Nora Alzúa (Centro de Cibersegurança Industrial) introduziu um eixo crítico geralmente subestimado na conversa sobre IA: a segurança e a resiliência dos sistemas que a suportam.

Conclusões da sessão

A aplicação da IA na operação de redes está rapidamente passando do status de prova de conceito para prática operacional padrão. As conclusões para os distribuidores são:

- Distribuidores que ainda não iniciaram um programa estruturado de análise avançada de ativos estão acumulando uma lacuna competitiva que é difícil de ser fechada em retrospecto. O fator crítico não é a tecnologia em si, mas a qualidade e o volume dos dados históricos.
- A manutenção preditiva baseada em IA demonstrou retornos na redução do OPEX e na extensão da vida útil dos ativos, o que tem implicações diretas para a base regulatória reconhecida na revisão tarifária.
- A cibersegurança deve funcionar em paralelo — não depois — de cada implantação de IA e sistemas conectados. A sofisticação dos ataques está crescendo na mesma velocidade das capacidades dos distribuidores.
- O ADELAT pode contribuir para sistematizar as lições aprendidas e casos de uso replicáveis em sua rede de parceiros, evitando que cada distribuidor precise descobrir individualmente a mesma curva de aprendizado.



MÓDULO 4 — Integração de novos usos e elementos

SESSÃO 11

Da Conexão à Gestão: Estratégias para a Integração Sustentável da Geração Distribuída

As redes estão prontas para quando cada cliente for uma usina? A explosão da geração solar distribuída está revertendo os fluxos de energia.



Painelistas e moderação

- Maurício de Souza, Diretor de TI, Relacionamento com Agentes e Assuntos Regulatórios, ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico.
- Rodrigo Muñoz Baltar, Chefe da Área de Administração do Mercado de Eletricidade, EPE Santa Fe.
- Luisa Valentim Barros, Líder nacional do Brasil, Aliança Global de Energia.
- Fernando Zaquine Martins, Gerente de Operações, Calden Consulting.
- Julio Durán, Pesquisador e Tecnólogo, ASADES.
- Moderadora: Motta Chair, CEO, Donna Lamparina.

Resumo da sessão

A sessão foi baseada no reconhecimento de uma mudança estrutural na natureza da operação da rede: a reversão dos fluxos de energia, derivada da penetração acelerada da geração distribuída. Fernando Zaquine (Calden Consulting) resumiu a mudança conceitual: na próxima década, não será discutido quantos MW de geração distribuída contribuem, mas como gerenciá-la, o que exige adaptar as redes para operar com fluxos bidirecionais de forma segura, eficiente e sustentável. Além disso, identificou os pontos de atrito gerados pela geração distribuída na operação dos distribuidores. Ele destacou que entre 60 e 70% dos projetos de conexão chegam com não conformidades técnicas, e que prazos regulatórios não são suficientes para resolvê-los sem afetar os prazos de autorização. Sobre a capacidade de hospedagem, ele alertou que já há casos de reversão de fluxo em diferentes países da região, e que os distribuidores enfrentam uma pressão crescente na infraestrutura que exige progresso



Mapas de *Capacidade de Hospedagem* como ferramenta de planejamento e transparência para desenvolvedores. Ele também apontou desafios na gestão documental das conexões e apontou a digitalização como uma forma de solução. Por fim, em relação ao modelo econômico, ele afirmou que a tarifa binomial (que separa o componente de energia do componente de energia) é o instrumento mais adequado para capturar os custos fixos da rede que o prosumer continua a usar, e que um erro frequente é o gerador distribuído assumir que sua relação com o distribuidor se limita à energia injetada. ignorando que continua usando a rede como backup. Nesse sentido, ele apontou que o distribuidor não vende apenas energia: ele vende disponibilidade, e esse custo deve ser corretamente atribuído.

Julio Durán (ASADES) apresentou ao caso argentino um diagnóstico das barreiras regulatórias que retardam o desenvolvimento da geração distribuída. Ele apontou que a instabilidade do ambiente gera uma diferença significativa entre a taxa de injeção e a taxa de consumo, o que torna impossível construir um modelo de negócio estável para o prosumidor, ou restrições persistem sem justificativa técnica clara, como a exigência de pilares independentes ou até mesmo pilares duplos com medidores duplos em alguns municípios, que tornam a conexão mais cara sem melhorar a segurança do sistema.

Maurício de Souza (ONS Brasil) apresentou a perspectiva do operador nacional brasileiro e compartilhou a visão de que o Brasil está passando por uma transformação energética que exige o reposicionamento dos Recursos Energéticos Distribuídos (RED): passando de tratá-los como um desafio operacional para considerá-los parte da solução para garantir a segurança do Sistema Nacional Interligado. A integração sustentável da geração distribuída depende, segundo sua apresentação, de transformar as REDs em ativos eficazes do sistema, por meio de regulação adequada, tecnologia e novos modelos de relacionamento setorial. Ele destacou quatro frentes fundamentais para essa transformação: governança, regulação, infraestrutura e dados.

Rodrigo Muñoz Baltar (EPE Santa Fe) e Luisa Valentim Barros (Global Energy Alliance) forneceram diagnósticos complementares sob a perspectiva do mercado provincial argentino de eletricidade, da pesquisa tecnológica regional e da perspectiva do financiamento da transição. A moderação de Silla Motta (Donna Lamparina) enfatizou a natureza sistêmica do desafio: a geração distribuída não é gerida a partir de uma única dimensão técnica, regulatória ou comercial, mas sim de sua integração.

Conclusões da sessão

Este painel está diretamente conectado ao DSO Brief da ADELAT chamado "[Geração Distribuída : Rumo a um Modelo Regulatório Sustentável para a Distribuição de Eletricidade](#)", que examina as implicações técnicas, econômicas e regulatórias da penetração acelerada da geração distribuída nas redes de distribuição da América Latina. As conclusões para os distribuidores são:



- A geração distribuída deve ser regulada de forma sustentável tanto para o prosumidor quanto para o sistema. Esquemas simples *de medição líquida*, embora eficazes para acelerar a adoção inicial, geram efeitos distributivos e financeiros que se tornam insustentáveis a partir de certos níveis de penetração, por isso é necessário migrar para esquemas *de faturamento líquido* com sinais horários e localizais que reflitam o valor real da energia injetada a cada momento e local na rede.
- O distribuidor não vende apenas energia: ele vende disponibilidade. O prosumidor continua usando a rede como backup, mesmo que ela se produza sozinha, o que implica que os custos fixos da rede devem ser recuperados independentemente do volume de energia trocado. A tarifa binomial – que separa o componente energético do componente de energia – é o instrumento mais adequado para capturar essa realidade econômica e deve se tornar um padrão regulatório para usuários com geração distribuída.
- A visibilidade sobre a rede de baixa tensão é um pré-requisito técnico para gerenciar a geração distribuída com segurança. Sem sistemas AMIs e DERMS, as concessionárias não possuem as ferramentas básicas para operar redes com fluxos bidirecionais sem comprometer a qualidade e a segurança do fornecimento.
- Estudos de capacidade de hospedagem devem se tornar prática regulatória padrão para antecipar restrições de rede, planejar reforços com antecedência e fornecer informações transparentes aos desenvolvedores do projeto. Esses estudos devem ser preparados pelos distribuidores com metodologias harmonizadas em nível regional, supervisionados pelo regulador e publicados anualmente.
- A abordagem sustentável para a geração distribuída exige trabalhar simultaneamente em quatro frentes: governança (definição de papéis entre DSO, operador do sistema e prosumidor), regulação (sinais econômicos adequados), infraestrutura (visibilidade e capacidade de controle sobre baixa voltagem) e dados (interoperabilidade e gestão).

SESSÃO 12

Eletrificando o Transporte: Desafios da DSO como Facilitador da Infraestrutura de Recarga

Sem redes inteligentes, não há mobilidade elétrica. À medida que o mundo olha para as montadoras, os maiores desafios da eletromobilidade estão nas redes de distribuição.



Painelistas e moderação

- Augusto Bonzi, Infraestrutura e Energia, Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID).
- Guilherme Dantas, CEO & Sócio, Essenz Soluções.
- Renato Alvarenga, Conselheiro Sênior, Mirow & Co.
- Diego Cosentino, Membro do Conselho de Diretores, AAVEA – Associação Argentina de Veículos Elétricos e Alternativos.
- Moderadora: Florencia Guglielmetti, Gerente de Mobilidade de Dados e Jornalística, Portal de Mobilidade.

Resumo da sessão

A sessão foi baseada na tese central do painel: embora o foco público na eletromobilidade esteja nos fabricantes de veículos, os desafios críticos estão nas redes de distribuição, que devem se preparar para demandas dinâmicas de alta potência e garantir que o veículo elétrico atue como aliado da estabilidade do sistema e não como uma ameaça. O painel explorou como os DSOs podem liderar a implantação da infraestrutura de recarga, antecipar a demanda máxima e transformar o carregamento de veículos em uma ferramenta de flexibilidade para o sistema.

Guilherme Dantas (Essenz Soluções) e Diego Cosentino (AAVEA) forneceram leituras complementares do estado da implantação no Brasil e na Argentina, mostrando a enorme heterogeneidade dos pontos de partida e a importância de harmonizar padrões técnicos e protocolos de comunicação. No Brasil, as vendas de veículos elétricos leves atingiram 30.000 unidades nos primeiros quatro meses do ano, sendo o modelo mais vendido no segmento varejista o elétrico. Projeções sugerem que o custo das baterias de lítio continuará caindo, com estimativas de uma redução adicional de 40%, acelerando a paridade econômica com veículos de combustão interna e aumentando a pressão sobre a infraestrutura de recarga.

Renato Alvarenga (Mirow & Co) identificou um padrão de concentração de demanda de carga que tem implicações diretas para o planejamento da rede: ela está concentrada nos segmentos com maior poder de compra, o que gera fontes localizadas de tensão em certas áreas de concessão. 84% dos usuários cobram em casa ou no trabalho, expondo um desafio específico: edifícios residenciais



Os antigos têm limitações na potência instalada que dificultam a instalação de pontos de recarga sem intervenção na infraestrutura comum.

Foi discutida a diferença de escala entre a carga dos veículos leves e a das frotas de transporte público. Um ônibus elétrico pode exigir até 400 kWh por ciclo de carregamento, em comparação com 40 ou 50 kWh para um veículo leve, o que significa que a eletrificação da frota apresenta desafios de energia de magnitude diferente, exigindo soluções específicas de gerenciamento de demanda e reforço da rede.

Em termos de financiamento e modelos de negócios, Augusto Bonzi (IDB) destacou o papel ativo dos bancos na estruturação de soluções para eletromobilidade. Na Colômbia, a articulação entre a Enel e um banco privado possibilitou o financiamento da aquisição de 400 ônibus elétricos, enquanto em São Paulo avançam na eletrificação de uma frota de 550 veículos com esquemas semelhantes. Esses casos ilustram que modelos de negócios para infraestrutura de carregamento exigem a participação coordenada de múltiplos atores (distribuidores, operadores de frotas, bancos e reguladores) e que a lucratividade do ecossistema depende da estrutura tarifária: as tarifas horárias são o mecanismo que permite tanto gerenciar a demanda quanto capturar o valor da flexibilidade.

O painel destacou que 39% dos potenciais compradores de veículos elétricos adiaram sua decisão de compra devido à incerteza quanto à disponibilidade e conveniência do carregamento, o que ressalta que o desenvolvimento da infraestrutura pública de recarga (ainda cara devido à falta de concorrência no segmento) é uma condição necessária para a massificação. No horizonte de médio prazo, os painelistas concordaram que o valor mais relevante da eletromobilidade para o sistema elétrico não está no carregamento em si, mas na flexibilidade possibilitada pela tecnologia V2G (*veículo-para-rede*), que transforma veículos em ativos de armazenamento gerenciáveis pelo distribuidor.

Conclusões da sessão

A eletromobilidade é um dos vetores críticos para dimensionar o investimento exigido em distribuição, abordado especificamente no estudo da ADELAT "[A rede de distribuição como facilitadora da mobilidade elétrica na América Latina](#)", que coloca os distribuidores como atores estratégicos – e não meros espectadores – da implantação regional. O painel confirmou que a curva de adoção de veículos elétricos está entrando em uma fase de aceleração irreversível, impulsionada pela queda sustentada no custo das baterias e pela crescente disponibilidade de modelos concorrentes, além de que desafios críticos estão localizados nas redes de distribuição. As conclusões para distribuidores e reguladores são as seguintes:

- O planejamento da rede deve antecipar a curva de adoção dos veículos elétricos, não reagir a ela. O dimensionamento ex-ante de transformadores, alimentadores e subestações é ordens de magnitude mais barato do que o dimensionamento ex-post em



ativos saturados. Os marcos regulatórios devem exigir que os planos de investimento incorporem explicitamente cenários de penetração de eletromobilidade, validados com dados de mercado atualizados.

- Tarifas inteligentes são a principal ferramenta para transformar a eletromobilidade em flexibilidade sistêmica, em vez de um novo pico de demanda. Sem tarifas horárias diferenciadas, mecanismos inteligentes de carregamento e, eventualmente, esquemas V2G (veículo-para-rede), a massificação dos veículos elétricos ameaça replicar e amplificar os picos tradicionais de demanda residencial, gerando ineficiências de investimento difíceis de reverter. O valor estratégico mais relevante da eletromobilidade para o sistema elétrico não está no carregamento em si, mas na flexibilidade possibilitada pela tecnologia V2G, transformando veículos em ativos de armazenamento gerenciáveis pelo distribuidor.
- A interoperabilidade dos embarcadores e a harmonização dos protocolos de comunicação são questões regulatórias urgentes, especialmente em países onde a implantação está em estágios iniciais. É essencial adotar padrões internacionais abertos cedo – em vez de soluções proprietárias por marca de veículo – para evitar fragmentação tecnológica que depois seria custosa reverter.
- Esquemas de financiamento misto, com participação coordenada de distribuidores, operadores de frotas, bancos e reguladores, são particularmente adequados para infraestrutura pública de recarga, onde os riscos iniciais são altos e os retornos esperados se materializam no médio prazo com a massificação. Os distribuidores têm um papel ativo a assumir nessas estruturas, não apenas como operadores de rede, mas como articuladores do ecossistema.

MÓDULO 5 — Investindo para as Redes do Futuro e Conclusões

SESSÃO 13

Sem investimento, não há transição: financiar o futuro da distribuição de eletricidade

A transformação energética exige volumes sustentados e sem precedentes de investimento. A consolidação de propostas para atrair financiamento público e privado permitirá que a digitalização e a resiliência tenham o apoio econômico necessário.



Painelistas e moderação

- Andrea Heins, Conselheira Sênior, Centro Climático do PNUMA de Copenhague.
- Florencia Balestro, Especialista em Energia, Banco Mundial.
- Alejandro Arnau, Sócio e CEO, GME Global.
- Rodrigo Castro Gonzalez, Diretor de Desenvolvimento para a América do Sul, CTC Global.
- Moderador: Roberto Cajamarca, Diretor de Conhecimento e Estratégia, ADELAT.

Resumo da sessão

O painel de encerramento teve a responsabilidade de integrar as treze sessões anteriores em torno da questão quantitativa que os percorre: de onde vem o investimento que a região precisa? Florencia Balestro (Banco Mundial) discutiu os desafios da distribuição de eletricidade em termos de acesso ao financiamento e as experiências e ferramentas que o Grupo do Banco Mundial possui para apoiar o setor. Ele apresentou os instrumentos disponíveis – empréstimos, garantias, finanças mistas e MIGA – e compartilhou o estudo que o Banco Mundial, ADELAT e ARIAE estão desenvolvendo conjuntamente sobre a composição da força de trabalho em distribuidores e entidades regulatórias na região da ALC, entendendo que o capital humano é uma condição fundamental para tornar viável a transformação que o setor requer.

Rodrigo Castro Gonzalez (CTC Global) mencionou um viés regulatório prevalente na América Latina que, na prática, incentiva os distribuidores a priorizarem a construção de novas linhas em vez da reestruturação da infraestrutura existente, mesmo que esta última opção seja mais eficiente do ponto de vista do investimento. Ele defendeu a necessidade de evoluir os marcos regulatórios para que os distribuidores tenham incentivos adequados para investir nas soluções ideais de expansão da rede, e não apenas nas soluções mais simples de reconhecer regulatoriamente.

Andrea Heins (Centro do Clima de Copenhague do PNUMA) integrou a perspectiva do financiamento climático internacional, mostrando como os mecanismos associados à transição climática podem se tornar uma fonte substancial de capital para investimentos de distribuição, na medida em que portfólios de projetos bancáveis são construídos e sua contribuição para os objetivos nacionais é rigorosamente documentada.

Alejandro Arnau (GME Global), em seu papel de consultor responsável pelo estudo de investimento encomendado pela ADELAT, descreveu a metodologia que tornou possível estimar as necessidades de



investimento em distribuição para sete países da região até 2040, sob dois cenários e em onze vetores de transição energética. Em sua apresentação, a ênfase esteve em identificar e quantificar os benefícios associados aos investimentos — energia não atendida, perda reduzida, produtividade econômica habilitada, emissões evitadas — como a alavanca argumentativa que permite construir um caso sólido de investimento diante de reguladores, governos e financiadores.

Roberto Cajamarca, em seu papel de moderador, resumiu o debate afirmando que a questão de como financiar a transição não é mais uma questão de dinheiro. Trata-se de design institucional, de evidência — visibilidade dos custos de não fazer nada, da energia não utilizada e dos benefícios associados aos investimentos necessários — e da capacidade de execução. Prata aparece quando essas três coisas estão no lugar. Nesse contexto, ele anunciou que a ADELAT, juntamente com o PNUMA e com o apoio técnico da GME e outras consultorias, está estruturando a segunda fase do estudo de investimentos, que buscará quantificar os benefícios econômicos para justificar os investimentos, expandir a cobertura para dez países, construir roteiros regulatórios país por país e, talvez o mais importante, estruturar portfólios de projetos bancáveis para mobilizar capital. É uma iniciativa de dois anos e meio, na qual os quatro mundos representados no painel — multilaterais, consultorias, agências técnicas e distribuidores — desempenharão um papel ativo.

Conclusões da sessão

O painel de encerramento articula diretamente com o artigo "[Sem investimento não há transição: o futuro da distribuição de eletricidade na América Latina](#)" e com a proposta de cooperação que se estende desse estudo. As conclusões para os distribuidores são:

- O problema central da transição latino-americana não é mais a falta de capital disponível, mas a falta de projetos bancáveis, marcos regulatórios previsíveis e capacidade de execução. A segunda fase do estudo ADELAT–UNEP–GME está sendo projetada precisamente para atacar essas três frentes.
- A conversa sobre financiamento precisa mudar do custo de investir para o custo de não investir. O valor da energia não atendida, as perdas evitáveis, a produtividade econômica viabilizada e as emissões evitadas são componentes inevitáveis da análise custo-benefício dos investimentos em distribuição.
- Os marcos regulatórios devem corrigir o viés que privilegia novos trabalhos em detrimento do repowering. A eficiência do investimento exige que os mecanismos de reconhecimento tarifário sejam tecnicamente neutros em relação ao tipo de solução, recompensando o custo evitado ao longo do ciclo de vida do ativo e não a quantidade de CAPEX implantada.
- Instrumentos *mistos de finanças*, garantias e mitigação de riscos (MIGA e similares) são particularmente adequados para segmentos de investimento onde o risco regulatório é



Percebido é alto. A ADELAT pode facilitar a conexão entre esses instrumentos e os portfólios de projetos de seus parceiros.

- O capital humano é uma restrição tão severa quanto o capital financeiro. A cooperação contínua entre ADELAT, Banco Mundial e ARIAE na composição da força de trabalho em distribuidores e reguladores da região aborda essa dimensão historicamente subestimada, e seus resultados serão um insumo-chave para que os parceiros antecipem as lacunas de habilidades técnicas que a transformação da rede exigirá deles nos próximos cinco a dez anos.

Mensagem final e final



A Conferência ADELATAM 2026 terminou com um balanço notavelmente positivo. A conferência confirmou três mensagens que articulam a linha da ADELAT para os próximos anos:

Primeiro, a distribuição de eletricidade é o espaço onde a transição energética latino-americana será ganha ou perdida. As decisões tomadas nos próximos cinco anos sobre regulação, remuneração, digitalização e investimento em distribuição determinarão a velocidade e a profundidade com que a região poderá eletrificar sua demanda, integrar as renováveis e aumentar sua produtividade.

Segundo a transformação da distribuição não é um problema setorial isolado. Ela atravessa equidade social, inclusão digital, resiliência climática, competitividade produtiva e saúde fiscal do Estado. **A ADELAT, como articuladora regional dos distribuidores, tem a responsabilidade e a oportunidade de fornecer o corpo de evidências, os padrões operacionais e os espaços de coordenação que permitam aos seus associados navegar por essa complexidade de forma informada.**

Terceiro, a conferência mostrou que espaços para diálogo estruturado entre reguladores, distribuidores, organizações multilaterais e provedores de tecnologia produzem avanços concretos quando fundamentados em evidências comuns. A continuidade desse formato, sua abertura progressiva à academia e a novos atores, e sua articulação com outros espaços da região são apostas estratégicas que **a ADELAT continuará promovendo.**



Aos parceiros, provedores de tecnologia, reguladores, organizações multilaterais, palestrantes e à equipe organizadora, a ADELAT expressa sua gratidão por uma conferência que atendeu e superou seus objetivos. A próxima edição do ADELATAM marcará os próximos marcos na agenda regional.

