

MAYO
2026

adelat
ASOCIACIÓN
DE DISTRIBUIDORAS
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
LATINOAMERICANAS

CARTA DE **BUENOS AIRES**

50 propuestas de las Distribuidoras Eléctricas Latinoamericanas a las autoridades y reguladores del sector eléctrico.

Emitida al cierre de la Conferencia:

ADELATAM26
CONFERENCIA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

UNA AGENDA, **12 EJES Y 50 PROPUESTAS**

Regular para una red en transición **01**

Tarifas y sostenibilidad financieras **02**

Competencia minorista y protección del consumidor **03**

Nuevos estándares de calidad del servicio **04**

Resiliencia frente a eventos de alto impacto **05**

Pérdidas eléctricas e inclusión energética **06**

Digitalización y automatización de la red **07**

Despliegue de medición inteligente (AMI) **08**

Integración sostenible de la generación distribuida **09**

La red como habilitadora de la electromovilidad **10**

Inversión y financiamiento de la red del futuro **11**

Institucionalidad y gobernanza regulatoria **12**

Llamado a la acción



PRÉAMBULO

La electricidad ha dejado de ser un bien de consumo para convertirse en la condición material sobre la cual descansan la productividad económica, la inclusión social y la calidad de vida de las sociedades contemporáneas. En América Latina, esa centralidad se vuelve más crítica frente al imperativo de electrificar nuevos usos, integrar fuentes renovables, ampliar la cobertura, modernizar la infraestructura existente y proteger a los usuarios más vulnerables de los costos de la transición energética.

Las redes de distribución eléctrica son el espacio donde estas transformaciones se materializan o se frustran. Son ellas las que conectan al usuario con el sistema, las que reciben los flujos bidireccionales de la generación distribuida, las que deben absorber el crecimiento de la electromovilidad, las que median entre las decisiones regulatorias y la experiencia del consumidor. La distribución ha dejado de ser el eslabón silencioso para convertirse en uno de los pilares de la transición energética latinoamericana.

La Asociación de Distribuidoras de Energía Eléctrica Latinoamericanas (ADELAT), constituida en 2022, reúne a 33 distribuidoras eléctricas de 12 países de la región. Sus asociadas prestan servicio a más de 165 de millones de personas y operan los activos físicos a través de los cuales se canalizará buena parte de la transformación energética regional. Esta representatividad otorga a ADELAT no solo legitimidad sino también responsabilidad: la de articular, sistematizar y poner a disposición de las autoridades regulatorias el conocimiento operativo, técnico y económico acumulado por sus asociadas.

La Conferencia ADELATAM 2026, celebrada los días 20 y 21 de mayo en la ciudad de Buenos Aires bajo el lema «Redes que transforman la energía del futuro», reunió a más de doscientos representantes del sector eléctrico latinoamericano provenientes de catorce países, así como a organismos multilaterales, reguladores nacionales, entidades técnicas regionales y proveedores tecnológicos de alcance global. Durante dos jornadas de trabajo, distribuidas en cinco módulos temáticos y trece paneles, se debatieron de manera estructurada los desafíos regulatorios, operativos, tecnológicos, comerciales y financieros que enfrenta la distribución eléctrica en la región.

La presente Carta de Buenos Aires recoge las conclusiones y los consensos alcanzados durante esa Conferencia, y los traduce en una agenda regulatoria coherente, citable y verificable. Las propuestas contenidas en este documento no son solo aspiraciones aisladas: cada una de ellas se sustenta en evidencia técnica, casos comparados y trabajos analíticos.

Las distribuidoras eléctricas latinoamericanas reunidas en ADELATAM 2026, presentamos estas 50 propuestas a las autoridades públicas y a los reguladores sectoriales de la región, con un ánimo de cooperación constructiva y contribución estructurada al diseño de los marcos regulatorios que permitirán a la región acometer su transición energética con éxito, equidad y sostenibilidad.

adelat

Regular para una red en transición

Marcos normativos que reconozcan la nueva funcionalidad del DSO y eliminen barreras a las tecnologías inteligentes, los recursos distribuidos y la participación activa de los usuarios

1.1 Adoptar el principio de maximización de beneficios sociales como criterio rector de la regulación, en sustitución de la minimización de costos sujeta a un nivel esperado de calidad.

El enfoque que ha orientado la regulación regional —minimizar el costo de la distribución para un nivel dado de calidad— fue funcional a una red pasiva, unidireccional y tecnológicamente estable, pero es incompatible con una red llamada a operar como plataforma de la transición. Los marcos regulatorios deben transitar hacia un principio de maximización del valor social de las inversiones, que internalice los beneficios de la mejora de la calidad, la integración de recursos distribuidos, la resiliencia frente a eventos extremos y la habilitación de nuevos modelos de negocio.

1.2 Reconocer la función del Operador de Sistema de Distribución (DSO) en los marcos normativos.

La modernización de la red exige una definición explícita del rol expandido de la distribuidora, que comprende la gestión activa de la red, la integración de recursos energéticos distribuidos, la coordinación con prosumidores y agregadores, y la provisión de servicios de flexibilidad. Sin este reconocimiento, las inversiones asociadas a la nueva funcionalidad no encuentran cauce tarifario ni soporte jurídico.

1.3 Asegurar la suficiencia del reconocimiento tarifario, sustituyendo esquemas teóricos por mecanismos basados en costos reales con incentivos por eficiencia.

Allí donde la remuneración resulta insuficiente, la actualización de las redes, el mantenimiento preventivo y predictivo, y la retención de personal especializado se ven comprometidos. La transición desde esquemas anclados en una empresa modelo teórica hacia mecanismos basados en costos reales eficientes, acompañados de ciclos tarifarios más cortos y mecanismos passthrough para activos digitales, es una palanca regulatoria para corregir estos desbalances.

1.4 Transitar de reconocimientos tarifarios ex post hacia esquemas de reconocimiento *ex ante.*

La previsibilidad regulatoria es la variable más sensible para la movilización del capital privado en un sector cuyas inversiones se recuperan en horizontes de quince a treinta años. El reconocimiento anticipado de las inversiones planificadas, sujeto a verificación posterior, es la palanca regulatoria de mayor impacto en la velocidad de modernización de la red.

Tarifas y sostenibilidad financieras

Los marcos tarifarios deben equilibrar eficiencia económica, sostenibilidad financiera, equidad social, señal de inversión, simplicidad y adaptabilidad

2.1 Adoptar el principio de maximización de beneficios sociales como criterio rector de la regulación, en sustitución de la minimización de costos sujeta a un nivel esperado de calidad.

Modelos como *revenue cap*, regulación basada en desempeño (PBR) o esquemas TOTEX ofrecen alternativas más adecuadas a la realidad de una red intensiva en inversión tecnológica. La transición desde price cap puro hacia esquemas mixtos está dejando de ser una opción para convertirse en condición de sostenibilidad financiera de la red.

2.2 Establecer mecanismos automáticos y simétricos de actualización de las variables no gestionables, y proteger al usuario mediante subsidios explícitos.

Las variaciones de la inflación, tipo de cambio, combustibles, tributos e insumos importados escapan al control de la distribuidora y deben trasladarse mediante fórmulas automáticas, con periodicidad y simetría. La protección de los usuarios vulnerables no debe limitar estas actualizaciones, sino emplear subsidios focalizados, transparentes, financiados y compensados oportunamente.

2.3 Garantizar el recaudo efectivo del ingreso regulado y preservar la neutralidad financiera e intertemporal de los mecanismos que lo difieran.

El ingreso reconocido solo cumple su función si se percibe íntegra y oportunamente: la distancia entre lo reconocido y lo recaudado —Brecha del Ingreso Regulado (BIR)— erosiona la señal de inversión. Cualquier mecanismo que descalce ese ingreso —estabilización, congelamiento, subsidios diferidos— debe definir la titularidad de saldos, indexación, límites de acumulación, plazo y fuente de recuperación.

2.4 Institucionalizar los *sandboxes* tarifarios como herramienta pragmática de innovación regulatoria.

La gradualidad, los espacios controlados de experimentación y el aprendizaje cruzado deben sustituir la importación acrítica de modelos diseñados para contextos distintos. Las experiencias internacionales demuestran que es posible introducir innovación tarifaria sin emprender reformas estructurales, permitiendo aprender de manera controlada y escalar progresivamente las soluciones validadas.

Competencia minorista y protección del consumidor

La liberalización es una oportunidad para mejorar la eficiencia y empoderar al consumidor, si se construye gradualmente sobre condiciones técnicas, regulatorias y de protección.

3.1 Condicionar la reducción de umbrales de acceso al mercado libre a la verificación de condiciones de madurez del mercado.

La apertura solo genera beneficios cuando concurren cuatro condiciones: diversidad de comercializadores; disponibilidad de energía a precios competitivos; sistemas y plataformas que reduzcan las barreras operativas; y capacidad para supervisar la dinámica del mercado. En ausencia de estas condiciones, se puede producir concentración del mercado y reasignación de costos hacia los usuarios que permanecen en el segmento regulado. Los procesos de apertura deben planificarse plurianualmente y avanzar al ritmo que estas condiciones permitan consolidar.

3.2 Reconceptualizar la distribuidora como plataforma de servicios y administradora de la red.

La distribuidora del futuro no es una vendedora de energía sino un facilitador técnico y comercial que pone a disposición de comercializadores y usuarios, en condiciones no discriminatorias, la infraestructura de red, los sistemas de medición, los datos de consumo y los procesos operativos sobre los cuales se desarrolla la competencia minorista. Esta función de plataforma neutral debe verse reflejada en el marco regulatorio y en el reconocimiento tarifario de los costos asociados a su despliegue.

3.3 Establecer las condiciones mínimas de protección al consumidor en los procesos de apertura.

La apertura debe acompañarse de mecanismos efectivos de suministrador de último recurso; protocolos de cambio de suministrador con plazos acotados y vinculantes; acceso garantizado del consumidor a sus propios datos de consumo en formatos interoperables; y regímenes especiales para usuarios vulnerables. Estas condiciones constituyen el mínimo internacional reconocido.

3.4 Reglamentar el Proveedor de Última Instancia (PUI) con un esquema de funciones, asignación, compensación y recuperación de costos.

El PUI es un mecanismo estructural del mercado minorista liberalizado. El marco regulatorio debe definir su alcance, criterios de asignación, estructuras tarifarias que reflejen el riesgo asumido y los mecanismos de recuperación de costos que garanticen que no se comprometa la sostenibilidad financiera de la distribuidora ni su operación como gestora de la red.

Competencia minorista y protección del consumidor

La liberalización es una oportunidad para mejorar la eficiencia y empoderar al consumidor, si se construye gradualmente sobre condiciones técnicas, regulatorias y de protección.

3.5 Reconocer los costos de la transición y prevenir distorsiones entre comercializadores vinculados a grupos e independientes.

La apertura introduce costos adicionales para las distribuidoras —interoperabilidad con múltiples comercializadores, automatización del cambio de suministrador, gestión de datos, atención de un mayor volumen de reclamaciones— que deben tener correlato en el reconocimiento tarifario. Paralelamente, los marcos regulatorios deben evitar la creación de asimetrías entre comercializadores vinculados a distribuidoras —sujetos a obligaciones de contratación de largo plazo, suministro a usuarios regulados y exigencias de calidad— y comercializadores independientes que operan sin estas obligaciones.

Nuevos estándares de calidad del servicio

En una sociedad en electrificación creciente, la confiabilidad de la red es un pilar de la productividad y la calidad de vida. La regulación de la calidad debe evolucionar de manera sincrónica con la transformación operativa de las redes.

4.1 Diferenciar las metas de calidad en función de las características de cada red y zona de servicio.

Las metas uniformes ignoran que la calidad está condicionada por la configuración de la red, la densidad de usuarios, el nivel de ruralidad, las pérdidas y la exposición a eventos externos. La diferenciación adecuada de metas es condición de equidad regulatoria y de eficiencia en la asignación del esfuerzo de inversión, y debe acompañarse de mecanismos de revisión periódica que reflejen los cambios estructurales de cada área de servicio.

4.2 Adoptar incentivos simétricos que combinen premios por desempeño y compensaciones a los usuarios.

Los regímenes exclusivamente sancionatorios desincentivan la inversión por encima del estándar mínimo y orientan a las empresas hacia el cumplimiento defensivo. Un esquema de incentivos simétricos, recalibrado periódicamente y complementado con compensaciones a los usuarios, alinea los intereses del regulador, la distribuidora y el consumidor, y libera capacidad de inversión en excelencia operativa.

4.3 Delimitar con claridad los eventos excluibles del cálculo de los indicadores de calidad.

La definición regulatoria de los eventos excluibles debe abarcar de manera explícita las circunstancias que se encuentran fuera del control razonable del distribuidor así como las interrupciones programadas necesarias para la modernización de la red. Igualmente importante es que el régimen probatorio no imponga sobre las distribuidoras cargas administrativas desproporcionadas que distorsionen los incentivos y desplacen recursos hacia la documentación, en detrimento de la operación y la inversión

4.4 Abordar de manera integrada la calidad, la digitalización, la resiliencia y la gestión de pérdidas.

Estos cuatro frentes están técnica y económicamente entrelazados: la digitalización habilita la calidad granular y la respuesta predictiva; la resiliencia protege la continuidad frente a eventos extremos; la reducción de pérdidas libera capacidad operativa y financiera para sostener la calidad. Los procesos de revisión tarifaria deben tratarlos de forma articulada para evitar la fragmentación regulatoria que subestima los costos sistémicos de la modernización y conduce a inversiones subóptimas.

Resiliencia frente a eventos de alto impacto

Frente a eventos climáticos cada vez más frecuentes y severos, la confiabilidad ya no es suficiente. La transición hacia un paradigma de resiliencia exige un marco regulatorio articulado sobre capacidades de anticipación, absorción, recuperación y adaptabilidad de las redes, y distinto del régimen de calidad del servicio.

5.1 Diferenciar regulatoriamente la resiliencia de la confiabilidad y construir un régimen específico.

Los regímenes regulatorios diseñados para optimizar la calidad del servicio en condiciones ordinarias no son adecuados para la respuesta a eventos de baja frecuencia y alto impacto, ni generan incentivos a la inversión en mitigación, anticipación y recuperación. Se recomienda excluir los eventos de gran impacto del régimen ordinario y construir un régimen articulado sobre las capacidades de una red resiliente.

5.2 Adoptar indicadores de resiliencia separados de los indicadores de calidad del servicio.

La resiliencia requiere métricas diseñadas para capturar la respuesta del sistema frente a eventos extremos en tres dimensiones fundamentales: anticipación, recuperación, robustez, y adaptabilidad. Estas métricas deben ser verificables, interpretables, objetivas y comparables.

5.3 Cuantificar la energía no servida evitada y los costos económicos y sociales evitados como parte del análisis costo-beneficio.

El beneficio de la inversión en resiliencia se materializa en los eventos que no ocurren o que ocurren con menor severidad, lo que hace vulnerable este tipo de inversión frente a metodologías tarifarias centradas en costos directos. Se requiere una metodología que cuantifique la energía no servida evitada, los costos económicos evitados, los impactos sociales y de salud mitigados, y las externalidades positivas sobre infraestructura crítica. La incorporación de estos beneficios en los procesos de revisión tarifaria es una condición sin la cual la inversión en resiliencia continuará siendo subóptima.

5.4 Crear vehículos regulatorios para la recuperación de la inversión en resiliencia y reconocer los planes de inversión correspondientes.

Los marcos regulatorios deben requerir a las distribuidoras la presentación de planes de inversión en resiliencia, sometidos a aprobación regulatoria y articulados con los procesos de revisión tarifaria, con vehículos de recuperación de inversión diferenciados y complementados con mecanismos de bonificación basados en desempeño.

Resiliencia frente a eventos de alto impacto

Frente a eventos climáticos cada vez más frecuentes y severos, la confiabilidad ya no es suficiente. La transición hacia un paradigma de resiliencia exige un marco regulatorio articulado sobre capacidades de anticipación, absorción, recuperación y adaptabilidad de las redes, y distinto del régimen de calidad del servicio.

5.5 Formalizar la asistencia mutua, con reconocimiento explícito de sus costos.

Los eventos de gran impacto exceden la capacidad operativa de cualquier distribuidora y exigen mecanismos de cooperación. Los marcos regulatorios deben institucionalizar Grupos de Asistencia Mutua entre distribuidoras con protocolos de activación, criterios para determinar los recursos requeridos, mecanismos para cuantificar los costos de los equipos desplegados, y garantía de reconocimiento tarifario para la distribuidora que moviliza recursos.



Pérdidas eléctricas e inclusión energética

La reducción de las pérdidas no técnicas y la regularización son indispensables para la integridad y la equidad del sistema eléctrico, y exigen un marco regulatorio que reconozca la diversidad de situaciones que las originan y articule la detección, el desincentivo y la integración social.

6.1 Reconocer regulatoriamente la capacidad analítica y la digitalización del proceso comercial como infraestructura habilitante de la detección de pérdidas.

La detección de irregularidades ha dejado de depender exclusivamente de inspecciones físicas para descansar en una infraestructura analítica que integra medición inteligente, balances energéticos jerarquizados, modelos basados en datos, herramientas de observación remota y digitalización del proceso de inspección. Los marcos regulatorios deben reconocer estas inversiones en su base regulatoria de activos y eliminar las barreras a la digitalización del proceso de inspección.

6.2 Modernizar los marcos normativos que sustentan la persecución del fraude, alineando obligaciones entre todos los agentes de la cadena.

La obsolescencia de muchos marcos normativos compromete la capacidad probatoria de las distribuidoras frente al fraude moderno, particularmente el que involucra manipulación electrónica sofisticada. Los marcos regulatorios deben actualizarse para tipificar las modalidades contemporáneas de fraude. Paralelamente, en mercados con separación entre operador de red y comercializador, los marcos deben alinear las obligaciones de combate al fraude entre todos los agentes, evitando que la carga recaiga exclusivamente sobre el operador de red.

6.3 Garantizar la suficiencia de las pérdidas reconocidas y la remuneración de los costos asociados a factores no gestionables.

El nivel de pérdidas reconocidas en tarifa debe reflejar las pérdidas reales y una trayectoria alcanzable de reducción, entendiendo que el nivel eficiente no es el mínimo posible sino el óptimo económico. Cuando las pérdidas reconocidas se fijan por debajo de lo eficientemente alcanzable, la diferencia compromete la capacidad de la distribuidora de invertir en su reducción. Las metas deben construirse sobre benchmarking contextualizado, actualizarse periódicamente y prever reconocimientos extraordinarios para zonas donde factores exógenos impiden la actuación técnica ordinaria.

Pérdidas eléctricas e inclusión energética

La reducción de las pérdidas no técnicas y la regularización son indispensables para la integridad y la equidad del sistema eléctrico, y exigen un marco regulatorio que reconozca la diversidad de situaciones que las originan y articule la detección, el desincentivo y la integración social.

6.4 Ampliar el repertorio regulatorio para la regularización y la inclusión energética, promoviendo regímenes de calidad diferenciados y áreas de gestión social.

La regularización en territorios de vulnerabilidad excede el alcance de la gestión comercial tradicional. Los marcos regulatorios deben habilitar regímenes diferenciados para barrios en proceso de normalización, esquemas de energía prepago, modelos de brigadas de cercanía y pactos con las comunidades, articulación con municipios para la ejecución de obras de baja tensión, y reconocimiento regulatorio de áreas especializadas de gestión social dentro de la distribuidora.



Digitalización y automatización de la red

La transición de redes analógicas a plataformas digitales dinámicas es indispensable para gestionar la complejidad de la energía moderna. La digitalización es una transformación de capacidades operacionales, no una compra tecnológica.

7.1 Habilitar la transición regulatoria desde el modelo DNO hacia el DSO.

Solo bajo un marco DSO reconocido, las distribuidoras pueden capturar el valor de los sistemas ADMS, DERMS, AMI y OMS, y ofrecer servicios de flexibilidad, gestión de demanda e integración de recursos distribuidos. La transición DNO–DSO es la palanca más importante del proceso de digitalización, y debe complementarse con una definición jurídica de las funciones de los actores que operan sobre la red, sin la cual las tecnologías digitales no pueden funcionar de manera articulada ni capturar su potencial.

7.2 Adoptar estándares de interoperabilidad, ciberseguridad y gobernanza del dato.

Estas tres dimensiones deben tratarse como capas estructurales del marco regulatorio digital, no como adiciones posteriores. La regulación debe definir tempranamente los estándares aplicables a AMI, DERMS, SCADA, ADMS y plataformas de monitoreo, alineándolos con referentes internacionales abiertos y previendo mecanismos de actualización periódica que acompañen la evolución tecnológica.

7.3 Establecer hojas de ruta de digitalización de la distribución eléctrica, con metas, métricas de madurez y mecanismos de seguimiento.

La ausencia de estrategias nacionales de digitalización impide priorizar inversiones, focalizar recursos y articular esfuerzos. Estas hojas de ruta deben incluir metas de penetración tecnológica, una metodología de evaluación de la madurez digital alineada con referentes internacionales, y mecanismos de revisión periódica que permitan ajustar en función de los avances y de la evolución tecnológica.

7.4 Incorporar a los marcos regulatorios instrumentos para la innovación, los pilotos y la experimentación tecnológica.

Los marcos regulatorios deben requerir a las distribuidoras la presentación de planes de inversión en resiliencia, sometidos a aprobación regulatoria y articulados con los procesos de revisión tarifaria, con vehículos de recuperación de inversión diferenciados y complementados con mecanismos de bonificación basados en desempeño.

Despliegue de medición inteligente (AMI)

La medición inteligente es la puerta a la red del futuro y la base digital sobre la que se sostienen las tarifas inteligentes, la gestión de pérdidas, la generación distribuida y la electromovilidad. América Latina se encuentra en una fase temprana de adopción y requiere marcos regulatorios diseñados para acelerar despliegues sostenibles.

8.1 Tratar regulatoriamente la AMI como infraestructura de largo plazo, con horizontes de amortización ajustados a su ciclo tecnológico y mecanismos para el tratamiento de activos varados.

Las vidas útiles regulatorias de los activos físicos son inadecuadas para los componentes AMI que tienen obsolescencia tecnológica acelerada. Paralelamente, el reemplazo masivo del parque legado debe contar con mecanismos regulatorios —reconocimiento del valor residual, soluciones contables transicionales— que eviten la destrucción de valor en libros y los choques tarifarios para el usuario.

8.2 Adoptar despliegues progresivos por segmentos de valor, sustentados en Análisis Costo-Beneficio integral y con trayectoria hacia el despliegue universal.

Los modelos de evaluación restringidos al utility cost test son insuficientes para justificar el despliegue universal de AMI: la regulación debe adoptar ACB que moneticen los beneficios sociales y sistémicos hoy invisibles, y que permitan evaluaciones por clústeres. Un mandato gradual que priorice los segmentos donde el beneficio es indiscutible, permite validar la tecnología, ajustar procesos y generar flujos de caja que financien las etapas subsiguientes, dentro de una trayectoria explícita hacia el despliegue total con metas sujetas a revisión periódica.

8.3 Establecer la propiedad de los medidores inteligentes en cabeza de la distribuidora, como componente integral de la red con reconocimiento tarifario.

El medidor inteligente es un activo de red: su ciclo de vida, interoperabilidad, ciberseguridad y reposición exigen titularidad de la distribuidora, con incorporación a la base regulatoria de activos y recuperación vía proceso tarifario ordinario. Los modelos de propiedad del usuario fragmentan la responsabilidad y han fracasado en diversos lugares.

8.4 Establecer un marco de gobernanza de datos que reconozca los derechos del usuario sobre su información y armonice la ciberseguridad con estándares internacionales.

La regulación debe establecer normas que definan derechos del usuario —acceso a sus datos, portabilidad, consentimiento para usos secundarios, anonimización— y obligaciones para distribuidoras y comercializadores. Los requisitos mínimos de ciberseguridad deben alinearse con estándares internacionales, con reconocimiento tarifario explícito de los costos asociados a su implementación.



Integración sostenible de la generación distribuida

La explosión de la generación distribuida está invirtiendo los flujos de potencia y exige redes capaces de operarios de forma segura, eficiente y financieramente sostenible para los usuarios.

9.1 Transitar desde esquemas de net metering hacia net billing con señales horarias y locacionales.

Los esquemas de net metering, aunque eficaces para acelerar la adopción inicial, generan efectos distributivos y financieros que se vuelven insostenibles a partir de ciertos niveles de penetración. Los nuevos marcos deben reflejar el valor real de la energía inyectada en cada momento y lugar de la red.

9.2 Adoptar tarifas binomias como estándar regulatorio para usuarios con generación distribuida.

La distribuidora no vende únicamente energía: vende disponibilidad. El prosumidor continúa utilizando la red como respaldo aun cuando autoproduzca, lo que implica que los costos fijos deben recuperarse independientemente del volumen de energía intercambiado. La tarifa binomia es el instrumento más adecuado para capturar esta realidad, y los marcos regulatorios deben adoptarla como estándar para todos los usuarios con generación distribuida.

9.3 Adoptar estudios de capacidad de alojamiento como práctica estándar, con función de planificación y transparencia.

Estos estudios permiten anticipar las restricciones de la red, planificar refuerzos y proveer información transparente a desarrolladores de proyectos. Deben ser elaborados por las distribuidoras con metodologías armonizadas, supervisados por el regulador y publicados con frecuencia anual.

9.4 Reconocer las inversiones en visibilidad de la red de baja tensión como prerrequisito de la integración de GD.

Sin AMI, sistemas DERMS y telecomunicaciones adecuadas, las distribuidoras carecen de los instrumentos básicos para operar redes con flujos bidireccionales sin comprometer la calidad y la seguridad del suministro. La inversión en visibilidad de baja tensión debe reconocerse regulatoriamente como condición habilitante de la transición.



La red como habilitadora de la electromovilidad

Sin redes inteligentes no hay movilidad eléctrica. Los mayores desafíos de la electromovilidad están en las redes de distribución, que deben prepararse para demandas dinámicas de alta potencia y convertir la carga de vehículos en herramienta de flexibilidad sistémica.

10.1 Incorporar escenarios de penetración de electromovilidad en los planes de inversión.

La planificación de la red debe anticipar la curva de adopción de vehículos eléctricos, no reaccionar a ella. El dimensionamiento ex ante de transformadores, alimentadores y subestaciones es más barato que el reforzamiento ex post sobre activos saturados. Los marcos regulatorios deben promover que los planes de inversión incorporen estos escenarios, validados con datos de mercado y revisados periódicamente.

10.2 Diseñar tarifas horarias, mecanismos de carga inteligente y esquemas V2G que conviertan la electromovilidad en flexibilidad sistémica.

Sin señales tarifarias adecuadas, la masificación de los vehículos eléctricos amenaza con amplificar los picos de demanda residencial, generando ineficiencias difíciles de revertir. Las regulaciones deben habilitar esquemas de carga inteligente y, progresivamente, modelos vehicle-to-grid.

10.3 Adoptar estándares abiertos de interoperabilidad de cargadores y armonización de protocolos.

La fragmentación tecnológica derivada de la coexistencia de soluciones propietarias por marca de vehículo es costosa de revertir. La armonización de protocolos es una decisión regulatoria de bajo costo y alto impacto de largo plazo, particularmente crítica en países donde el despliegue está en etapas iniciales.

10.4 Promover regulación que garantice cobertura inclusiva de la infraestructura pública de carga.

Si la inversión se concentra exclusivamente en zonas de alto poder adquisitivo, la cobertura de carga se vuelve un nuevo vector de inequidad. Los marcos regulatorios deben combinar incentivos a la inversión con mecanismos que aseguren cobertura mínima en geografías intermedias y populares.

Inversión y financiamiento de la red del futuro

La transformación energética requiere volúmenes de inversión sostenidos y sin precedentes. El problema ya no es la disponibilidad de capital, sino la existencia de proyectos bancables, marcos regulatorios previsibles y capacidad de ejecución.

11.1 Cuantificar el costo de no invertir en el análisis costo-beneficio de las inversiones en distribución.

La conversación regulatoria debe desplazarse desde el costo de invertir hacia el de no invertir. El valor de la energía no servida, las pérdidas evitables, la productividad habilitada y las emisiones evitadas son componentes del caso de inversión, y deben incorporarse a las metodologías de revisión tarifaria. El caso de inversión debe ser tratado como un habilitador macroeconómico y no como un centro de costo aislado.

11.2 Asegurar la neutralidad del reconocimiento tarifario entre inversión y operación, de forma que no se privilegie la expansión física sobre la inteligencia de red.

Los mecanismos de reconocimiento deben valorar el costo evitado a lo largo del ciclo de vida del activo y la eficiencia operativa, no solo el CAPEX, y equiparar en la base regulatoria las inversiones que dotan de inteligencia a la red con las expansiones físicas. De esta forma la distribuidora podrá elegir la combinación más eficiente entre invertir y operar. Este enfoque es especialmente relevante en la digitalización, donde las soluciones basadas en software, datos y flexibilidad pueden evitar o sustituir la expansión física de la red.

11.3 Promover el uso de instrumentos de *blended finance*, garantías y mitigación de riesgo para los segmentos de inversión con riesgo alto.

Dada la naturaleza de largo plazo de las inversiones en distribución, se deben estructurar ventanillas de financiamiento combinado (blended finance). Es indispensable articular la participación de organismos multilaterales de crédito para canalizar préstamos preferenciales, líneas de financiamiento verde y vehículos de mitigación de riesgo que reduzcan el costo del capital privado corporativo.

11.4 Adecuar las tasas de rentabilidad regulada a las realidades macroeconómicas y al costo real del capital de la región.

Los organismos reguladores deben asegurar que las tasas de retorno (WACC) reflejen el costo real del capital en mercados expuestos a volatilidades macroeconómicas, presiones inflacionarias y riesgos políticos. Si las tasas de rentabilidad reconocidas son inferiores al costo financiero real, se bloquea el flujo de capital privado de largo plazo, comprometiendo la actualización y la sostenibilidad de las redes.

Institucionalidad y gobernanza regulatoria

La calidad de la regulación depende de las institucionesque la producen. La transición exige reguladores técnicamente sólidos, independientes, sujetos a rendición de cuentas, protegidos de la interferencia política, y que eviten la sobrerregulación.

12.1 Fortalecer la capacidad técnica e independencia de los reguladores sectoriales como condición para la modernización.

La complejidad de la operación de la red, la sofisticación de los esquemas de remuneración, y la supervisión y evaluación de inversiones en activos no convencionales exigen una capacidad técnica regulatoria superior a la heredada del modelo de distribución pasiva. Los gobiernos de la región deben fortalecer institucionalmente a sus reguladores, garantizar su independencia operativa, dotarlos de los recursos que la transición exige y proveerles continuidad institucional a través de los ciclos políticos.

12.2 Institucionalizar la rendición de cuentas del regulador mediante decisiones motivadas, consulta pública y evaluación periódica de su desempeño.

Los marcos institucionales deben exigir la motivación técnica y pública de las decisiones regulatorias, consultas públicas con plazos adecuados y respuesta razonada a los comentarios, publicación de agendas regulatorias y evaluación periódica e independiente del desempeño del regulador, incluyendo informes ante los órganos legislativos. La rendición de cuentas no debilita la independencia: la legitima frente a los ciudadanos, los regulados y el sistema político.

12.3 Crear instancias especializadas e independientes de revisión de las decisiones regulatorias.

Las controversias entre regulador y regulados no deben resolverse en la justicia ordinaria —sin especialización técnica y con plazos incompatibles con la dinámica sectorial— ni quedar exentas de revisión. Se requieren instancias técnicos e independientes de ambas partes, con procedimientos reglados, plazos breves y decisiones que generen previsibilidad.

12.4 Adoptar disciplinas contra la sobrerregulación: análisis de impacto regulatorio, simplificación y revisión periódica del inventario normativo.

La acumulación de cargas regulatorias frena la innovación y encarece la inversión. Los marcos institucionales deben exigir análisis de impacto regulatorio ex ante para toda nueva obligación, principios de proporcionalidad y simplificación, y depurar periódicamente el inventario regulatorio. Regular mejor no es regular más.

Llamado a la acción

Las 50 propuestas son la traducción de un consenso técnico regional.
Su implementación requiere decisión política, un horizonte definido y mecanismos de articulación.

Reguladores

Abrir espacios estructurados de diálogo con cronogramas verificables, mesas técnicas y seguimiento transparente.

Multilaterales

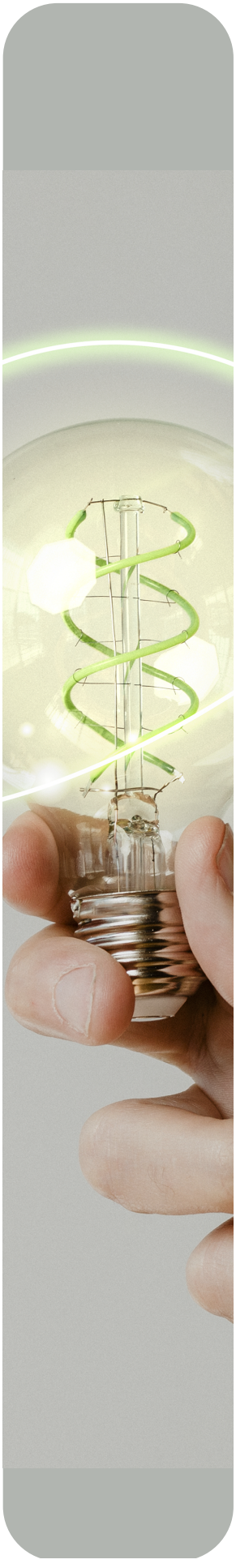
Profundizar el apoyo técnico y financiero, alineado con las prioridades expuestas.

Gobiernos

Articular políticas de transición, electrificación, inclusión digital y resiliencia con la realidad de las redes.

Academia y proveedores

Sumarse a una agenda común de investigación, transferencia tecnológica y construcción de capacidades.



LLAMADA A LA ACCIÓN

Las 50 propuestas contenidas en este manifiesto son la traducción de un consenso técnico y regional alcanzado durante la Conferencia ADELATAM 2026. Su implementación efectiva requiere de las autoridades regulatorias una decisión política, un horizonte definido y mecanismos de articulación con las distribuidoras y los demás actores del ecosistema eléctrico.

A las autoridades regulatorias las distribuidoras eléctricas latinoamericanas las invitan a abrir espacios estructurados de diálogo sobre las propuestas aquí formuladas, con cronogramas verificables, mesas técnicas de trabajo y mecanismos transparentes de seguimiento. La transformación regulatoria que la región necesita solo se construirá desde la cooperación informada por evidencia.

A los gobiernos nacionales y a las instancias subnacionales con competencias en el sector eléctrico, las distribuidoras eléctricas latinoamericanas las exhortan a articular sus políticas de transición energética, electrificación, inclusión digital y resiliencia climática reconociendo que la distribución eléctrica es el espacio donde estas políticas se materializan o se frustran. Toda política energética desconectada de la realidad operativa y financiera de las redes de distribución corre el riesgo de no alcanzar sus objetivos.

A los organismos multilaterales, ADELAT les expresa su reconocimiento por el acompañamiento sostenido a la modernización de la distribución eléctrica regional, y les solicita continuar y profundizar su apoyo técnico y financiero, articulado con las prioridades aquí expuestas.

A las instituciones académicas, centros de investigación y proveedores tecnológicos, las distribuidoras eléctricas latinoamericanas los invitan a sumarse a una agenda común de investigación, desarrollo, transferencia tecnológica y construcción de capacidades que permita a la región acelerar su modernización con soluciones adaptadas a sus realidades locales.

Los espacios de diálogo estructurado entre distribuidoras, reguladores, organismos multilaterales, academia y proveedores tecnológicos producen avances concretos cuando se anclan en evidencia común. Esta Carta es una contribución al fortalecimiento de esos espacios y una invitación abierta a quienes comparten la responsabilidad de transformar la distribución eléctrica latinoamericana.

Las distribuidoras eléctricas reunidas en ADELAT renuevan su compromiso con una transición energética justa, técnicamente rigurosa, financieramente viable y socialmente inclusiva. Manifiestan, asimismo, su plena disposición al diálogo y a la construcción colectiva con todas las autoridades, instituciones y actores que compartan esta agenda.

Buenos Aires, Argentina
Mayo de 2026.

adelat

QUIÉNES SOMOS

32	11	+72M	+349	164M
Miembros	Países	Conexiones	TWh Total	Personas



adeera · Edea · DELAPAZ · edp São Paulo · enel São Paulo · CHILQUINTA

edenor · Edesa · elfec · edp Espírito Santo · enel Rio · enel Chile

edesur · EDEMSA · ENDE Oruro · ABRADEMP · enel Ceará · FENACOPEL

EPE Energía de Santa Fe · EPEN · ENDE Beni



enel Colombia · ICE · CENTROSUR · DELSUR Grupo EPM · ENERGUATE · CLYFSA · ElectroDunas

ESSA Grupo EPM · EEGSA Grupo EPM · CVC energía

EDEQ Grupo EPM

adelat

Trabajamos juntos para promover la colaboración y el liderazgo en la transición energética en América Latina

adelat

¡Síguenos!

adelat

ASOCIACIÓN
DE DISTRIBUIDORAS
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
LATINOAMERICANAS

adelat.com

@adelatoficial