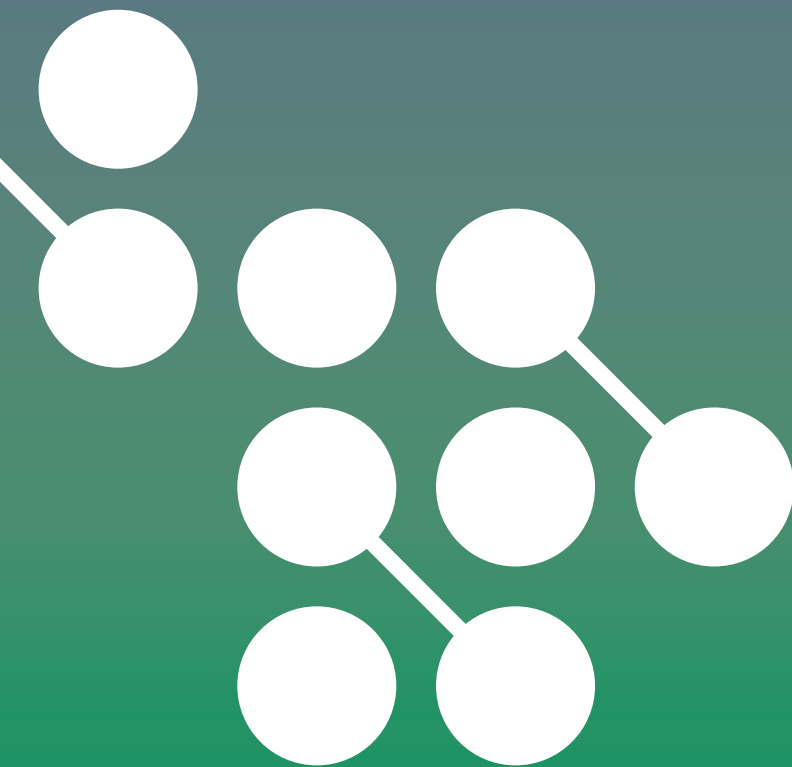


RESÚMENES EJECUTIVOS

DSO BRIEFS Y POLICY PAPERS ADELAT



Septiembre de 2024

INTRODUCCIÓN

Adelat (Asociación de Distribuidoras de Energía Eléctrica de América Latina) se lanzó em mayo de 2022, con el propósito de promover la colaboración y el protagonismo de las distribuidoras de energía eléctrica latinoamericanas, habilitándolas para construir juntas una Transición Energética justa y sostenible, que cumpla con los objetivos de reducción de gases de efecto invernadero asumidos por los países miembros en los acuerdos climáticos internacionales.

Actualmente, estamos presentes en 8 países (Argentina, Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, Ecuador, Guatemala y Perú) y estamos compuestos por 19 asociados, que totalizan más de 300 TWh al año de Energía Distribuida y atienden a más de 70 millones de Unidades de Consumo, alcanzando a más de 160 millones de personas:



Nuestros asociados presentan diversidad en sus perfiles, siendo empresas de diferentes tamaños, públicas o privadas, nacionales o multinacionales, así como empresas distribuidoras o asociaciones de distribuidoras.

Nuestro consejo directivo está formado por un miembro de cada uno de nuestros 19 asociados, siendo que las funciones de presidente, vicepresidente, secretario y tesorero se distribuyen entre representantes de Brasil, Argentina y Chile.

Nuestro equipo está formado por la Directora Ejecutiva, el Director de Gestión del Conocimiento, la Administradora Residente y las responsables de Comunicación e Información y Relaciones Institucionales.

Quiénes somos hoy



Consejo Directivo



Aldo Pessanha
Enel
Presidente



Horacio Nadra
Adeera
Vicepresidente



Luiz Felipe Falcone de Souza
EDP
Secretario



Patricio Molina
Fenacopel
Tesorero

Equipo



Alessandra Amaral
Dirección Ejecutiva



Roberto Cajamarca
Dirección de la Gestión
del Conocimiento



Cecilia Lévano Pachas
Administración



Lucía González
Comunicación y
Prensa



Romina Aguilar
Relaciones
Institucionales

Adelat tiene 5 objetivos estratégicos:

Defensa de los intereses de los asociados: apoyo en la promoción de marcos regulatorios equilibrados con certidumbre jurídica;

Construcción de conocimiento compartido: análisis de temas priorizados por los asociados, comparando las mejores prácticas;

Inserción en la agenda pública: diálogos con tomadores de decisiones de los países de la región;

Incremento de la representatividad: aumento de asociados y gobernanza de clase mundial;

Creación de alianzas globales y locales: acuerdos dinámicos con organismos multilaterales, think tanks y academia.

A lo largo de los años 2023 y 2024, publicamos 2 papers estructurales y 4 DSOs Briefs:

DSOS BRIEFS:

El proceso de **prórroga de concesiones** de distribución de energía eléctrica;

La red de distribución como habilitadora de la **movilidad eléctrica** en América Latina;

La **calidad** de la distribución eléctrica en la transición energética: desafíos y buenas prácticas regulatorias;

La **resiliencia** de los sistemas de distribución eléctrica: recomendaciones para un nuevo paradigma regulatorio.

PAPERS ESTRUCTURALES:

Desafíos y perfeccionamientos regulatorios de la distribución eléctrica para la transición energética latinoamericana; e

Sin **inversión** no hay transición: el futuro de la distribución eléctrica en América Latina.

Este folleto consolida los resúmenes ejecutivos de estos seis documentos. Invitamos a los lectores a conocer este contenido, redactado por varios colaboradores, entre asociados, equipo propio y consultores, y a visitar nuestro sitio web (www.adelat.com), donde podrán conocer más sobre nuestro trabajo y acceder a la versión completa de los documentos.

DESAFÍOS Y PERFECCIONAMIENTOS REGULATORIOS DE LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

David Felipe Acosta, Daniela Almeyda, Maria Claudia Alzate, Tiago Barros, Claudio Bulacio, Ramón Castañera, Carlos Centeno, Larissa Cunha, Talita Darwiche, Aniella Descalzi, Paula Fajardo, Lucas Guimarães, Pablo Jofré, Cristiano Logrado, Pedro Miquel, Rodrigo Moreno, Francisco Mualim, Alejandro Navarro, Marcela Quijano, Ignacio Santelices, Mariana Silva, Víctor Tavera, Francisco Valencia.

EL PROCESO DE PRÓRROGA DE CONCESIONES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

David Felipe Acosta Correa, Alessandra Genu Dutra Amaral, Roberto Cajamarca, Sandra Marcela Quijano López, Andrea Pérez, Romina Aguillar, Lucía González, Larissa Cunha, Horacio Nadra, Claudio Bulacio, Gastón Blanquet, Hilario Bistoletti, Edgardo Volosín, María José Pérez Vanmorlegan, Jose Luis Marinelli, Luiz Felipe Falcone De Souza, Lucas Noura De Moraes Rego Guimarães, Fabiano Carvalho da Rosa, Talita Darwiche, Guilherme Lencastre, Anna Paula Pacheco, Aldo de Jesus Pessanha, Vanderlei Martins, Cristiano De Lima Logrado, Enio da Cunha Leal, Francisco Mualim, Víctor Alejandro Tavera, Pablo Antonio Jofré, Daniel Ignacio Gómez Sagner, Patricio Molina, Gina Constanza Pastrana Silva, Yohana Galvis Silva, Patricio Quituisaca, Vicente Barrera, Sergio Zambrano, Lissette Barrios Pinzón, Dimas Carranza, Mónica Cataldo, Jorge Ponce, Javier Alexander Muro Rosado, Giancarlo Pérez Salinas, Walter Sciutto Brattoli, Ernesto San Miguel Lynch.

LA RED DE DISTRIBUCIÓN COMO HABILITADORA DE LA MOVILIDAD ELÉCTRICA EN AMÉRICA LATINA

Jorge Sánchez Cifuentes, David Felipe Acosta Correa, Alessandra Genu Dutra Amaral, Roberto Cajamarca, Sandra Marcela Quijano López, Andrea Pérez, Romina Aguilar, Lucía González, Larissa Cunha, Horacio Nadra, Claudio Bulacio, Gastón Blanquet, Hilario Bistoletti, Aldo Andrés, Edgardo Volosín, María José Pérez Vanmorlegan, Jose Luis Marinelli, Daniel Moreno, Juan Carlos Tripadi, Hugo Di Tofino, Luiz Felipe Falcone De Souza, Lucas Noura De Moraes Rego Guimarães, Jose Elias Orth, Fabiano Carvalho da Rosa, Talita Darwiche, Isabella Guedes, Guilherme Lencastre, Anna Paula Pacheco, Aldo de Jesus Pessanha, Vanderlei Martins, Iuri de Oliveira Barouche, Cristiano De Lima Logrado, Enio da Cunha Leal, Mariana Silva Barreto, Francisco Mualim, Víctor Alejandro Tavera, Pablo Antonio Jofré, Daniel Ignacio Gómez Sagner, Patricio Molina, Catalina Domínguez, Gina Constanza Pastrana Silva, Yohana Galvis Silva, Manuel José Gómez Pineda, Mildred Alexandra Cárdenas Rodríguez, Patricio Quituisaca, Vicente Barrera, Sergio Zambrano, Lissette Barrios Pinzón, Dimas Carranza, Mónica Cataldo, Jorge Ponce, Julio César Luján Rojas, Josias Olivares Ramos, Javier Alexander Muro Rosado, Giancarlo Pérez Salinas, Walter Sciutto Brattoli, Ernesto San Miguel Lynch, Miguel Angel García Oruna, Andrea Malerba.

LA CALIDAD DE LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Viviana Vitto, Alessandra Genu Dutra Amaral, Roberto Cajamarca Gómez, Sandra Marcela Quijano López, Adrián Abella, Alessandra María Barbosa Cordeiro, Andrés Camilo Agredo, Dimitri Barros Pereira de Oliveira, Dimas Carranza, Talita Darwiche, Paulo Andrés Espinoza Arriagada, Carlos Figueroa, Alfredo Gallegos, Jorge Enrique Juscamayta Meza, Jorge Loayza Guerra, Julio Cesar Luján Rojas, Clarissa Machado Rocha, Ednelson de Moraes, Lucas Noura Guimarães, Percy Raúl Perez Becerra, Aldo Pessanha, Ruben Darío Reyes Trujillo, Aldo Víctor Romero, Mariana Silva Barreto, Marcelo Horacio Spitalnik, Víctor Alejandro Tavera Olivares, Sergio Zambrano.

LA RESILIENCIA DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

Aldo Pessanha, Viviana Vitto, Alessandra Genu Dutra Amaral, Roberto Cajamarca Gómez, Sandra Marcela Quijano López, Mena Testa, Patricio Molina, Alfredo Gallegos, Claudio Bulacio, Ernesto San Miguel, Hilario Vistolet, María José Pérez Vanmorlegan, Gabriela Leoncini, Clarissa Machado, Talita Darwiche, Mariana Silva Barreto, Dimitri Barros Pereira de Oliveira, Francisco Mualim, Pablo Jofré, Gina Pastrana, Camilo Agredo, Sergio Zambrano, Dimas Carranza, Jorge Ponce, Julio Luján.

SIN INVERSIÓN NO HAY TRANSICIÓN

Grupo Mercados Energéticos (GME), David Felipe Acosta, Viviana Vitto, Aldo Pessanha, Alessandra Genu Dutra Amaral, María Antonieta Borrero, Roberto Cajamarca Gómez, Alejandro Falkner Falgueras, Sandra Marcela Quijano López, Horacio Nadra, Luiz Felipe Falcone De Souza, Claudio Bulacio, Ernesto San Miguel, Hilario Vistolet, María José Pérez Vanmorlegan, Patricio Molina, Gastón Blanquet, Clarissa Machado, Talita Darwiche, Mariana Silva Barreto, Francisco Mualim, Víctor Tavera, Pablo Jofré, Mónica Cataldo, Gina Pastrana, Sergio Zambrano, Dimas Carranza, Jorge Ponce, Julio Luján.

DESAÍOS Y PERFECCIONAMIENTOS REGULATORIOS DE LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

6

EL PROCESO DE PRÓRROGA DE CONCESIONES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

12

1. Análisis de caso brasileño desde la perspectiva de los países latinoamericanos 12
2. Concesiones de distribución de energía eléctrica y casos de prórroga aplicados en Brasil 17

LA RED DE DISTRIBUCIÓN COMO HABILITADORA DE LA MOVILIDAD ELÉCTRICA EN AMÉRICA LATINA

20

1. Estado actual de la movilidad eléctrica en latinoamérica 20
2. Beneficios y ventajas de la movilidad eléctrica 22
3. Enfoques de impulso a la movilidad eléctrica 24
4. Importancia de la red de distribución eléctrica 24
5. Perspectivas futuras de la movilidad eléctrica en latinoamérica 26
6. Recomendaciones 27

LA CALIDAD DE LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

28

1. Panorama de la calidad de la distribución en América Latina 29
2. Regulación de la calidad por incentivos 32
3. Casos internacionales de éxito en la mejora de la calidad de la distribución 33
4. Conclusiones 34

LA RESILIENCIA DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

36

1. Panorama de la resiliencia en la distribución en América Latina 37
2. Regulación sobre eventos de gran impacto 39
3. Regulación para la resiliencia de los sistemas de distribución 41
4. Buenas prácticas internacionales de regulación para la resiliencia 42
5. Conclusiones y mejoras regulatorias 44

SIN INVERSIÓN NO HAY TRANSICIÓN

46

1. Metodología 47
2. Resultados del modelo de inversiones 49
3. Condiciones habilitadoras para las inversiones 52
4. Beneficios de las inversiones en transición energética 53
5. Conclusiones y recomendaciones 54

DESAFÍOS Y PERFECCIONAMIENTOS REGULATORIOS DE LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

PARA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA LATINOAMERICANA

El desafío común a nivel global es enfrentar y adaptarnos al cambio climático. En Latinoamérica, hemos avanzado en el uso de nuestras riquezas naturales, lo que nos está permitiendo desarrollar una matriz eléctrica cada vez más limpia. Igual de relevante, el proceso de transformación energética está implicando grandes cambios en el consumo, expresados en términos de eficiencia energética y electrificación, reemplazando paulatinamente los combustibles fósiles por electricidad.

En este nuevo escenario, los Operadores de Sistemas de Distribución (“DSO”, por sus siglas en inglés), tienen un rol protagónico que cumplir, pues para avanzar en la transición energética es clave contar con un suministro seguro y confiable; trasladar mayores beneficios al consumidor y; permitir e impulsar la entrada masiva de recursos energéticos distribuidos (“DERs”, por sus siglas en inglés).

La infraestructura de distribución debe ser la plataforma digital que ayude a que el proceso de transformación energética sea parte integral de los cambios económicos, climáticos, sociales, de calidad y cobertura del servicio, que requerimos los habitantes de nuestra región. Para avanzar en esta senda, hemos identificado **tres macro-desafíos de la regulación de la distribución eléctrica y su modernización.**

1) Alcanzar niveles más altos de calidad del servicio y aumentar la resiliencia: la calidad del suministro eléctrico es crucial para la transición energética y la electrificación eficiente y viable del consumo de energía. Para mejorar la calidad, se requiere digitalizar y automatizar la red; aumentar el enmallamiento para incrementar las posibilidades de suplencias disponibles; aumentar el número de equipos tele-controlados y de actuación autónoma; asegurar la coordinación de los nuevos elementos que se incorporen a la red, ya sean propios o de terceros y; especialmente, utilizar al máximo la flexibilidad disponible. Por ejemplo, con sistemas que permiten recuperar en pocos minutos o segundos, en forma automática, hasta el 90% del servicio, redistribuyendo los clientes afectados por una interrupción a líneas alternativas. Así mismo, debe introducirse el concepto de resiliencia en los sistemas de distribución, entendida como la respuesta del DSO para limitar el alcance, la severidad y la duración de la degradación del sistema, luego de la ocurrencia de un evento extremo, considerando que, producto del cambio climático, lo que antes eran eventos excepcionales como nevazones, tornados, tormentas, aludes, inundaciones, incendios, entre otros, ahora serán eventos cada vez más frecuentes u ocurrirán en regiones donde normalmente no se esperaban (como nevadas en zonas tropicales y fuertes vientos en áreas tradicionalmente exentas de eso).

2) Transformar de manera sostenible la red, como plataforma para conectar, disponer, intercambiar y habilitar un nuevo conjunto de usos, modelos de intercambio y actores asociados a la transición energética: la transición energética traerá cambios a la forma en que los usuarios interactúan con la tecnología y por ende modificarán sus hábitos de consumo, lo que vendrá acompañado de nuevas tecnologías, servicios y modelos de negocio. En este nuevo escenario, el DSO debe ser un “orquestador” del sistema, interactuando en forma instantánea con los diversos participantes, a través de sistemas de información robustos – con altos estándares de ciberseguridad– que aseguren la calidad e interoperabilidad de los nuevos activos a introducir en la red, sean estos propios o de terceros y permitiendo el funcionamiento en simultaneidad de microrredes, generación distribuida, sistemas de almacenamiento y carga de vehículos eléctricos, entre otros DERs, garantizando una operación coordinada, segura y confiable que, además, maximice la flexibilidad como factor clave de la optimización de costos del sistema eléctrico. Además, el DSO deberá promover la innovación a través del desarrollo de sandboxes regulatorios; procurando que toda esta transformación de la red se haga de forma sostenible.

3) Fomentar eficiencia económica del sistema eléctrico completo, acoplando oferta y demanda: es importante fomentar el desarrollo de programas de respuesta de la demanda a través de la implementación de mecanismos de incentivo, lo que junto al uso de tarifas horarias o por tiempo de uso, traerá menores costos de operación y mejores condiciones de precios para los consumidores. Lo anterior requiere incorporar eficientemente tecnologías de medición avanzada, que deben ser parte inherente de los sistemas de distribución, para lo cual es importante que los clientes puedan internalizar los beneficios de la migración hacia estas tecnologías.



Comprender el equilibrio entre costos y confiabilidad es fundamental, ya que un mayor nivel de confiabilidad podría requerir el financiamiento de mayores inversiones en la red, las que de todas maneras generarán beneficios económicos al consumidor.



Nuevo rol de la infraestructura de distribución como plataforma y habilitador de la transición energética.

Abordar los macro-desafíos de la distribución **requerirá un plan de inversiones sin precedentes, lo que hace imprescindible que la regulación genere los incentivos adecuados para que las inversiones se realicen en forma eficiente, oportuna y remunerados de forma equitativa por consumidores y nuevos actores en el uso de la red, para lo cual se requiere, además, de un regulador con gran capacidad técnica e independiente**, que promueva reglas estables que mantengan la confianza del inversionista a lo largo del tiempo.

En general, el **marco regulatorio debe pasar de la visión tradicional de minimizar el costo de la distribución para un cierto nivel de calidad del servicio, a una visión que maximice el valor para la sociedad en general de las inversiones realizadas**, que permita mejorar la calidad, aumentar la resiliencia y flexibilidad, además de fomentar la innovación, la eficiencia económica, la entrada masiva de los DERs y los nuevos modelos de negocio con atención a los temas de sostenibilidad.



Para avanzar en este camino, hemos planteado tres mejoras regulatorias que debiesen estar presentes en todos los países, siguiendo las mejores prácticas internacionales. Hay que destacar que varias de estas recomendaciones ya han sido incorporadas en algunos países de la región y que varias de ellas pueden abordarse desde ya por el regulador, sin requerir necesariamente cambios legales. Estas tres mejoras regulatorias son:

1) Mecanismo de fomento para la mejora continua en la calidad del servicio y el aumento de la resiliencia de los sistemas de distribución: la regulación ha priorizado el mínimo costo dado un estándar de calidad definido, lo que no ha permitido generar los incentivos necesarios o suficientes para que las empresas se enfoquen en la calidad del servicio, como sí ha ocurrido desde hace décadas en EE.UU. y Europa, regiones donde las interrupciones anuales se miden en minutos, mientras que en Latinoamérica se miden en horas. Por otro lado, es clave aumentar en paralelo la resiliencia, que es la capacidad de la red de prevenir el colapso y recuperar la operación luego de un evento extremo. Conciliar calidad, resiliencia, precios eficientes y asequibles es un gran reto. En general, la remuneración en varios años y sin reconocimiento ex ante de los esfuerzos de inversión, hace que las empresas tiendan a desplazar sus planes de mejora hacia el final del período, con el fin de viabilizar su financiación. Además, en algunos países la remuneración no se basa en la realidad de las empresas sino en costos estimados de una empresa hipotética y; en otras ocasiones, las metodologías de remuneración no reconocen inversiones para mejoras tecnológicas. Con base en la experiencia internacional, se recomienda, la primera propuesta es incorporar incentivos simétricos para mejorar la calidad de servicio y aumentar la resiliencia, a un costo eficiente. Estos incentivos deben basarse en el cumplimiento de Planes de Inversión y deben buscar la eficiencia económica y neutralidad tecnológica, evitando sesgar soluciones sólo hacia el CAPEX o sólo hacia el OPEX.



Se debe asegurar que los DSO tengan adaptabilidad e incentivos para realizar las inversiones y gastos necesarios para mejorar la calidad de servicio y aumentar la resiliencia de sus sistemas.



DSO debe ser un “orquestador” del sistema, que interactúe en forma instantánea con los diversos participantes, a través de sistemas de información robustos que aseguren la calidad e interoperabilidad de los nuevos activos a introducir en la red.

2) Incentivos para la remuneración de los costos reales asociados a la base de activos del servicio de distribución: una vez asegurada la neutralidad tecnológica y económica de los incentivos, el cálculo de la tarifa debe también garantizar el reconocimiento de los activos, para lo cual se recomienda avanzar a un mecanismo basado en costos reales, como el usado en Colombia o Brasil, en que el DSO tiene, en general, la garantía de que su infraestructura e inversiones serán remuneradas, con el beneficio para el consumidor de un bajo costo de capital. Para evitar la sobreinversión, la regulación debe controlar el volumen de inversiones, estableciendo incentivos al ahorro, además de monitorear y verificar los precios practicados, aprobar los Planes de Inversión y aplicar auditorías.

En contraposición, bajo el mecanismo empresa modelo, como ocurre en Argentina, Chile y Perú, la remuneración es fijada ex ante sobre la base a los costos de una empresa ideal, por lo que cualquier ahorro en costos de la empresa real se traduce en una mayor utilidad. Si bien esto lleva a ahorros en el costo del DSO, también lleva a un alza significativa del costo de capital y a un potencial problema de calidad de suministro si no existen los incentivos adecuados para invertir y mejorar la calidad.

El estado del arte y las regulaciones modernas demuestran que un buen esquema de remuneración considera tanto el reconocimiento de costos reales como esquemas de incentivos por eficiencia. En consecuencia, es recomendable que los países latinoamericanos avancen hacia un esquema basado en costos reales, de la mano de un paquete de incentivos para asegurar eficiencia y la mejora continua de indicadores de desempeño.

3) Remuneración oportuna y adecuada de las inversiones coherentes con las necesidades y prioridades de la transición energética: ya hemos revisado la importancia de incluir en la remuneración incentivos a la calidad y eficiencia, además de usar la base de activos reales. La tercera recomendación aborda la conveniencia de incluir en el cálculo de la tarifa las inversiones previstas en el ciclo tarifario. En muchos países de la región, existe un desajuste temporal entre la base de activos remunerada y existente, con lo que puede que los nuevos activos no se compensen totalmente, creando un estímulo desequilibrado a usar al máximo la infraestructura y posponer inversiones, lo que, en el contexto de la transición energética, que exige grandes inversiones en infraestructura

y digitalización, se pueden comprometer los niveles de calidad y generar ineficiencia económica a largo plazo.

Por lo tanto, siguiendo la experiencia europea y colombiana, se recomienda que **la regulación incluya la remuneración de los activos previstos en planes de inversión para el ciclo tarifario, con seguimiento oportuno, ligados a los objetivos esperados**, que incluya el desarrollo de nuevas tecnologías, como el despliegue de AMI, la digitalización de la red y la inclusión de DERs, ligando sus resultados a los objetivos de calidad y demás objetivos que fije la regulación.

Esta transformación energética en la distribución generará grandes beneficios sociales, como la mejora en la calidad de suministro, mayor resiliencia de la red, menores pérdidas, incremento en la capacidad de integración de generación renovable distribuida, además de la electrificación de la movilidad y los edificios, entre otros, lo que redundará en **menores gastos en energéticos para los usuarios**, al reemplazar el uso de combustibles fósiles.

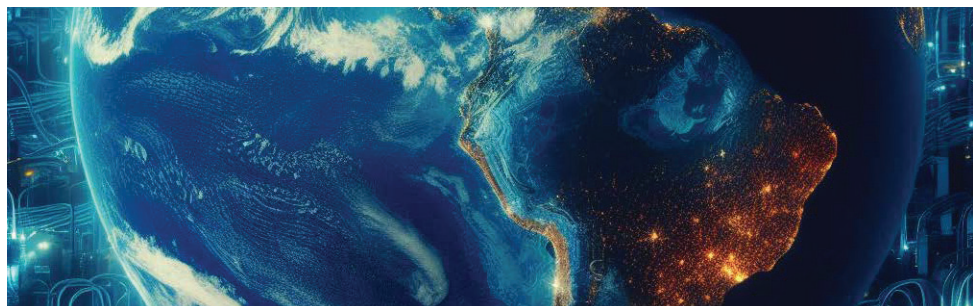
Para que esto ocurra, el distribuidor deberá convertirse en un operador del sistema de distribución y se requerirá una red de distribución moderna, digital, automatizada, segura, resiliente, flexible y sostenible, que permita incorporar nuevos modelos de negocios y DERs, para lo cual el distribuidor tradicional deberá mudar también a convertirse en un operador de un sistema robusto, bidireccional e inteligente.



EL PROCESO DE PRÓRROGA DE CONCESIONES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

01

ANÁLISIS DEL CASO BRASILEÑO DESDE LA PERSPECTIVA DE LOS PAÍSES LATINOAMERICANOS



La actividad de distribución eléctrica se enfrenta al desafío de satisfacer la creciente electrificación y la incorporación de recursos energéticos distribuidos. El diseño de los modelos contractuales debe promover la calidad en el suministro, la satisfacción del consumidor, el equilibrio económico-financiero y el desarrollo sostenible del sector, además de la flexibilidad necesaria para la evolución y adaptación a los desafíos de la transición energética.

A partir de 2025, llegarán a término los contratos de 20 concesiones de distribución eléctrica de Brasil, pertenecientes a empresas que fueron privatizadas después de 1995. Existe una previsión legal y contractual respecto a la posibilidad de prórroga de estos contratos, a criterio del Ministerio de Minas y Energía (MME), una vez verificado el cumplimiento del servicio adecuado.

Para contribuir al debate en curso en Brasil acerca del modelo a aplicar en el proceso de renovación de las concesiones, este documento describe al-

gunos modelos regulatorios de distribución existentes en América Latina y Europa.

En los mercados de electricidad en América Latina se encuentran patrones de similitud en relación con el modelo organizacional del sector eléctrico. En el caso de las actividades de distribución, desde la apertura a capitales privados en las décadas de 1980 y 1990, se han celebrado contratos para la explotación de concesiones, considerando la capacidad del agente privado para realizar inversiones, operar instalaciones y proporcionar servicios de calidad.

Se observa que varios países no adoptan un plazo para la prestación del servicio de distribución eléctrica (Chile, Colombia y Perú) o, cuando lo hacen, el período de vigencia es considerablemente largo (Argentina y Guatemala), precisamente porque los precios están continuamente regulados y la calidad del servicio es permanentemente observada y evaluada.

bla 1. Visión Estratégica de la Prórroga del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica en los países miembros de ADELAT.

EVALUACIÓN ESTRATÉGICA		ARGENTINA	BRAZIL	CHILE	COLOMBIA	ECUADOR	GUATEMALA	PERÚ
Modelo de Contratación		Concesión	Concesión	Concesión	Autorización	Autorización	Autorización	Concesión
	Plazo y Duración	95 años	30 años	Plazo indeterminado en las antiguas concesiones y temporal en las nuevas operadoras	Plazo indeterminado	Plazo de vigencia establecido en el título de habilitación	50 años	Plazo indeterminado
Condiciones de Prórroga		Se establece un período de gestión cada 10 años (actualmente suspendido).	Puede ser prorrogado por 30 años más	No se aplica a las antiguas concesiones y no hay previsión de prórroga para las nuevas operadoras	No hay previsión contractual, ya que el plazo es indeterminado	Puede ser prorrogado si es conveniente para el interés del Estado	No hay previsión de prórroga	No hay previsión contractual, ya que el plazo es indeterminado
	Obligaciones Contractuales	Aplicación de tarifas reguladas, calidad, atención al consumidor.	Aplicación de tarifas reguladas, Calidad, Seguridad, Control Patrimonial, Atención al Consumidor	Aplicación de tarifas reguladas, calidad, acceso a terceros, plan de inversión, atención al consumidor.	Aplicación de tarifas reguladas de plazo indeterminado, calidad, plan de inversión, atención al consumidor, prevención de pérdidas de energía.	Aplicación de tarifas reguladas, expansión del sistema, calidad, atención al consumidor.	Aplicación de tarifas reguladas, calidad, mantenimiento del sistema, acceso a terceros,	Aplicación de tarifas reguladas, expansión y mantenimiento del sistema, calidad, atención al consumidor, acceso a terceros.
Suspensión Contractual		Cuando las penalidades anuales superen el 20% de los ingresos anuales del distribuidor	Cuando no cumpla con los requisitos de calidad y gestión económico-financiera	Cuando no se realicen 2/3 de las obras del plan de inversiones	En general, cuando no cumpla con los requisitos de conformidad regulatoria	Casos previstos según LOSPEE - "Extinción de la autorización de operación"	Cuando las multas anuales superen en un 20% el ingreso anual, si la distribuidora niega el permiso de acceso a terceros, si se verifica una mala calidad del servicio, o por acuerdo mutuo	Cuando no se cumplan los requisitos de calidad, el suministro de la demanda regulada o el pago a los generadores al finalizar la concesión.
	Remuneración indemnizatoria de los Activos	A través de la venta de las acciones mayoritarias deducidas de las deudas.	Mediante el cálculo de la Base de Remuneración Regulatoria Neta (no depreciados)	Mediante el cálculo de la Base de Remuneración Regulatoria Neta	Mediante el cálculo de la Base de Remuneración Regulatoria Neta	No se prevé indemnización debido a que se trata del propio Estado	Por medio de la valoración de los activos subastados deducidos de los costos incurridos, de los costos incurridos.	Se valorizan los activos subastados, a los que se restan los costos incurridos para mantener la operación.



ARGENTINA

Desde 1992, la distribución de electricidad se realiza a través de concesiones públicas, válidas por 95 años, aplicándose el mismo período sin distinción entre las distribuidoras. Sin embargo, la duración de la concesión puede dividirse en varios períodos de gestión: el primero de 15 años y los siguientes de 10 años cada uno. Solo al final de cada período puede producirse un cambio en el control accionario de la distribuidora, previa autorización del Poder Concedente. Sin embargo, debido a la situación macroeconómica y a diversas regulaciones de emergencia, este mecanismo se encuentra suspendido.

El contrato puede prorrogarse una sola vez por 10 años por solicitud de la distribuidora, al menos 18 meses antes de la fecha de vencimiento. Después de los 10 años de prórroga, se lleva a cabo una nueva licitación, en la que: (i) el regulador indican las disposiciones tarifarias que se aplicarán durante los próximos 5 años, (ii) el actual responsable de la distribución puede participar en la nueva licitación, y (iii) el regulador designa durante un período de dos años, un año antes y un año después de la licitación, a un supervisor responsable de garantizar los flujos de información en el proceso de licitación y transferencia de activos.

Cuando un nuevo proponente gane la licitación, el actual operador recibirá una compensación por los activos por parte del nuevo concesionario. Como las acciones mayoritarias de la distribuidora tienen una garantía a favor del Estado, este procede a la ejecución de la garantía y a la venta de esas acciones, y el valor obtenido se deducirá de las deudas de la concesionaria. La rescisión del contrato de concesión es posible cuando el monto total de las penalidades anuales supere el 20% de los ingresos anuales.



CHILE

Desde 1988, la distribución de electricidad opera bajo el modelo de concesión pública, pudiendo asignarse nuevas concesiones sobre zonas ya concedidas a una empresa. El período suele ser indefinido, por lo que no hay términos de prórroga,

pero la ley también permite implementar concesiones temporales. La concesionaria puede transferir el contrato a terceros previa autorización del Ministerio de Energía y de la Comisión Nacional de Energía, si se demuestra una eficiencia económica en el proceso de venta sin afectar la tarifa de los consumidores.

La concesión puede ser revocada si la concesionaria no cumple con lo establecido en el contrato, o no realizan al menos las dos terceras partes de las obras del Plan de Inversión, dentro del plazo establecido, excluyendo casos de fuerza mayor y circunstancias accidentales. También puede ser revocada en caso de incumplimiento de la calidad del servicio, sin perjuicio del derecho del concesionario a solicitar un plazo para su regularización. Por último, la concesión puede ser revocada si, dentro de los 6 meses posteriores a la transferencia de activos, el nuevo concesionario no cumple con la Ley General.

En los casos de rescisión contractual, el Poder Concedente debe identificar quién ejecutará provisionalmente el servicio, y en caso de retiro de la concesión, el Presidente de la República lanzará una nueva licitación para la adjudicación del servicio en la que se define un Plan de Inversiones. Para participar en la licitación, las empresas deben depositar una fianza garantía, que no podrá ser inferior al 10% del valor de los bienes y derechos que se adquirirán.

Del monto obtenido por la adjudicación, se deducirán los costos incurridos y el saldo se destinará al antiguo concesionario.



COLOMBIA

El servicio de distribución de electricidad no se realiza en régimen de concesión, por lo que no hay un procedimiento de adjudicación. Las empresas, de propiedad privada o estatal, concurren a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) que, en cada caso, autoriza por resolución a la distribuidora para aplicar cargos de distribución al mercado de comercialización en el que opera. Estas resoluciones se sustentan en una metodología general de remuneración de la actividad de distribución que se revisa cada cinco años.

No existen condiciones de prórroga ni suspensión contractual, pues la vigencia se mantiene mientras la empresa opere activos de distribución dentro del mercado de comercialización.

Existen esquemas de incentivos positivos y negativos, a través de la tarifa de prestación del servicio, para promover la realización de inversiones y la mejora de los indicadores de calidad del servicio. La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios ejerce la vigilancia y control de la calidad del servicio, y puede intervenir a las empresas que lo prestan.



ECUADOR

El régimen de operación de la distribución eléctrica depende de las características de cada empresa. Para las empresas públicas y mixtas, se aplica una autorización de operación otorgada por el Ministerio de Energía y Minas, mientras que para las empresas privadas y de economía popular y solidaria, se debe aplicar un contrato de concesión. Dado que, en la actualidad, solo existen empresas públicas que poseen los títulos habilitantes otorgados por el Poder Concedente, la actualización de sus respectivas autorizaciones de operación es gestionada por el Poder Concedente sin urgencia, de modo que su falta de actualización no afecta la operación de la distribuidora.

Es obligación de cada distribuidora ampliar el sistema en su área geográfica exclusiva, de acuerdo con la planificación del Ministerio de Energía y Minas. También debe cumplir con niveles de calidad de acuerdo con la regulación de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables (ARCERNNR).

La autorización de operación puede ser terminada por vencimiento, acuerdo mutuo, renuncia, disolución, liquidación o quiebra del titular, entre otros motivos. El Ministerio también podrá declarar la caducidad por no realizar las inversiones previstas en la autorización de operación de manera injustificada. En estos casos no se prevé ninguna indemnización al concesionario, ya que se trata del propio Estado.



GUATEMALA

La distribución de electricidad se realiza a través de una autorización concedida por el Ministerio de Energía y Minas (MEM) que posteriormente se formaliza en un contrato celebrado por las partes, y que no puede exceder el plazo de cincuenta (50) años, ni tener carácter de exclusividad, de modo que terceros puedan competir con el adjudicatario en el mismo servicio.

La actividad de distribución eléctrica en Guatemala se realiza a través de tres grandes distribuidoras de capital privado y 16 pequeñas empresas municipales. Para las primeras, el Ministerio concedió la autorización en 1998 con el objetivo de desincorporarlas del Estado.

La rescisión del contrato de autorización es posible cuando las penalidades exceden el 20% de los ingresos, o cuando existan evidencias de que se está prestando un servicio inadecuado, lo cual deberá ser verificado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, entre otras causales. En caso de terminación de la autorización, la distribuidora garantizará la continuidad del servicio, y el Ministerio tendrá el derecho de poseerla temporalmente hasta que los derechos y bienes de la autorización sean subastados. El valor obtenido en la subasta se deducirá de los gastos incurridos y de las sumas pendientes de pago por parte de la distribuidora. El saldo será entregado a la distribuidora, que se compromete a no oponerse a la subasta pública.



PERÚ

La distribución de electricidad se realiza mediante un régimen de "concesiones definitivas" que se otorgan por tiempo indeterminado, sujeto al cumplimiento de las obligaciones establecidas en la Ley de Concesiones Eléctricas. Por tanto, no se prevén condiciones de prórroga de la operación.

La caducidad de la concesión ocurre, entre otras razones, cuando no se cumplen los estándares de calidad establecidos en el contrato, cuando no se garantiza la demanda de los usuarios regulados para los próximos 24 meses, o por falta de pago

a las empresas generadoras por el suministro de energía. En caso de incurrir en estas causales, la caducidad de la concesión es sancionada mediante Resolución del Ministro de Energía y Minas, y se realiza la intervención administrativa provisional de la concesión para garantizar la continuidad de la operación.

Cuando la concesión caduca, los activos de la distribuidora se licitan a través de una subasta pública. Del valor obtenido en la subasta, se deducen los gastos incurridos para mantener la operatividad de la concesión y el saldo restante se entrega al concesionario anterior.



EUROPA

A pesar de que las disposiciones comunitarias no imponen la aplicación de un sistema de concesiones para el sistema de distribución ni la aplicación de procedimientos de licitación pública para su asignación, el modelo más extendido en Europa es el de concesiones/autorizaciones sin vencimiento o con opción de renovación, en las que un DSO tiene presencia en la mayor parte del territorio nacional. Los modelos sin vencimiento son utilizados en España, Grecia, Reino Unido, Croacia, Finlandia, Austria; mientras que la opción de renovación es implementada en Francia, Portugal, Italia, Suecia y Rumanía.

Recientemente, se han producido modificaciones en las condiciones de duración o estructura del régimen de concesiones en algunos países. En Francia, los contratos de concesión se han renovado, logrando su consolidación y extensión de la duración, que actualmente oscila entre 20 y 30 años. En Portugal existen 278 concesiones otorgadas por los municipios, con plazos de entre 20 y 35 años. Recientemente se han simplificado los procedimientos de renovación, mediante licitaciones conjuntas para las zonas norte, centro y sur. En Italia, se prevé el vencimiento de las concesiones en 2030, y la adjudicación para el período posterior se realizará mediante licitaciones que serán convocadas 5 años antes, bajo la condición de que el ámbito de cada concesión no sea inferior al territorio municipal, ni superior a un cuarto del total de clientes finales.

En algunos países en los que los contratos tienen opción de renovación, recientemente se han implementado condiciones asociadas con objetivos climáticos y de transición energética, con el objetivo promover una transición más rápida, más local y más equitativa, y aumentar la resiliencia de la red eléctrica.

En Francia, Enedis tiene 95% de cuota de mercado; en Grecia, Hedno (100%); en Portugal, EDP (99%); en Italia, E-distribuzione (85%). Algo similar ocurre en Croacia, Albania, Estonia, Lituania y Letonia.



CONCESIONES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y CASOS DE PRÓRROGA APLICADOS EN BRASIL

Actualmente existen dos grupos de concesiones de distribución en Brasil:

(i) El primer grupo, compuesto por empresas estatales y privadas de pequeño tamaño, tuvo un prórroga de su contrato de concesión por 20 años en 1995, que fue renovada por otros 30 años en 2015. En ambos casos, la prórroga se realizó sin contrapartida financiera, solo se exigía el cumplimiento de las cláusulas económico-financieras y de calidad.

(ii) El segundo grupo incluye a las empresas que fueron privatizadas mediante subastas realizadas entre 1995 y 2001, con un plazo de contrato de 30 años. Para estas empresas, la adquisición del derecho de explotación de la concesión se realizó a través de licitación.

A partir de 2025, vencen los contratos de 20 concesiones del segundo grupo. Por ello, en 2023, el MME inició el proceso de establecimiento de las directrices para la prórroga de estas concesiones. Las distribuidoras en cuestión y otros agentes del sector han registrado posiciones particulares y reservas sobre la propuesta, de la que se destacan los siguientes elementos.

CRITERIOS MÍNIMOS PARA LA PRÓRROGA DE LAS CONCESIONES:

Hay dos criterios presentados por el MME para viabilizar la prórroga de la concesión. El primero se refiere a la calidad del suministro basado en indicadores de frecuencia y duración media de las interrupciones (FECi y DECi). El segundo se refiere a la eficiencia de la gestión económico-financiera de la concesión (EBITDA mayor que la suma de QRR - Cuota de Reintegración Regulatoria e Intereses de la Deuda). Estos criterios, además de estar incluidos en la regulación, ya han sido incorporados en los contratos de concesión celebrados a partir de 2015, y permiten una evaluación objetiva por parte del Poder Concedente, contribuyendo así a un ambiente de seguridad jurídica y previsibilidad del sector, así como a la equidad entre las empresas de distribución.

En cuanto a la calidad, no hay grandes controversias en la ANEEL, lo que demuestra que esta norma ha desempeñado adecuadamente su papel. Sin embargo, las discusiones y cuestionamientos en torno a los indicadores económicos y financieros indican que estos pueden dar una visión inadecuada de la condición de la concesión, por lo que las condiciones económico-financieras destinadas al monitoreo de la sostenibilidad de la concesión deben contemplar ajustes en su cálculo.

El MME también propone que el no cumplimiento de los criterios mínimos no sea impedimento para la prórroga de la concesión, pero que se exija al concesionario en caso de incumplimiento (i) un plan de recuperación y corrección de las fallas y transgresiones aprobado por la ANEEL; o (ii) el cambio del control societario, para el cual el nuevo controlador deberá demostrar "capacidad técnica en gestión de concesiones de distribución". La propuesta del Ministerio permite la adaptación por parte de la concesionaria interesada en la prórroga, pero falla al no incluir de manera clara estos criterios en las directrices para el análisis de las condiciones mínimas para la prórroga.

CONTRAPARTIDAS SOCIALES Y LOS RECURSOS FINANCIEROS VINCULADOS

El MME recomienda que la prórroga de las concesiones se acompañe de inversiones en eficiencia energética y modernización de las redes de distribución. Las inversiones deben realizarse de acuerdo con un Plan de Inversiones elaborado por la concesionaria y aprobado por el MME, tomando como guía la realidad regional de cada concesión, en áreas como: (i) Programas de eficiencia energética en edificios públicos; (ii) Eficiencia energética en áreas de la concesión con alto nivel de pérdidas no técnicas; (iii) Promoción del desarrollo económico y social de poblaciones vulnerables a través de acciones exclusivas del sector eléctrico; (iv) Paneles solares para reducir los costos de energía de cisternas y pozos artesanales en comunidades con escasez de agua; y (v) Refuerzo de la red de distribución en una región determinada, con impacto en el aumento del consumo de energía eléctrica.

En relación con las fuentes de recursos para las contrapartidas sociales, el MME presentó inicialmente cuatro posibilidades: (i) Excedente económico de las concesionarias; (ii) Recursos destinados a programas de eficiencia energética; (iii) Otros ingresos por actividades accesorias complementarias y de multas impuestas por las distribuidoras por exceso de demanda y energía reactiva; y (iv) Excedentes del costo regulatorio de capital debido a beneficios fiscales concedidos a ciertas regiones.

Después de una revisión, mediante la NT 19 el MME excluyó el excedente económico y el excedente del costo regulatorio de capital debido a beneficios fiscales, reconoció como inadecuado cobrar contrapartidas basadas en estas fuentes de recursos.

DIGITALIZACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LAS REDES

El MME, enfatiza en la digitalización de las redes como a un aspecto a considerar en el proceso de prórroga de las concesiones. Sin embargo, este tema merece una discusión separada y detallada sobre sus directrices, y sus efectos deben percibirse de manera equitativa y uniforme en todas las concesiones, y no solo en una parte de ellas.

A través de la NT 19, el MME incluye una directriz que permite la posibilidad de diferenciar la estructura tarifaria, según criterios técnicos, de ubicación, calidad y geográficos. Las disparidades significativas entre concesiones e igualmente dentro de una misma área de concesión reflejan necesidades diferenciadas en el sector de distribución. Por lo tanto, es necesario considerar las realidades regionales y las demandas más urgentes de cada concesión ante la escasez de recursos para una demanda intensiva de inversiones. Las concesiones más maduras demandan menos inversiones en expansión y tienen un mayor espacio para la modernización y digitalización de las redes, en cambio, las concesiones en fase de desarrollo necesitan mayores de inversiones en expansión, normalmente con costos crecientes.

En este sentido, el nuevo papel a desempeñar por las distribuidoras en el contexto de la transición energética requiere que (i) la regulación se ajuste de manera oportuna con incentivos adecuados a los cambios previstos, conciliando la moderación tarifaria, la mejora de la calidad y el equilibrio eco-

nómico-financiero; y que (ii) el poder concedente otorgue una mayor flexibilidad en los instrumentos contractuales para que la regulación pueda adaptarse a los cambios tecnológicos. Se requiere un modelo regulatorio capaz de abarcar las diversas realidades del país, fomentando la modernización y digitalización de las redes, y basado en la racionalidad económica en el uso de los recursos.

REMUNERACIÓN DE LAS INVERSIONES EN TECNOLOGÍAS

El MME propone incentivar las inversiones en modernización de redes y servicios. Ante los desafíos del futuro, es fundamental una discusión amplia y coordinada con la sociedad sobre las posibilidades y caminos que mejor se adapten a las realidades de Brasil. Las transformaciones en curso requieren incentivos que aseguren la realización de inversiones a largo plazo en infraestructura y, por consiguiente, requieren un tratamiento regulatorio específico que resulte de un proceso de revisión continuo, que no afecte el plazo definido para la prórroga de las concesiones próximas a vencer.

Una vez garantizada la continuidad de las concesiones, las distribuidoras tendrán disponibilidad y seguridad para considerar nuevos modelos de negocio y, así, dar los próximos pasos en la definición de su papel en el sector eléctrico del futuro. Es fundamental que las necesidades de inversión se asignen adecuadamente en el tiempo, de modo que su reconocimiento y remuneración sean suficientes y oportunas para garantizar la modernización de las redes, de manera sostenible para los negocios y en equilibrio con las necesidades de los clientes.

El modelo regulatorio brasileño, basado en la regulación por incentivos, ha permitido la mejora de los indicadores de calidad, la expansión de los sistemas, la universalización del servicio y, al mismo tiempo, ha permitido que las ganancias de productividad se trasladen a los consumidores, creando un ciclo virtuoso: el aumento de la eficiencia de las empresas se revierte en beneficio de los consumidores a través de tarifas justas que permiten continuar el ciclo de inversiones para mantener la cobertura, confiabilidad y estándares de calidad adecuados.

En los procesos de prórroga de los contratos, la inestabilidad de las reglas y criterios de aplicación puede afectar la eficiencia de las negociaciones y

los impactos de las decisiones de los entes públicos en el sector eléctrico y en los agentes económicos. El interés público debe guiar la discusión sobre el mejor mecanismo a aplicar, ya sea para los contratos con fecha de vencimiento o para aquellos que tiene plazo indeterminado. En el caso brasileño, cumpliendo con los requisitos de calidad y sostenibilidad económico-financiera, la prórroga se presenta como la alternativa que mejor sirve al interés público, ya que evita la interrupción o deterioro en la prestación del servicio y los riesgos de frustración en posibles licitaciones.

LA RED DE DISTRIBUCIÓN COMO HABILITADORA DE LA MOVILIDAD ELÉCTRICA EN AMÉRICA LATINA

El propósito de este documento es proporcionar una visión completa de las ventajas y desafíos del desarrollo de la movilidad eléctrica conjuntamente con el desarrollo de las infraestructuras eléctricas, ofreciendo una comprensión del papel del DSO (Distribution System Operator) como habilitador de la transformación sostenible de la movilidad en la región. Las ventajas de la movilidad eléctrica son innegables, pero su impacto real dependerá de la rapidez de su adopción y las características específicas de cada zona.

01

ESTADO ACTUAL DE LA MOVILIDAD ELÉCTRICA EN LATINOAMÉRICA

La movilidad eléctrica ha experimentado un crecimiento de más de 260% en los países más representativos de América Latina (Argentina, Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, México, Perú, República Dominicana y Uruguay) en los últimos dos años. Esta tendencia se ha visto impulsada por una combinación de factores, incluyendo la preocupación por el medio ambiente, la reducción de costos de las baterías y el aumento en la disponibilidad de modelos de vehículos eléctricos (VE). Sin embargo, el mercado de vehículos eléctricos continúa siendo incipiente en comparación con los países desarrollados.

Asimismo, la infraestructura de carga de vehículos eléctricos en Latinoamérica se encuentra en una fase de desarrollo activo. Brasil ya cuenta con cerca de 2250 puntos de recarga públicos, mientras que en México se pueden encontrar alrededor de 1631, esta misma tendencia se viene observando en Chile (471), Costa Rica (400), Colombia (347), Argentina (149) y Uruguay (97). Las empresas energéticas están desempeñando un papel crucial al invertir en la expansión de esta infraestructura, lo que refleja una conciencia creciente sobre la importancia de la infraestructura de carga para respaldar la transición hacia la movilidad eléctrica en América Latina.

El impacto de las políticas públicas en el desarrollo de la electromovilidad en América Latina es muy importante, ya que estas pueden facilitar o dificultar la transición hacia un transporte más limpio, eficiente y sostenible. Los países que han adoptado incentivos enfocados en promover el sector han logrado un mejor desempeño de la movilidad sostenible. Algunos de los aspectos que las políticas públicas pueden influir son:

La oferta y demanda de vehículos eléctricos, mediante incentivos económicos, tributarios, regulatorios y normativos que estimulen su adquisición y uso.

La infraestructura de recarga, mediante la promoción de inversiones públicas y privadas, la definición de estándares técnicos y la regulación del mercado de servicios de carga.

La integración de la movilidad eléctrica con el sistema eléctrico, mediante el fomento de la generación de energía renovable, la gestión de la demanda y la optimización de la red.

La inclusión social y territorial de la movilidad eléctrica, mediante el desarrollo de sistemas de transporte público eléctrico, la promoción de la micro

movilidad eléctrica y la atención a las necesidades de los sectores más vulnerables.

La innovación y el desarrollo industrial de la movilidad eléctrica, mediante el apoyo a la investigación, el desarrollo tecnológico, la capacitación y la creación de cadenas de valor locales.

Muchos países de la región han implementado incentivos para fomentar la adopción de vehículos eléctricos. Estos incluyen exenciones fiscales, descuentos en la compra de vehículos eléctricos y políticas de estacionamiento preferencial. Las regulaciones también están evolucionando para promover la movilidad eléctrica como un factor clave para lograr la reducción de las emisiones de CO2. Los gobiernos locales también tienen un rol importante para que la planeación de las ciudades defina los habilitadores para el crecimiento de las redes, promoviendo cesiones de espacios para subestaciones, líneas subterráneas, normas constructivas en regiones densas.

En la siguiente tabla se resume el marco integral de política, regulación e incentivos para la electromovilidad en una muestra de países de América Latina:

“ Los países que han adoptado incentivos enfocados en promover el sector han logrado un mejor desempeño de la movilidad sostenible.

Tabla 1: Marco integral de política, regulación e incentivos para la electromovilidad.

Ámbitos	Componentes	Argentina	Brasil	Colombia	Ecuador	México
Estandarización e interoperabilidad	Eficiencia Energética					
	Funcionamiento de los vehículos eléctricos					
	Infraestructura de carga					
	Comunicación vehículo-red					
	Emisiones de vehículos livianos					
Circulación y confiabilidad	Acceso a vías exclusivas HOV* o bus					
	Estacionamientos preferenciales/gratis					
	Exención restricción vehicular					
	Descuentos en pagos por la circulación					
	Infraestructura de carga					
Ampliación de la oferta y facilitación de la adquisición a los usuarios	Subvenciones					
	Exenciones impositivas					
	Descuentos posteriores a la compra					
	Créditos de impuesto a la renta					
	Servicios de transporte compartido					
Generación de entornos promotores de electromovilidad	Usos secundarios para las baterías					
	Leasing					
	Compromisos ambientales					
	Generación Distribuida (GD)					
Interrelación con el sector eléctrico	Tarifa eléctrica diferenciada por horario					

* HOV = High Occupancy Vehicle

Fuente: Kerrigan (2022). Políticas públicas relacionadas con la electromovilidad en América Latina y El Caribe.

A pesar del progreso evidente, la adopción de vehículos eléctricos en Latinoamérica enfrenta desafíos significativos. La barrera inicial ha sido el alto costo inicial en comparación con los vehículos de combustión interna, pero la reducción en los precios depende también de una mayor competencia en la oferta por parte de los importadores y vendedores, lo que impulsa la necesidad de implementar estrategias para reducir la brecha de precio y fomentar incentivos fiscales. Además, la falta de conciencia pública sobre la tecnología, sus beneficios y la percepción creada respecto de una autonomía limitada, requiere de programas educativos para impulsar la aceptación y confianza del consumidor.

También es esencial garantizar una red de carga eficiente y accesible, promover la fabricación de baterías, impulsar proyectos de gestión y reciclaje de baterías, proporcionar capacitación técnica especializada, desarrollar una cadena de suministro local que abarque componentes y servicios vinculados con los vehículos eléctricos, conceder exenciones fiscales, otorgar incentivos para el transporte masivo eléctrico, y establecer metas más ambiciosas en la reducción de emisiones, entre otras iniciativas.

Todo ello necesita un marco estable que atraiga las inversiones privadas necesarias y permita la recuperación de las inversiones con un beneficio razonable. El modelo de remuneración de las distribuidoras eléctricas como actores clave puede ser determinante para adelantar las inversiones y debería valorarse que estas se reconozcan a partir de un esquema de reconocimiento de activos reales (RAB), por lo que se requieren ajustes en los modelos regulatorios de aquellos países en los que el esquema de remuneración genera un riesgo para el distribuidor de que no sean reconocida la totalidad de sus inversiones.

02

BENEFICIOS Y VENTAJAS DE LA MOVILIDAD ELÉCTRICA

Un estudio realizado por ENEL y Deloitte para ocho países de América Latina encontró que, en 2021, el transporte aportaba entre 31% y 48% del total de las emisiones del sector energía, con lo cual se configura en uno de los nichos en los que se puede reducir más emisiones de GEI. Los resultados proyectados establecen que se pueden lograr reducciones hasta del 96% si se implementan políticas decisivas en la electrificación de la movilidad.

Adicionalmente, en una región que a menudo enfrenta problemas de calidad del aire y contaminación sonora por el ruido del tráfico, la adopción de vehículos eléctricos puede contribuir significativamente a la mejora de la calidad y la esperanza de vida de las personas. El mayor impacto por su importancia es en la salud. Sólo en 2016, más de 80 mil personas en América latina fallecieron por enfermedades relacionadas con las emisiones de los combustibles fósiles.

La transición completa hacia la electromovilidad produciría un ahorro de 30.000 millones de dólares en salud pública en la región. Igualmente, es

importante el efecto que tiene la exposición a ruido permanente en la salud. El vehículo eléctrico puede ayudar en la reducción dado que el ruido generado por el vehículo eléctrico puede llegar a ser hasta 20db menor a bajas velocidades que el de un vehículo de combustión y podrá reducir el impacto en zonas altamente pobladas.

La transición hacia la movilidad eléctrica también ofrece beneficios económicos y sociales que pueden contribuir al desarrollo sostenible de la región, aprovechando los recursos disponibles y fomentando la autonomía en la matriz energética. América Latina es rica en fuentes de energía renovable como la energía hidroeléctrica, solar, eólica, y energías marinas. La movilidad eléctrica facilita la integración de estos recursos en la matriz energética, promoviendo la diversificación, disminuyendo la dependencia de los combustibles fósiles y fortaleciendo la seguridad energética.

En torno a la movilidad eléctrica surgen oportunidades económicas para los países de la región, nuevos encadenamientos productivos y nuevos

negocios, pues implica una reconversión industrial que estimula la adaptación de la industria automotriz y genera nuevas oportunidades laborales y de emprendimiento en actividades como la fabricación y reciclaje de baterías, la gestión de carga y nuevos negocios de mecánica y revisión de vehículos eléctricos. Este proceso no solo impulsa la innovación tecnológica, sino que también crea empleos locales de alta cualificación, fortaleciendo la infraestructura industrial y tecnológica de la región.

Por otro lado, la reducción de la dependencia de los combustibles fósiles mediante la movilidad eléctrica puede tener un impacto estabilizador en los precios de la energía, disminuyendo la vulnerabilidad económica de la región. Además, la generación solar presenta una mejor eficiencia energética respecto a la superficie utilizada por cultivos energéticos, como el etanol. Esto no solo evita la competencia directa con los cultivos de alimentos sino que también contribuye a reducir la presión sobre sus precios.

La movilidad eléctrica puede mejorar la competitividad y la productividad de las empresas que utilizan vehículos, al reducir sus costos operativos y

de mantenimiento, y aumentar la disponibilidad y la confiabilidad de los servicios de transporte.

Por otro lado, la masificación de los vehículos eléctricos incentiva la instalación de sistemas de carga inteligente que pueden ser gestionados para aprovechar períodos de menor demanda eléctrica. Esta flexibilidad contribuye a una gestión eficiente de la infraestructura de distribución eléctrica, y una mejor integración de fuentes renovables intermitentes.

Finalmente, con la movilidad eléctrica se proyecta una mejora de eficiencia debido al cambio de energético (electrificación de la demanda), que se traduce en una disminución de la tasa de crecimiento del consumo de energía del sector transporte.

Para materializar estos beneficios, es necesario que América Latina y el Caribe avancen desde los proyectos piloto hacia la masificación del transporte bajo en emisiones, mediante una planificación integral, coordinada y participativa que involucre a los diferentes actores públicos y privados, y que considere las necesidades y características de cada país y región.



03

ENFOQUES DE IMPULSO A LA MOVILIDAD ELÉCTRICA

El desarrollo de la electromovilidad es una oportunidad para relanzar políticas de apoyo industrial para la fabricación regional de vehículos, infraestructura complementaria y de sistemas de control, con una visión integradora, que tome en cuenta las nuevas realidades de urbanización, desarrollos tecnológicos y transición demográfica. La oportunidad es única para crecer no sólo en el ensamblado de vehículos, sino aprovechar las ventajas de la región, como la disponibilidad de litio (Argentina, Chile, Perú y Bolivia) y grafito (Brasil) para establecer una industria de procesamiento y ensamblaje de baterías.

Por otro lado, el desarrollo de una red de recarga para vehículos eléctricos es crucial para promover la movilidad eléctrica. Diversos enfoques han surgido a nivel global para abordar este desafío que pueden ser de interés a la hora de definir acciones en la región:

Desarrollo público mediante inversión gubernamental.	Iniciativas de vehículos compartidos eléctricos.
Colaboración Público-Privada.	Integración con energías renovables.
Modelos comerciales privados.	Plataformas digitales de servicios de carga.
Modelos de suscripción y tarifas planas.	Acuerdos con fabricantes de baterías.
Incentivos para empresas y comercios.	Proyectos piloto en colaboración con universidades.
Desarrollo de carga residencial.	Programas de educación y concientización.
Estrategias para áreas urbanas.	DSO como habilitador de la tecnología.
Programas de recarga inteligente.	

El camino hacia la movilidad sostenible puede variar en función de la región, la idiosincrasia del país, los planes estratégicos así como de su capacidad financiera e industrial. Aunque no existen los modelos de desarrollo puros, sí se pueden identificar algunos impulsores clave que han potenciado el desarrollo en otras regiones, como (i) el impulso político, (ii) normativa y colaboración, (iii) desarrollo de infraestructura, (iv) incentivos financieros, (v) innovación y colaboración industrial, y (vi) enfoque gradual.

04

IMPORTANCIA DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN EN LA MOVILIDAD ELÉCTRICA

El impacto de la electrificación total de la movilidad se estima entre el 6% y el 25% de la demanda total de electricidad de los sistemas, por lo que es necesaria la evolución gradual de los mismos para adecuarse a la nueva demanda. Para estar a la altura de la mayor electrificación de consumos se requiere una red de distribución moderna, digital, automatizada, segura, resiliente, flexible, sostenible y con capacidad de alojamiento suficiente, lo que implica nuevas inversiones que deberán ser apoyadas por los

marcos regulatorios de la región, generando certidumbre en los retornos y permitiendo un planeamiento eficiente, que fomente la innovación y mejoras tecnológicas.

Los vehículos eléctricos, si bien no plantean problemas de potencia a corto/medio plazo para los sistemas de baja tensión, sí requieren de adaptación y expansión de la red a niveles de media tensión. Por la experiencia observada en países en los que la movilidad eléctrica tiene una mayor penetración, la carga nocturna será la más utilizada, por lo que es necesario prestar atención al efecto que podría tener la hora punta en el sistema.

Si se tiene en cuenta la potencia necesaria en función de los patrones de carga de los VE, serán necesarias inversiones en las redes de distribución con el fin de optimizar la infraestructura eléctrica, de forma que se habilite una interacción entre los DSOs y los vehículos eléctricos como participantes activos en el sistema eléctrico que ayuden a la estabilidad del suministro, dentro de los siguientes parámetros:

Congestión de nodos: en función de las demandas instantáneas.

Factor de simultaneidad: la duración de la carga nocturna con baja potencia implica un aumento del factor de simultaneidad, pudiendo ser necesario el refuerzo de centros de transformación y alimentadores, especialmente si no se utilizan sistemas de carga inteligente que sean capaces de racionalizar la demanda en los puntos de suministro.

Activos de generación conectados a nivel de baja tensión: proporcionan potencia cerca de los puntos de consumo, por lo que disminuirán la necesidad de transformación durante la carga aunque en horas de baja demanda pueden producir flujos inversos en los centros de transformación.

Vehículo Eléctrico como elemento de flexibilidad: una mayor integración de los activos de generación en baja tensión con los cargadores y los centros de control de los DSO pueden flexibilizar las inversiones necesarias y disminuir los costos del sistema.

Límites del código red y otros reglamentos: los códigos de red nacionales definen restricciones físicas en términos de variaciones de tensión y frecuencia que los operadores del sistema deben respetar, e inversiones en refuerzo de la red si se superan estos límites específicos del país debido a la carga de vehículos eléctricos.

Por otro lado, la dependencia de la movilidad eléctrica del mejoramiento de la calidad de la red de distribución es vital. Lo anterior plantea la necesidad de que los DSO de América Latina cuenten con incentivos adecuados para realizar las inversiones requeridas para la mejora de la calidad de la distribución en el mediano plazo, de forma que

los nuevos usos asociados a la electrificación de la movilidad cuenten con un respaldo adecuado del sistema que asegure capacidad y continuidad.

La red de distribución eléctrica tiene un papel habilitador del servicio de recarga. Por ello, la gestión del DSO será clave en ejecutar y racionalizar las inversiones que atiendan las siguientes necesidades:

Infraestructura de carga: Las distribuidoras podrían ser responsables de planificar, construir y mantener la infraestructura de carga en sus áreas de servicio. Esto incluye la instalación de estaciones de carga en lugares estratégicos, como estacionamientos, centros comerciales, áreas urbanas y carreteras. Ello requiere de señales regulatorias adecuadas que habiliten el desarrollo de estas actividades por parte de los DSO.

Suministro de energía: las distribuidoras deben garantizar un suministro de energía confiable y de alta calidad para la carga de vehículos eléctricos. Esto implica la gestión de la capacidad disponible y la planificación para satisfacer la demanda creciente de carga de vehículos eléctricos.

Integración de energías renovables: muchas distribuidoras están trabajando en la integración de fuentes de energía renovable en sus redes eléctricas. Esto es importante para garantizar que la carga de vehículos eléctricos sea lo más sostenible posible y para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

Tarifas especiales para la carga de vehículos eléctricos: las distribuidoras, de acuerdo con lo establecido por las autoridades, pueden ofrecer información para crear tarifas eléctricas especiales (binomias y con discriminación horaria) para la carga de vehículos eléctricos, lo que puede hacer

más asequible para los propietarios de estos vehículos cargar durante ciertos periodos del día.

Desarrollo de redes inteligentes (Smart Grids): Las redes eléctricas inteligentes permiten una gestión más eficiente de la energía y la carga. Las distribuidoras necesitarán invertir en tecnologías digitales que faciliten la observabilidad de la red con el fin de racionalizar las inversiones y facilitar la carga de vehículos eléctricos durante horas de menor demanda y que equilibren la carga en la red.

Educación y concienciación pública: Las distribuidoras pueden desempeñar un papel importante en la educación y la concienciación pública sobre la movilidad eléctrica. Pueden informar a los clientes sobre los beneficios de los vehículos eléctricos y proporcionar información sobre la infraestructura de carga disponible.

Colaboración con el Gobierno y la Industria: Las distribuidoras pueden colaborar con gobiernos, así como con la industria automotriz y otras partes interesadas, para desarrollar normativa técnica, políticas y regulaciones que transformen la red para la movilidad eléctrica y establecer alianzas que impulsen la expansión de la infraestructura de carga y fomenten la adopción de vehículos eléctricos.

Datos y análisis de carga: las distribuidoras pueden recopilar datos sobre la carga de vehículos eléctricos, como patrones de uso y ubicación de estaciones de carga, valiosos para la planificación de la infraestructura y la gestión de la demanda.

Apoyo técnico y servicios a clientes: las distribuidoras pueden ofrecer servicio técnico y asistencia a los clientes que desean instalar cargadores en sus hogares o empresas.

Flexibilidad de red: en la que el vehículo eléctrico es parte del sistema, permite aportar servicios auxiliares para la estabilidad y calidad del servicio, como compensación de voltaje, gestión de la congestión, entre otros. Esto incluye la planificación de los centros de carga de vehículos de gran capacidad, como puede ser el transporte público, para equilibrar el uso de las redes eléctricas.

Almacenamiento: aunque la batería de un vehículo no tiene una capacidad para ser relevante en un sistema eléctrico, millones de unidades sí lo tendrán. Al estar conectadas en baja tensión será un

papel principal del DSO darles entrada en el sistema de forma similar al autoconsumo, e integrar sus servicios.

05

PERSPECTIVAS FUTURAS DE LA MOVILIDAD ELÉCTRICA EN LATINOAMÉRICA

El futuro de la movilidad eléctrica en América Latina es prometedor, con perspectivas de crecimiento continuo y desarrollos tecnológicos acelerados. Los pronósticos indican que la adopción de vehículos eléctricos en la región seguirá creciendo en los próximos años. A medida que los precios de las baterías continúen disminuyendo y la infraestructura de carga se expanda, más personas se sentirán atraídas por esta tecnología. Para América Latina, un estudio de Frost & Sullivan señala que hacia 2025 se comercializarán alrededor de 114.700 vehículos híbridos en toda la región (+26% anual), mientras que las ventas de híbridos enchufables pueden alcanzar las 20.300 unidades (+36% anual) y los vehículos eléctricos de batería alcanzarían las 23.300 unidades (+50% anual).

Por otro lado, la tecnología de vehículos eléctricos seguirá avanzando con cambios en los sistemas de recarga que permitirán la devolución de energía a la red, mejoras en la autonomía de las baterías, y la necesidad de supercargadores de más de 300 kW que permitirán tiempos de carga más rápidos y características de seguridad mejoradas.

La innovación en la fabricación de baterías también jugará un papel clave en el desarrollo de la movilidad eléctrica, mejorando la densidad energética, disminuyendo la ansiedad de carga y modificando la topología de las redes de carga.

La movilidad compartida, como el carsharing y el ride-hailing eléctrico, desempeñará un papel importante en la promoción de la movilidad eléctrica. Estos servicios permiten a más personas experimentar los beneficios de los vehículos eléctricos sin la necesidad de ser propietarios, con varios modelos en función de dónde se sitúan los vehículos (station based o free floating), siendo clave la regulación del estacionamiento en las ciudades.

Se espera que los gobiernos de la región continúen implementando políticas de apoyo a la movilidad eléctrica, incluyendo incentivos fiscales y regulaciones. Los cambios en la política energética también podrían impulsar aún más la adopción de vehículos eléctricos.

06

RECOMENDACIONES

Estas recomendaciones buscan guiar los esfuerzos hacia una movilidad eléctrica exitosa, sostenible y accesible para todos en Latinoamérica.

Inversión y cooperación: urge una inversión sostenida y cooperación entre gobiernos, empresas y la sociedad civil para fortalecer la infraestructura de carga. La colaboración público-privada es esencial para acelerar el despliegue de estaciones de carga y lograr una transición eficiente hacia la movilidad eléctrica.

Educación y conciencia pública: implementar campañas educativas para aumentar la conciencia pública sobre los beneficios económicos, sociales y ambientales de la movilidad eléctrica. La comprensión general de la tecnología y sus ventajas contribuirá a superar la barrera de la falta de conocimiento.

Incentivos y políticas claras: en conjunto con las entidades reguladoras, proponer incentivos fiscales y políticas claras que fomenten la adopción de vehículos eléctricos. La reducción de barreras económicas a través de exenciones fiscales y subsidios impulsará la demanda, mientras que regulaciones efectivas respaldarán el crecimiento ordenado del sector y de la infraestructura.

Desarrollo de la industria local: impulsar la fabricación local de componentes clave, como baterías, para reducir costos y generar empleo. Establecer asociaciones estratégicas entre empresas automotrices, proveedores de tecnología y gobiernos fomentará la innovación y el crecimiento de la industria eléctrica.

Planificación energética: integrar la planificación de la movilidad eléctrica con estrategias energéticas. Evaluar y anticipar el impacto de la carga masiva de vehículos eléctricos en la red eléctrica, priorizando inversiones para garantizar una transición fluida, flexible y sostenible.

Investigación y desarrollo: fomentar la investigación y desarrollo en tecnologías innovadoras de almacenamiento de energía, mejoras en la eficiencia de las baterías y soluciones innovadoras para abordar los desafíos actuales.

Compromiso con la sostenibilidad: Promover el compromiso con prácticas sostenibles. Impulsar la adopción de flotas de vehículos eléctricos en empresas y sectores clave contribuirá a la reducción de emisiones y establecerá un ejemplo positivo para la sociedad.

A medida que crece la demanda de vehículos eléctricos, los gobiernos deben equilibrar la atracción de consumidores con incentivos mientras abordan preocupaciones sobre una red de estaciones de carga eficaz. La inversión en infraestructura, la colaboración con partes interesadas, la adopción de tecnologías y la transparencia son fundamentales para crear un ecosistema sólido que respalde la adopción generalizada de vehículos eléctricos. Solo a través de un enfoque integral se podrá lograr el equilibrio entre incentivos y la necesidad del consumidor de una red de carga confiable y accesible.

LA CALIDAD DE LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

DESAFÍOS Y BUENAS PRÁCTICAS REGULATORIAS

América Latina ha hecho avances muy importantes en la cobertura del servicio de electricidad. Sin embargo, es también necesario que este se preste de manera confiable y suficiente. Una baja calidad y una insuficiencia de la confiabilidad afectan la productividad de las empresas y el nivel de vida de la población, e incrementa sustancialmente los costos para la obtención de energía (BID, 2020).

La mejora en la calidad de la distribución es clave para la transición energética, pues esta implicará una mayor participación del consumo eléctrico y un cambio del paradigma tradicional en el que las redes de distribución eran pasivas, con corrientes que fluían en una sola dirección. Esta nueva dinámica exige mejorar los índices de calidad de servicio en forma sustancial y a una mayor velocidad. Para acelerar este proceso se requieren inversiones en infraestructura y digitalización, así como incentivos adecuadamente localizados y en equilibrio con las tarifas a los consumidores finales.

La distribución de energía se encuentra bajo influencia de factores de distinta naturaleza que inciden en la planificación de las inversiones y en la calidad del servicio. Por un lado hay factores estocásticos, tales como eventos climáticos, de ocurrencia cada vez más frecuente, que ocasionan interrupciones no programadas, y crecimientos no anticipados de demanda que generan requerimientos de desempeño elevados sobre los equipos. Por otro, se encuentran las fallas por falta de inversiones en la expansión de los sistemas, que obligan a la infraestructura a operar en rangos por fuera de sus valores de diseño.

Los niveles de confiabilidad están directamente relacionados con los incentivos que otorgan los marcos regulatorios, que, en un buena parte de los países de América Latina, se han enfocado en minimizar los costos para cierto nivel de calidad del servicio, lo que produce un incentivo negativo que limita las inversiones en confiabilidad. Hay una relación entre la presencia de regulaciones que remuneran las inversiones, la institucionalidad necesaria para hacerlas válidas, y la calidad del servicio que se otorga. En este sentido, un análisis de regresión de los indicadores de calidad para América Latina, realizado por la consultora BA Energy Solutions¹, encontró que los indicadores de calidad de servicio (SAIFI, SAIDI), tienen una correlación negativa con el valor agregado de distribución fijado por los reguladores (VAD), lo que puede explicarse por la falta de recursos ocasionada por valores bajos de remuneración tarifaria.

Adicionalmente, las configuración de cada red de distribución eléctrica y aspectos de su entorno, como la densidad de usuarios y las pérdidas de energía, tienen un impacto significativo en los indicadores de calidad, y estas características deben ser cuidadosamente consideradas por los reguladores al definir metas de calidad y remuneración. Finalmente, los eventos externos, especialmente de naturaleza climática, tienen un impacto significativo en la calidad del servicio de distribución eléctrica, y su creciente frecuencia debido al cambio climático hace que la resiliencia se convierta en una consideración crucial para la regulación y los incentivos económicos en la distribución eléctrica, pues las metas de calidad y los indicadores de desempeño deben reflejar las condiciones específicas de cada región, considerando su exposición a riesgos climáticos, y remunerar adecuadamente las inversiones dirigidas a mejorar la resiliencia y velocidad de recuperación frente a eventos adversos.

PANORAMA DE LA CALIDAD DE LA DISTRIBUCIÓN EN AMÉRICA LATINA

América Latina, en términos generales, goza de una mejor calidad de los servicios eléctricos que otras regiones del mundo en desarrollo. Sin embargo, la diversidad geográfica, económica y social de la región se traduce en diferentes niveles de desarrollo y calidad en los servicios eléctricos, debido a diferencias en infraestructura, regulación, y políticas energéticas. Así, mientras en países desarrollados el Índice de Duración Media de las Interrupciones del Sistema (SAIDI), se mide en minutos, en las zonas urbanas nuestra región aún se mide en horas, en zonas rurales es varias veces más alta.

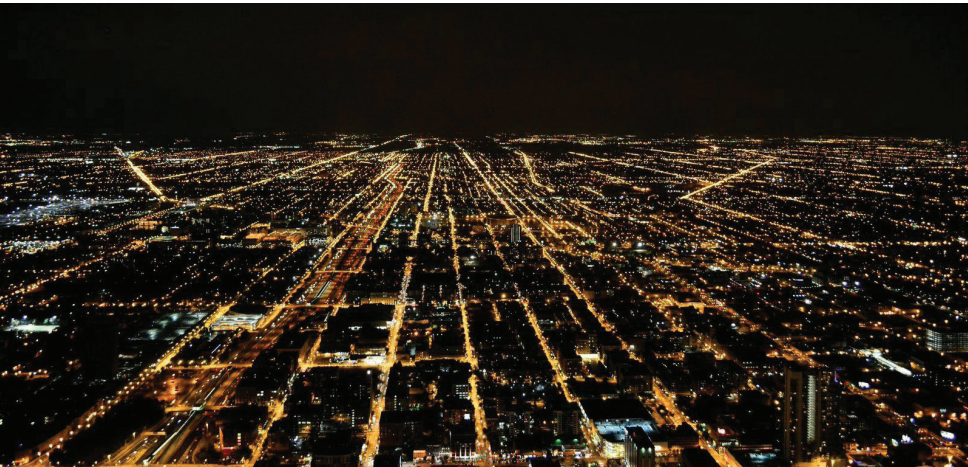
Comparar los indicadores de calidad de la distribución eléctrica entre países de la región representa desafíos debido a la diversidad de métricas utilizadas para la frecuencia y duración de las interrupciones (SAIFI-SAIDI, FMIK-TTIK, FEC-DEC). Considerando lo anterior, la siguiente tabla presenta un resumen de los principales indicadores de calidad del servicio en algunos países de la región.

Indicadores de calidad por país (2023)

País	Frecuencia		Duración		Fuente
	Índice	Valor	Índice	Valor	
Argentina	SAIFI	10,2	SAIDI	16,5	GME*
Brasil	FEC	5,2	DEC	10,4	ANEEL
Chile	SAIFI	7,3	SAIDI	13,6	SEC
Colombia	SAIFI	15,4	SAIDI	23,4	SSPD
Ecuador	FMIK	6,0	TTIK	7,5	ARCERNNR
Guatemala	FMIK	5,1	TTIK	23,4	GME*
Perú	SAIFI	2,5	SAIDI	6,7	Osinergmin***

* Promedio ponderado de una muestra de empresas calculado por el Grupo Mercados Energéticos.

*** Solo considera media tensión.



La región ha visto mejoras en los últimos años gracias a inversiones en modernización de redes, adopción de tecnologías inteligentes y reformas regulatorias. Sin embargo, persisten desafíos como la cobertura desigual, interrupciones frecuentes y pérdidas de energía. Para una muestra de 15 empresas, se encontró una mejora promedio de entre 17% y 19% en los indicadores SAIFI y SAIDI, entre 2019 y 2022.

Indicadores de calidad promedio para empresas reportadas a ADELAT

Indicador	2019	2020	2021	2022	Variación 2019/2022
SAIFI promedio	7,1	6,0	5,9	5,9	-17%
SAIDI promedio	13,2	10,4	10,7	10,7	-19%

Varios países de la región han desarrollado esquemas regulatorios que se basan el costo asociado a bajos niveles de calidad, y que indican los niveles exigibles, incentivos y sanciones, eventos excluíbles, y mecanismos de reporte y control. Si bien no todos los aspectos regulatorios resultan comparables entre sí, a continuación, se presenta una breve revisión de los marcos regulatorios sobre la calidad de la distribución en los países integrantes de ADELAT.

“
La mejora en la calidad de la distribución es clave para la transición energética.



Panorama de la regulación sobre Calidad de la Distribución de Energía Eléctrica en los países miembros de ADELAT.

CRITERIO	ARGENTINA	BRASIL	CHILE	COLOMBIA	ECUADOR	GUATEMALA	PERÚ
Origen de la obligación	Contratos de concesión, regulación nacional y provincial	Contratos de concesión, regulación nacional	Regulación nacional (norma técnica)	Regulación nacional	Regulación nacional	Regulación nacional (norma técnica)	Contratos de concesión y regulación nacional (norma técnica)
Indicadores de calidad media	SAIFI, SAIDI	FEC, DEC	SAIFI, SAIDI	SAIFI, SAIDI	FMIK, TTIK	FMIK, TTIK	SAIFI, SAIDI
Metas a nivel de sistema	Sí, a nivel global, de instalaciones o centros de transformación.	Sí. Diferenciadas según "conjuntos semejantes" de distribución.	Sí. Diferenciadas por densidad de clientes	Sí. A nivel de subtransmisión y distribución. Consideran el historial de cada operador y los niveles de inversión atribuidos.	Sí. Diferenciadas por densidad de alimentadores.	Sí. Diferenciadas entre zonas urbanas y rurales.	Sí
Metas a nivel de usuario	Sí	Sí	Sí. Diferenciadas por nivel de densidad de clientes.	Sí. Diferenciadas por nivel de ruralidad e índice de riesgo de falla.	Sí. Diferenciadas por nivel de tensión.	Sí	Sí. Diferenciadas para zonas rurales
Incentivos por cumplimiento	No	Sí	No	Sí. Aumenta la remuneración por activos en el año siguiente.	No	No	Sí. Mediante factor de reajuste a la tarifa según metas propuestas por la empresa.
Compensaciones individuales	Sí	Sí	Sí	Sí	n.a.	Sí. Se reportan de forma semestral	Sí. Existen por Ley de concesiones, por normas técnicas, y por procedimiento de operación
Eventos excluíbles	Desconexiones programadas por mejoras, fuerza mayor, eventos climáticos extremos, interrupciones originadas en cliente o aguas arriba.	Desconexiones programadas por mejoras, fuerza mayor, emergencia o de riesgo de seguridad, interrupciones atribuibles al cliente, esquemas de alivio de carga.	Desconexiones programadas por mejoras, fuerza mayor y casos fortuitos, eventos climáticos extremos, interrupciones atribuibles al cliente.	Desconexiones programadas por mejoras, fuerza mayor, eventos climáticos extremos, interrupciones originadas en cliente o aguas arriba, requeridas por autoridades oficiales o por riesgo de vida.	Fuerza mayor, suspensiones generales del servicio, interrupciones originadas en el cliente, interrupciones en bajo voltaje.	Desconexiones programadas por mejoras, fuerza mayor, eventos climáticos extremos, originados por terceros.	Desconexiones
	Reporte mensual al regulador, documentación de eventos excluíbles	Reporte mensual, trimestral y anual al regulador. Se publica ranking anual de indicadores de calidad.	Reporte 24/7 a plataforma del supervisor y sitios web de empresas. Se publica ranking anual de calidad y se requieren planes de acción en caso de incumplimiento.	Reportes a Centro Nacional de Despacho, al operador del mercado y al supervisor (Superintendencia).	Reporte mensual a plataforma del regulador, que notifica los indicadores medios de calidad en enero de cada año	Reporte mensual de indicadores y cálculo semestral de compensaciones, fiscalizados por el regulador.	Reporte y supervisión por parte del regulador. Incluye inspecciones en campo y revisión de registros. Se publican estadísticas por empresa y se requieren planes de mejora en caso de incumplimiento
Reporte y supervisión							

REGULACIÓN DE LA CALIDAD POR INCENTIVOS

Los marcos regulatorios desempeñan un papel esencial en la definición, evaluación y mejora de la calidad de la distribución, pues pueden incentivar o desincentivar las inversiones en infraestructura y nuevas tecnologías. Los esquemas de incentivos y compensaciones están diseñados para alinear los intereses de las empresas de distribución con los objetivos de calidad del servicio. Los marcos regulatorios pueden incluir diversos mecanismos económicos para incentivar a las empresas a realizar inversiones que permitan mejorar su servicio. Algunos instrumentos de la regulación por incentivos son:

Tarifas Basada en Desempeño: Las tarifas que las empresas pueden cobrar están vinculadas a su desempeño en cuanto a calidad del servicio.

Penalizaciones por Incumplimiento: Las empresas que no cumplen con las metas establecidas pueden enfrentar multas o reducciones en sus tarifas reguladas.

Mecanismos de Participación de los Consumidores: Los consumidores pueden recibir compensaciones por interrupciones prolongadas o recurrentes del servicio.

Incentivos a Largo Plazo: Programas que proporcionan incentivos basados en la mejora continua a lo largo de varios años, promoviendo inversiones sostenibles en la infraestructura.

Reportes: La regulación puede establecer requisitos para que las empresas publiquen y reporten a las autoridades regulatorias informes sobre la calidad del servicio y las interrupciones.

Auditorías y supervisión: Son fundamentales para verificar la precisión de los reportes de las empresas. Estas auditorías garantizan la transparencia y la confiabilidad de los datos presentados.

Adicionalmente, la regulación debe promover programas de gestión de la demanda que fomenten el uso eficiente de la energía y reduzcan la demanda en las horas de mayor consumo, y el desarrollo de inversiones en resiliencia, es decir el desarrollo de infraestructuras que sean resistentes a fenómenos climáticos extremos, asegurando la continuidad del suministro.

La implementación efectiva de estos elementos requiere una combinación de normativas claras y tecnología avanzada. A medida que la transición energética avanza, estos marcos deberán adaptarse continuamente para enfrentar nuevos desafíos y aprovechar las oportunidades que surgen, promoviendo así un servicio eléctrico de alta calidad.



CASOS INTERNACIONALES DE ÉXITO EN LA MEJORA DE LA CALIDAD DE LA DISTRIBUCIÓN

Diversos países han implementado estrategias innovadoras y efectivas para mejorar la calidad del servicio de distribución eléctrica, logrando notables avances. El Reino Unido utiliza un modelo de regulación basado en incentivos conocido como "RIIO" (Revenue = Incentives + Innovation + Outputs). Este modelo tiene como objetivo fomentar la eficiencia, la innovación y la sostenibilidad en la distribución, y se centra en incentivos financieros por eficiencia y reducción de costos, promoción de la innovación en nuevas tecnologías y buenas prácticas, y enfoque en metas de calidad y sostenibilidad. Desde la implementación de RIIO, ha habido una reducción significativa en la frecuencia y duración de las interrupciones del servicio, y las empresas han incrementado sus inversiones en tecnologías avanzadas, como redes inteligentes y almacenamiento de energía.

En los Estados Unidos, la regulación de la calidad de la distribución eléctrica varía por estado. Sin embargo, la modernización de la red eléctrica es una prioridad. El Departamento de Energía (DOE) ha lanzado múltiples iniciativas para fomentar la adopción de *smart grids* y mejorar la resiliencia de la infraestructura eléctrica frente a desastres naturales y ciberataques¹. Además, muchos estados han implementado programas de incentivos similares al RIIO que han llevado a mejoras significativas en la calidad del servicio.

California ha sido un líder en la adopción de tecnologías avanzadas y en la implementación de programas de incentivos. La California Public Utilities Commission (CPUC) ha promovido la adopción de redes inteligentes que permiten una mejor gestión y monitoreo del servicio, así como programas que incentivan a los consumidores a reducir su consumo durante picos de demanda, mejorando la fiabilidad del servicio.

Un caso de interés en España es la implementación del sistema LARS (Localización de Averías y Reposición del Suministro), desarrollado por Endesa, un sistema que funciona ante una avería como un operador virtual, gestionando desde el Centro de Control las maniobras para aislar la averías y reponer el suministro a los tramos que no están en

falla, lo que permite mejorar la respuesta a fallos en tiempo real y la gestión de carga, reduciendo significativamente el tiempo de interrupciones y optimizando el flujo de energía. Adicionalmente, el proyecto PASTORA (Preventive Analysis of Smart Grids with Real Time Operation and Renewable Assets Integration) utiliza tecnologías de *big data*, *deep learning* e inteligencia artificial para explotar datos obtenidos de los medidores electrónicos y los sensores instalados en distintos puntos de la red. Mediante un algoritmo se mejora el control en tiempo real y el mantenimiento preventivo de la red, con el objetivo de mejorar su funcionamiento.



Es necesario realizar ajustes y mejoras para que los marcos regulatorios sean claros, coherentes y flexibles, fomenten la innovación y la competencia, así como esquemas tarifarios eficientes técnica y económicamente, y que remuneren adecuadamente las inversiones en nuevas tecnologías. A continuación se plantean algunas líneas de mejora para los marcos regulatorios, los mecanismos de evaluación de la calidad, y los esquemas de metas e incentivos.

Estabilidad regulatoria y normativa. Es fundamental que la regulación sea clara, estable y con objetivos a largo plazo. De esta manera se reduce la incertidumbre, se genera confianza para las inversiones en mejoras de la calidad y se facilita la planificación a largo plazo, al tiempo que se promueve el bienestar de los usuarios.

Estándares claros y uniformes. Es fundamental avanzar en estándares claros y uniformes para asegurar que todas las empresas de distribución sigan las mismas directrices, lo que facilita la comparación y evaluación del desempeño, y proporcionar un marco claro que incentive la inversión en infraestructura y tecnologías avanzadas.

Eliminar limitaciones regulatorias en los esquemas de reconocimiento tarifario a las inversiones destinadas a la mejora de la calidad, y garantizar la remuneración basada en costos reales, en lugar de esquemas basado en costos teóricos de una empresa modelo. Ello acompañado de mecanismos adecuados de reporte y supervisión, y observando un equilibrio en las tarifas a los consumidores.

Metas alcanzables y adaptables al contexto. Esto incluye considerar los contextos y los costos diferenciales bajo los que opera cada empresa. Por ejemplo, resulta más costoso proveer los mismos niveles de calidad a comunidades rurales que a zonas urbanas.

Incentivos económicos para las empresas que superen las metas de calidad, acompañadas de metas adicionales que promuevan la innovación e implementación de tecnología que con la remuneración actual resultan inviables, y establecer compensaciones para los consumidores afectados por interrupciones prolongadas o recurrentes del servicio.

Facilitación de permisos y licencias por parte de los entes ambientales para la construcción y operación de proyectos de infraestructura eléctrica, especialmente los relacionados con ampliación y mejora de la cobertura de los sistemas de distribución. Esto puede reducir los costos y tiempos asociados a los proyectos, haciendo más atractivas las inversiones.

Regulación que acelere el despliegue de medición avanzada y la implementación de tarifas diferenciadas por tramos horarios, de forma que se potencialice el aprovechamiento de sus beneficios mediante incentivos para el consumo en horas valle.

Promoción de Asociaciones Público-Privadas (APP), para desarrollar proyectos en infraestructura de distribución eléctrica. Las APP han demostrado ser una herramienta efectiva para combinar la experiencia y recursos del sector privado con los objetivos y compromisos del sector público.

Incentivos fiscales o mecanismos de acceso a financiamiento, con plazos adecuados y condiciones flexibles, para la realización de inversiones en mejora de la calidad, especialmente para las distribuidoras de tamaño pequeño, como las cooperativas eléctricas.

Criterios de resiliencia en los esquemas de remuneración e incentivos, para que contemplen inversiones dirigidas a mejoras la confiabilidad del suministro durante eventos extremos, que actualmente únicamente se tratan como exclusiones.

Facilitar la integración de recursos distribuidos y las inversiones en la infraestructura necesaria para la movilidad eléctrica, como estaciones de carga y redes de distribución adaptadas.

Regulación que anticipe la adopción de tecnologías innovadoras. Esto puede hacerse mediante proyectos piloto que implementen tecnologías avanzadas como redes inteligentes y almacenamiento, o que incentiven la eficiencia energética y las inversiones dirigidas a proteger las infraestructuras críticas de la distribución contra amenazas cibernéticas.

Mayor transparencia y participación. La transparencia en los procesos regulatorios y la participación de actores relevantes son esenciales para mejorar la percepción del servicio y de la regulación, lo que puede hacerse mediante la publicación de informes sobre la calidad del servicio y las acciones tomadas para mejorarla.

La implementación de estas mejoras puede llevar a una distribución eléctrica más eficiente, fiable y sostenible, beneficiando tanto a los consumidores como a la economía en su conjunto. La colaboración entre gobiernos, reguladores, empresas de distribución y consumidores será esencial para lograr estos objetivos y asegurar un futuro energético más prometedor para América Latina.



LA RESILIENCIA DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

RECOMENDACIONES PARA UN NUEVO PARADIGMA REGULATORIO

La resiliencia de los sistemas de distribución eléctrica se ha convertido en un tema de vital importancia en el contexto de calentamiento global y transición energética. La frecuencia y severidad de los eventos de gran impacto, como huracanes, tormentas, inundaciones, nevadas, incendios, y olas de calor, han aumentado notablemente. Estos eventos representan desafíos para la infraestructura de distribución eléctrica, especialmente en América Latina, una región caracterizada por su vulnerabilidad climática y diversidad geográfica, y con infraestructuras que fueron construidas con base en parámetros que están siendo superados rápida e irreversiblemente.

Nuestros sistemas energéticos se están descarbonizando y tienden a una mayor electrificación de la demanda. A medida que el avance hacia la electrificación aumenta la dependencia de la red eléctrica para satisfacer las necesidades básicas, las amenazas del cambio climático requerirán una mayor resiliencia de la infraestructura, pues las fallas en el servicio tendrán mayores impactos sobre las actividades productivas y la sociedad en general.

La regulación de la distribución eléctrica está diseñada para optimizar costos y promover un crecimiento estable de la cobertura y acceso, con rigideces que no responden a la creciente variabilidad climática y del entorno. Sin embargo, un sistema eléctrico resiliente a eventos de gran impacto aporta beneficios mucho mayores que los costos en la mayoría de los escenarios. Se estima que por cada dólar invertido en infraestructura resiliente al clima, se ahorran seis dólares. Según el Banco Mundial, si las acciones para construir resiliencia se retrasan 10 años, el costo casi se duplicará. En algunos países vulnerables, las redes subterráneas pueden reducir significativamente el daño por impactos climáticos y ahorrar costos de recuperación, aunque puedan requerir un desembolso inicial mayor que las redes aéreas. La resiliencia también facilita la transición energética, permitiendo más soluciones de electrificación y acelerando la transición a energías renovables, que a menudo son sensibles a un clima cambiante.

Los eventos de gran impacto pueden tener consecuencias en la infraestructura de distribución y la continuidad del servicio. Algunos de estos efectos son bien conocidos, mientras que otros aún no se han estudiado ni documentado exhaustivamente. En términos generales, la infraestructura de distribución presenta diferentes niveles de vulnerabilidad frente a distintas categorías de eventos de gran impacto.

Tabla 1. Vulnerabilidad de los activos de distribución a los eventos de gran impacto

Tipo	Terremoto	Tormenta	Inundación	Tsunami	Incendio	Sequía	Ola de calor
Líneas eléctricas	Media	Alta	Baja	Media	Alta	Media	Media
Subestaciones	Alta	Alta	Alta	Media	Alta	Baja	Media

Fuente: Banco Mundial (2019).

PANORAMA DE LA RESILIENCIA EN LA DISTRIBUCIÓN EN AMÉRICA LATINA

Los países de América Latina recién están dando los primeros pasos para incorporar la resiliencia como un objetivo de la regulación. La resiliencia solo está considerada en algunos documentos generales de política y transición energética que aún no se han concretado en medidas regulatorias.

En cuanto al monitoreo y anticipación, solo en algunos países se utilizan sistemas de análisis de riesgo climático que ayudan a las distribuidoras a planificar y desplegar recursos. En Brasil existen herramientas de análisis climático que permiten identificar las regiones más propensas a sufrir eventos extremos, comparando datos históricos y modelos de predicción, para crear un mapa de amenaza climática.

Los planes de contingencia son fundamentales para garantizar una respuesta rápida y efectiva ante eventos de gran impacto. En América Latina, se ha identificado su uso en países como Argentina, Brasil, Chile y Perú. En Argentina las distribuidoras deben contar con centros de control, grupos de trabajo, personal entrenado y recursos para activar los protocolos de los Planes Operativos de Emergencia (POE). Esto se complementa con planes de mantenimiento preventivo y simulacros periódicos. En Brasil, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) requiere planes de contingencia por parte de las distribuidoras, que incluyan protocolos para la movilización de equipos y recursos, así como la coordinación con autoridades locales y nacionales. En Chile, adicional a la obligación de mantener planes de contingencia, se elaboran planes de anuales para los periodos de invierno y de verano, que deben ser informados a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles. Adicionalmente, los protocolos de respuesta incluyen simulacros regulares y ejercicios de preparación para terremotos y otros desastres.

Solo después de la ocurrencia de eventos de gran impacto, las autoridades de la región han desarrollado iniciativas dirigidas a mejorar la resiliencia de los sistemas de distribución. En Chile, la autoridad regulatoria introdujo la definición de Estado Anormal y Estado Anormal Agravado, y la Norma Técnica de Calidad de Servicio incluyó dos conceptos relacionados con la respuesta antes desastres. El primero son las desconexiones de emergencia, para evitar la incidencia de incendios forestales. El segundo corresponde a un índice de Flexibilidad Operacional (FO) que mide el porcentaje de clientes que recuperan el servicio en menos de 30 minutos, sea mediante trasposos de cargas, enmallamientos, operaciones en isla o el



trabajo de las brigadas y recursos de la empresa, siendo el primer indicador que mediría la resiliencia de las redes de distribución ante una interrupción de suministro.

En Brasil se ha instituido el concepto de Interrupción en Situaciones de Emergencia - ISE, que depura de los indicadores de calidad del servicio, los eventos asociados a una Situación de Emergencia o Calamidad Pública. Adicionalmente, ANEEL abrió una consulta pública con el objetivo de mejorar la regulación asociada con la resiliencia de los sistemas de distribución y de transmisión.

En Puerto Rico, se conformó un grupo de trabajo sobre resiliencia con autoridades públicas, empresas eléctricas e institutos de investigación para identificar acciones para futuras tormentas. Este grupo recomendó introducir un enfoque de tres niveles que incluía: construir una barrera perimetral en la subestaciones contra inundaciones, instalar bombas de alta capacidad y generadores de respaldo, mejorar el techo y las paredes de las subestaciones para resistir fuertes vientos, aumentar el uso de postes de acero galvanizado, y soterrar líneas en áreas particularmente susceptibles.



REGULACIÓN SOBRE EVENTOS DE GRAN IMPACTO

En la regulación de la distribución de energía, el tratamiento de los eventos de gran impacto juega un papel crucial en la determinación de responsabilidades y compensaciones por parte de los DSOs. Estos eventos, por su naturaleza imprevisible y a menudo destructiva, requieren un desarrollo especial en los marcos regulatorios para proteger a las empresas de penalizaciones injustas, al tiempo que incentive las inversiones necesarias para mejorar la resiliencia de las redes eléctricas.

Durante muchos años, los operadores de las redes de transmisión y distribución, ante eventos de impacto muy significativo, han invocado la exención de responsabilidad de las compensaciones debidas a los consumidores, recurriendo al concepto jurídico de “fuerza mayor” (*force majeure*), que no es específico del sector eléctrico y se aplica transversalmente a todas las actividades que estén sujetas a impactos. Adicionalmente, los reguladores ajustan los indicadores de calidad del servicio para excluir los periodos afectados por eventos de fuerza mayor o caso fortuito, lo que asegura que las empresas no sean penalizadas por circunstancias fuera de su control.

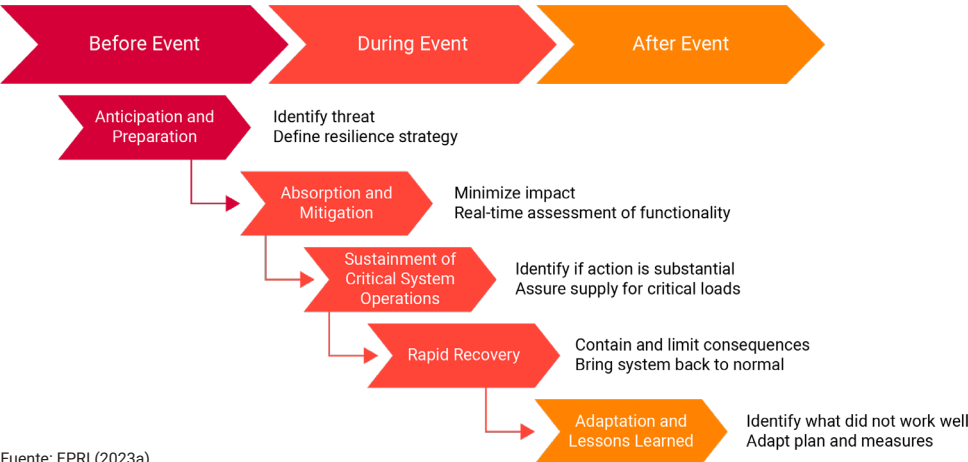
En Portugal, para minimizar el uso indebido de la “fuerza mayor”, la ERSE (regulador de energía portugués) estableció que su invocación solo era aplicable en el caso de eventos “que reúnan simultáneamente las condiciones de exterioridad, imprevisibilidad e irresistibilidad frente a las buenas prácticas o las reglas técnicas aplicables y obligatorias”. Adicionalmente, el concepto de “evento excepcional” ha sido adoptado por todos los reguladores europeos, aunque con diferenciaciones entre los diversos países. En la evaluación de los eventos excepcionales, pueden utilizarse métodos estadísticos u otros criterios, como el número de consumidores que son afectados por las interrupciones del suministro o la duración de esas interrupciones. Además, la ERSE introdujo el concepto de Incidente de Gran Impacto, definiéndolo como todo incidente que, independientemente de su causa, origine una o más interrupciones que ocasionen el no suministro o distribución de más de 50 megavatio-hora (MWh).



En otros países de Europa, basta con que la distribuidora envíe evidencia documental, de acuerdo con parámetros meteorológicos predefinidos, no siendo necesario esperar a que un órgano externo declare que se trata de un evento de gran impacto. Sin embargo, la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad (ENTSO-E) establece directrices para la calificación de eventos de gran impacto, clasificando eventos según su severidad y frecuencia.

Los eventos de gran impacto imponen responsabilidades críticas a las empresas distribuidoras de energía, para asegurar la continuidad del servicio, minimizar los daños y proteger a los consumidores. Estas obligaciones abarcan desde la preparación y planificación previa al evento, la respuesta inmediata una vez ocurrido el evento, la recuperación y rehabilitación post-evento, y el cumplimiento regulatorio.

Responsabilidades de los DSOs durante un evento de gran impacto



Fuente: EPRI (2023a)



Los planes de contingencia son fundamentales para garantizar una respuesta rápida y efectiva ante eventos de gran impacto.

REGULACIÓN PARA LA RESILIENCIA DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Los responsables de la política pública y los reguladores tienen un papel fundamental en la promoción de sistemas eléctricos resilientes al evaluar los riesgos e impactos climáticos, hacer de la resiliencia un elemento central en los planes energéticos, identificar medidas rentables, crear incentivos apropiados para las distribuidoras, y evaluarlos para comprobar su efectividad. Para ello es fundamental que se implementen mejores prácticas que promuevan de manera integral la resiliencia a través de planes de acción, metodologías de cálculo de índices de resiliencia, señales regulatorias de remuneración a las inversiones, y la adopción de nuevas tecnologías y soluciones emergentes.

Los parámetros de resiliencia de las redes no deben continuar inmersos en los indicadores de calidad del servicio, dado el carácter extremo y atípico de los eventos de gran impacto. Es fundamental definir una metodología para calcular indicadores de resiliencia y así orientar las acciones para alcanzar el nivel deseado. Estos pueden ser de tres tipos: índices de recuperación, índices de robustez e índices de adaptabilidad. De acuerdo con un estudio desarrollado por EPRI (2023), las métricas para la evaluación de la resiliencia deben cumplir los siguientes atributos: ser verificables, fácilmente interpretables, objetivas, de fácil acceso, comparables, claramente definidas y vinculadas a áreas de desempeño.

Las acciones relacionadas con la mejora de la resiliencia de la red se pueden incorporar en planes de inversión detallados con inversiones asociadas a tecnologías y soluciones, que pueden estar dirigidas a reducir la magnitud del impacto de los eventos (resiliencia física de la infraestructura), o a minimizar el tiempo de recuperación del sistema (resiliencia operativa) (BID, 2021). A continuación, se presenta un resumen de las principales tecnologías utilizadas.

Tabla 2. Tipos de inversiones en resiliencia

Resiliencia de la infraestructura	Resiliencia operativa
Gestión de la vegetación	Equipos móviles para el restablecimiento provisional del suministro
Subterranización selectiva de líneas	Gestión de equipos de reparación
Sustitución de componentes por estándares superiores de diseño y construcción	Sistemas de monitoreo y comunicación
	Microrredes y recursos energéticos distribuidos (RED)
	Esquemas de protección y control
	Sistemas de pronóstico
	Acuerdos de asistencia mutua

Fuente: Elaboración propia con base en BID (2021).

Estos planes deberían ser presentados por los distribuidores al Regulador, e incorporados dentro de sus procesos de revisión tarifaria. Para ello se requiere definir señales explícitas de remuneración ex ante al distribuidor por las inversiones en proyectos y soluciones para mejorar la resiliencia del sistema. Estas señales pueden estar acompañadas de bonificaciones para las empresas que superen ciertos umbrales de resiliencia, basados en indicadores previamente definidos.

Por otro lado, es fundamental que los planes de contingencia estén integrados a través de Grupos de Asistencia Mutua que coordinen las actuaciones entre las distribuidoras de áreas cercanas para el intercambio de equipos, estableciendo indicadores para las empresas que ceden y reciben los recursos, así como las repercusiones para los respectivos consumidores.

BUENAS PRÁCTICAS INTERNACIONALES DE REGULACIÓN PARA LA RESILIENCIA

EVALUACIÓN Y MITIGACIÓN DE RIESGOS

La resiliencia de los sistemas de distribución eléctrica es un objetivo cada vez más prioritario en la regulación de algunos países desarrollados, para enfrentar los desafíos que presentan los eventos de gran impacto. Varios países han introducido directrices para las evaluaciones de riesgos e impactos climáticos. Por ejemplo, el gobierno de Estados Unidos ha desarrollado una guía para evaluaciones de vulnerabilidad al cambio climático como el primer paso para la planificación de la resiliencia climática en el sector eléctrico, y proporciona herramientas para explorar los peligros climáticos y evaluar la vulnerabilidad y riesgos en el US Climate Resilience Toolkit.

Estas iniciativas pueden acompañarse de fondos para catástrofes; la mejora de la gobernanza en casos de declaración de emergencia; la discusión amplia con la sociedad sobre la definición de eventos de gran impacto y la mejor forma de prevenirlos y combatirlos; la creación de protocolos de ayuda mutua entre las distribuidoras para la movilización de equipos y recursos adicionales para la restauración del servicio en eventos extremos; y la elaboración de planes integrados para el cambio climático, con una gobernanza conjunta entre distribuidoras, reguladores, y gobiernos nacionales, estatales y municipales.

Adicionalmente, es esencial que las evaluaciones de riesgos se acompañen de medidas integrales de mitigación, como la poda preventiva de árboles cerca de las líneas de distribución eléctrica, la consideración de criterios de resiliencia de la infraestructura eléctrica en la planificación urbana, y la concienciación a la comunidad sobre cómo evitar comportamientos que incrementen el riesgo.

La coordinación entre autoridades gubernamentales, distribuidoras de electricidad, y organismos de atención de emergencias (bomberos y Defensa Civil) es crucial para la gestión efectiva de los riesgos. Ante los casos recientes y la evidencia de que los eventos climáticos extremos se volverán cada vez más frecuentes, es necesario mejorar los

procesos y la gobernanza de la articulación entre estos organismos.

MECANISMOS DE PRONÓSTICO Y ANTICIPACIÓN

El Sistema Europeo de Alerta Temprana combina datos meteorológicos, geológicos y técnicos para anticipar eventos de gran impacto y coordinar respuestas. En Italia, las empresas hacen uso de Weather Alerting que hacen previsiones y calculan el impacto de las condiciones climáticas sobre la infraestructura de red. El output es un nivel de riesgo que indica la probabilidad de que haya una emergencia sobre la red entre las siguientes 72 horas. Esta aplicación permite también monitorear información específica de vientos, lluvias y temperatura en resolución horaria para un área determinada. El índice de resiliencia, denominado IRI incorpora la probabilidad de ocurrencia del evento antes y después de la medición (en este caso, multiplicando la proyección por el número de clientes afectados).

En Estados Unidos, el Centro Nacional de Pronóstico y Análisis de Energía utiliza big data y análisis predictivo para anticipar eventos de gran impacto en la red eléctrica. Herramientas como el GIS (Sistema de Información Geográfica) ayudan a mapear riesgos y planificar respuestas. Adicionalmente, el Departamento de Energía (DOE) financia investigaciones para desarrollar modelos predictivos avanzados que anticipan fallos en la infraestructura eléctrica debido a eventos naturales o cibernéticos.

PLANES DE CONTINGENCIA Y GESTIÓN DE CRISIS

El Reino Unido, Francia e Italia han desarrollado planes de contingencia detallados que incluyen protocolos específicos para diferentes tipos de eventos, desde tormentas hasta ciberataques. Estos planes son revisados y actualizados periódicamente.

En Estados Unidos, la Agencia Federal para el Manejo de Emergencias (FEMA) trabaja en colabora-

ción con las empresas eléctricas para desarrollar planes de contingencia. Estos planes se centran en la coordinación interagencial y la movilización rápida de recursos. Más particularmente, el estado de California, propenso a incendios forestales y terremotos, ha desarrollado un sistema avanzado de gestión de crisis que incluye la desactivación controlada de la red eléctrica para prevenir incendios y la rápida restauración del servicio.

En las distribuidoras del sudeste de los Estados Unidos y de la costa del Golfo de México, se realizan entrenamientos anuales en preparación para la temporada de huracanes (DOE, 2010). En Florida Power & Light, por ejemplo, el plan de contingencia se pone a prueba mediante la simulación de actividades relacionadas con la localización de interrupciones, la evaluación de daños, la comunicación con clientes y empleados, y el inicio de la restauración del servicio.

MECANISMOS DE RESPUESTA Y COORDINACIÓN

En Estados Unidos existe una larga tradición de asistencia de las empresas eléctricas en respuesta eventos climáticos severos, que se ha estandarizado en siete Grupos Regionales de Asistencia Mutua (RMAG), de forma que cuando una empresa necesita asistencia, realiza una solicitud a través del grupo regional, que determina las necesidades de personal y equipo. Existe un programa de asignación de recursos (RAMP UP), de forma que los líderes de cada RMAG pueden activar un evento en línea, y la herramienta habilita a la empresa solicitante el acceso a los recursos de las empresas vecinas. También se ha definido el Evento de Respuesta Nacional (NRE), como un marco que permite ampliar la asistencia a nivel nacional.

En Japón, el Plan de Cooperación para Desastres tiene como objetivo la recuperación rápida y flexible en caso de eventos de gran impacto, aprovechando ejemplos de cooperación entre empresas de transmisión y distribución de energía y gas. El Plan incluye previsiones sobre aspectos como el apoyo mutuo entre operadores transmisión y distribución de energía; coordinación durante tiempos normales para la preparación contra eventos extremos, basada en lecciones aprendidas de desastres naturales anteriores; división del país en áreas; elaboración de manuales de apoyo mutuo para la restauración de la distribución; creación de

una lista de instalaciones esenciales; cooperación con empresas de telecomunicaciones, fuerzas de autodefensa y gobiernos locales; elaboración de un plan de comunicación entre las empresas, gobiernos y asociaciones empresariales; y entrenamiento conjunto de los equipos de las empresas de transmisión y distribución (BID, 2021).

En Brasil, con motivo de las inundaciones ocurridas en el estado de Rio Grande do Sul entre finales de abril y principios de mayo de 2024, por primera vez se observó la movilización de otros grupos de distribución, además de los involucrados en la tragedia, como Enel y Light, que enviaron equipos y materiales para asistir a los grupos Equatorial y CPFL en la gestión de la crisis.

INCENTIVOS REGULATORIOS A LAS INVERSIONES EN RESILIENCIA

En Italia, la autoridad regulatoria definió las primeras disposiciones sobre mecanismos de bonificación como incentivos para las intervenciones de desarrollo de redes de distribución en previsión de eventos extremos, ofreciendo un incentivo a las inversiones con mayor beneficio-coste, como la expansión de redes subterráneas (o modificación de aéreas a subterráneas).

Incentivos similares existen en el Reino Unido donde, a partir de 2010, la Oficina de Mercados de Gas y Electricidad (OFGEM) implementó el modelo denominado RIIO (Ingresos = incentivos + innovación + resultados). En este nuevo modelo, los ingresos tarifarios se determinan mediante incentivos para proporcionar innovación y productos a los consumidores. En cuanto a la resiliencia del sistema, las empresas pueden obtener recursos como parte del acuerdo tarifario. Estos recursos se pueden utilizar para cubrir protecciones contra inundaciones, la activación del black start, la seguridad física de infraestructuras críticas, y la protección de líneas aéreas mediante la tala de árboles (OFGEM, 2018).

En los Estados Unidos, el Departamento de Energía proporciona financiamiento y subvenciones a proyectos que buscan mejorar la resiliencia de la red eléctrica, incentivando la adopción de tecnologías avanzadas, al tiempo que la Comisión Federal Reguladora de Energía (FERC) implementa regulaciones que permiten a las empresas recuperar costos asociados con inversiones en resiliencia a través de tarifas.

INDICADORES PARA LA MEDICIÓN DE LA RESILIENCIA

En Italia, la resiliencia de la red se mide como el beneficio en términos de menor número de usuarios desconectados (delta IRI). Las bonificaciones por inversiones en previsión de eventos extremos son definidas según el desempeño en categorías como la reducción de las interrupciones, los costos evitados, la reducción de la pérdida de generación a partir de fuentes renovables debido a interrupciones, la reducción esperada de caídas de tensión graves, los costos evitados de operación y mantenimiento, la reducción esperada en el costo de generación de electricidad por la sustitución del vector energético, y la reducción de CO2 debido a la variación esperada de las pérdidas de la red.

Francia y España también avanzan en sistemas de evaluación que combinan métricas de rendimiento técnico, capacidad de respuesta y redundancia de la red para calificar la resiliencia de los sistemas de distribución. En los Estados Unidos, el DOE ha desarrollado herramientas que permiten a las empresas evaluar su resiliencia utilizando una combinación de datos históricos, simulaciones y análisis predictivos.



05

CONCLUSIONES Y MEJORAS REGULATORIAS

Es esencial incorporar el concepto de resiliencia en redes de distribución al nivel de la política pública y su posterior desarrollo regulatorio, para fomentar la inversión en infraestructura, promover la adopción de tecnologías avanzadas de pronóstico y gestión de crisis, y establecer mecanismos de coordinación y respuesta eficaces. Este proceso podría considerar los siguientes elementos:

Desarrollar directrices para cuantificar el impacto social de los cortes de la red eléctrica atribuibles a Eventos de Gran Impacto, incluidos los efectos económicos, de seguridad y de salud.

Desarrollar guías sobre evaluación de riesgos y vulnerabilidades de los sistemas eléctricos para priorizar inversiones en mitigación, como poda preventiva de árboles e incorporación de criterios de resiliencia de las redes en la planificación urbana. Esto debe realizarse en colaboración entre autoridades, empresas de servicios públicos y organismos de atención de emergencias.

Establecer directrices para la calificación de Eventos de Gran Impacto, de acuerdo con su severidad y frecuencia, delimitando la responsabilidad de los DSO en aspectos como la gestión de riesgos y el desarrollo de planes de contingencia.

Planes de contingencia que incluyan protocolos para diferentes tipos de eventos, desde tormentas hasta ciberataques, actualizados periódicamente, que incluyan simulacros y entrenamientos, que estén acompañados de acciones de comunicación claras y eficientes, y que cuenten con un coordinador que armonice las actuaciones.

Señales regulatorias para la implementación de mecanismos de pronóstico y anticipación, y sistemas de alerta temprana, que combinen datos meteorológicos, geológicos y técnicos para anticipar fallos de la infraestructura eléctrica atribuibles a eventos de gran impacto, y coordinar respuestas rápidas.

Mecanismos de asistencia mutua que coordinen las distribuidoras de áreas cercanas, autoridades, bomberos, policía y unidades médicas. Estos deben contar con responsabilidades previamente asignadas, disponibilidad de equipos, mecanismos para determinar los costos, y garantía de reconocimiento tarifario.

Indicadores y metodologías para la evaluación de la resiliencia de los sistemas de distribución, separados de los indicadores de calidad del servicio, dado el carácter extremo y atípico de los eventos de gran impacto. Estos deben incluir criterios de recuperación, robustez y adaptabilidad.

Planes para la mejora de la resiliencia, con inversiones en tecnologías y soluciones asociadas a refuerzos de la red, aumento de flexibilidad del sistema y restauración intensificada, presentados por los distribuidores al Regulador, e incorporados dentro de sus procesos de revisión tarifaria.

Remuneración ex ante por inversiones para la recuperación del sistema frente a eventos de gran impacto, como: sistemas de diagnóstico de fallas, infraestructura de respuesta inmediata, centros de gestión de protecciones, generadores móviles, sistemas móviles de almacenamiento, sistemas de comunicaciones y servicios auxiliares, repuestos críticos y accesorios. Estos incentivos pueden tomar la forma de bonificaciones tarifarias, con base en el desempeño en los indicadores de resiliencia.

SIN INVERSIÓN NO HAY TRANSICIÓN

EL FUTURO DE LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN AMÉRICA LATINA

Históricamente, el foco de la planificación y la inversión en el sector eléctrico se ha centrado en la generación y la transmisión, con las redes de distribución consideradas como el último eslabón en la cadena de suministro de electricidad. Sin embargo, la transición energética está invirtiendo esta dinámica. La creciente penetración de generación distribuida, la demanda de electrificación de sectores como el transporte y la calefacción, y la necesidad de mayor resiliencia frente a eventos climáticos extremos, han puesto a la distribución eléctrica en el centro del escenario. La transición hacia un sistema energético más limpio y eficiente

no puede lograrse sin una inversión significativa en la infraestructura de distribución eléctrica.

Este estudio tiene como objetivo principal ofrecer una visión detallada de las necesidades de inversión en el segmento de distribución eléctrica de siete países clave de la región: Argentina, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, Guatemala y Perú. Este análisis se centra en la implementación de once vectores clave asociados a la transición energética, los cuales incluyen desde la electrificación de nuevos usos hasta la universalización del servicio eléctrico:

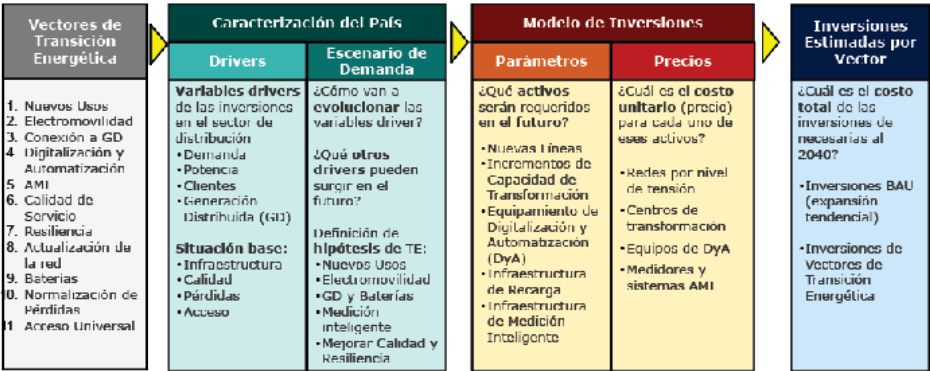
Vectores de inversiones en Transición Energética

1 Electrificación de Nuevos usos Ampliación de red y capacidad de transformación asociada a nuevas demandas residenciales, industriales y comerciales.	2 Electromovilidad - Ampliación de red y capacidad de transformación asociada a nuevas demandas de vehículos EV (autos, motos, buses, camiones). - Infraestructura de Recarga	3 Conexión a Generación Distribuida - Readequación de la red asociada a la conexión de Generación Distribuida. - Equipos de Generación Distribuida.	4 Digitalización y Automatización Implementación de sistemas: ADMS, GIS avanzado, posición comercial, de activos, sensores, interruptores, etc.
5 Infraestructura AMI - Instalación de Medidores Inteligentes. - Implementación de sistemas de comunicación y MDN.	6 Calidad de Servicio Ampliación y adecuación de la red para cumplimiento de indicadores de calidad de servicio (acortamiento de alimentadores de MT).	7 Resiliencia - Estrategia adoptada en inversiones de red y COTT - Matriz de tecnologías, contemplando redes protegidas, pre-enambladas, subterráneas, etc.	8 Actualización de la Red Inversiones relacionadas con renovación de activos que han superado su vida útil o están muy cerca de alcanzarla.
9 Almacenamiento por Baterías Inversiones en sistemas de almacenamiento por baterías para optimización de la operación (asociada a penetración de GU).	10 Normalización de Pérdidas - Implementación de redes especiales (redes blindadas, red de BT en altura, etc.). - Implementación de herramientas de gestión de proximidad.	11 Acceso Universal - Extensión de la red y capacidad de transformación para conectar nuevos usuarios. - Instalación de sistemas stand-alone en aquellos casos que no pueda extenderse la red.	X Inversiones IIAI Ampliación de red y capacidad de transformación asociada al crecimiento tendencial de la demanda (independientes de la transición energética).

La estimación de las necesidades de inversión en el segmento de distribución eléctrica se ha realizado a través de un modelo que contempla dos escenarios de transición energética para el año 2040. Un escenario teórico de "transición efectiva", que busca alcanzar estándares similares a los de los países desarrollados, y un escenario de "transición parcial", ajustada a las particularidades y limitaciones de la región. Estos escenarios fueron alimentados por datos suministrados por las empresas distribuidoras asociadas a ADELAT, una caracterización detallada de la situación actual en cada país, y proyecciones de demanda energética que incorporan variables macroeconómicas, demográficas y tecnológicas.

Se establecieron parámetros técnicos para cada uno de los vectores de transición energética identificados que incluyeron, entre otros, los requerimientos de expansión de nuevas líneas y capacidad de transformación para soportar la mayor demanda y la integración de generación distribuida, las necesidades de inversión en tecnología para la digitalización de la red, incluyendo sistemas ADMS, sensores, y dispositivos de control remoto, los costos asociados con la instalación de estaciones de recarga, y la implementación de medidores inteligentes y sistemas de gestión de datos de medición. Asimismo, se estimaron los costos unitarios de los activos necesarios para implementar las inversiones, basados en precios de mercado y datos históricos. Se incluyeron costos por kilómetro de red, por megavatio de capacidad de transformación, y por unidad de equipamiento de DyA y AMI, entre otros.

Estructura del Modelo de Inversiones



El modelo considera un escenario base de crecimiento tendencial de las inversiones de los DSO (BAU, Business As Usual), que sirve como referencia para comparar el impacto de las inversiones en los escenarios de transición energética, estimando la evolución del consumo de energía eléctrica hasta el año 2040 utilizando un enfoque de proyección econométrica. La proyección se realiza de manera desagregada por sectores, considerando las inversiones según dos categorías principales: Inversiones Obligatorias o “Mandatorias”, necesarias para atender el crecimiento de la demanda y la expansión de la red, e Inversiones Discrecionales, planificadas y realizadas bajo la consideración de criterios internos de las empresas.

Se diseñaron dos escenarios para capturar las diferentes rutas que los países podrían seguir en su camino hacia una red de distribución eléctrica más moderna, eficiente y resiliente: **Transición Efectiva**, en el que los siete países logran estándares similares a los de las economías desarrolladas en 2040, y **Transición Parcial**, en el que el avance hacia la modernización de la red es más gradual, con una menor adopción de tecnologías avanzadas y un enfoque en mantener la operatividad básica de la red. A continuación, se presenta un resumen de los supuestos considerados para cada uno de los escenarios de transición energética evaluados.

Escenarios de Transición Energética Efectiva y Parcial

Vector	Escenario TE Efectiva 2040	Escenario TE Parcial 2040
Electrificación de Nuevos Usos	Residencial: electrificación parcial GLP y biomasa Industrial: electrificación parcial Carbón mineral, biomasa, GLP, diesel y fuel oil Comercial y Sector Público: consumo 100% electrificado	Escenario de electrificación limitada (50% del escenario de TE Efectivo)
Electromovilidad	20% del parque vehicular	10% del parque vehicular
Conexión a GD	GD equivalente al 20% del consumo energético	GD equivalente al 10% del consumo energético
Digitalización y Automatización	Sistema 100% digital y automatizado . Implementación de sistema ADMS, GIS avanzado, sistemas de gestión comercial, de activos, sensores, interruptores, etc.	Sistema 50% digital y automatizado
AMI	Despliegue del 100%	Despliegue del 50%
Calidad de Servicio	En función de las características de la red de cada país. Aproximadamente se acortan alimentadores en 10-16%	En función de las características de la red de cada país. Aproximadamente se acortan alimentadores en 5-8%
Resiliencia	Estrategia de resiliencia en función del riesgo climático de cada país (alta participación de red subterránea)	Estrategia de resiliencia 90% Aérea 10% Subterránea
Actualización de la Red	En función de las características de la red de cada país	En función de las características de la red de cada país
Baterías	Se incorporan sistemas de baterías a medida que la GD supere el umbral del 15% del consumo energético	No contempla sistemas de baterías
Normalización de Pérdidas	Normalización del 100% de clientes irregulares	
Acceso Universal	Acceso 100% garantizado , ya sea por extensión de la red o stand-alone	

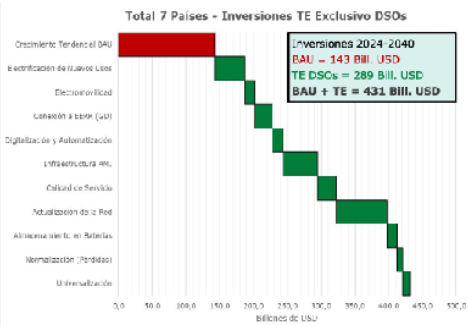
El monto de inversiones estimado para cada escenario corresponde a aquellas que serían realizadas de forma exclusiva por los DSO, excluyendo otras inversiones que pueden ser desarrolladas por actores diferentes, como son las correspondientes a activos de conexión a Generación Distribuida o infraestructura de recarga de vehículos eléctricos. Además, las inversiones resultantes no se consideran restringidas por los contextos regulatorios, financieros u operativos de cada país. Se trata de inversiones necesarias, independientemente de las barreras actuales, lo que subraya la importancia de un marco de políticas y regulaciones que facilite su implementación.

RESULTADOS DEL MODELO DE INVERSIONES

ESCENARIO DE TRANSICIÓN EFECTIVA

Para los siete países considerados, el modelo estima un total de USD 431 mil millones en inversiones acumuladas necesarias hasta el año 2040 por parte de los operadores de sistemas de distribución eléctrica (DSO), excluyendo aquellas en activos de conexión a generación distribuida (GD) que serían realizadas por otros agentes.

Resultados Escenario Transición Efectiva

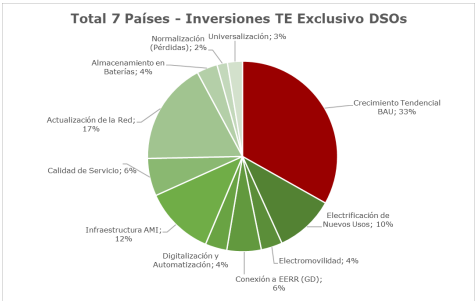


“

Las inversiones se distribuyen con un enfoque particular en aquellos que tienen un mayor impacto en la modernización.

Distribución de los vectores de inversión en el escenario de TE efectiva

Las inversiones se distribuyen entre diferentes vectores de la transición energética, con un enfoque particular en aquellos que tienen un mayor impacto en la modernización y eficiencia de la red. Los vectores con mayor peso porcentual en este escenario son el de Crecimiento Tendencial, que representa un 33% del total de la inversión. En lo que se refiere a la transición energética, los vectores de mayor peso son el de Actualización de la Red (17%), Infraestructura AMI (12%) y Electrificación de Nuevos Usos (10%).



Las inversiones anualizadas representan entre 0,19% y 0,50% del PIB de los países evaluados, y entre 75,4 y 97,4 USD por cliente (con base en el número total de clientes conectados). Finalmente, las inversiones proyectadas por energía distribuida son entre 6,0 y 16,1 USD/MWh. A continuación, se presenta un resumen de las inversiones promedio por año estimadas para cada país en el escenario de TE Efectiva.

Inversiones promedio por año en el escenario de TE Efectiva

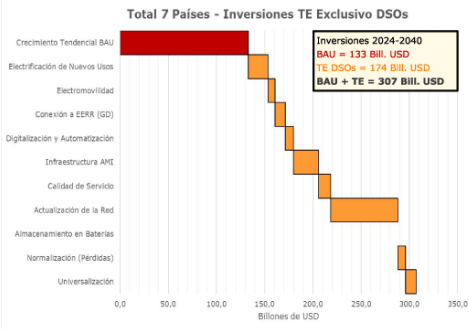
Inversiones de TE Efectiva al 2040: 11 Vectores + BAU (Billones de USD/Año)								
Ítem		Argentina	Brasil	Chile	Colombia	Ecuador	Guatemala	Perú
Exclusivas DSOs	BAU	0,8	5,6	0,2	0,9	0,4	0,2	0,3
	11 Vectores de TE	1,6	10,7	0,7	2,1	0,7	0,5	0,8

ESCENARIO DE TRANSICIÓN PARCIAL

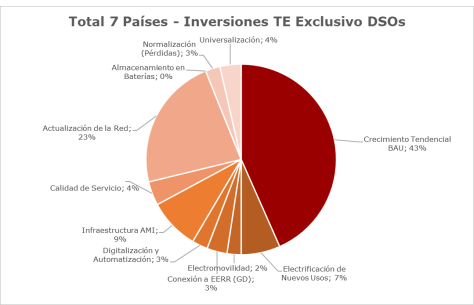
En el escenario de Transición Parcial, las inversiones necesarias son menores en comparación con el escenario de Transición Efectiva, reflejando una adopción más lenta de tecnologías avanzadas y una menor integración de energías renovables y electrificación de nuevos usos. El modelo estima un total de USD 307 mil millones de dólares en inversiones acumuladas necesarias hasta el año 2040, para los siete países considerados, inversiones que corresponden a los DSO y excluyen aquellas en activos de conexión a generación distribuida (GD) realizadas por otros agentes.

Las inversiones en el escenario TE Parcial se distribuyen de manera diferente en comparación con el escenario de TE Efectiva, con una mayor concentración en la expansión de la red bajo el crecimiento tendencial (BAU), que representa el 43% de las inversiones. Los otros vectores de inversión con mayor peso porcentual en este escenario son: Actualización de la Red (23%), Infraestructura AMI (9%) y Electrificación de Nuevos Usos (7%).

Resultados Escenario Transición Efectiva



Distribución de los vectores de inversión en el escenario de transición parcial



A continuación, se presenta un resumen de las inversiones promedio por año estimadas para cada país en el escenario de TE Efectiva.

Inversiones promedio por año en el escenario de TE Efectiva

Inversiones de TE Parcial al 2040: 11 Vectores + BAU (Billones de USD/Año)								
Ítem		Argentina	Brasil	Chile	Colombia	Ecuador	Guatemala	Perú
Exclusivas DSOs	BAU	0,6	5,5	0,2	0,8	0,3	0,1	0,3
	11 Vectores de TE	0,8	6,6	0,4	1,2	0,4	0,3	0,5

CONDICIONES HABILITADORAS PARA LAS INVERSIONES

El éxito de la transición energética en América Latina dependerá no solo de la identificación de las necesidades de inversión, sino también de la creación de un entorno favorable que permita atraer y sostener esas inversiones. En este sentido, los esquemas de remuneración desempeñan un papel crucial. En un esquema de regulación de precios máximos (Price Cap Regulation), los reguladores establecen un límite máximo para las tarifas que las DSO pueden cobrar, incentivando a las empresas a mejorar su eficiencia para aumentar sus ganancias. Este modelo puede fomentar la contención de costos, pero si los topes de precios se fijan demasiado bajos, puede desincentivar las inversiones necesarias. Por el contrario, un esquema de regulación por incentivos (Incentive-Based Regulation), ofrece incentivos adicionales para que las DSO mejoren la calidad del servicio, la eficiencia operativa y la innovación tecnológica. Los esquemas de remuneración basados en incentivos pueden incluir mecanismos específicos para promover la inversión en digitalización, resiliencia y reducción de pérdidas.

En el contexto de la transición energética, algunos países han comenzado a desarrollar esquemas regulatorios específicos que ofrecen incentivos adicionales para inversiones en áreas clave, como la electrificación de nuevos usos, la movilidad eléctrica, la digitalización y la resiliencia de la red. Estos esquemas pueden incluir bonificaciones por alcanzar objetivos de descarbonización, conectar a generación distribuida o mejorar la eficiencia energética.

De la misma forma, los mecanismos de remuneración basados en empresa modelo, que fijan una remuneración ex ante sobre la base de los costos de una empresa ideal, promueven el ahorro en el costo de las empresas, pero también limitan los incentivos para invertir en modernización de la infraestructura. El estado del arte y las regulaciones modernas demuestran que un buen esquema de remuneración considera tanto el reconocimiento de costos reales como esquemas de incentivos por eficiencia.

Para que los esquemas de remuneración puedan habilitar las inversiones en la transición energética, es necesario que se adapten a los objetivos de la transición energética, incorporando incentivos claros para que los DSO inviertan en áreas prioritarias, como la resiliencia de la red, la integración de generación distribuida y la electrificación de nuevos usos. Adicionalmente, es fundamental que las tasas de retorno reflejen los riesgos inherentes a las inversiones y sean lo suficientemente atractivas para atraer capital, especialmente en países con altos niveles de riesgo. Finalmente, los marcos regulatorios deben ser estables y predecibles, lo que permitirá a las DSO y a los inversionistas planificar con mayor certidumbre y reducir el costo del financiamiento, e incorporar esquemas que recompensen la adopción de nuevas tecnologías y prácticas innovadoras que mejoren la eficiencia operativa y la calidad del servicio.



El éxito de la transición energética en América Latina dependerá no solo de la identificación de las necesidades de inversión.

BENEFICIOS DE LAS INVERSIONES EN TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Las inversiones en la transición energética en América Latina no solo son necesarias para cumplir con los objetivos de descarbonización y modernización del sector eléctrico, sino que también generan una serie de beneficios operativos, económicos, sociales y ambientales.

En el nivel operativo, las inversiones en la transición energética tienen un impacto en la mejora de la eficiencia de la infraestructura, que mejora la sostenibilidad financiera de los operadores de sistemas de distribución. Estos beneficios incluyen menores gastos por tareas de inspección, por menor necesidad de intervenciones, por optimización y flexibilización de la operación, por reducción de riesgos laborales, por menor necesidad de tareas de gestión comercial, y por incremento del relacionamiento digital.

Las inversiones en la transición energética también generan beneficios económicos significativos, tanto para los operadores de sistemas de distribución (DSOs) como para los consumidores y la industria en general. Estos beneficios incluyen el desarrollo de nuevos negocios, la mejora de la competitividad en la industria, la reducción en la factura del consumidor, menores necesidades de inversión en medidas de contingencia, y reducción en la importación de energéticos.

Por su parte, los beneficios sociales se manifiestan en diversos aspectos que van desde la mejora de las condiciones de vida y promoción de economía regional y circular, la reducción de la brecha de género y el desarrollo de actividades productivas, la generación de empleo calificado, la mejora en la seguridad en la vía pública, y la mejor identificación y focalización de usuarios vulnerables.

Finalmente, La transición energética genera importantes beneficios ambientales, que se manifiestan a través de la reducción del consumo energético y de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), ya sea por sustitución de fuentes convencionales, por incorporación de recursos renovables distribuidos, por optimización de la operatividad de la red, y por disminución de las pérdidas de energía.

“

Las inversiones en la transición energética también generan beneficios económicos significativos, tanto para los operadores de sistemas de distribución (DSOs) como para los consumidores y la industria en general.

la eficiencia operativa y la capacidad de respuesta a las demandas del mercado.

Participación en Nuevos Mercados: Los DSO pueden capturar nuevos mercados y servicios asociados a la transición energética, como la gestión de la demanda, la infraestructura de recarga de vehículos eléctricos, y la participación en mercados de agregación y respuesta de la demanda. Además, pueden explorar oportunidades en áreas como la ciberseguridad y la gestión de datos.

Esquemas de Remuneración: Esquemas que permitan a los DSO recuperar de manera anticipada las inversiones en la transición energética. Los esquemas de remuneración deben ser transparentes, justos y capaces de adaptarse a los cambios en el mercado y la tecnología.

Regulación para Nuevos Servicios: Regulaciones que faciliten la provisión de nuevos servicios asociados a la transición energética, como la recarga de vehículos y la agregación de demanda.

Protección de Datos: Regulaciones claras sobre el uso de datos y la protección de la privacidad, de manera que beneficie tanto a los consumidores como al sistema en general, garantizando al mismo tiempo la protección contra el uso indebido de la información.

Simplificación de Procedimientos: Reducir la burocracia y los tiempos para la aprobación de proyectos para atraer inversiones y acelerar el desarrollo de la infraestructura necesaria.

Involucrar a las Comunidades Locales: Desarrollar programas de capacitación dirigidos a las comunidades para explicar los beneficios de la transición y cómo pueden participar en el proceso. Esto es especialmente importante en áreas rurales donde la normalización y universalización del acceso a la energía pueden transformar significativamente las condiciones de vida.

Estructuras Tarifarias Eficientes: Diseñar estructuras tarifarias que no solo cubran los costos de inversión, sino que también incentiven a los consumidores a adoptar prácticas energéticas más eficientes y a participar activamente en la transición energética.

Promover Estudios Piloto, que permitan probar y ajustar nuevas tecnologías, modelos de negocio y estrategias regulatorias. Estos pueden incluir la implementación de sandbox regulatorios, que permiten una experimentación segura y regulada antes de la implementación a gran escala.

La transición energética en América Latina es un reto ambicioso, pero también una oportunidad única para construir un futuro más sostenible, equitativo y próspero. Las inversiones en la modernización del sistema eléctrico son el pilar fundamental de esta transformación, y sus beneficios se extienden mucho más allá del sector energético, impactando positivamente en la economía, la sociedad y el medio ambiente. El éxito de la transición energética en la región dependerá de la capacidad de los países para superar las barreras y comprometerse plenamente con la transformación de sus sistemas eléctricos. Las decisiones que se tomen en los próximos años serán fundamentales para definir el camino hacia un futuro energético más sostenible, resiliente y justo para todos.

“



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