

RESUMEN EJECUTIVO DSO REVIEW

TARIFAS PARA LA TRANSICIÓN

REMUNERACIÓN Y DISEÑOS TARIFARIOS PARA
LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN AMÉRICA LATINA





DSO Review N.º 10 - Serie: Regulación y Mercados

AUTORES

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

COLABORADORES

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

PALABRAS CLAVE

Remuneración de la distribución; Diseño
tarifario; Regulación por incentivos; Transición
Energética; Estructura tarifaria: Activos
no Convencionales; Subsidios Sociales;
Reconocimiento de Inversiones; Señales de
precio; América Latina.

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

Todos los derechos reservados. Se autoriza
la reproducción total o parcial con fines no
comerciales, citando la fuente.

Julio de 2026

01

LA REMUNERACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN ANTE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

El modelo de remuneración y el esquema tarifario constituyen el núcleo económico de la distribución eléctrica: definen cómo se reconocen los costos del servicio, cómo se recuperan las inversiones en la red y qué señales de precio reciben los usuarios. De su diseño dependen la suficiencia de los ingresos para sostener una infraestructura confiable, la eficiencia con que se asignan los recursos y la equidad con que se reparte el costo del servicio. La regulación remuneratoria no es, por tanto, un asunto meramente contable, sino una pieza estructural que condiciona la capacidad del sector para invertir, modernizarse y responder a las expectativas de la sociedad.

Durante décadas, los marcos de remuneración de la región se construyeron sobre un supuesto que hoy está en revisión: el de una red pasiva, con flujos unidireccionales y una demanda predecible, cuya función era transportar la energía desde el sistema de transmisión hasta el usuario final. Sobre esa base se consolidaron los esquemas de empresa modelo eficiente, los precios tope y los ciclos tarifarios plurianuales que, en su momento, lograron ordenar la inversión y contener los costos. La tarifa se construyó mayoritariamente sobre la energía consumida —porque el consumo era un buen indicador del uso de la red—, la base de activos se concibió en torno a infraestructura física de larga vida y los ciclos asumieron que las condiciones de costo, demanda y tecnología se mantendrían estables entre revisiones.

La transición energética ha erosionado esas premisas por cuatro vías. La primera es la irrupción de los recursos energéticos distribuidos, que han convertido la red en un sistema bidireccional y, sobre todo, han roto la correlación entre la energía que el usuario compra y los costos que su conexión impone al sistema: un hogar con paneles solares puede reducir drásticamente su consumo facturado —y con él su contribución a los costos de red recaudados vía cargos volumétricos— mientras sigue dependiendo plenamente de la infraestructura para respaldar su suministro. La segunda es la electrificación de nuevos usos, que no solo eleva la demanda sino que modifica su forma, generando picos concentrados cuya atención depende menos de la energía total consumida que de la coincidencia temporal del consumo. La tercera es la digitalización: la medición avanzada, la automatización y la gestión de datos son indispensables para operar la nueva complejidad, pero se trata de activos no convencionales cuya naturaleza y vida útil difieren de la infraestructura física para la que se diseñaron las categorías regulatorias clásicas. La cuarta es la creciente exigencia de resiliencia frente a eventos climáticos extremos, cuyo beneficio no siempre capturan los indicadores vigentes.

Estos factores convergen en tres tensiones que los marcos actuales resuelven solo parcialmente. La primera es entre la suficiencia de los ingresos y la estructura de la tarifa: si el grueso de la recaudación descansa en cargos volumétricos mientras el consumo facturado se estanca por el autoconsumo y la eficiencia, la sostenibilidad financiera del servicio queda comprometida. La segunda es entre la certidumbre para invertir y la asequibilidad: la distribuidora necesita reglas estables para recuperar inversiones crecientes, mientras la sociedad exige contener el costo y proteger a los usuarios vulnerables. La tercera es entre la sofisticación de las señales de precio y la equidad, pues las tarifas diferenciadas son

más eficientes pero no deben penalizar de forma desproporcionada a quienes tienen menor capacidad de respuesta. Subyacente a todas ellas persiste el desafío de focalizar correctamente los subsidios y de blindar el diseño tarifario frente a la presión política.

En este escenario, el modelo de remuneración deja de ser un asunto técnico de segundo orden para convertirse en un determinante de primer orden del éxito de la transición energética. Los marcos diseñados para una red pasiva no desaparecerán de un día para otro, pero requieren evolucionar hacia esquemas que valoren la flexibilidad, la resiliencia y la eficiencia dinámica. Este estudio analiza los modelos de remuneración y los esquemas tarifarios de la distribución eléctrica en América Latina con un triple propósito: caracterizar el panorama regional, contrastarlo con las mejores prácticas regulatorias internacionales y aportar elementos concretos para orientar la evolución de los marcos vigentes. El análisis se sustenta en el Benchmarking desarrollado en el marco del Comité de Tarifas de ADELAT, complementado con una investigación propia sobre enfoques regulatorios internacionales.



02

MARCO CONCEPTUAL: MODELOS DE REMUNERACIÓN Y DISEÑO TARIFARIO

La distribución eléctrica constituye un monopolio natural: la duplicación de redes resultaría antieconómica y, en ausencia de competencia, el precio del servicio no puede determinarse en un mercado. La tarea del regulador consiste en aproximarse al resultado que produciría un mercado competitivo —precios eficientes, calidad adecuada e inversión suficiente— mediante reglas que determinan cuánto puede percibir la distribuidora y cómo se traslada ese ingreso a los usuarios.

El modelo de remuneración define la regla básica que vincula los costos del servicio con el ingreso reconocido, y los arquetipos se distinguen por la variable que el regulador controla y por cómo se reparte el riesgo. La regulación por tasa de retorno reconoce los costos operativos prudentes más una rentabilidad sobre el capital invertido: asegura la recuperación de la inversión, pero ofrece incentivos débiles a la eficiencia y puede inducir a sobreinvertir. La regulación por precio tope fija un precio máximo —o un valor unitario como el Valor Agregado de Distribución (VAD)— durante un período plurianual, ajustado por inflación y por un factor de eficiencia: genera un incentivo potente a reducir costos, pero traslada más riesgo a la distribuidora. La regulación por ingreso tope limita el ingreso total en lugar del precio unitario, desacoplándolo del volumen de energía vendida, lo que resulta especialmente pertinente en contextos de autoconsumo y generación distribuida. En la práctica, la frontera entre estos arquetipos se ha difuminado con esquemas híbridos de regulación por desempeño.

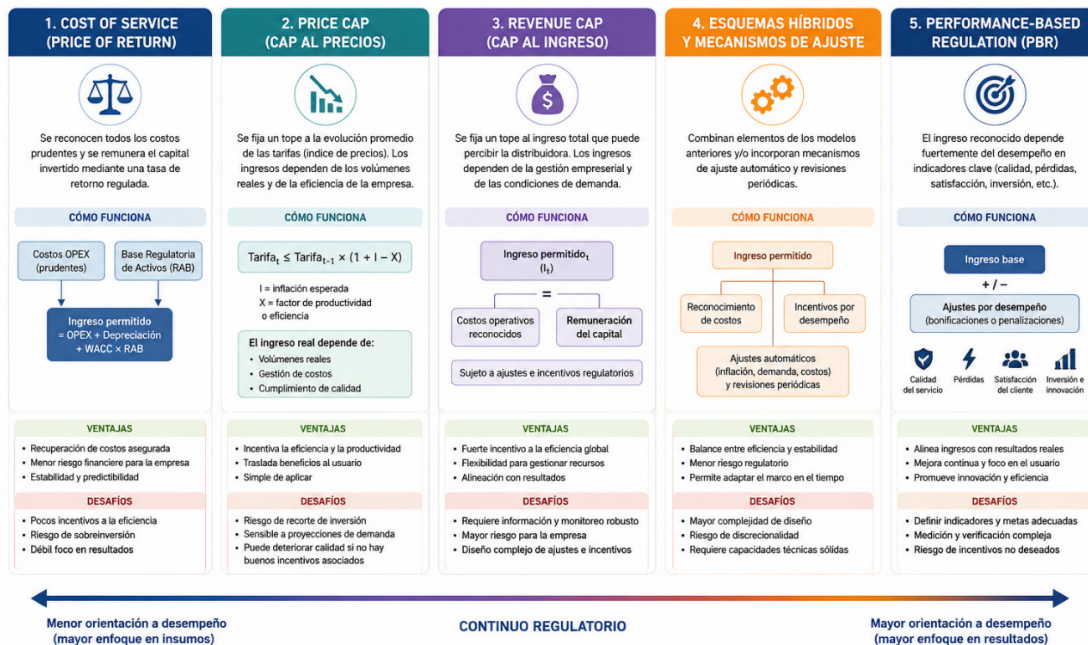


Fig. 1. Enfoques regulatorios de remuneración de las empresas distribuidoras.

Cualquiera sea el modelo, el regulador debe determinar qué nivel de costos reconoce como base de la tarifa. El enfoque de empresa modelo eficiente construye una compañía teórica que prestaría el servicio al mínimo costo posible, y son los costos de esa empresa ideal —no los de la distribuidora real— los que entran en la tarifa: traslada un fuerte incentivo a la eficiencia, pero enfrenta la complejidad de modelar correctamente y el riesgo de alejarse de las condiciones reales de operación. El enfoque de costos reales reconoce el gasto efectivamente incurrido, sujeto a un juicio de prudencia, con mayor certidumbre pero menor presión de eficiencia. Entre ambos se sitúan los esquemas mixtos, que combinan costos modelados con costos reales o de mercado, o que emplean benchmarking entre distribuidoras para fijar metas.

El ingreso regulado se compone esencialmente de la retribución del capital invertido, su recuperación vía depreciación y la cobertura de los costos de operación. La pieza central es la Base Regulatoria de Activos (RAB), cuyo valor se determina por el costo histórico o por el costo de reposición —a través del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR)—, y sobre la cual se aplican la tasa de retorno y la depreciación. Los costos se clasifican en capital (CAPEX), que se incorpora a la RAB y se remunera a lo largo del tiempo, y operación (OPEX), que se reconoce en el período en que se incurre. La distinción no es neutra: como el CAPEX se remunera con rentabilidad durante toda su vida útil mientras el OPEX solo se recupera en el período, el diseño sesga a la empresa hacia la inversión en activos físicos aun cuando una solución operativa fuera más eficiente, el fenómeno denominado capex bias. Para corregirlo ha ganado terreno el enfoque TOTEX, que reconoce de manera integrada el gasto total. La rentabilidad aplicada a la RAB se determina mediante el costo promedio ponderado de capital (WACC), que debe guardar coherencia con el riesgo regulatorio efectivo.

Mientras el modelo de remuneración determina cuánto percibe la distribuidora, la estructura tarifaria define cómo se recauda ese ingreso de los usuarios. Sus componentes básicos son el cargo fijo, el cargo variable o volumétrico y, en muchos diseños, el cargo por potencia o demanda máxima, conceptualmente relevante porque buena parte de los costos de red se determina por la capacidad que debe estar disponible en los momentos de máxima demanda y no por la energía total consumida. A ello se añade la diferenciación temporal de los precios —tarifas por tiempo de uso, horarias y, en su expresión más avanzada, dinámicas—, que busca inducir un uso más eficiente de la red y aprovechar la flexibilidad de la demanda, aunque su despliegue depende de la existencia de medición avanzada.

Por último, los marcos modernos incorporan incentivos explícitos orientados a la calidad, la reducción de pérdidas, la eficiencia y, crecientemente, la resiliencia. La distinción decisiva es si son simétricos —premian el buen desempeño y penalizan el malo— o asimétricos —solo castigan el incumplimiento—, porque de ello depende que la calidad se vuelva una inversión rentable o apenas un umbral que evitar. Estos incentivos operan dentro de ciclos tarifarios plurianuales, habitualmente de cuatro o cinco años, cuya duración encierra un compromiso entre el incentivo a la eficiencia y el riesgo de desactualización, mitigado mediante revisiones intermedias y mecanismos de indexación. Modelo, determinación de costos, componentes del ingreso, estructura tarifaria e incentivos operan como un sistema interdependiente cuyo equilibrio define la suficiencia y la sostenibilidad del esquema.

03

PANORAMA REGIONAL DE LOS MODELOS DE REMUNERACIÓN Y ESQUEMAS TARIFARIOS

3.1. MODELOS DE REMUNERACIÓN

El Benchmarking revela un panorama que, a primera vista, sugiere uniformidad: la mayoría de las distribuidoras declara operar bajo un esquema de precio tope articulado en torno al VAD. Esa coincidencia, sin embargo, esconde diferencias en la regla con que se fija el ingreso y, con ella, en el reparto del riesgo. Bajo ese criterio, el panorama se ordena en tres categorías sobre un mismo continuo. La primera, y la más extendida, es el precio tope: el regulador fija un ingreso máximo plurianual calculado sobre costos eficientes de referencia y no sobre los de la distribuidora real. Chile constituye su expresión más pura; bajo la misma regla operan Guatemala y Perú, que construyen ese estándar a partir de una empresa modelo teórica, mientras que Brasil comparte la lógica de precio tope por incentivos pero deriva su costo eficiente del benchmarking entre distribuidoras reales. El Salvador y Bolivia se inscriben también aquí. A cierta distancia se sitúa el ingreso máximo, cuyo exponente es Colombia, donde el regulador fija un tope al ingreso total anclado en los activos efectivamente instalados y en un plan de inversiones aprobado bajo la Resolución CREG 015 de 2018. En el extremo opuesto está el servicio al costo —Costa Rica, Ecuador y Paraguay—, donde el ingreso sigue de cerca los costos realmente incurridos y el riesgo recae sobre el usuario o el Estado.

Enfoque	Lógica	Base de costos	Países
Precio tope sobre costos eficientes	Ingreso fijado ex ante sobre un estándar, no sobre el gasto real	Empresa modelo teórica o benchmarking entre distribuidoras reales	Chile, Guatemala, Perú, Brasil, El Salvador, Bolivia
Ingreso máximo (Revenue Cap)	Tope al ingreso total anclado en la red física real, con planes de inversión.	Esquema mixto: Activos reales instalados (CAPEX) + Benchmarking de eficiencia (OPEX).	Colombia
Servicio al costo	El ingreso sigue los costos reales incurridos para garantizar el servicio	Costos reales y contables de la empresa (sujetos a criterios de prudencia)	Costa Rica, Ecuador, Paraguay

Tabla 1. Modelos de remuneración aplicados en la región.

La construcción del costo reconocido muestra tres mecanismos de distinta elaboración técnica. El más exigente es la empresa modelo eficiente, que reconstruye por completo la compañía que prestaría el servicio al mínimo costo mediante un estudio de ingeniería; Chile, Guatemala y Perú lo comparten, aunque difieren en quién valora los costos y quién dirime las controversias: Perú concentra ambas funciones en el regulador, mientras Chile y Guatemala las entregan a órganos independientes —el Panel de Expertos y una Comisión Pericial—. El esquema mixto renuncia a modelar la empresa entera: Colombia valora los activos con unidades constructivas a precios estándar y estima el gasto operativo eficiente mediante modelos de frontera estocástica, mientras Bolivia y Brasil separan los costos gestionables de los no gestionables, como la compra de energía. El tercero, el reconocimiento de costos reales, se asemeja más a una auditoría del gasto efectivo, como ilustra Costa Rica.

Prácticamente toda la región reconoce el CAPEX y el OPEX por separado, sin integrarlos en una sola bolsa de gasto: es la diferencia más nítida con el enfoque TOTEX consolidado en otras latitudes, un contraste que las propias distribuidoras de Chile, Colombia y Brasil hacen explícito. Cuando el regulador —o la empresa modelo— fija de antemano qué proporción corresponde a inversión y qué a operación, la distribuidora pierde la libertad de sustituir una por otra, y el diseño termina inclinando la balanza hacia el activo físico. La consecuencia trasciende lo contable: en un contexto en que muchas soluciones de la transición —flexibilidad, gestión de la demanda, servicios contratados— son operativas antes que físicas, un marco que premia el activo por encima de la operación desalienta justamente las respuestas más eficientes.

En la valoración de la base de activos la región se inclinó de manera casi unánime por el costo de reposición: Chile, Guatemala, Perú y El Salvador valoran a Valor Nuevo de Reemplazo; Colombia llega al mismo resultado mediante unidades constructivas a precios estándar; y en Brasil el criterio opera a través de la metodología tarifaria de la ANEEL. Más determinante aún resulta la frecuencia de actualización: mientras en la mayoría de los marcos la RAB se revalúa por completo solo en cada proceso tarifario —cada cuatro o cinco años—, Colombia la actualiza cada año incorporando las inversiones efectivamente ejecutadas. Es ahí donde la valoración deja de ser un asunto técnico para volverse económico: una base congelada durante todo el ciclo obliga a la inversión nueva a esperar hasta la siguiente revisión para empezar a remunerarse.

El momento del reconocimiento sigue la misma lógica. En los esquemas de empresa modelo es esencialmente ex ante: se remunera la red eficiente que el modelo proyecta, de modo que una inversión real no anticipada no encuentra reconocimiento hasta el siguiente proceso tarifario. En los sistemas de servicio al costo opera un reconocimiento ex post, y entre ambos se sitúa el esquema mixto colombiano, que fija ex ante las inversiones reconocibles y sus montos máximos e incorpora luego ex post los activos efectivamente ejecutados, con un ajuste que corrige las desviaciones. La diferencia se concentra en la rigidez: en los esquemas ex ante más rígidos, la inversión realizada a mitad de ciclo queda sin remunerar hasta la revisión siguiente y para entonces ha perdido valor, un costo que las distribuidoras resumen como la pérdida del valor del dinero en el tiempo que el reconocimiento diferido no alcanza a compensar.

El problema se agudiza con los activos no convencionales —medidores inteligentes, automatización, sensores, software—, cuyo reconocimiento pone a prueba marcos pensados para la infraestructura física. En los esquemas de empresa modelo la restricción es estructural: el modelo solo incorpora una tecnología cuando esta se ha vuelto la alternativa más eficiente, de modo que el marco recompensa a quien adopta la tecnología cuando ya es común y penaliza a quien la introduce primero. Donde existe una puerta de entrada suele ser estrecha y caso a caso: Colombia la abrió mediante unidades constructivas especiales e inversiones de renovación tecnológica, en un trámite que las distribuidoras describen como lento e incierto, y Perú permite incorporar al VAD proyectos de innovación y medición inteligente, pero aún sin reglas claras de valoración. El patrón de fondo es común: la mayoría de los marcos valora un activo por su categoría y no por el resultado que entrega, y los activos genuinamente nuevos, por definición, no encajan.

La tasa de retorno es el lugar donde el riesgo que el modelo reparte termina por pagarse, y la región la fija mediante tres mecanismos. Un primer grupo emplea el modelo de valoración de activos de capital (CAPM) y la actualiza con regularidad, de modo que sigue las

condiciones de mercado y el riesgo país: Brasil la recalcula cada año, y Argentina, Chile y Colombia en cada revisión. El caso argentino ilustra el principio de coherencia entre tasa y riesgo, al haberse reducido en enero de 2025 a 6,22% real después de impuestos tras la caída del riesgo soberano; Chile sustituyó en 2019 la tasa fija histórica del 10% real por una banda de entre 6% y 8% determinada por CAPM. Un segundo grupo conserva tasas fijadas por ley —Perú mantiene el 12% real antes de impuestos de 1992, El Salvador el 10% de 1996 y Guatemala ha mantenido durante más de una década el piso legal del 7%—, con alta previsibilidad pero riesgo de desalinearse del costo real de capital. Un tercer grupo, el de los sistemas públicos o cooperativos, prescinde de un WACC comercial.

En materia de incentivos, el cuadro de conjunto es revelador: la región incentiva sobre todo castigando. El incentivo de calidad, articulado en torno a los indicadores SAIDI y SAIFI, opera en la mayoría de los marcos de forma asimétrica, con sanciones o compensaciones al usuario por incumplimiento pero sin retribución equivalente por desempeño superior. Colombia es la excepción más nítida, al ajustar el ingreso del operador al alza o a la baja según su desempeño frente a las metas de calidad media, y Brasil integra una dimensión de calidad y satisfacción en su Factor X. Las pérdidas reciben un tratamiento de doble cara —son componente reconocido del ingreso y, al mismo tiempo, incentivo, pues quien las reduce por debajo del estándar retiene la diferencia—. La eficiencia operativa rara vez se premia de forma explícita porque el propio modelo la incorpora, y la resiliencia y la digitalización carecen casi por completo de señal económica.

Finalmente, los ciclos se extienden casi siempre entre cuatro y cinco años. Las diferencias aparecen en la actualización dentro del período —Colombia actualiza su base anualmente y Costa Rica ajusta sus tarifas cada año— y en la robustez de la indexación: desde Colombia, cuya remuneración se ajusta casi exclusivamente por el índice de precios al productor, hasta Argentina, que empujada por la inflación llevó el ajuste a una frecuencia mensual e incorporó un esquema de diferimiento. Duración e indexación operan como un solo dispositivo: cuanto más largo el ciclo, más decisiva se vuelve la robustez del ajuste, y de su combinación depende cuánto riesgo de erosión del ingreso real soporta la distribuidora entre revisiones.

3.2. ESQUEMAS TARIFARIOS Y SEÑALES DE PRECIO

Determinado cuánto percibe la distribuidora, queda la otra mitad de la ecuación: cómo se recauda ese ingreso de los usuarios. La gran mayoría de la muestra emplea una estructura básica de cargo fijo más cargo variable, con la excepción de Colombia y, en el segmento residencial, de Brasil, donde el componente fijo existe solo para los consumidores de alta tensión y se encuentra en consulta pública una propuesta para sustituir la actual franquicia mínima por un cobro fijo mensual. Donde sí aparecen diferencias sustantivas es en la apertura de los componentes: Colombia y Costa Rica presentan la desagregación más completa y explícita en factura, mientras que para el pequeño usuario de Chile, Guatemala o Argentina el costo de la red viene integrado y resulta prácticamente invisible.

La señal de capacidad es casi inexistente en el segmento residencial. Solo Chile traslada el costo de la potencia a los hogares, y lo hace de forma indirecta mediante factores de carga aplicados al consumo; Colombia mantiene una tarifa monómica por energía y Perú incorpora un cargo de potencia coincidente dentro de la fórmula de la energía, no visible para el usuario. La mayoría de los países reserva el cargo por potencia o demanda para los consumidores de mediano y gran porte, con esquemas de potencia contratada y penalidades por exceso.

Algo similar ocurre con la diferenciación horaria. Brasil —con la Tarifa Blanca, hoy voluntaria pero en discusión para su aplicación automática a ciertos segmentos mediante la Consulta Pública 46/2025 de la ANEEL—, Perú, Costa Rica y Paraguay son los únicos países con tarifas horarias disponibles para consumidores residenciales; Chile y El Salvador las ofrecen como opción en media y baja tensión, Guatemala las estructura por bloques, Argentina y Bolivia las reservan para grandes demandas y Colombia mantiene tarifa plana para el usuario regulado. La transparencia del peaje de distribución sigue el mismo patrón desigual: es explícita y reglamentada en Brasil, Colombia, Costa Rica y El Salvador, parcial en Perú, e integrada e invisible para el usuario regulado en Argentina, Bolivia, Chile y Guatemala.

País	Residencial (BT)	Pequeña demanda (BT)	Mediana demanda (MT)	Gran demanda (AT/MT)	Tipo de tarifa horaria / por tiempo de uso	Observaciones relevantes
Argentina	○	○	○	●	–	Aplica solo a Grandes Demandas (>50 kW). Sin TOU para regulados residenciales.
Bolivia	○	○	○	●	3 bloques	Solo Grandes Demandas. Bloques: alto / medio / bajo.
Brasil	●	●	●	●	Tarifa Branca / Verde / Azul	Tarifa Branca para BT (residencial), Verde (A3–A4) y Azul (AS) en AT/MT.
Chile	○	○	◐	●	Punta / Fuera de punta	TOU opcional para clientes >10 kW en BT y MT. Definida por temporada.
Colombia	○	○	◐	◐	– (opción limitada)	No hay TOU para usuarios regulados residenciales. Solo no regulados u opciones especiales.
Costa Rica	○	○	●	●	Punta / Valle / Noche	TOU para BT >50 kW y MT (obligatoria para algunos). Tres periodos diarios.
Ecuador	○	○	◐	●	Punta / Fuera de punta	Aplica a MT (>13,8 kV) y grandes consumos. Dos periodos diarios.
El Salvador	○	○	●	●	Punta / Media / Valle	Opcional en BT (residencial). Obligatoria en MT y para grandes demandas.
Guatemala	○	○	○	●	Punta / Fuera de punta	TOU para clientes >11 kW y para estaciones de carga de vehículos eléctricos.
Paraguay	○	○	◐	●	Punta / Llano / Valle	Opcional en MT (>23 kV) y obligatoria en AT. Tres periodos diarios.
Perú	◐	●	●	●	Punta / Fuera de punta	Residencial con medidor avanzado (BTSI). Horario punta: 18:00–23:00.

LEYENDA

- Disponible / Obligatoria
- ◐ Disponible / Opcional
- No disponible

BT = Baja Tensión
MT = Media Tensión
AT = Alta Tensión

TIPOS DE TARIFAS HORARIAS

- Punta**
Horas de mayor demanda del sistema (precio más alto).
- Llano / Media**
Horas intermedias de demanda.
- Valle / Noche**
Horas de menor demanda (precio más bajo).

Fig. 2. Diferenciación horaria y tarifas por tiempo de uso en la región.

Todos los países cuentan con mecanismos de subsidio, pero los financian mediante cuatro arquetipos. El primero es el subsidio cruzado, donde los propios usuarios pagan: Perú lo aplica a través del FOSE para consumos de hasta 140 kWh mensuales y Bolivia mediante un descuento del 25% para consumos de hasta 70 kWh, mientras que en Chile los subsidios tienden a ser temporales y dependientes de procesos de inscripción, lo que limita su continuidad. El segundo es el modelo mixto colombiano, estructurado por estratos socioeconómicos, con descuentos para los estratos 1, 2 y 3 limitados al consumo de subsistencia y financiados con la contribución del 20% de los estratos altos, el comercio y la industria, más el déficit a cargo del Gobierno Nacional. El tercero es el fondo sectorial brasileño —la Cuenta de Desarrollo Energético, que pagan todos los consumidores y representa cerca del 20% de la tarifa residencial—. El cuarto es el subsidio con cargo al presupuesto público, presente en Argentina, El Salvador y Guatemala. La debilidad es compartida: la asignación se basa en el estrato del predio o en el nivel de consumo antes que en la condición socioeconómica real del hogar, lo que genera errores de inclusión y exclusión y, cuando los reintegros estatales se demoran, traslada el riesgo de cartera a la distribuidora.

El prepago tiene base regulatoria en la mayoría de los países analizados, pero su adopción es marginal por barreras económicas —el costo de los medidores, la baja atraktividad para la empresa y cuestiones operativas— y en algunos casos por limitaciones de diseño, como en Colombia, donde ciertos costos adicionales no pueden trasladarse mediante el sistema de prepago. La protección a los clientes electrodependientes muestra una brecha nítida:

solo Chile y Argentina disponen de marcos que combinan beneficio económico y garantía del servicio, mientras que Colombia y Perú se limitan a la protección contra el corte para usuarios formalmente reconocidos, Costa Rica los atiende mediante su tarifa preferencial de carácter social, y Bolivia, El Salvador, Guatemala y Paraguay carecen de regulación específica.

En incentivos de calidad y pérdidas, todos los países cuentan con indicadores o metas, pero el modelo predominante es asimétrico y punitivo. Solo Brasil y Colombia adoptan mecanismos simétricos que permiten a la distribuidora aumentar o reducir sus ingresos según su desempeño: Brasil mediante los indicadores DEC y FEC, con compensación automática al usuario ante cualquier violación individual y metas de pérdidas definidas por benchmarking; Colombia mediante SAIDI y SAIFI en el Sistema de Distribución Local, con un tratamiento de pérdidas que combina reconocimiento para empresas eficientes e incentivos progresivos.

Por último, la experimentación regulatoria es casi inexistente. Brasil es el país que más ha hecho uso de esta herramienta, con nueve proyectos de sandbox en ejecución que ensayan tarifas flexibles, respuesta de demanda, tarifas horosazonales locacionales, esquemas dinámicos, prepago y facturación fija con incentivos sociales. A partir de esa experiencia, difundida en el marco de ADELAT, Salta se convirtió en la primera provincia argentina en institucionalizar el mecanismo mediante la Resolución ENRESP n.º 2965/25, con proyectos piloto orientados a la normalización de barrios populares. Colombia se encuentra en consulta pública para establecer un marco formal mediante el proyecto de Resolución CREG 705 012/2026, mientras que Chile y Guatemala admiten innovar por cuenta y riesgo del distribuidor, y Bolivia, El Salvador y Perú carecen de regulación o experiencia.



El modelo de remuneración define la regla básica que vincula los costos del servicio con el ingreso que la distribuidora tiene derecho a percibir



04

ENFOQUES REGULATORIOS INTERNACIONALES Y MEJORES PRÁCTICAS

La transformación más profunda de la regulación de la distribución en las últimas dos décadas ha sido el tránsito desde la regulación por costo de servicio hacia la regulación basada en desempeño. El cambio es conceptual: mientras la regulación tradicional controla los insumos, la regulación por desempeño desplaza el eje hacia los resultados que la distribuidora entrega a los usuarios y al sistema. Su expresión más madura es el marco RIIO del regulador británico, cuyo acrónimo sintetiza la fórmula: los ingresos resultan de la combinación de incentivos, innovación y productos. Opera mediante un control de ingresos plurianual que otorga horizonte de planificación, un conjunto de productos medibles premiados o penalizados con incentivos financieros y reputacionales, una base de gasto total que deja a la empresa elegir la combinación más eficiente entre inversión y operación, un factor de reparto de ahorros y sobrecostos, y mecanismos de ajuste por incertidumbre que evitan que el carácter plurianual se traduzca en rigidez. Su calibración combina una tasa de retorno coherente con el riesgo efectivo del negocio con un reto de eficiencia continua del orden del 1% anual. El enfoque no es exclusivo del Reino Unido: numerosas jurisdicciones de Estados Unidos han ampliado el uso de mecanismos de incentivos por desempeño.

En el reconocimiento de inversiones e innovación se identifican cuatro líneas de buena práctica. La primera es la adopción del enfoque TOTEX, que al eliminar la ventaja contable del activo físico permite que las soluciones digitales y de flexibilidad compitan en igualdad de condiciones; Italia ofrece una variante gradual —el enfoque ROSS— que combina objetivos de gasto prospectivo con proporciones fijas entre operación y capital. La segunda es valorar las soluciones no asociadas a la red —flexibilidad y almacenamiento— como alternativas evaluables frente a la expansión física, habilitando la contratación de servicios de flexibilidad. La tercera es dotar a la innovación de un espacio de financiamiento propio, con un perfil de riesgo distinto del de la inversión ordinaria, porque sometida a los mismos criterios de prudencia ex post simplemente no ocurre. La cuarta es desplazar el eje del reconocimiento desde la categoría del activo hacia el resultado que produce, remunerando la inversión digital por su contribución a la calidad, la resiliencia o la integración de recursos distribuidos, como ha avanzado el modelo REV de Nueva York.

En diseño tarifario, la práctica internacional ha avanzado hacia señales que reflejan con mayor fidelidad el costo que cada usuario impone al sistema. Las tarifas diferenciadas en el tiempo abarcan un espectro creciente de sofisticación, desde las tarifas por tiempo de uso hasta la tarificación de punta crítica y la dinámica. La evidencia es robusta: la tarifa Tempo francesa ha reducido la punta nacional en torno a un 4% y los ensayos de Hydro-Québec mostraron reducciones cercanas al 6% en eventos de punta crítica. Al mismo tiempo, la investigación advierte que las tarifas por tiempo de uso capturan solo alrededor del 10% de las ganancias de eficiencia que lograría la tarificación en tiempo real, pero subraya que la mayor parte del beneficio se obtiene ya con un esquema simple de dos bloques. Un aprendizaje central es que el modo de adopción condiciona el resultado tanto como el diseño del precio: los esquemas voluntarios alcanzan participaciones bajas y con sesgo de autoselección, mientras que los esquemas por defecto logran coberturas muy superiores, siempre que se acompañen de salvaguardas para los usuarios con menor capacidad de respuesta. En cargos por capacidad, Australia es el referente más desarrollado en el segmento resi-

dencial. Subyace a todo ello una condición habilitante ineludible: ninguna de estas señales es viable sin medición avanzada, de ahí que la secuencia recomendable sea consolidar primero la infraestructura de medición, introducir después tarifas horarias por defecto con protecciones de transición, incorporar cargos por capacidad donde la señal de potencia resulte más valiosa y reservar los diseños dinámicos y locacionales para una fase posterior.

En materia de subsidios, la experiencia internacional converge en una idea: separar la protección social del diseño de la tarifa. La primera lección es que focalizar exige medir, y las jurisdicciones más avanzadas construyeron primero una definición operativa de vulnerabilidad energética —el Reino Unido evolucionó desde un umbral simple hacia un indicador que pondera el gasto energético, la distancia del ingreso respecto de la línea de pobreza y la eficiencia de la vivienda—. La segunda, y la más transversal, es desacoplar el subsidio de la tarifa mediante transferencias o bonos dirigidos al hogar, apoyándose en programas sociales y registros preexistentes: su virtud es doble, porque preserva intacta la señal de precio y traslada el financiamiento al presupuesto público focalizado. La tercera la aportan instrumentos concretos con distintos grados de desacople: el bono social español, con categorías graduadas de vulnerabilidad; el *chèque énergie* francés, que sustituyó las tarifas sociales por un bono asignado a partir de la información tributaria; y el Warm Home Discount británico, focalizado mediante prestaciones sujetas a comprobación de medios. La cuarta es que la protección trasciende el precio y abarca la continuidad del suministro.

Los mecanismos de experimentación regulatoria constituyen la respuesta internacional al dilema de innovar sin desestabilizar el marco. El Reino Unido fue pionero con el Innovation Link y el Energy Regulation Sandbox de Ofgem, que permiten ensayos en un entorno real mediante orientación específica y exenciones temporales; los Países Bajos habilitaron a asociaciones de vecinos y cooperativas a organizar el suministro entre pares y fijar sus propias tarifas dentro del entorno controlado. La literatura ha destilado cuatro principios: delimitación clara del alcance, con salvaguardas para los consumidores; capacidad de aprendizaje regulatorio, mediante monitoreo y retroalimentación hacia el proceso normativo; carácter intersectorial; y adaptación al contexto de cada jurisdicción en lugar de trasplantar modelos de mercados maduros.

Finalmente, todas las dimensiones técnicas del diseño remuneratorio solo producen los resultados esperados si descansan sobre un marco institucional creíble y estable. La regulación tarifaria opera como un contrato implícito de largo plazo, y cuando esa confianza se erosiona el riesgo regulatorio se incorpora directamente como una prima en el costo de capital. La OCDE ha sistematizado los principios de gobernanza en torno a cinco dimensiones que determinan la independencia efectiva de un regulador —claridad de su rol, transparencia y rendición de cuentas, independencia financiera, independencia de su liderazgo y una cultura institucional en su personal—, y no es casual que en sus países miembros el 87% de los reguladores de energía tenga estatus independiente. El modelo europeo ofrece la expresión normativa más exigente al exigir entidad jurídica propia, autonomía presupuestaria e independencia de instrucciones del gobierno y del mercado. A ello se añaden mecanismos que dotan de credibilidad al compromiso regulatorio frente al problema de la inconsistencia temporal: una base de activos protegida con metodologías predecibles funciona como un contrato de largo plazo, y las instancias de apelación independientes —como el recurso de las decisiones de Ofgem ante la autoridad de competencia británica— someten las decisiones a un escrutinio técnico reglado que acota la discrecionalidad. Las evaluaciones internacionales documentan que es precisamente en esta dimensión donde los países en desarrollo muestran sus mayores brechas.

05

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Bajo la diversidad de etiquetas, la región comparte una misma pregunta de fondo: quién asume el riesgo de que los costos reales se aparten de los reconocidos. El precio tope articulado en torno al VAD, calculado sobre una empresa modelo eficiente y con activos valorados a costo de reposición, es el paradigma claramente predominante, con Colombia desplazada hacia el ingreso máximo y los sistemas de empresa pública hacia el servicio al costo. Esta convergencia significa que los desafíos también tienden a ser comunes y que las soluciones ensayadas en un país son, con las debidas adaptaciones, relevantes para los demás.

La segunda conclusión, y la más consecuente para la transición, es que los marcos vigentes reconocen las inversiones de manera tardía, parcial y sesgada: la separación estricta entre CAPEX y OPEX inclina la balanza hacia el activo físico, la inversión no anticipada por el modelo espera hasta la revisión siguiente y los activos no convencionales solo encuentran cabida estrecha y caso a caso. La actualización anual de la base que practica Colombia muestra que el problema del reconocimiento diferido tiene solución dentro del propio paradigma regional. La tercera es que, de manera predominante, la regulación castiga pero no incentiva: los esquemas de calidad y pérdidas son mayoritariamente asimétricos, y solo Colombia y Brasil aplican esquemas simétricos, mientras la resiliencia y la digitalización carecen casi por completo de señal económica.

La cuarta conclusión se refiere al diseño tarifario: las señales de precio son débiles y poco diferenciadas, con un fuerte predominio volumétrico, un cargo por potencia residencial prácticamente inexistente y una diferenciación horaria marginal, de modo que la tarifa rara vez comunica al usuario el costo real que su consumo impone a la red. La quinta es que los subsidios están deficientemente focalizados y se canalizan a través de la tarifa, con una asignación basada en el estrato o el nivel de consumo antes que en la condición real del hogar. La sexta identifica brechas de protección e innovación: la protección a los electrodependientes es robusta solo en Chile y Argentina, el prepago tiene base regulatoria amplia pero adopción marginal, y la experimentación regulatoria es casi inexistente fuera de Brasil y Salta.

La séptima conclusión es transversal: la suficiencia de la remuneración depende menos del nivel de la tasa de retorno que de la estabilidad y previsibilidad de las reglas, porque una tasa bien fijada se diluye si las inversiones se reconocen tarde, si las tarifas se congelan por razones políticas o si las metodologías cambian de forma imprevista. Y una conclusión final, de carácter propositivo: Brasil emerge de forma consistente como el referente regional de innovación tarifaria —único país que combina tarifa horaria residencial, sandboxes operativos, incentivos simétricos de calidad y separación regulatoria explícita de componentes—, lo que sugiere que varias de las prácticas que la región discute ya tienen un banco de pruebas dentro de América Latina.

Sobre este diagnóstico, el estudio formula seis recomendaciones regulatorias. La primera es modernizar el reconocimiento de inversiones y neutralizar el sesgo hacia el capital, avanzando gradualmente hacia lógicas de gasto total o, al menos, eliminando la penaliza-

ción de las soluciones operativas y de flexibilidad; agilizando el reconocimiento mediante actualizaciones más frecuentes de la base de activos y esquemas mixtos ex ante/ex post; y creando vías explícitas para los activos no convencionales y digitales, reconociéndolos por la función que cumplen y no por su categoría contable. La segunda es transitar de incentivos asimétricos a incentivos simétricos orientados a resultados, tomando como referencia los modelos de Colombia y Brasil en calidad y gestión de pérdidas, e incorporando progresivamente señales económicas para la resiliencia y la digitalización.

La tercera recomendación es fortalecer las señales de precio del diseño tarifario mediante una secuencia ordenada: consolidar primero la medición avanzada como prerequisite, introducir después tarifas horarias —preferentemente por defecto y con protecciones de transición—, incorporar cargos por capacidad donde la electrificación y los recursos distribuidos hagan más valiosa la señal de potencia, y reservar los diseños dinámicos y locacionales para una fase posterior, mejorando en paralelo la transparencia del peaje de distribución en la factura. La cuarta es desacoplar los subsidios de la tarifa y focalizarlos por la condición real del hogar, sustituyendo los subsidios cruzados por transferencias o bonos que preserven la señal de precio, apoyándose en registros sociales y asegurando mecanismos de reintegro oportunos que no trasladen el riesgo de cartera a la distribuidora; a ello se suma cerrar las brechas de protección de los clientes electrodependientes.

La quinta es habilitar la experimentación regulatoria mediante sandboxes, adoptando mecanismos formales que permitan ensayar nuevas estructuras tarifarias en un entorno acotado, con exenciones temporales y evaluación sistemática, antes de generalizarlas; los sandboxes de Brasil y Salta ofrecen un referente regional directo. Y la sexta, como condición transversal, es reforzar la estabilidad y la independencia institucional del marco regulatorio, fortaleciendo la autonomía financiera y de gestión del regulador, estableciendo mandatos fijos y escalonados, reservando a su competencia técnica la potestad metodológica, garantizando la transparencia como contrapeso y disponiendo de instancias de apelación o arbitraje técnico que ofrezcan previsibilidad.



Fig. 3. Recomendaciones para reguladores y formuladores de política.

Estas recomendaciones conforman una agenda articulada, no una lista de medidas independientes. El modelo de remuneración, la determinación de costos, el tratamiento del capital y la operación, los incentivos, el diseño tarifario, los subsidios y el marco institucional son piezas de un mismo sistema, y su reforma debe abordarse con esa mirada de conjunto: de poco sirve sofisticar la señal de precio si el subsidio sigue distorsionándola, o reconocer mejor las inversiones si la tasa no refleja el riesgo o las reglas no son estables. La transición energética ha convertido al diseño remuneratorio y tarifario en un determinante de primer orden del futuro de la distribución eléctrica en América Latina. La buena noticia es que la región no parte de cero: dispone de referentes propios, de un diagnóstico compartido y de una agenda de reforma convergente expresada por las propias distribuidoras. El desafío es traducir ese consenso en marcos concretos, adaptados a cada realidad nacional, que acompañen la transformación del sistema.



