
LAS REVISIONES TARIFARIAS ELÉCTRICAS ARGENTINAS EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA: DESAFÍOS Y POSIBLES ADECUACIONES

Tesista: Lic. DÉBORA BELÉN MALISANI

Director de Tesis: Ing. CLAUDIO GUIDI

Buenos Aires, Julio 2026



**MAESTRÍA INTERDISCIPLINARIA EN ENERGÍA
UNIVERSIDAD DE BUENOS AIRES
CENTRO DE ESTUDIOS DE LA ACTIVIDAD REGULATORIA ENERGÉTICA**

CONTENIDO

Resumen.....	4
Introducción	5
1 Marco teórico.....	9
1.1 Definición de transiciones energéticas	9
1.2 Fundamentos de la regulación tarifaria.....	11
1.2.1 Regulación por Tasa de Retorno	12
1.2.2 Regulación por Precio Máximo	12
1.2.3 Regulación por Empresa Eficiente.....	13
1.2.4 Regulación tarifaria y transición energética	14
2 Desafíos de la transición energética	16
2.1 Gestión de la demanda.....	17
2.2 Movilidad eléctrica.....	19
2.3 Generación distribuida	21
2.4 Mejora de la calidad y reducción de pérdidas	22
3 Escenario internacional	27
3.1 Casos de estudio	27
3.1.1 Colombia	30
3.1.2 Reino Unido.....	31
3.1.3 España	35
3.2 Lecciones aprendidas	38
4 Escenario nacional argentino	40
4.1 Compromisos internacionales asumidos	40
4.2 Sector eléctrico	42
4.2.1 Nivel nacional	42
4.2.2 Jurisdicciones locales.....	44
4.2.3 Revisiones tarifarias	47
5 Propuestas de adecuaciones metodológicas.....	54
5.1 Remuneración de la actividad de distribución eléctrica	55
5.1.1 Remuneración del capital inicial e inversiones mediante VNR Depreciado	57
5.1.2 Costo de operación y mantenimiento.....	58
5.1.3 Incentivos a la eficiencia, innovación y desempeño	59
5.2 Requerimientos regulatorios	60
5.2.1 Rol del regulador y coordinación institucional.....	60

5.2.2	Producción de información, capacidades técnicas y gestión de activos	60
5.3	Incentivos tarifarios para los usuarios.....	61
5.3.1	Gestión de la demanda	61
5.3.2	Movilidad eléctrica.....	62
5.3.3	Generación distribuida	62
5.4	Equidad social.....	64
6	Conclusiones	66
7	Bibliografía.....	68
8	Anexo: Glosario de abreviaciones.....	72

RESUMEN

El trabajo analiza las metodologías aplicadas en las revisiones tarifarias de la distribución eléctrica en Argentina frente a los requerimientos de la transición energética. Identifica limitaciones estructurales, metodológicas e institucionales de los modelos vigentes y propone adecuaciones inspiradas en experiencias internacionales orientadas a incorporar incentivos a la eficiencia, la digitalización, el desempeño y la sostenibilidad. La hipótesis sostiene que las revisiones deberían evolucionar desde enfoques retrospectivos hacia un esquema prospectivo e integral basado en una base de activos remunerada en términos depreciados, reconocimiento ex ante de planes de inversión, incentivos a la eficiencia y señales tarifarias a la demanda que asegure recuperación de inversiones, estabilidad regulatoria y asequibilidad.

Palabras clave: Regulación tarifaria; distribución eléctrica; transición energética.

INTRODUCCIÓN

La transición energética (TE) constituye uno de los procesos estructurales más relevantes del siglo XXI. Implica la transformación del sistema energético global basado en combustibles fósiles hacia uno sustentado en fuentes renovables y tecnologías limpias, con el fin de mitigar el cambio climático y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Como plantea Sovacool (2017), estos procesos no se limitan a sustituciones tecnológicas, sino que conllevan transformaciones sociotécnicas complejas, que involucran cambios institucionales, regulatorios y de comportamiento. En América Latina, se desarrollan en un contexto de restricciones macroeconómicas, debilidades institucionales y creciente demanda de equidad energética, lo que exige modelos regulatorios adaptativos y sostenibles.

En Argentina, el sector energético representa el 50% de las emisiones totales de GEI¹, y enfrenta el doble desafío de asegurar la sostenibilidad ambiental y garantizar la viabilidad económica y social del sistema eléctrico. El país, como firmante del Acuerdo de París² y adherente al Plan Nacional de Transición Energética al 2030³, ha asumido compromisos concretos de descarbonización y diversificación de su matriz energética. En particular, en el sector de distribución de energía eléctrica, la efectividad de estos compromisos depende en gran medida de la capacidad del marco tarifario para generar señales adecuadas de inversión, eficiencia y equidad.

En este contexto, el presente trabajo analiza cómo podrían adecuarse las revisiones tarifarias de la distribución eléctrica para responder a los desafíos de la transición energética en Argentina. Su objetivo central es identificar las limitaciones estructurales y metodológicas de los modelos tarifarios vigentes y proponer adecuaciones metodológicas que incorporen incentivos a la eficiencia, la digitalización y la sostenibilidad. Metodológicamente, el trabajo combina revisión conceptual, análisis comparado de marcos regulatorios internacionales y examen del caso argentino a partir de normativa sectorial y metodologías tarifarias vigentes.

La hipótesis central sostiene que las metodologías vigentes resultan insuficientes para inducir las inversiones, la digitalización y el cambio funcional que exige la modernización de las redes eléctricas. En su lugar, se propone una evolución hacia un enfoque prospectivo que: (i) remunere la Base de Activos Regulatoria (BAR) en servicio; (ii) reconozca ex ante planes plurianuales de inversión y gasto, condicionando su recuperación a ejecución y resultados; (iii) incorpore incentivos explícitos a la eficiencia integral, la innovación y el desempeño; y (iv) diseñe señales tarifarias compatibles con la electrificación de la demanda energética, la eficiencia energética y la integración de recursos energéticos distribuidos.

El argumento se desarrolla en tres planos complementarios. En primer lugar, el plano conceptual examina cómo los esquemas clásicos de regulación tarifaria, Tasa de Retorno, Price Cap y Empresa Eficiente, surgieron para resolver problemas propios de los

¹ Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero y Monitoreo de Medidas de Mitigación (Secretaría de Ambiente, 2022).

² Ley 27.270/2016.

³ Resolución Secretaría de Energía 517/2023.

monopolios naturales, como el control del poder de mercado, la eficiencia productiva o la contención de ineficiencias trasladables a tarifa. En conjunto, estos enfoques muestran una brecha creciente respecto de un contexto en el que la distribución debe operar con mayor flexibilidad, resiliencia y capacidad de integrar tecnologías y comportamientos de demanda heterogéneos, lo que exige revisar los alcances de la regulación tarifaria frente a los nuevos desafíos que plantea la transición energética.

En segundo lugar, el plano comparado internacional identifica lecciones operativas en Colombia, Reino Unido y España. Los tres casos muestran una convergencia hacia marcos que combinan enfoques de ingresos máximos (*Revenue Cap*) y regulación basada en resultados. En ellos, la remuneración del capital se estructura sobre una base de activos en servicio valorizada en términos depreciados, aplicando una tasa de rentabilidad regulada y sumando depreciación, con actualizaciones asociadas a inversiones verificadas. Un rasgo clave es el reconocimiento de planes de inversión de forma anticipada a su ejecución, lo que mejora previsibilidad y disciplina mediante auditorías y verificación. Particularmente, los casos español y británico aportan un enfoque innovador al evaluar la eficiencia sobre el costo total del servicio (*TOTEX*), neutralizando sesgos *CAPEX/OPEX*. Estas experiencias evidencian que los marcos más avanzados evolucionaron desde una lógica centrada en recuperación de costos hacia arquitecturas de incentivos que vinculan rentabilidad con metas verificables de calidad, eficiencia e innovación, en coordinación con objetivos de política sectorial.

En tercer lugar, el plano institucional argentino muestra que la restricción es tanto metodológica como de gobernanza. La fragmentación jurisdiccional propia del federalismo convive con marcos heterogéneos, donde coexisten enfoques tradicionales de reposición de capital y recuperación de costos históricos con incorporaciones parciales de eficiencia o desempeño. A ello se suman volatilidad macroeconómica e inestabilidad regulatoria, que elevan el riesgo regulatorio percibido por los agentes. Entre las limitantes frente a la transición se destacan: el sesgo retrospectivo en la valorización de activos; la ausencia de módulos sistemáticos de incentivos a resultados; y debilidades en producción, trazabilidad y auditoría de información técnica y patrimonial, condición necesaria para una regulación orientada a desempeño.

Sobre esta base, el trabajo formula un conjunto de propuestas de adecuación metodológica que integran las lecciones internacionales y el diagnóstico nacional, proponiendo un esquema de remuneración basado en la Base de Activos Regulatoria (BAR) en servicio depreciada, con aplicación de una tasa de rentabilidad regulada y reconocimiento ex ante de los planes de inversión. Este modelo busca reemplazar el esquema de VNR Tradicional por un esquema de VNR Depreciado con incentivos explícitos a la eficiencia.

El esquema propuesto presenta fortalezas en cuatro dimensiones: (i) un VNR depreciado de la BAR en servicio que mejora la trazabilidad del capital comprometido y eleva previsibilidad del ingreso permitido; (ii) el reconocimiento ex ante de planes de inversión plurianuales que reorienta el proceso tarifario hacia una lógica prospectiva y facilita coordinar inversión, calidad y modernización; (iii) incentivos explícitos (bonificaciones y penalizaciones por pérdidas, calidad, cumplimiento de inversiones e innovación, y mecanismos de reparto de eficiencias cuando los costos de operación y

mantenimiento verificados resultan inferiores a los aprobados) que vinculan rentabilidad con desempeño; y (iv) señales tarifarias a la demanda que habilitan la participación activa de usuarios.

Al mismo tiempo, se identifican riesgos y condiciones de implementación. La transición hacia un esquema más prospectivo aumenta la exigencia sobre el regulador y las empresas. La viabilidad del enfoque requiere fortalecer capacidades analíticas y de auditoría; construir una base informacional integrada y auditable sobre activos, calidad de servicio y pérdidas de energía; mejorar prácticas de gestión de activos en distribuidoras; consolidar mecanismos de coordinación federal que homogenicen criterios metodológicos mínimos sin desconocer competencias provinciales; y sostener transparencia y participación para dotar de legitimidad a las decisiones tarifarias.

La tesis se organiza en seis capítulos articulados de manera secuencial. El Capítulo 1 presenta el marco teórico sobre transiciones energéticas y fundamentos de la regulación tarifaria, revisando los principales enfoques conceptuales y sus incentivos económicos. El Capítulo 2 identifica los desafíos específicos que la transición energética plantea para la distribución eléctrica y para la definición tarifaria, con énfasis en la gestión de la demanda, la movilidad eléctrica, la generación distribuida y la mejora de la calidad y reducción de pérdidas. Sobre esa base, el Capítulo 3 examina experiencias internacionales relevantes de Colombia, Reino Unido y España con el objeto de identificar respuestas regulatorias y lecciones útiles para el análisis local. Luego, el Capítulo 4 estudia el caso argentino y las limitaciones metodológicas e institucionales de sus revisiones tarifarias frente a esos desafíos. Finalmente, el Capítulo 5 formula propuestas de adecuación metodológica para el contexto nacional, y el Capítulo 6 presenta las conclusiones del trabajo.

Cabe señalar que el actual contexto de transformación tecnológica abre debates adicionales que exceden el objeto específico de esta tesis, pero que resultan relevantes para la evolución futura del sector eléctrico argentino. Entre ellos se destacan la liberalización de la comercialización minorista, el surgimiento de nuevos prestadores de servicios energéticos, la gestión segura de los datos de medición inteligente y los mecanismos de protección de los usuarios en mercados más abiertos. La experiencia internacional muestra que existen diversos modelos para avanzar en estos esquemas con distintos grados de integración o separación entre distribución y comercialización, y que su implementación requiere gradualidad, condiciones institucionales adecuadas, infraestructura de medición avanzada, sistemas de información interoperables y reglas de acceso no discriminatorio (ADELAT, 2026). En ese marco, los comercializadores pueden cumplir funciones relevantes en la agregación de demanda, la compra y venta de energía, el diseño de productos comerciales o modalidades de contratación, la gestión de riesgos de precio, entre otros. Sin embargo, estas funciones no sustituyen las responsabilidades propias del operador de redes (u operador del sistema de distribución); funciones técnicas y sistémicas que aseguran la disponibilidad, confiabilidad, resiliencia y acceso no discriminatorio a la red de distribución. Por ello, una posible evolución hacia mercados minoristas más competitivos no sustituye el problema regulatorio de definir cómo deben reconocerse, auditarse e incentivarse las inversiones y costos eficientes necesarios para la modernización de la infraestructura de distribución.

En términos integradores, el trabajo concluye que no existe transición energética viable sin transformación regulatoria que logre coordinar la magnitud y naturaleza de las inversiones requeridas y el cambio funcional de la distribución hacia un rol más activo de operación y coordinación. La sostenibilidad ambiental debe incorporarse como cuarto pilar junto a eficiencia, financiamiento y equidad y traducirse en reglas, incentivos y señales de precio. En este sendero las revisiones tarifarias argentinas podrían evolucionar hacia un instrumento de política pública capaz de articular modernización de redes, innovación y justicia distributiva en el proceso de descarbonización. En palabras de Sovacool (2016), las transiciones exitosas son aquellas capaces de *“alinear simultáneamente tecnología, regulación y comportamiento social”*, una premisa que guía la propuesta de este trabajo.

1 MARCO TEÓRICO

El presente capítulo pretende establecer un marco conceptual para analizar la interacción entre la transición energética global y la regulación tarifaria de la distribución eléctrica. En la sección 1.1 se revisan elementos característicos de la actual transformación del sistema energético dominante que se presenta como un imperativo global, impulsado por la insostenibilidad de los sistemas actuales en términos sociales, económicos y ambientales (Sovacool, 2016).

Seguidamente, en sección 1.2 se presentan conceptualmente los mecanismos tradicionales para la definición de tarifas de distribución eléctrica. Estas regulaciones se justifican primariamente por la existencia de fallos de mercado tales como los monopolios naturales y la asimetría de información, y buscan equilibrar objetivos fundamentales: eficiencia (asignativa y productiva), financiamiento (recuperación de costos y rentabilidad razonable) y equidad. En vista de los nuevos requerimientos que trae consigo el actual proceso de transformación del sistema energético global, se vuelve necesario incluir la sostenibilidad ambiental como principio directriz de la regulación tarifaria.

El estudio de estos fundamentos es relevante porque las metodologías tarifarias argentinas actuales, mayoritariamente basadas en la recuperación de una base de capital teórica o una base de capital depreciada con incorporación de inversiones exclusivamente por expansión de demanda, han sido funcionales en contextos de relativa estabilidad tecnológica, en los que las necesidades de inversión presentes no diferían sustantivamente de las inversiones históricas que conformaron la base de capital de las empresas. Sin embargo, en un escenario de transición energética, las distribuidoras enfrentan requerimientos de expansión, modernización, digitalización y resiliencia que modifican tanto la escala como la naturaleza de la inversión respecto de lo existente (ver capítulo 2. *Desafíos de la transición energética*); en ese marco, pretender remunerar necesidades futuras sobre la base de costos medios históricos resulta poco adecuado para alinear incentivos y viabilizar el esfuerzo inversor requerido. En América Latina, estas necesidades de inversión en infraestructura de distribución alcanzan magnitudes de miles de millones de dólares (ADELAT, 2024). Por lo tanto, el análisis de las transiciones y de los fundamentos regulatorios sienta las bases para identificar cómo los esquemas de remuneración modernos deben adaptarse para incorporar incentivos y desincentivos explícitos tanto a la oferta como a la demanda, garantizando la viabilidad financiera de las distribuidoras y la asequibilidad del servicio.

1.1 DEFINICIÓN DE TRANSICIONES ENERGÉTICAS

Una transición energética se concibe como el proceso de modificación radical del sistema energético predominante de una nación o región. Aunque la literatura académica no establece una definición única y estandarizada, el concepto fundamental implica un cambio significativo hacia una fuente de combustible, tecnología o motor principal específicos (Sovacool, 2016).

A lo largo de la historia, la humanidad ha experimentado varias transiciones energéticas significativas en la principal fuente de energía utilizada. La Revolución Industrial, iniciada a fines del siglo XVIII, estuvo asociada al ascenso del carbón como fuente energética central en Gran Bretaña y luego en otras economías industrializadas, en

un proceso gradual que impulsó la difusión de la máquina de vapor y transformó profundamente las sociedades industriales. Posteriormente, el siglo XX vio el ascenso del petróleo y el gas natural, que facilitaron la expansión de la automoción y la electrificación. Cada una de estas transiciones ha sido impulsada por necesidades tecnológicas, económicas, y en ocasiones, limitaciones de recursos, moldeando significativamente el desarrollo económico y social global (Bhutada, 2022).

Actualmente, la humanidad atraviesa una transición energética fundamental que implica la modificación radical del sistema dominante, migrando desde fuentes basadas en combustibles fósiles (como el carbón, el petróleo y el gas natural) hacia uno centrado en fuentes de energía renovables (como la solar, eólica, hidráulica y geotérmica). Este proceso no se limita al mero cambio de recursos primarios, sino que exige una transformación sociotécnica profunda en múltiples niveles (Sovacool, 2016). Se manifiesta en la adopción de nuevas tecnologías asociadas, en la reconfiguración de la regulación y políticas públicas, y principalmente, en un cambio de la cosmovisión de la sociedad que valore y priorice el desarrollo económico sostenible y equitativo (Blanco, Wagner, & Konstantinidis, 2019).

Un aspecto fundamental en el estudio de las transiciones energéticas es la conceptualización de su dinámica temporal. La perspectiva tradicional, ampliamente aceptada, postula que las transiciones son eventos intrínsecamente lentos y prolongados, que requieren décadas o incluso siglos para desarrollarse plenamente. Esta visión se basa en el registro histórico y la magnitud de la complejidad inherente a la reconfiguración de vastas infraestructuras y sistemas sociotécnicos. Por ejemplo, la transición a fuentes energéticas agregadas que involucran a toda la economía podría extenderse por siglos, y el reemplazo del supersistema global basado en combustibles fósiles demandará el compromiso de generaciones. Además, la inercia institucional, la complejidad causal subyacente y la dependencia de la trayectoria de los sistemas existentes contribuyen a esta lentitud (Sovacool, 2016; 2017).

No obstante, esta conceptualización es objeto de debate, ya que la evidencia empírica reciente sugiere que las transiciones pueden ocurrir con notable rapidez bajo ciertas condiciones, desarrollándose en un periodo de pocos años hasta una década. Existen ejemplos de transformaciones aceleradas a diferentes escalas y sectores. En el plano internacional, las transiciones casi completas al petróleo y la electricidad en Kuwait, al gas natural en los Países Bajos o a la energía nuclear en Francia, han demostrado que los cambios críticos pueden concretarse en menos de 15 años. Se podría inferir que velocidad del cambio depende de la especificidad contextual y está fuertemente influenciada por la voluntad política decisiva, la innovación tecnológica y la implementación de marcos regulatorios adecuados y coordinados (Sovacool, 2016; 2017).

Consensos internacionales recientes han reforzado la urgencia de acelerar la transición energética. En la COP28, el primer balance mundial⁴ del Acuerdo de París

⁴ El balance concluyó que el mundo está lejos de cumplir la meta de 1,5°C y que se requieren acciones mucho más ambiciosas y urgentes: reducción del 43% de las emisiones globales para 2030 y 60% para 2035 con respecto a los niveles de 2019, así como alcanzar emisiones netas nulas para 2050 (Naciones Unidas, 2023). Durante la COP28 se fijaron como objetivos globales triplicar la capacidad de generación de energía renovable (pasar de 4 a 11 TW, aproximadamente)

concluyó que el mundo permanece lejos de la trayectoria compatible con 1,5 °C y subrayó la necesidad de acelerar simultáneamente el despliegue de energías renovables y la mejora de la eficiencia energética durante la próxima década (Naciones Unidas, 2023) (Enerdata, 2024). Según la Agencia Internacional de la Energía (IEA), para alcanzar estos objetivos, es crucial actuar rápidamente para evitar el bloqueo tecnológico con infraestructuras que emiten grandes cantidades de carbono, así como fomentar políticas que promuevan la eficiencia energética y el despliegue de tecnologías limpias (International Energy Agency, 2020).

1.2 FUNDAMENTOS DE LA REGULACIÓN TARIFARIA

La regulación de las tarifas de distribución eléctrica, al igual que la de otros servicios públicos de red, se justifica primordialmente por la presencia de fallos de mercado. Entre estos fallos, el más significativo es el monopolio natural definido como una estructura de mercado en la que una única empresa puede producir la totalidad de la oferta de una industria a un costo menor que si existieran múltiples competidores. Esta condición es inherente a industrias con elevados costos fijos y costos medios decrecientes, lo que se traduce en economías de escala y alcance. En tal escenario, la competencia no es sostenible a largo plazo, haciendo indispensable la intervención regulatoria para salvaguardar el interés público y fomentar la eficiencia (Bel i Queralt et al, 2010).

Los principales objetivos de la regulación tarifaria se pueden categorizar en:

- Eficiencia: Promover que los servicios se produzcan al mínimo costo posible (eficiencia productiva) y que los precios reflejen los costos marginales para una asignación óptima de recursos (eficiencia asignativa).
- Financiamiento: Garantizar que la empresa recupere sus costos y obtenga una rentabilidad razonable que incentive las inversiones necesarias para la provisión del servicio.
- Equidad: Considerar la distribución de los costos y beneficios entre los diversos grupos de consumidores, buscando que la tarifa sea justa y accesible.

Es frecuente que estos objetivos presenten tensiones entre sí, lo que a menudo exige la implementación de soluciones que resignan eficiencia para lograr financiamiento y equidad. Inicialmente, la tarificación a costo marginal (o “*first-best*”) fue postulada para lograr la asignación eficiente de recursos, maximizando el bienestar social⁵. Sin embargo, en industrias con costos medios decrecientes debido a las economías de escala, fijar precios iguales al costo marginal implicaría pérdidas para la empresa, lo que requeriría subsidios o llevaría a la quiebra. Para asegurar la autofinanciación, surgió la tarificación a costo medio (“*second-best*”) que, si bien resuelve el problema de financiamiento, introduce una pérdida de eficiencia (Navajas & Porto, 1990). En este contexto, los precios de Ramsey (1927) buscaron minimizar esta pérdida de eficiencia al desviar los precios del

y duplicar la tasa media de mejora de la eficiencia energética a nivel mundial (pasar de 2% a 4%, aproximadamente) para 2030, entre otros (Enerdata, 2024).

⁵ “Si la eficiencia económica es el único objetivo de la empresa pública los precios deben ser uniformes e iguales a los costos marginales. Esta proposición teórica puede ser obtenida suponiendo que la empresa actúa de modo de maximizar la utilidad social definida como la diferencia entre la disposición de los consumidores a pagar (la función inversa de la demanda viene dada por $p=p(q)$) y los costos totales (dados por $C=C(q)$) (...) siendo la condición de primer orden (...) la igualdad entre precio y costo marginal.” (Navajas & Porto, 1990).

costo marginal, con una desviación inversamente proporcional a la elasticidad de la demanda para lograr la autofinanciación en empresas “multi-producto”. Es decir, a mayor sensibilidad del consumidor a un cambio de precio (mayor elasticidad), menor debe ser el precio, y viceversa. Posteriormente, Coase (1946) postuló las tarifas en dos partes, con un cargo fijo y un cargo variable, como un mecanismo para separar el problema de eficiencia (precio marginal igual a costo marginal) del problema de financiamiento (cargo fijo cubre costos fijos).

A medida que la regulación evolucionó, y ante la creciente complejidad y asimetría de información entre el regulador y la empresa (donde la empresa tiene mejor información sobre sus costos y operaciones), surgieron mecanismos que pretendieron contrarrestar el fuerte incentivo de las empresas reguladas para dejar que aumenten sus costos de producción, en la medida éstos podían ser trasladados a los precios regulados (Bel i et al, 2010). A continuación, se desarrollan las principales corrientes en la regulación tarifaria: Tasa de Retorno, Precio Máximo y Empresa Eficiente.

1.2.1 Regulación por Tasa de Retorno

La regulación por tasa de retorno (*Rate of Return Regulation, ROR*) se consolidó como el mecanismo predominante en la regulación de servicios públicos en los Estados Unidos entre las décadas 1940 y 1980. Su implementación respondía a la necesidad de controlar el poder de mercado de los monopolios naturales, asegurando al mismo tiempo la continuidad y la calidad de los servicios esenciales. En la *ROR* los ingresos requeridos se calculan en función de los costos operativos observados, depreciaciones del capital invertido, impuestos y un retorno sobre la base de activos regulatoria. Se basa típicamente en información histórica de un período de referencia para estimar los costos y el stock de capital. La tasa de retorno se establece a un nivel considerado “razonable” en comparación con empresas de sectores de riesgo similar.

La contribución más influyente a la comprensión de las implicaciones de esta forma de regulación fue el trabajo seminal de Averch y Johnson (1962). Su modelo, que dio origen al “Efecto Averch-Johnson”, demostró teóricamente que las empresas bajo esta regulación tendían a sobreinvertir en capital. Esto ocurría porque la tasa de retorno permitida por el regulador solía ser superior al costo real del capital, incentivando a la empresa a utilizar una relación capital-trabajo (K/L) mayor a la socialmente óptima, lo que resultaba en ineficiencias y mayores costos de producción de lo necesario que eran rápidamente asumidos por los usuarios a través de las tarifas (Bel i Queralt et al, 2010).

1.2.2 Regulación por Precio Máximo

La regulación por *Price Cap* (conocida comúnmente en español como “Precios Máximos”) se gestó y aplicó por primera vez en el Reino Unido. Su origen está intrínsecamente ligado a la privatización de British Telecom en 1984, donde fue diseñada como una respuesta directa a las deficiencias percibidas en la regulación por Tasa de Retorno, especialmente en cuanto a los incentivos a la eficiencia productiva. Posteriormente ha sido adoptada en numerosos países de Europa y América⁶, Argentina entre ellos.

⁶Se ha empleado en numerosos servicios de red en diversos países: Reino Unido (1984) Países Bajos (1989), Estados Unidos (donde sustituyó a la ROR en 1989), Francia (1991), Alemania

El economista Stephen Littlechild (1983) es reconocido por sus contribuciones teóricas que sentaron las bases para su adopción. La principal necesidad que buscaba satisfacer era la de estimular la eficiencia productiva y la innovación tecnológica en las empresas reguladas, al permitirles retener las ganancias derivadas de la reducción de costos durante un período preestablecido. Esta metodología aspiraba a emular las dinámicas competitivas de un mercado, donde la minimización de costos es clave para el incremento de beneficios.

En esta metodología se establecen precios máximos al inicio de un periodo tarifario (comúnmente 5 años) representativos del costo medio de aprovisionamiento del servicio, en consecuencia, los ahorros de costos obtenidos durante el período tarifario se traducen directamente en mayores beneficios para la empresa. En la modalidad “IPC-X” de *Price Cap* los precios se ajustan dentro del periodo tarifario por la inflación para mantener el valor real de los ingresos y se descuenta un Factor X, que representa la tasa esperada de incremento de la productividad. Este factor traslada una parte de esas ganancias de eficiencia a los consumidores en forma de precios más bajos. En ciertos casos, se incluye un Factor K para estimular inversiones específicas, particularmente en la expansión de infraestructura, que podrían no ser rentables bajo las tarifas reguladas (IPC-X+K). Su aplicación en el Reino Unido ha permitido una reducción significativa de las tarifas del orden del 20%.

En ausencia de instrumentos regulatorios que regulen la calidad del servicio, el *Price Cap* puede incentivar la reducción de la calidad como una vía para disminuir costos. Por lo que suelen implementarse umbrales de tolerancia sobre indicadores que miden la calidad del servicio y del producto técnico.

En la práctica, la distinción entre *Rate of Return* y *Price Cap* no es tan marcada como en su concepción teórica pura. Es común observar la coexistencia de esquemas híbridos o mixtos de regulación por incentivos, los cuales buscan equilibrar los beneficios de ambos modelos. Por ejemplo, en Argentina se ha implementado una combinación de *Price Cap* con el reconocimiento de una tasa de retorno “justa y razonable”.

1.2.3 Regulación por Empresa Eficiente

La regulación por Empresa Eficiente (también conocida como “Empresa Modelo”) se concibió en Chile a principios de los años ochenta y se incorporó en la normativa sectorial de 1982 (en particular, en las leyes eléctrica y de telecomunicaciones) como una innovación regulatoria orientada a tecnificar la fijación de tarifas mediante un referente externo de eficiencia. En términos de contexto, el modelo respondía a tres necesidades concretas: (i) superar los problemas ya identificados de la regulación por tasa de retorno, especialmente su estímulo a la sobreinversión y su bajo incentivo al control de costos; (ii) reducir la vulnerabilidad de las tarifas a la politización (con antecedentes de fijación de precios por debajo de costos y subsidios recurrentes); y (iii) compensar una capacidad técnica estatal limitada para regular a empresas públicas que, además, enfrentaban conflictos de interés al ser simultáneamente productoras y parte del entramado regulatorio. Frente a ese diagnóstico, la propuesta fue fijar precios según los costos de una empresa “modelo” diseñada desde cero, de modo que las ineficiencias no se trasladen

(1993), Dinamarca (1997), Lituania, República Checa, Eslovenia, Ucrania, Hungría, Argentina, México, Perú, Venezuela, entre otros (Bel i Queralt, Calzada, & Estruch Manjón, 2010).

automáticamente a tarifa, y acotar la discrecionalidad mediante reglas legales y procedimientos detallados (metodología, periodicidad y etapas del proceso tarifario) (Bustos & Galetovic, 2002).

El núcleo conceptual del modelo consiste en que las tarifas se determinen a partir de los costos que enfrentaría una firma hipotética eficiente capaz de abastecer la demanda real en condiciones tecnológicas razonables, y no a partir de la estructura de costos observada de la empresa regulada. En la implementación, este enfoque requiere explicitar supuestos sobre la demanda, tecnología, dimensionamiento de red, precios de insumos y valoración de activos, normalmente a través de bases técnico-económicas y criterios de segmentación territorial que buscan representar condiciones relativamente homogéneas.

De este modo, la tarifa se vincula a un estándar normativo de desempeño: si la empresa real opera por encima de esos costos “eficientes”, la diferencia no se reconoce automáticamente en precios; si opera por debajo, puede capturar parte del beneficio. En términos económicos, la metodología se apoya en la idea de que, bajo economías de escala propias de las redes, una regla de precios puramente marginalista no garantiza el recupero de costos, por lo que se recurre a una lógica de costo medio de largo plazo consistente con una condición de autofinanciamiento (Bustos & Galetovic, 2002).

1.2.4 Regulación tarifaria y transición energética

Así como las corrientes conceptuales y mecanismos regulatorios desarrollados en las secciones anteriores surgieron como respuesta a necesidades y desafíos específicos de su contexto histórico, la regulación tarifaria se encuentra hoy ante un nuevo y trascendental paradigma: la transición energética. En este marco, resulta pertinente revisar de manera conjunta los límites que presentan los principales enfoques clásicos frente a las nuevas exigencias de la distribución eléctrica.

La regulación por Tasa de Retorno (*Rate of Return*) se consolidó para contener el poder de mercado de los monopolios naturales, pero su lógica *cost-plus* tiende a debilitar los incentivos a la eficiencia y a trasladar a tarifa decisiones observadas ex post. La regulación por *Price Cap* (IPC-X, eventualmente con factor K) corrige parte de esos problemas al inducir mejoras de productividad y transferir ganancias a los usuarios, aunque puede tensionar la sostenibilidad de largo plazo cuando las necesidades de inversión y los estándares de calidad cambian aceleradamente, especialmente si el desempeño no se integra de forma estructural al mecanismo de remuneración. Por su parte, la regulación por Empresa Eficiente, al fijar tarifas con base en los costos de una firma modelo y no en los costos efectivamente observados, fortalece los incentivos a la eficiencia y limita el traslado automático de ineficiencias a los usuarios, pero también puede presentar dificultades para reconocer de manera oportuna las nuevas inversiones, capacidades operativas y funciones emergentes que exige la transición energética.

En conjunto, estos enfoques muestran una brecha creciente respecto de un contexto en el que la distribución debe operar con mayor flexibilidad, resiliencia y capacidad de integrar tecnologías y comportamientos de demanda heterogéneos. En consecuencia, la regulación tarifaria debería evolucionar más allá de los objetivos tradicionales de eficiencia, equidad y sostenibilidad financiera, incorporando de manera explícita la sostenibilidad ambiental y la necesidad de acompañar la transformación funcional de las redes. Esta perspectiva, adoptada crecientemente en numerosos países,

se inscribe en un contexto más amplio de compromisos de descarbonización y eficiencia energética, y ha orientado la reforma de los marcos tarifarios hacia la incorporación de tecnologías y prácticas compatibles con la transformación del sistema eléctrico.

En este marco, las metodologías tarifarias se han convertido en una herramienta estratégica para alinear los incentivos económicos de las empresas con los objetivos de sustentabilidad del sistema energético. Antes de examinar experiencias internacionales, resulta necesario delimitar cuáles son los desafíos concretos que la transición energética introduce para la actividad de distribución y para la definición tarifaria. Estos requerimientos técnicos, operativos y económicos constituyen el problema regulatorio específico sobre el cual luego se analizarán las respuestas internacionales y las limitaciones del caso argentino.

2 DESAFÍOS DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Dentro del actual contexto de transformación del sistema energético global, el segmento de la distribución eléctrica adquiere un rol central y dinámico, superando su concepción histórica como eslabón final en una cadena de suministro unidireccional. Las redes de distribución se están convirtiendo en plataformas complejas para posibilitar la integración de energías renovables, la electrificación de nuevos usos y la digitalización de las redes e información. En un futuro será necesario que los Distribuidores evolucionen hacia un rol como Operadores de Sistemas de Distribución (*DSO*, por sus siglas en inglés) que logren gestionar activamente una infraestructura compleja, equilibrando la oferta y la demanda en tiempo real, y asegurando la estabilidad y resiliencia del sistema eléctrico (ADELAT, 2024).

Esta transformación no es sólo tecnológica: tiene implicancias económicas, sociales, regulatorias y ambientales que deben ser consideradas en los procesos tarifarios. Desde una perspectiva tecnológica, la gestión de la demanda, la movilidad eléctrica, la integración de la generación distribuida, el almacenamiento de energía, entre otras tecnologías, exige la adecuación de la infraestructura. Económicamente, se requieren inversiones masivas en infraestructura, lo que plantea desafíos significativos para la viabilidad financiera de las empresas distribuidoras y los costos finales para los consumidores, al tiempo que abre oportunidades para nuevos modelos de negocio y mejora de la competitividad. A nivel social, es necesario garantizar el acceso universal, la equidad tarifaria y la protección de los usuarios vulnerables. En el ámbito ambiental, es relevante incentivar la reducción de las emisiones contaminantes y la descarbonización, promoviendo la eficiencia energética y el uso de fuentes limpias (ADELAT, 2024). Por lo tanto, las metodologías de regulación tarifaria requieren expandirse desde los objetivos tradicionales de eficiencia, financiamiento y equidad (Navajas & Porto, 1990), para integrar explícitamente la sostenibilidad ambiental y responder a la compleja interconexión de estos desafíos.

Sobre esta base, el presente capítulo examina cuatro ejes que condensan los principales desafíos regulatorios de la transición energética para la distribución eléctrica: la gestión de la demanda, la movilidad eléctrica, la generación distribuida y la mejora de la calidad y reducción de pérdidas. En todos los casos, el punto común es que introducen exigencias crecientes sobre la red en términos de capacidad, flexibilidad, digitalización, monitoreo y control, las cuales sólo pueden ser abordadas de forma sostenible si se traducen en señales económicas coherentes dentro del esquema tarifario. La incorporación explícita de estas nuevas funciones en la tarifa permite que las distribuidoras planifiquen e inviertan con criterios prospectivos y, al mismo tiempo, habilita que los usuarios accedan a beneficios asociados a la transición: reducción de la factura por mayor eficiencia y uso racional de la energía, acceso a menores costos de energía derivados de la generación distribuida cuando se integra de forma ordenada, mejor aprovechamiento de la infraestructura existente a través de la flexibilidad de la demanda y, en términos agregados, una reducción de la huella de carbono por sustitución de combustibles fósiles y mejoras de eficiencia del sistema.

A partir de esta delimitación del problema del presente trabajo, en el siguiente capítulo se propone revisar cómo regulaciones de otros países han adaptado sus

metodologías tarifarias para responder a desafíos similares y qué enseñanzas pueden extraerse para el caso argentino.

2.1 GESTIÓN DE LA DEMANDA

La Gestión de la Demanda (GD) comprende el conjunto de tecnologías y prácticas destinadas a optimizar y flexibilizar el consumo eléctrico. Específicamente, permite moderar la demanda pico, aplanar las curvas de demanda y facilitar la integración eficiente de recursos energéticos distribuidos y fuentes renovables (BA Energy Solutions, 2023). También mediante la GD, los consumidores pueden modular su uso de energía en respuesta a las condiciones operativas de la red o a señales de precio, logrando una mayor eficiencia energética y contribuyendo a la estabilidad del sistema.

La implementación de la GD requiere la modernización de la infraestructura de distribución eléctrica. En primer término, se identifica la Infraestructura de Medición Avanzada (*Advanced Metering Infrastructure, AMI*) como base de la GD moderna (ADELAT, 2024), que es un sistema integrado compuesto por:

- Medidores inteligentes: Dispositivos electrónicos de medición de energía equipados con capacidades avanzadas de registro de datos en tiempo real, procesamiento y comunicación.
- Sistemas de comunicación: Permiten la transmisión de los datos generados por los medidores hacia los sistemas de la distribuidora. Existen diversas tecnologías inalámbricas o por cable.
- Sistemas de Gestión de Datos de Medición (*Meter Data Management Systems, MDMS*): Recopilan, almacenan y procesan los grandes volúmenes de datos provenientes de los medidores inteligentes (DESA, 2023).

Para las distribuidoras, la AMI es crucial ya que facilita la optimización de la red, la facturación precisa, la detección inmediata de interrupciones, el combate contra el fraude y el hurto de energía, y el restablecimiento rápido del servicio (ENRE, 2024). Además, es la tecnología habilitadora esencial para implementar tarifas horarias o dinámicas, que incentivan el desplazamiento del consumo de alta demanda a períodos de menor carga, contribuyendo a aplanar las curvas de demanda. En el caso de los usuarios, les permite comprender y modificar sus patrones de consumo para mejorar la eficiencia energética.

En segundo término, los Sistemas Avanzados de Gestión de la Distribución (*Advanced Distribution Management Systems, ADMS*) y Control son una herramienta que supervisa, gestiona y optimiza la operación de las redes en tiempo real, integrando información de múltiples fuentes, incluyendo los medidores inteligentes y sensores (ADELAT, 2024). Facilita la toma de decisiones, la gestión automática de fallas y la administración activa de la demanda para balancear la carga del sistema (ADELAT, 2024). La digitalización permite funciones de control remoto, tales como limitar o cortar el suministro a distancia y, bajo el consentimiento del usuario, administrar la demanda en situaciones críticas del sistema, como la desconexión remota de equipos de alto consumo (ENRE, 2024).

Técnicamente, Argentina se encuentra en las etapas iniciales de implementación de tecnologías de GD y modernización de la red. La penetración de la AMI es muy baja, estimada cercana al 1% del total de clientes (ADELAT, 2024). Las instalaciones han sido principalmente en el marco de proyectos piloto o de manera descoordinada, frecuentemente lideradas por cooperativas en localidades pequeñas o semiurbanas para optimizar la lectura remota y reducir los costos operativos en zonas rurales (Donato & Funes, 2023). A continuación, se describen algunos casos relevantes de implementación en distintas jurisdicciones del país.

La provincia de Córdoba constituye uno de los casos más avanzados de implementación de medición inteligente en el sistema de distribución eléctrica argentino. EPEC desarrolló, junto con Siemens, un sistema de gestión de datos de medidores inteligentes capaz de procesar más de 100 millones de registros diarios provenientes de más de 270.000 medidores inteligentes instalados. El objetivo del programa es alcanzar aproximadamente 800.000 dispositivos en los próximos años, lo que permitiría cubrir la mayor parte de los usuarios provinciales (Gobierno de la Provincia de Córdoba, 2024).

En las Provincias de Buenos Aires y Salta, las distribuidoras EDES, EDEN, EDEA, EDELAP (Buenos Aires) y EDESA (Salta), empresas integrantes de Desarrolladora Energética S.A. (DESA), implementan un programa conjunto de reemplazo progresivo de medidores convencionales por medidores inteligentes. El proyecto contempla el recambio de aproximadamente 900.000 medidores electromecánicos entre 2021 y 2026, abarcando usuarios residenciales, comerciales e industriales. En diciembre del año 2024 se logró el reemplazo acumulado de 383.785 medidores, lo cual representa el 19,06% del total de medidores a nivel DESA (DESA, 2024).

EPE Santa Fe implementó el Plan de Digitalización Integral (2025-2030) orientado a la incorporación progresiva de sistemas de telemedición y medición inteligente en su red de distribución. En octubre del año 2024, cuando se presentó el plan, la totalidad de los grandes usuarios de la provincia ya contaba con sistemas de telemedición (lo que representaba el 55% del total de la energía facturada). El plan prevé extender gradualmente estos sistemas hacia usuarios comerciales y residenciales, con el objetivo de avanzar hacia una red con el 100% de la energía facturada con telemedición en 2030 (Gobierno de la Provincia de Santa Fe, 2024). Recientemente, desde el Ministerio de Desarrollo Productivo se anunció la compra de 75.000 medidores inteligentes a través de una inversión de ocho millones de dólares para su implementación de pequeñas demandas de la ciudad de Rosario (Puccini, 2025).

En el Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA), donde operan las distribuidoras privadas EDENOR y EDESUR, el desarrollo de medición inteligente se encuentra en una etapa preliminar. En el año 2024 el ENRE constituyó el Comité de Estudio de Redes Inteligentes⁷ para analizar la introducción del Sistema de Medidores Inteligentes en las áreas de EDENOR y EDESUR (ENRE, 2024) y determinó un método de financiación para el Programa de Medición Inteligente en el AMBA⁸ (asignando

⁷ Resolución ENRE N° 100/2024

⁸ Resolución ENRE N° 522/2024

exclusivamente los montos recaudados por los Recargos por Exceso de Energía Reactiva para este fin, a través de un fideicomiso).

En la provincia de Entre Ríos, ENERSA inició un programa piloto de medición inteligente en usuarios de pequeñas demandas que permitió la instalación de los primeros 600 medidores en octubre del 2025. Esta iniciativa forma parte de un proceso gradual de incorporación de tecnologías de digitalización en la red de distribución provincial (ENERSA, 2025).

A pesar de estos avances, la expansión a gran escala se ve limitada por las condiciones económicas y la falta de un marco regulatorio que incentive adecuadamente las inversiones a largo plazo en tecnologías de digitalización (ADELAT, 2024). Aún queda pendiente cómo resolver el problema del financiamiento de inversiones masivas necesarias en infraestructura digital y, simultáneamente, cómo adaptar la estructura tarifaria para incentivar y premiar la respuesta de los consumidores (ver más adelante *5.3.1 Gestión de la demanda*).

2.2 MOVILIDAD ELÉCTRICA

El Inventario de Emisiones GEI nacional del año 2022 develó que el sector transporte es el responsable del 14% de las emisiones contaminantes⁹. Este diagnóstico da indicios del potencial de descarbonización que trae consigo la masificación de la movilidad eléctrica (ME) al impulsar la sustitución del consumo de combustibles fósiles por electricidad en el sector del transporte. Este cambio paradigmático, que abarca desde vehículos ligeros como bicicletas y motos, hasta automóviles y buses (incluyendo Vehículos Eléctricos a Batería y Vehículos Híbridos Eléctricos Enchufables), tiene un impacto directo en la infraestructura de distribución eléctrica a través del incremento de demanda por nuevos usos y, potencialmente, transformando su rol tradicional (Baruj, y otros, 2022).

La implementación de la ME requiere inversiones y la adopción de tecnologías avanzadas para gestionar los nuevos patrones de consumo y la carga adicional que los vehículos eléctricos (VE) generan. Entre las tecnologías más relevantes se encuentran las siguientes:

- **Infraestructura de recarga:** Abarca la instalación de estaciones de carga rápida en rutas, estaciones de servicio, y puntos de recarga residenciales y comerciales. Probablemente deba estar acompañado de la ampliación de la capacidad de la red y los transformadores para asegurar que la red pueda soportar la operación simultánea de múltiples puntos de recarga sin generar sobrecargas o interrupciones del servicio (ADELAT, 2024).
- **Sistemas de gestión de la demanda y tecnologías de carga inteligente:** Permiten optimizar el uso de la red y minimizar los costos asociados, evitando la sobrecarga en momentos de alta demanda.
- **Vehicle-to-Grid (V2G):** La integración de los VE introduce una oportunidad compleja a través de la capacidad de que los vehículos funcionen como recursos energéticos distribuidos y puedan inyectar energía de vuelta a la red en períodos

⁹ Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero y Monitoreo de Medidas de Mitigación (Secretaría de Ambiente, 2022).

de alta demanda. La implementación del V2G exige inversiones en tecnologías de comunicación y control, así como la modernización de la red para manejar el flujo bidireccional de energía (ADELAT, 2024).

- Sistema de almacenamiento y gestión de la energía de los VE: Incluye la batería, el sistema de gestión de la batería, el cargador, el inversor y el convertidor. El componente más relevante es la batería que puede constituir entre el 25% y el 50% del costo total del vehículo (Baruj, y otros, 2022).

El desarrollo de la ME conlleva el incremento de la carga derivada de nuevos patrones de consumo y la necesidad de diseñar esquemas tarifarios diferenciados que reflejen las particularidades de esta demanda (ver más adelante 5.3.2 *Movilidad eléctrica*). A ello se suman mayores requerimientos de inversión en infraestructura de carga y eventuales riesgos sobre la estabilidad y calidad del suministro eléctrico.

El Plan de Transición Energética 2030¹⁰ prevé que el parque automotor eléctrico alcanzará las siguientes participaciones por tipo de automotor: 1% vehículos, 2% motos, 20% buses, y 6% camiones. Por otra parte, estudios recientes prevén que el nivel de penetración de la ME podría llegar al 20% en 2040 con una demanda de 6.229 GWh (ADELAT, 2024).

El marco regulatorio de la movilidad eléctrica en Argentina se encuentra en una etapa de consolidación incipiente, caracterizada por la coexistencia de normas dispersas, medidas de promoción selectivas y un debate legislativo aún inconcluso. A pesar de la creciente relevancia de la ME dentro de las políticas de transición energética, el país todavía no cuenta con una ley marco integral que regule de manera sistémica el desarrollo del sector, su infraestructura de carga, los incentivos fiscales y las condiciones tarifarias de suministro eléctrico. El proyecto de Ley de Promoción de la Movilidad Sustentable, presentado en octubre de 2021 por el Poder Ejecutivo, constituía una pieza legislativa estratégica que, de haberse sancionado, habría establecido el marco normativo de largo plazo necesario para impulsar el sector. Este proyecto tenía como objetivo central promover el diseño, la investigación, la producción y la comercialización de vehículos y sus componentes, con un régimen promocional que se extendería hasta el año 2040.

En el ámbito de la infraestructura de carga, el Gobierno Nacional ha tomado medidas para desregular la actividad. Mediante la Resolución 22/2025, se eliminó el Registro Nacional de Infraestructura de Carga de VE y VHE, previamente creado por la Resolución 817/2023. Esta desregulación buscó fomentar la inversión y acelerar el despliegue de infraestructura, aunque a costa de debilitar los mecanismos de control y trazabilidad de las instalaciones.

Paralelamente, el Decreto N° 49/2025 redujo al 0% la alícuota del Derecho de Importación Extrazona para VE hasta un cupo de 50.000 unidades anuales. Esta medida busca compensar la falta de producción local de vehículos eléctricos, reduciendo el costo final al consumidor. Sin embargo, por el momento no es acompañada de políticas industriales robustas que promuevan la fabricación nacional de baterías, componentes o cargadores.

¹⁰ Resolución Secretaría de Energía 517/2023

2.3 GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La Generación Distribuida (GED) transforma el paradigma tradicional del sistema eléctrico de un flujo unidireccional desde las centrales eléctricas hacia los consumidores y da paso a flujos bidireccionales por medio de la integración de fuentes de energía renovable por parte de los consumidores en las redes de distribución. Este cambio redefine el rol del usuario, quien pasa de ser un mero consumidor a un usuario-generador (Batalla Bejerano & Jové-Llopis, 2019).

Ahora bien, para la efectiva incorporación de la GED, las redes de distribución deben adaptarse y modernizarse para integrar sistemas de monitoreo, control y gestión avanzados que permitan asegurar la estabilidad y calidad del suministro eléctrico (ADELAT, 2023). En este sentido, las principales tecnologías asociadas son:

- Infraestructura de Medición Avanzada (*AMI*, por sus siglas en inglés): Los medidores inteligentes son fundamentales, ya que permiten la medición bidireccional. Ver sección 2.1 *Gestión de la demanda*.
- Sistemas de Gestión de Energía Distribuida (*DERMS*, por sus siglas en inglés): Permiten integrar y optimizar recursos energéticos distribuidos, lo que garantiza que la energía renovable intermitente se gestione de manera efectiva (ADELAT, 2024).

Es importante considerar que la función de un distribuidor es operar, mantener y reponer las redes. Esta actividad debería poder financiarse por medio de la tarifa de los usuarios independientemente del nivel de consumo conjunto. En este marco, los procesos tarifarios tienen el desafío de establecer mecanismos adecuados para reflejar la contribución a la red eléctrica de la GED. Esto implica determinar la forma en que se remunera la energía inyectada a la red por los generadores distribuidos y cómo se compensa su participación en la operación del sistema.

En la experiencia internacional se observan dos mecanismos de compensación de los usuarios-generadores: medición neta (*net metering*) y facturación neta (*net billing*). Mediante el primer esquema a la energía eléctrica inyectada se valora al mismo precio al que pagan los consumidores; en la facturación neta, en cambio, la energía inyectada tiene un precio menor que el precio de la energía consumida en la red (Eirin, y otros, 2022). Desde el punto de vista de la sostenibilidad económica de la distribución, el *net metering* presenta una limitación relevante: al compensar consumos, no permite reconocer adecuadamente los costos atribuibles al uso de la red (VAD) derivados de los consumos totales desde la red, que se mantienen aun cuando el usuario reduzca su consumo neto.

El marco regulatorio argentino para la generación distribuida renovable integrada a la red se estructura a partir de la Ley N° 27.424 y su normativa complementaria. A nivel nacional, el régimen adopta el balance neto de facturación: el distribuidor debe reflejar en la factura tanto la energía demandada como la inyectada y realizar la compensación antes de impuestos, remunerando la energía inyectada mediante una tarifa de inyección referenciada al precio estacional del MEM. Esto aproxima el esquema argentino a una lógica de *net billing* (la compensación se concentra en el componente energía), lo que resulta más consistente con el reconocimiento de los costos de red (VAD) que un esquema de *net metering* a tarifa plena. La implementación efectiva, sin embargo, depende de la reglamentación y prácticas jurisdiccionales. En paralelo al régimen nacional, algunas

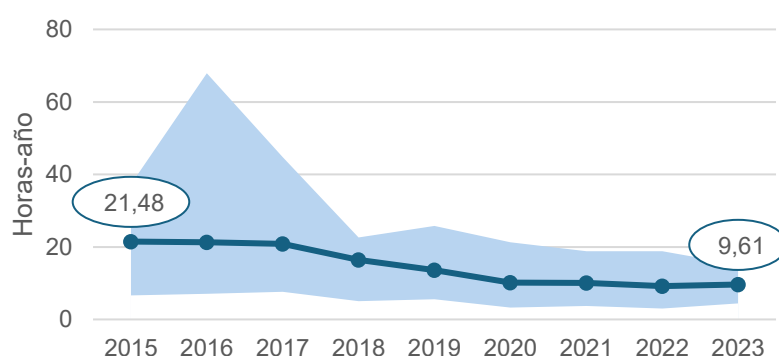
provincias desarrollaron programas propios; por ejemplo, Santa Fe aplica un esquema de balance neto de facturación con reconocimiento a precio mayorista y un incentivo monetario adicional en reconocimiento del ahorro de emisiones de CO₂ y de la inversión en potencia renovable, que complementa la compensación económica por la energía inyectada (Decreto 889/2024; Gobierno de Santa Fe).

2.4 MEJORA DE LA CALIDAD Y REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS

El avance de la transición energética implica un aumento sostenido de la demanda eléctrica y una transformación estructural del sistema de distribución, que debe adaptarse para sostener nuevos usos como la electromovilidad, la generación distribuida y la digitalización de la red sin comprometer su desempeño técnico. En un escenario de mayor electrificación, la sociedad incrementa su dependencia del suministro eléctrico, por lo que la mejora de la calidad del servicio deja de ser un objetivo sectorial y pasa a constituir un requisito habilitante de la transición. Este proceso trae consigo desafíos transversales vinculados a la calidad del servicio, la eficiencia operativa y la resiliencia frente al cambio climático, que se vuelven determinantes para la sostenibilidad económica y técnica del sistema eléctrico argentino.

En este marco, los indicadores de continuidad y frecuencia de interrupciones como SAIDI¹¹ y SAIFI¹², permiten evaluar de manera sintética el desempeño del servicio y su evolución en el tiempo. La evidencia agregada de un conjunto de distribuidoras argentinas (de las que se pudo recabar información) indica una mejora gradual del promedio ponderado sobre número de clientes de SAIDI y SAIFI. En particular, se observa en la Ilustración 1 una reducción de SAIDI desde 21,48 horas (2015) a 9,61 horas (2023), mientras que la Ilustración 2 muestra que el SAIFI disminuye de 7,47 (2015) a 5,41 (2023) interrupciones promedio, lo que sugiere que la mejora se concentró más en la duración de los cortes que en su frecuencia.

Ilustración 1: SAIDI en Argentina: Promedio ponderado con bandas de valor máximo y mínimo (2015-2023)

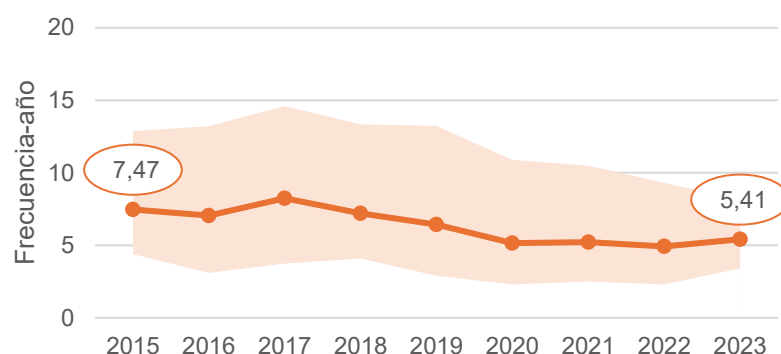


Fuente: Elaboración propia con base en reportes de las empresas¹³.

¹¹ SAIDI: *System Average Interruption Duration Index* (Índice de Duración Promedio de Interrupción del Sistema) mide el tiempo promedio de interrupción del suministro eléctrico por usuario en un periodo determinado.

¹² SAIFI: *System Average Interruption Frequency Index* (Índice de Frecuencia Promedio de Interrupción del Sistema) mide la cantidad promedio de interrupciones que sufre un usuario en un periodo determinado.

Ilustración 2: SAIFI en Argentina: Promedio ponderado con bandas de valor máximo y mínimo (2015-2023)



Fuente: Elaboración propia con base en reportes de las empresas¹³.

El análisis comparado refuerza que, pese a los avances, persisten brechas significativas respecto de estándares internacionales. En el año 2018 (dato más reciente) en Europa¹⁴ se registraron SAIDI (horas) entre 0,23¹⁵ y 2,11¹⁶; mientras que los casos de estudio presentaron: Reino Unido 0,66 y España 0,99. En el caso de Argentina se registró un promedio ponderado de 16,47, según datos disponibles.

Ilustración 3: SAIDI en Europa y América Latina (2018)



Fuente: Elaboración propia con base en reportes de empresas y organismos reguladores¹⁷.

Por otra parte, en el año 2018 (dato más reciente) en Europa se registraron SAIFI entre 0,25¹⁸ y 1,89¹⁹; mientras que los casos de estudio presentaron: Reino Unido 0,47 y

¹³ Se incluyen en las series de SAIDI y SAIFI: EDEA; EDELAP; EDEMSA (hasta 2022); EDEN; EDENOR; EDES; EDESA (desde 2017); EDESUR (hasta 2022); ENERGIA DE SAN JUAN; ENERSA; EPESF (desde 2017).

¹⁴ Se consideran países de Europa del Norte, del Centro y Sur Occidental.

¹⁵ Alemania

¹⁶ Suecia

¹⁷ Reportes de empresas argentinas, SSPD Colombia (2025), OFGEM (2025) y CEER (2025). En el caso de Colombia se presenta dato 2019.

¹⁸ Alemania

¹⁹ Letonia

España 1,26. En el caso de Argentina se registró un promedio ponderado de 7,2, según datos disponibles.

Ilustración 4: SAIFI en Europa y América Latina (2018)

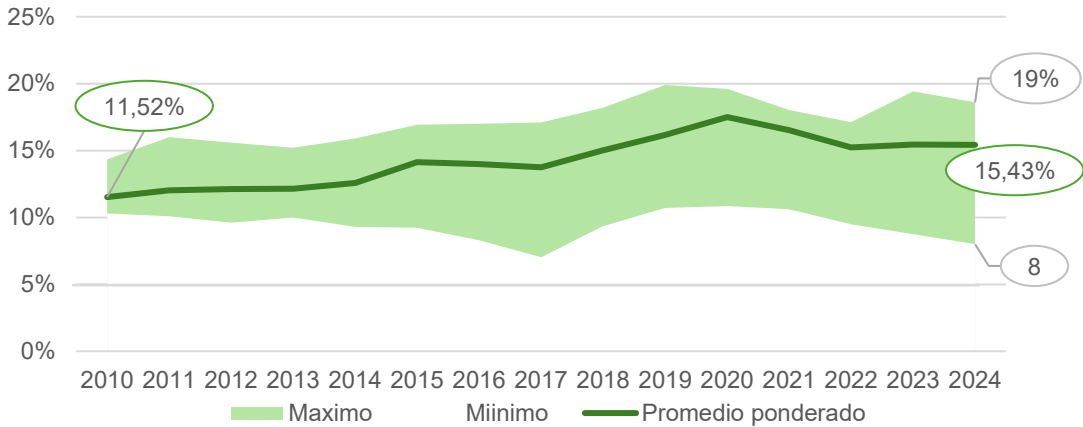


Fuente: Elaboración propia con base en reportes de empresas y organismos reguladores²⁰.

En paralelo, la normalización y reducción de las pérdidas eléctricas constituye un requisito central para la eficiencia operativa del sistema. Las pérdidas totales en distribución implican un costo económico relevante al tratarse de energía inyectada que no se recupera vía facturación y que, en última instancia, tiende a presionar sobre tarifas o transferencias.

En la Ilustración 5 se evidencia un incremento de 4 puntos porcentuales aproximadamente en el promedio ponderado de pérdidas respecto de las ventas de energía en Argentina entre los años 2010 y 2024. También se observa un incremento en la brecha entre el mínimo y el máximo de pérdidas de las empresas. A inicios de la década del 2010 la dispersión se ubicaba entre ~10% y ~15%; mientras que en año 2024 la dispersión se acentúa para ubicarse en el orden del ~8% y ~19%.

Ilustración 5: Pérdidas en distribución eléctrica en Argentina: Promedio ponderado con bandas de valor máximo y mínimo (2010-2024)



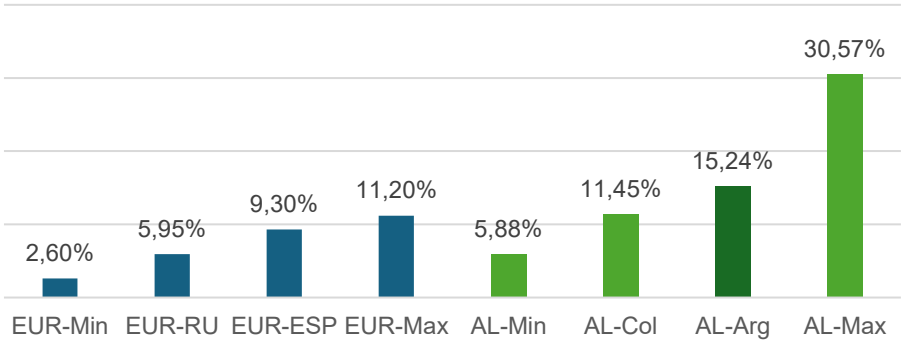
Fuente: Elaboración propia con base en reportes de las empresas²¹.

²⁰ Colombia 2019

²¹ Se incluyen EDEA; EDELAP (desde 2011); EDEMSA; EDEN; EDENOR; EDES; EDESA; EDESUR; ENERGÍA DE SAN JUAN (desde 2014); ENERSA; EPESF (desde 2011).

En el año 2022 en Europa²² las pérdidas en distribución oscilaron entre el 2,6%²³ y el 11,2%²⁴ (CEER, 2025), mientras que en América Latina entre 5,88%²⁵ y 30,57%²⁶ según los registros disponibles²⁷. En ese mismo año en Argentina se registró un promedio ponderado sobre las ventas de energía de 15,24%; mientras que los casos de estudio presentaron pérdidas menores: Reino Unido 5,95% ²⁸; España 9,3% ²⁹ y Colombia 11,45%³⁰.

Ilustración 6: Pérdidas en distribución eléctrica en Europa y América Latina (2022)



Fuente: Elaboración propia con base en reportes de empresas y organismos reguladores³¹.

Los altos niveles registrados en América Latina sugieren que el desempeño no depende sólo de factores técnicos, sino también de determinantes sociales, comerciales y de control asociados a las pérdidas no técnicas (hurto e irregularidades de medición y facturación).

Tal como se comentó previamente, una parte sustantiva de esta brecha se explica por el peso de las pérdidas no técnicas, asociadas a hurto de energía e irregularidades de medición y facturación. Además del impacto financiero, este fenómeno introduce una distorsión de comportamiento: cuando el consumo no enfrenta un precio efectivo, se incentiva un uso desproporcionado e ineficiente de la electricidad, elevando la demanda aparente y agravando las exigencias sobre la red. En este sentido, la reducción de pérdidas no técnicas no sólo mejora la sostenibilidad económica de la distribución, sino que constituye un argumento operativo para avanzar en Infraestructura de Medición

²² Se consideran países de Europa del Norte, del Centro y Sur Occidental.

²³ Noruega y Luxemburgo

²⁴ Portugal

²⁵ Chile

²⁶ República Dominicana

²⁷ La comparación de América Latina incluye: Argentina, Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, Ecuador, El Salvador, Jamaica, Panamá, Perú, República Dominicana y Uruguay.

²⁸ OFGEM (2025)

²⁹ CEER (2025)

³⁰ Promedio ponderado de pérdidas respecto de venta de energía de CENS; CHEC; EEP y ESSA.

³¹ Reportes de empresas, OFGEM (2025) y CEER (2025).

Avanzada, trazabilidad del consumo y capacidades de detección temprana de irregularidades.

Finalmente, un tercer eje clave es la resiliencia de las redes eléctricas frente a los eventos climáticos extremos, cada vez más frecuentes debido al cambio climático. Olas de calor, tormentas intensas e inundaciones producen sobrecargas, caídas de tensión y fallas masivas que afectan tanto la continuidad como la calidad del servicio. La incorporación de Sistemas Avanzados de Gestión de la Distribución y el despliegue de AMI puede mejorar de forma sustancial la detección de fallas, el monitoreo de voltaje y la capacidad de respuesta ante contingencias, habilitando una operación más flexible y un control más fino del desempeño.

3 ESCENARIO INTERNACIONAL

Una vez delimitados algunos de los principales desafíos que la transición energética plantea para la definición tarifaria de la distribución eléctrica, resulta pertinente revisar cómo otros países han adaptado sus marcos regulatorios para enfrentarlos. El presente capítulo sitúa el análisis del caso argentino en un marco comparado de experiencias internacionales para identificar instrumentos, criterios y lecciones útiles para evaluar su posible adaptación al contexto local.

Con ese propósito, se examinan las experiencias de Colombia, Reino Unido y España, tres casos relevantes por haber incorporado, con distintos esquemas, incentivos al desempeño, reconocimiento de inversiones y criterios de modernización de redes. Finalmente, se extraen lecciones orientadoras para el análisis posterior del caso argentino y para la formulación de propuestas de adecuación metodológica. Se resaltan aspectos esenciales como el esquema de remuneración de los activos; la consideración de indicadores de calidad y de eficiencia en la determinación del ingreso requerido de las distribuidoras; las capacidades institucionales necesarias para monitorear y auditar el proceso tarifario; y la relevancia de la gestión de la información técnica y administrativa por parte de las empresas. Este conjunto de prácticas regulatorias probadas constituye la base conceptual sobre la cual se construyeron las propuestas de adecuación metodológica indicadas en los capítulos posteriores, buscando alinear la regulación tarifaria argentina con los principios de sostenibilidad, resiliencia, eficiencia y equidad a los que adhiere la Argentina en acuerdos internacionales.

En particular, se evidencia que el cumplimiento efectivo de los objetivos de descarbonización no depende sólo de la definición de metas, sino también de la capacidad del Estado para acompañarlas con ajustes regulatorios que alineen los incentivos privados con las necesidades de inversión requeridas por la transición, especialmente en infraestructuras de red.

3.1 CASOS DE ESTUDIO

El interés de este análisis radica en que los países seleccionados han debido responder, con distintos diseños institucionales y regulatorios, a problemas análogos a los que hoy enfrenta la distribución eléctrica argentina: mayores requerimientos de inversión, integración de nuevas tecnologías, necesidad de mejorar la calidad y reducción de pérdidas, e incorporación de incentivos vinculados con desempeño, eficiencia e innovación. En este sentido, las experiencias de Colombia, Reino Unido y España no se presentan como modelos cerrados a replicar, sino como referencias relevantes para comprender qué tipos de respuestas regulatorias han sido desarrolladas frente a las exigencias de la transición energética.

Como señalan estudios recientes de BA Energy Solutions (2023), la necesidad de una transformación regulatoria surge de los nuevos desafíos que enfrenta la actividad de distribución, entre los que destacan: la redefinición de los esquemas de remuneración; la evolución del rol del operador de red hacia funciones de coordinación, gestión de la demanda y digitalización; la inserción creciente de recursos energéticos distribuidos y de fuentes renovables intermitentes; y la necesidad de reforzar la resiliencia y flexibilidad del sistema eléctrico frente a nuevas condiciones tecnológicas y climáticas.

Los países analizados se encuentran en una trayectoria de aprendizaje más avanzada que nuestro país en la tarea de responder a estos retos. Más allá de las particularidades institucionales de cada caso, los tres países comparten rasgos regulatorios salientes que resultan relevantes para el debate argentino:

- Predominio de esquemas basados en la determinación de Ingresos Máximos permitidos (*Revenue Cap*) con mecanismos explícitos para acoplar determinantes por eficiencia y desempeño, sistemas que pretenden superar las limitaciones de los enfoques tradicionales (como *Rate of Return* y *Price Cap*).
- Períodos regulatorios plurianuales entre 5 y 6 años que buscan proveer previsibilidad intertemporal y una lógica de planificación de inversiones.
- Depreciación regulatoria lineal sobre vidas útiles regulatorias predefinidas.
- Reconocimiento de inversiones a partir de planes de inversión presentados por las empresas, sujetos a procesos de aprobación y auditoría periódica, con creciente énfasis en inversiones asociadas a modernización y transición energética.
- Tratamiento del OPEX bajo criterios de eficiencia evitando su traslado automático a tarifa.
- Presencia de incentivos y penalidades vinculados a indicadores de desempeño.
- Incorporación de enfoques de gestión de activos y estándares de auditoría y planificación, como soporte para justificar inversiones.
- Separación normativa y operativa entre la actividad de redes (monopolio natural regulado) y la comercialización/suministro de energía (actividad potencialmente competitiva).

La siguiente Tabla sintetiza, para cada país, los componentes centrales del esquema de remuneración y los instrumentos más relevantes para inversión, eficiencia y desempeño.

Tabla 1: Resumen de principales aspectos normativos: Colombia, Reino Unido y España.

País	Colombia	Reino Unido	España
Enfoque general	Ingresos máximos e incentivos por desempeño	Ingresos máximos con enfoque <i>TOTEX</i> e incentivos por desempeño e innovación	Ingresos máximos con enfoque <i>TOTEX</i> e incentivos por desempeño
Período tarifario	5 años	5 años	6 años
Valorización de BAR	Activos en servicio y Unidades Constructivas definidas por el regulador	Activos en servicio y costo contable ajustado por inflación. Capitalización de una porción del <i>TOTEX</i> .	Activos en servicio y Unidades Constructivas definidas por el regulador
Planes de inversión	Aprobación y reconocimiento ex ante con ajuste ex post; auditoría externa; límites respecto de costos de referencia	Aprobación y reconocimiento ex ante; incentivo a planes de negocio eficientes; revisión acelerada	Aprobación ex ante y reconocimiento ex post; auditoría por semiperíodos; límites de máximos de inversión; proyectos piloto
Costos de Operación (OPEX)	<i>OPEX</i> asociado a nuevas inversiones como proporción de valorización; criterios de eficiencia	Enfoque <i>TOTEX</i> con reparto de ahorros entre empresa y usuarios	Enfoque <i>TOTEX</i> con reparto de eficiencias entre empresa y sistema; basado en costos históricos y criterios de eficiencia; reconocimiento de <i>OPEX</i> de activos depreciados en servicio
Incentivos / penalidades	Metas de calidad; objetivos de reducción de pérdidas; cumplimiento del plan de inversiones; requerimientos informativos	Metas de calidad; objetivos de reducción de pérdidas; eficiencia del plan de inversiones; topes para limitar riesgo financiero	Metas de calidad; objetivos de reducción de pérdidas
Elementos asociados a transición	Inversiones “tipo IV” orientadas a calidad/confiabilidad, pérdidas y renovación tecnológica; enfoque de gestión de activos (certificación ISO)	Gestión de activos alineada estándares ISO; orientación explícita a resultados, innovación y desempeño en modernización de redes	Inversiones tipificadas para transición: digitalización /automatización (inversiones tipo 2)

Fuente: Elaboración propia.

A lo largo de esta sección se examinará cómo se han implementado estos aspectos en los países bajo análisis, destacando los elementos regulatorios que podrían ser adaptados al contexto argentino para fortalecer la sostenibilidad económica, técnica y social del servicio.

3.1.1 Colombia

El actual marco regulatorio del sector eléctrico colombiano tiene su origen en las Leyes 142 y 143 de 1994, que transformaron un sector dominado por empresas estatales verticalmente integradas a un modelo de competencia en las actividades de generación y comercialización, y de regulación de monopolios naturales en la transmisión y distribución. Estas normas establecieron los principios de eficiencia económica, suficiencia financiera y neutralidad tarifaria, además de crear las instituciones que aún estructuran el sistema: la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), encargada de definir las metodologías tarifarias, y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), responsable del control y la vigilancia.

A partir de este marco, la Resolución CREG 82 de 2002 marcó el inicio del esquema de remuneración moderno para los Operadores de Red. Se adoptó el modelo de empresa eficiente bajo un régimen de ingresos máximos con horizonte quinquenal, reconociendo la inversión sobre la base del Valor Nuevo de Reposición (VNR) y aplicando una tasa de rentabilidad regulada. El esquema también incorporó incentivos de productividad y criterios de eficiencia en los costos de operación.

Entre 2008 y 2015, la CREG introdujo ajustes metodológicos que consolidaron la estructura vigente, actualizando los parámetros del Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC, por sus siglas en inglés), los valores unitarios del VNR y los mecanismos de reconocimiento de pérdidas y calidad del servicio.

Posteriormente, con la Resolución CREG 15 de 2018 se avanzó hacia un enfoque orientado al desempeño, incorporando indicadores de continuidad y de reducción de pérdidas, y reforzando la trazabilidad de la información técnica y financiera. En la etapa más reciente, la CREG ha iniciado procesos de modernización del esquema tarifario para incorporar objetivos de digitalización, eficiencia energética y sostenibilidad ambiental, en línea con la transformación tecnológica del sistema eléctrico.

3.1.1.1 Tipo de regulación

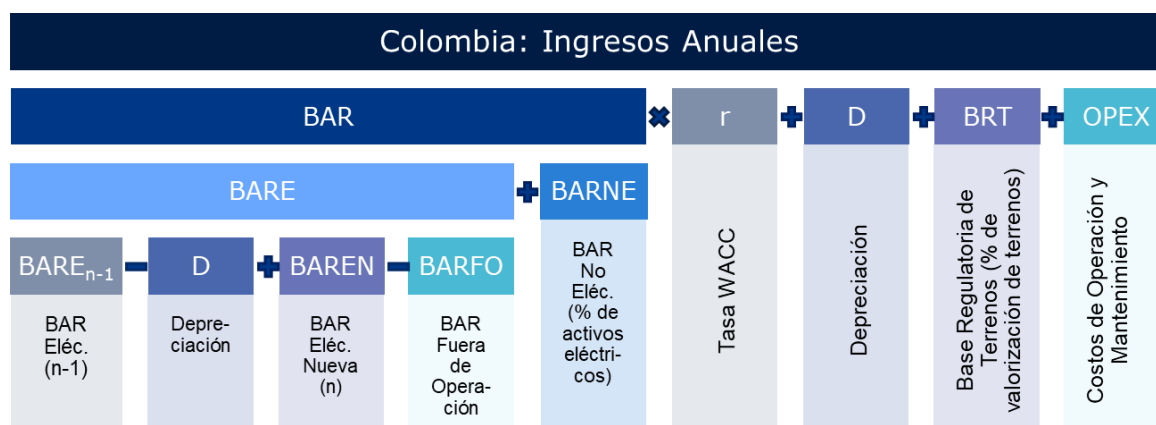
La metodología general de remuneración de la distribución eléctrica está basada en un esquema de ingresos máximos permitidos e incentivos al desempeño con periodos tarifarios de 5 (cinco) años. Se remunera la Base de Activos Regulatoria en servicio valorizada en términos depreciados según Unidades Constructivas y Vidas Útiles Regulatorias definidas por la CREG. Por su parte, los costos de administración, operación y mantenimiento se definen sobre la base de información provista por las empresas y auditada por firmas verificadoras (Res. CREG 15/2018, Capítulo 4, sección 4.3).

Cada distribuidora debe presentar anualmente su plan de inversión que debe ser aprobado por la CREG ex ante, con ajustes ex post de las inversiones realizadas. Al final del periodo tarifario debe calcularse la diferencia entre la Base Regulatoria de Activos Eléctricos Nuevos (BRAEN) total reconocida y las inversiones puestas en operación durante el periodo tarifario, este valor se debe utilizar para ajustar la remuneración de las inversiones al inicio del siguiente periodo tarifario (Res. CREG 15/2018, Sección 3.2.3).

3.1.1.2 Principales elementos para determinar el ingreso

A continuación, se presenta un esquema de los componentes que integran el límite máximo de ingresos de cada operador de red (Res. CREG 15/2018, Capítulo 2, Secciones 2.4 a 2.8):

Ilustración 7: Ingresos anuales en Colombia



Fuente: Elaboración propia con base en Resolución CREG 15/2018.

La Base de Activos Regulatoria (BAR) se desgrega por tipo de afectación del activo: (i) activos eléctricos, afectados directamente a la actividad de distribución (BARE), y (ii) activos no eléctricos (BARNE). A su vez, dentro de la BARE se distinguen los activos por fecha de alta: (i) activos fijos iniciales del periodo tarifario (BARE_{n-1}); (ii) nuevas inversiones (BARE_n Nueva) y (iii) activos fijos dados de baja del servicio (BARFO). Para determinar la BAR a remunerar se considera su valorización neta de depreciaciones de los activos en servicio (la BAR No Eléctrica se calcula como un porcentaje de la BARE). La tasa de retorno (r) que se aplica es definida por la CREG anualmente (Resolución CREG 95/2015).

Otro término retributivo es la Depreciación de la BAR (D) que sigue el método lineal, el cual distribuye el costo de los activos a lo largo de su vida útil de manera uniforme. Las ratios de depreciación varían entre 2,22% y 10% para 12 categorías de activos, basándose en las Normas Internacionales de Información Financiera para la vida útil. Los terrenos (BRT) no se deprecian y se les reconoce un porcentaje anual sobre su valor.

Los costos de administración, operación y mantenimiento (OPEX) se determinan a partir de costos históricos ajustados por eficiencia para los activos iniciales, y como un porcentaje del valor de las nuevas inversiones. Los criterios de eficiencia incluyen análisis de *benchmarking* y el uso de un Modelo de Frontera Estocástica para el cálculo en nivel de costo objetivo. El reconocimiento es ex post anual, con verificación por una firma auditora.

El esquema de ingresos incorpora incentivos y penalidades. Se otorgan bonificaciones por mejoras en la calidad del servicio (indicadores SAIDI y SAIFI) respecto de metas definidas por el regulador. También se aplican penalizaciones por calidad de servicio insuficiente, incumplimiento de metas de reducción pérdidas de energía, incumplimiento de presentación estudios técnicos requeridos e incumplimiento de los planes de inversión (déficit). Las valorizaciones de las penalizaciones incluyen compensaciones a los usuarios y minoración en la retribución.

3.1.2 Reino Unido

El sector eléctrico británico fue liberalizado y privatizado a partir de la Electricity Act de 1989, que define las licencias para generación, transmisión, distribución y comercialización, y establece las bases para la regulación económica de las redes. Esta norma creó la *Office of Gas and Electricity*

Markets (OFGEM) que es un organismo público no ministerial, con autonomía técnica y decisoria frente al gobierno, cuyo mandato principal es proteger los intereses de los consumidores mediante la promoción de servicios seguros, sostenibles y eficientes. Posteriormente, la *Utilities Act* de 2000 introdujo la separación legal entre las actividades de distribución y suministro, evitando conflictos de interés entre la operación de la red y la venta de energía.

El sector de distribución adoptó la regulación “RPI-X” que consistía en que el regulador limitaba el aumento de las tarifas medias de la red considerando la tasa de inflación medida por el Índice de Precios Minoristas (*Retail Prices Index, RPI*), menos un factor de eficiencia (llamado X). Aunque los costos se redujeron significativamente en el transcurso de sucesivas iteraciones de controles de precios, el RPI-X tenía varios problemas: las distribuidoras a veces comprometían la calidad del servicio para maximizar los beneficios, tenían pocos incentivos para invertir en la introducción de innovación y el régimen tenía un sesgo hacia las soluciones intensivas en capital.

En los últimos años el sector se ha enfrentado al desafío de alinear la seguridad del suministro y la asequibilidad con el imperativo de la transición energética hacia una economía baja en carbono (OFGEM, 2017). En consecuencia, se implementó el marco *RIIO* (*Revenue = Incentives + Innovation + Outputs*) en reemplazo del esquema anterior de *Price Cap*. La primera iteración, RIIO-ED1, cubrió ocho años (2015-2023). El desarrollo más reciente es RIIO-ED2, que establece el control de precios para la distribución eléctrica durante un período de cinco años (2023-2028).

El objetivo fundamental de RIIO-ED2 es dar forma a las redes de distribución locales para lograr el *Net Zero* (cero emisiones netas) al menor costo posible para los consumidores. Esta metodología busca incentivar la inversión necesaria para la transición, como la conexión de nuevas fuentes de energía limpia, sin aumentar la carga media en las facturas de los consumidores a través de los cargos de red.

3.1.2.1 Tipo de regulación

El modelo *RIIO* establece un marco de control de precios basado en desempeño. Su finalidad es promover la modernización de la infraestructura de red, fomentar la innovación tecnológica y asegurar precios justos para los consumidores.

En el esquema de incentivos las distribuidoras reciben recompensas o penalizaciones por prestar el servicio en función de su desempeño frente a los objetivos previamente definidos. También se les permite quedarse con una proporción de los ahorros que obtengan durante el período. El incentivo a la eficiencia las anima a reducir sus costos y se tienen en cuenta a la hora de establecer los ingresos permitidos para el siguiente periodo. Los seis grupos de productos a ser entregados y cumplir objetivos son: la seguridad, la confiabilidad, el impacto ambiental, el servicio al cliente, el servicio de conexiones y las consideraciones sociales.

Una innovación central del modelo es la introducción del enfoque de Gasto Total, que integra los gastos de capital y los gastos operativos en una sola base de evaluación. Una porción fija del *TOTEX* reconocido se incorpora a la Base de Activos Regulatoria (BAR), independientemente de su composición, eliminando así el sesgo hacia la inversión física y otorgando mayor flexibilidad para adoptar soluciones tecnológicas u operativas equivalentes en costo y desempeño. No obstante, la OFGEM utiliza estimaciones de costos unitarios basadas en costos históricos ajustados por inflación y otros factores relevantes, y *benchmarking* para comparar los costos unitarios de diferentes operadores, asegurando que las estimaciones sean consistentes y reflejen prácticas eficientes.

La BAR se calcula sumando una estimación del valor de mercado inicial de la base de activos regulados de cada licenciatario en el momento de la privatización y todas las adiciones permitidas posteriores a la misma al costo histórico, deduciendo los montos de depreciación anual calculados de acuerdo con los métodos regulatorios establecidos. También es indexada por *RPI* para tener en cuenta los efectos de la inflación en el capital de los inversionistas.

En el marco regulatorio *RIIO-ED2*, los planes de inversión de las distribuidoras eléctricas son fundamentales para asegurar la actualización y expansión de la infraestructura de la red eléctrica. Los planes de inversión consistentes con criterios de gestión de activos entran en un proceso acelerado (*Fast Track*) que reduce los tiempos del proceso tarifario.

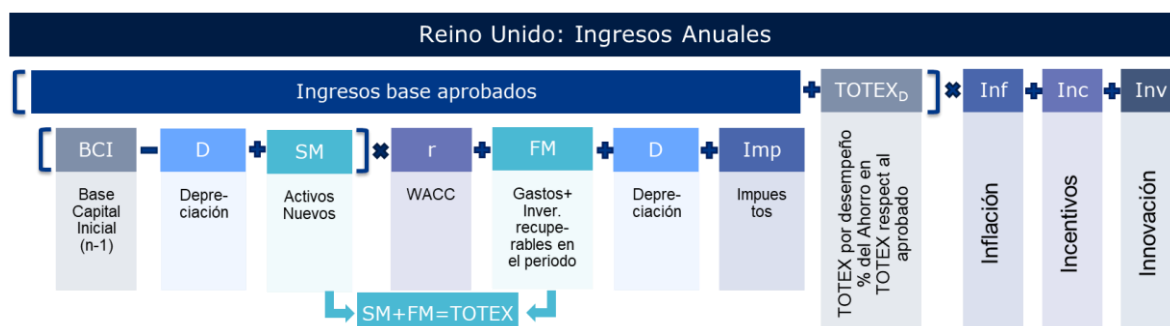
La OFGEM también solicita a las distribuidoras que presenten un Plan de Negocio con información sobre las actividades a desarrollar durante el período regulatorio y sus costos asociados, donde se deben justificar claramente la necesidad de nuevas inversiones. En esta instancia emplea un esquema de incentivos (*Business Plan Incentive*) que premia los planes que presentan un verdadero valor adicional en comparación con el negocio habitual y proporciona información sólida que contribuya a establecer un mejor control de precios. Por el contrario, los planes de negocios ineficientes y de menor calidad están sujetos a sanciones financieras. Las recompensas y penalizaciones tienen un límite del 2% de las asignaciones de *TOTEX* propuestas. Luego de su evaluación se determinan los valores aprobados ex ante (publicación de *Final Determinations*).

Por último, se establece el Mecanismo de Incentivo de Gasto Total (*TOTEX Incentive Mechanism, TIM*). El *TIM* está diseñado para alentar a las empresas de la red a mejorar su eficiencia y garantiza que los beneficios logrados se compartan con los consumidores. Si la distribuidora gasta menos que su *TOTEX* permitido, los ahorros se comparten entre la empresa y los consumidores según una proporción predefinida (una parte del ahorro se retiene por las empresas como incentivo, mientras que el resto se devuelve a los consumidores en forma de tarifas más bajas). También proporciona cierta protección a los consumidores frente a cualquier gasto excesivo de las empresas en sus asignaciones, ya que la misma absorbe una parte del sobre costo.

3.1.2.2 Principales elementos para determinar el ingreso

A continuación, se presenta un esquema de los componentes que integran el límite máximo de ingresos anual por empresa:

Ilustración 8: Ingresos anuales en Reino Unido



Fuente: Elaboración propia con base en OFGEM (2017) (2019).

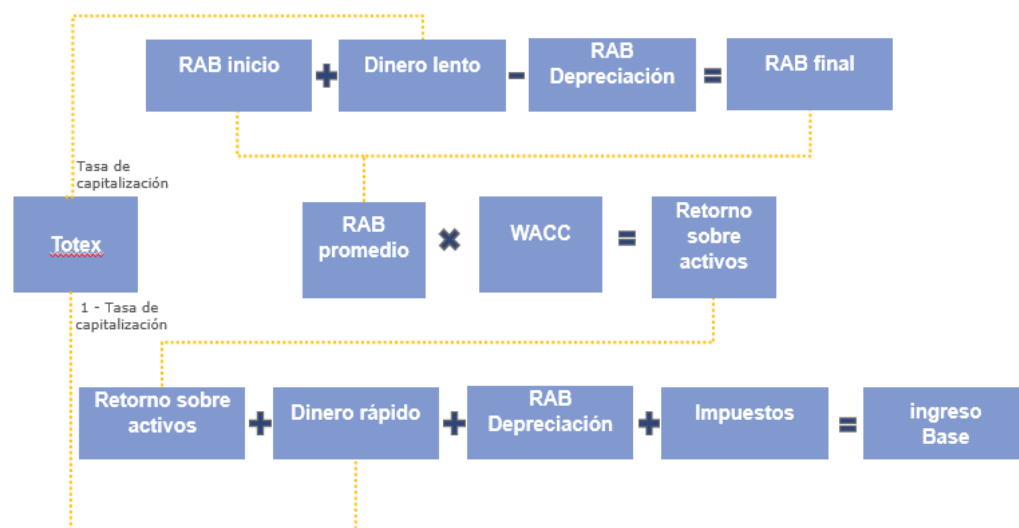
El *TOTEX* es un concepto utilizado en el modelo *RIIO* para evitar el debate sobre qué es gasto de capital (*Capital Expenditure, CAPEX*) y qué es gasto operativo (*Operational Expenditure, OPEX*). En lugar de ello se compone de dinero rápido (*“fast money”*) y dinero lento (*“slow money”*).

El dinero rápido se financia en el año en que se incurre (equivalente a *OPEX*). El “dinero lento” se añade a la Base de Activos Regulatoria y se remunera a lo largo del tiempo a través de provisiones para la depreciación y el rendimiento del capital (equivalente al *CAPEX*). La parte del *TOTEX* que se considera como “dinero lento” se define mediante una tasa de capitalización que es un porcentaje fijo para cada operador durante el período regulatorio.

En términos regulatorios, esta desagregación también cumple la función de balancear intertemporalmente la carga tarifaria, distinguiendo entre el componente que afrontan los usuarios actuales (vía *fast money*) y aquel que se difiere hacia usuarios futuros (vía *slow money*), en línea con el principio de asignar costos en función del momento en que se materializan los beneficios de la inversión. Al mismo tiempo, el enfoque *TOTEX* busca reducir sesgos de elección entre soluciones intensivas en *CAPEX* otorgando mayor flexibilidad a las empresas para decidir cómo cumplir los objetivos regulatorios, privilegiando resultados (calidad, eficiencia, innovación y servicio) por sobre prescripciones detalladas sobre el tipo de gasto o la tecnología a utilizar. Bajo el enfoque *TOTEX* una proporción del *TOTEX* se capitaliza, independientemente de si el gasto implica *OPEX* o *CAPEX*. Por ejemplo, el enfoque *TOTEX* podría animar a las empresas a utilizar el mantenimiento para evitar la sustitución de un activo, o utilizar la gestión de la demanda para evitar la instalación de nueva capacidad.

Los ingresos base son los ingresos que una empresa de red puede ganar en su negocio regulado con el fin de recuperar los costos eficientes de llevar a cabo sus actividades. Se integra por: *TOTEX*; depreciación de activos; un rendimiento justo que refleja la financiación pasada de los activos por parte de los inversores (la WACC calculada por el regulador se aplica al promedio de BAR Inicial y BAR final del periodo); e Impuesto. En la siguiente figura se ilustra su cálculo al inicio del control de precios:

Ilustración 9: Esquema de descomposición del TOTEX para el cálculo de los ingresos base: Reino Unido.



Fuente: Elaboración con base en OFGEM (2017) (2019).

Adicionalmente, los ingresos permitidos consideran incentivos, recompensas o penalizaciones por la entrega excesiva o insuficiente de los productos que debe entregar. También se prevén mecanismos de incertidumbre, tales como indexaciones por *RPI*, *pass-throughs* (para variaciones de costos que están fuera del control de los operadores de red), y reaperturas (para reajustes en fechas establecidas).

3.1.3 España

El sistema de regulación tarifaria eléctrica en España constituye un caso de estudio relevante por su capacidad para responder, mediante una profunda reforma estructural, a la crisis de sostenibilidad financiera del sistema y, simultáneamente, incorporar los desafíos derivados de la transición energética, como la digitalización de las redes y la integración de la generación distribuida. La base de esta transformación es un modelo de regulación por incentivos que busca garantizar la seguridad del suministro, la eficiencia económica y la estabilidad regulatoria a largo plazo.

El sector eléctrico español, al inicio de la década de 2010, se enfrentó a una situación crítica marcada por la insostenibilidad económica, resultado de un crecimiento excesivo de costos (en gran parte debido a decisiones de política energética) y una demanda estancada, lo que generó un déficit estructural acumulado que superó los veintiséis mil millones de euros para el año 2013. Esta crisis obligó al legislador a una reforma global para garantizar la viabilidad a largo plazo del sistema eléctrico.

La respuesta se materializó en una nueva arquitectura legal y regulatoria, diseñada para devolver la seguridad regulatoria y la estabilidad, al mismo tiempo que se preparaba la red para los retos del futuro, como la alta penetración de energías renovables y la electrificación de la economía, en consonancia con los lineamientos energéticos y climáticos impulsados en el ámbito de la Unión Europea³². La Ley 24/2013 del Sector Eléctrico estableció el principio de sostenibilidad económica y financiera como rector de todas las actuaciones, asegurando que cualquier incremento de costo se compense con una reducción equivalente de otras partidas o un aumento de ingresos, eliminando así la posibilidad de acumular nuevos déficits.

Esta ley se complementa con la Ley 3/2013 que crea la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), organismo regulador independiente dotado de autonomía orgánica y funcional. La CNMC es el resultado de la fusión de varios organismos supervisores sectoriales, con el objetivo de velar por el correcto funcionamiento de los mercados y promover la competencia. A partir de las modificaciones introducidas por el Real Decreto-Ley 1/2019, corresponde a la CNMC establecer, mediante circulares, la metodología, los parámetros y la base de activos para la retribución de las instalaciones de distribución de energía eléctrica³³.

En materia específica de retribución, el Real Decreto 1.048/2013 estableció la metodología general, posteriormente desarrollada por la CNMC mediante circulares por períodos regulatorios. La Circular 6/2019 resultó aplicable a las retribuciones de los ejercicios 2020-2025 y es sustituida por la Circular 8/2025, que establece la metodología aplicable a partir del ejercicio 2026 para el período regulatorio 2026-2031.

3.1.3.1 Tipo de regulación

La retribución de la actividad de distribución en España se estructura como un esquema de regulación por incentivos en períodos regulatorios de 6 (seis) años. En el marco 2026-2031, la

³²La Unión Europea ha desplegado en los últimos años un conjunto de normativas que combinan metas cuantificables y mecanismos de implementación vinculantes para los Estados miembros (Centro de Economía Internacional, 2023). Entre las más relevantes se destacan: el Pacto Verde Europeo (2019), que fijó el objetivo de neutralidad climática para 2050; la Ley Europea del Clima (2021), que convirtió ese objetivo en jurídicamente vinculante y estableció la meta intermedia de reducir en al menos 55% las emisiones netas para 2030 respecto de 1990; el paquete 'Fit for 55' (2021-2023), orientado a instrumentar ese objetivo mediante reformas en materia ambiental, energética y de transporte; y la Directiva RED III (2023), que elevó al 42,5% la meta de participación de energías renovables para 2030, con medidas específicas para sectores de rezago relativo, como transporte, construcción e industria (Consejo Europeo, 2024).

³³ En virtud de la transferencia de competencias a la CNMC establecida mediante el Real Decreto Ley 1/2019, derivada del derecho comunitario (Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE).

Circular 8/2025 explicita una modificación relevante del modelo retributivo: considerando el rol más activo del distribuidor como gestor de red se define al inicio del período regulatorio una trayectoria multianual de *TOTEX* (*Total Expenditure*, *TOTEX*) ajustada mediante un mecanismo de reparto de beneficios entre el distribuidor y el sistema y combinada con un esquema de incentivos.

La regulación incluye incentivos para la eficiencia operativa y la mejora continua de la calidad del suministro. Estos incentivos se reflejan en bonificaciones y penalizaciones basadas en el desempeño de indicadores de calidad de servicio, así como en la reducción de pérdidas de energía. Las recientes modificaciones fijan referencias al inicio del período regulatorio para reforzar la estabilidad regulatoria.

3.1.3.2 Principales elementos para determinar el ingreso

A continuación, se presenta un esquema de los componentes que integran el límite máximo de ingresos anual por empresa:

Ilustración 10: Ingresos anuales en España



Fuente: Elaboración propia con base en Circular CNMC 8/2025.

La Circular 8/2025 introduce al *TOTEX* como pieza central del ingreso anual, con el objetivo de evaluar eficiencia sobre el costo total del servicio y reducir sesgos derivados de tratar inversión y gasto operativo como categorías separadas. El *TOTEX_n* es el término efectivamente percibido y se calcula según la siguiente fórmula:

Ecuación 1: *TOTEX*: España.

$$TOTEX_n^i = TOTEX_{REAL_n}^i + IRM_n \times (Ref_{TOTEX_n}^i - TOTEX_{REAL_n}^i)$$

Donde:

- $TOTEX_{REAL_n}^i$: Retribución anual conjunta por CAPEX (*Capital Expenditure*, CAPEX) y OPEX (*Operational Expenditure*, OPEX).
- IRM_n : Incentivo de reparto de márgenes.
- $Ref_{TOTEX_n}^i$: Referencia de retribución anual conjunta por CAPEX y OPEX reales calculada con base en costos incurridos en periodos previos y costos asociados a nuevas inversiones admisibles.

Operativamente, el *TOTEX_n* integra la retribución asociada a la inversión y a los costos de operación y mantenimiento correspondientes a instalaciones en servicio (con puesta en servicio anterior al 1 de enero de $n-1$), calculadas sobre costos reales incurridos auditados y declarados bajo obligaciones informativas. Este enfoque se completa con un incentivo de reparto de márgenes

(IRM) fijado por la CNMC al inicio del período regulatorio, que busca compartir eficiencias y disciplinar el desempeño sin inducir artificialmente estrategias intensivas en *CAPEX* u *OPEX*.

En cuanto a la retribución del capital, el esquema mantiene la descomposición usual entre retribución financiera sobre el valor neto del activo y cuota de depreciación lineal sobre su valor bruto. Para el cálculo de la retribución financiera, la Ley 24/2013 establece una Tasa de Retribución Financiera (TRF) que está referenciada al rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario. Esta tasa garantiza una rentabilidad adecuada a una actividad de bajo riesgo. La CNMC es la encargada de fijar esta tasa para cada periodo regulatorio.

Con la finalidad de incentivar una gestión eficiente de los activos en servicio y desincentivar las bajas de activos que aún tienen capacidad técnica de seguir operando se determinó la Retribución por Extensión de Vida Útil (REVU). Este término se aplica a las instalaciones que han superado su vida útil regulatoria pero que continúan en servicio. La retribución considera los costos de operación y mantenimiento de dicho activo (Circular 8/2025, Artículo 13).

La Circular 8/2025 incorpora como término retributivo a las Inversiones Excepcionales (IE) que permite tratar, de forma diferenciada, actuaciones de gran magnitud cuyo costo individual supera un umbral regulatorio (50% del límite máximo individual anual de inversión). Su función es introducir un canal específico para proyectos que, por su escala, podrían tensionar límites o reglas estándar de reconocimiento. Para ser reconocidas como excepcionales deben estar previamente calificadas/aprobadas en el plan de inversiones correspondiente, reforzando previsibilidad y control regulatorio sobre decisiones de inversión de gran impacto.

Otro término incorporado recientemente es el de Otros Costos (OC) directamente relacionados con la actividad de distribución que no estén contemplados en los componentes anteriores. El objetivo es cubrir costos justificables asociados al servicio de distribución cuando, por su naturaleza, no quedan adecuadamente capturados por el resto de los conceptos retributivos.

Finalmente, los incentivos se otorgan por la reducción de pérdidas (P) y la mejora de la calidad del servicio (Q), mientras que las penalizaciones se aplican por incumplimientos en estos aspectos. Estos términos se calculan en función del desempeño de las empresas distribuidoras en comparación con los estándares establecidos por el regulador (Circular 8/2025, Capítulos V-VI). La nueva normativa introduce la fijación de parámetros y límites al inicio del período regulatorio para reforzar la previsibilidad y disciplina intertemporal.

Adicionalmente la retribución anual puede tener ajustes:

- Ajuste retributivo por empleo de activos y recursos regulados en otras actividades. En el caso de que los activos previamente definidos sean empleados en la realización de actividades diferentes a la distribución de electricidad, la retribución anual se minorará teniendo en cuenta la contribución de tales activos a las referidas actividades (Circular 8/2025, Artículo 26).
- Ajuste por prudencia financiera requerida a los titulares de activos de red de distribución. Se establece una penalización para las empresas cuyas ratios de nivel de endeudamiento y de capacidad económica-financiera se encuentren por fuera de los valores establecidos por la CNMC (Circular 8/2025, Artículo 27).
- Minoración de retribución si la inversión realizada se desvía significativamente de la planificada, con porcentajes a fijar al inicio del período, y no cumple obligaciones sobre contenido/formato de planes de inversión.

3.2 LECCIONES APRENDIDAS

El análisis comparado de las metodologías tarifarias de Colombia, Reino Unido y España permite identificar una serie de principios regulatorios y buenas prácticas que son relevantes para la evolución de la regulación del servicio de distribución eléctrico argentino. Aunque cada país presenta particularidades institucionales, todos convergen en la búsqueda de mecanismos de remuneración basados en objetivos de eficiencia, desempeño y sustentabilidad.

Estas experiencias ejemplifican cómo la regulación puede adaptarse a un entorno caracterizado por la digitalización, la descentralización de la generación y la necesidad de orientar las inversiones hacia una red más flexible, segura y eficiente. La siguiente tabla resume los principios orientadores identificados en estos casos de estudio, que constituyen la base para el análisis posterior de las limitaciones del caso argentino (sección 4.2.3.3 *Limitantes en la consideración de la transición energética*) y la formulación de propuestas metodológicas adaptadas al contexto local (capítulo 5 *Propuestas de adecuaciones metodológicas*).

Tabla 2: Síntesis de principios orientadores de las experiencias internacionales

Eje	Lección principal	Implicancia metodológica / institucional
Remuneración del capital	Remuneración de la BAR en servicio. Evaluación ex ante de planes plurianuales	VNR Depreciado x Tasa Regulada + Depreciación + Inversiones por reposición, expansión y transición energética
Desempeño e incentivos	Regulación basada en desempeño y en objetivos de servicio definidos ex ante	Bonificaciones y penalidades por resultados y objetivos
Eficiencia integral	Minimización del costo total del servicio	Integración CAPEX-OPEX en TOTEX
Capacidad institucional	Determinación metodológica y control de desempeño	Regulador técnico, autónomo y centralizado
Información y gestión de activos	Base empírica para decisiones regulatorias	Sistemas integrados de datos auditables

Fuente: Elaboración propia.

En relación con los esquemas de remuneración del capital, las metodologías revisadas coinciden en utilizar una Base de Activos Regulatoria (BAR) en servicio valorizada en términos depreciados como punto de partida para calcular la retribución. La remuneración resulta de la tasa de rentabilidad regulada (WACC) aplicada sobre la BAR depreciada, más la depreciación anual.

La BAR se actualiza durante el período tarifario a medida que se incorporan las inversiones verificadas, de modo que el ingreso refleje progresivamente el capital comprometido en la prestación del servicio. En estos marcos, el regulador define de manera previa las condiciones de prestación del servicio y los objetivos de desempeño a alcanzar durante el período regulatorio, de modo que las empresas formulen sus planes de inversión y de gastos en función de esas metas. En los tres países analizados, los planes de inversión se presentan y aprueban antes del inicio del período tarifario, lo que otorga previsibilidad a los ingresos permitidos y al mismo tiempo condiciona su reconocimiento a la ejecución efectiva de las obras. Se definen y aprueban explícitamente inversiones para la conexión descentralizada, la flexibilidad de la red, los medidores inteligentes, el despliegue de vehículos eléctricos y la descarbonización de las redes. Además, el Reino Unido aplica un Incentivo a los Planes de Negocio que premia los planes ambiciosos y de alta calidad, y

penaliza aquellos considerados ineficientes. También aplica un reconocimiento de las inversiones ex ante y luego se verifica su ejecución; aplicando incentivos de reparto de eficiencias (*TIM*).

Los casos español y británico aportan una enseñanza significativa respecto del diseño de incentivos a la eficiencia global. Las distribuidoras pueden optar por soluciones de inversión o de gestión según cuál resulte más eficiente en términos de costo total y calidad del servicio. En ambos casos, se prevén esquemas de reparto de eficiencias entre las empresas y los usuarios.

Otro aprendizaje se relaciona con la regulación basada en resultados. Los tres marcos regulatorios vinculan la remuneración de las empresas con indicadores verificables de desempeño comparables con objetivos previamente definidos por el regulador, como calidad del servicio, reducción de pérdidas, y ejecución del plan de inversiones. En el Reino Unido, este principio es estructural dentro del modelo RIIO, mientras que en España se aplica mediante módulos de calidad y pérdidas, y en Colombia a través de incentivos y penalizaciones por desempeño dentro del esquema de ingresos máximos. Este enfoque introduce una lógica distinta: la rentabilidad se asocia al cumplimiento de objetivos y no exclusivamente al volumen de capital invertido, alineando los intereses empresariales con las metas regulatorias.

También es destacable el rol de los entes reguladores. En los tres países se observa la existencia de autoridades únicas y técnicas con competencias amplias en la definición de metodologías, la aprobación de planes y la supervisión del desempeño. Su fortaleza radica en la autonomía institucional y la capacidad analítica, factores que garantizan coherencia metodológica y credibilidad en la aplicación de los marcos tarifarios.

Todas las experiencias coinciden en resaltar la relevancia de la producción y gestión sistemática de información como base de la regulación por desempeño. La trazabilidad de los datos sobre la red, la calidad y las inversiones permite construir indicadores de eficiencia y auditar los resultados.

El fortalecimiento de las capacidades de gestión de activos dentro de las distribuidoras es condición previa para implementar modelos de seguimiento continuo y revisiones basadas en evidencia. La disponibilidad de información confiable es, por tanto, un requisito transversal que sostiene todos los demás ejes de diseño regulatorio. En este sentido, una gestión de activos alineada con estándares vigentes, como la ISO 55.000, adoptada explícitamente en el Reino Unido y Colombia, promueve un enfoque estructurado del ciclo de vida de los activos, desde la planificación hasta la operación y el mantenimiento. Este enfoque beneficia tanto a usuarios como a empresas, en la medida en que permite minimizar el costo total del servicio (*TOTEX*) mediante una evaluación continua del balance entre beneficios de cada acción o inversión y el riesgo de no realizarla, así como de la conveniencia relativa entre soluciones de *CAPEX* y *OPEX*. Por su parte, España incorpora un incentivo complementario a través de la retribución por extensión de vida útil (*REVU*), remunerando activos que continúan en servicio más allá de su vida útil regulatoria y favoreciendo su aprovechamiento prolongado cuando resulta eficiente.

En conjunto, estos aprendizajes no constituyen modelos cerrados, sino referencias adaptables a las condiciones institucionales, económicas y tecnológicas de cada país. Su relevancia radica en que ofrecen un marco conceptual y metodológico desde el cual analizar el caso argentino.

4 ESCENARIO NACIONAL ARGENTINO

A la luz de los desafíos definidos en el Capítulo 2 y de las experiencias internacionales revisadas en el Capítulo 3, este capítulo examina en qué medida el marco regulatorio argentino se encuentra preparado para incorporar los requerimientos de la transición energética en los procesos de revisión tarifaria de la distribución eléctrica. El objetivo es evaluar sus alcances y limitaciones frente a un contexto en el que las redes deben modernizarse, digitalizarse y adaptarse a nuevas funciones.

El caso argentino presenta una complejidad particular, derivada tanto de la heterogeneidad metodológica entre jurisdicciones como de la trayectoria de inestabilidad regulatoria y macroeconómica que ha condicionado el funcionamiento del sector eléctrico en las últimas décadas. En este marco, el análisis del escenario nacional permite identificar hasta qué punto los criterios actualmente utilizados para definir la base de capital, los costos de explotación y los mecanismos de revisión tarifaria resultan compatibles con las exigencias de la transición energética.

Se inicia el capítulo con una revisión de los principales compromisos asumidos por el país en materia ambiental con foco en el sector energético. Luego se revisa el marco regulatorio sectorial, tanto nacional como provincial, con particular atención en las regulaciones tarifarias: el procedimiento predominantemente empleado en nuestro país para la determinación de los cuadros tarifarios y los criterios empleados para la determinación de la base de capital y de los costos de explotación. Sobre esa base, el capítulo concluye con las principales limitaciones metodológicas e institucionales del esquema vigente, con el propósito de establecer un diagnóstico que sirva de fundamento para las propuestas de adecuación desarrolladas en el capítulo siguiente.

4.1 COMPROMISOS INTERNACIONALES ASUMIDOS

La Argentina ha asumido compromisos internacionales orientados a la mitigación del cambio climático, la adaptación, y la protección ambiental, que constituyen el marco de referencia para sus políticas sectoriales incluida la política energética. Entre los acuerdos más relevantes se encuentran la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (1992)³⁴ y sus instrumentos posteriores: Protocolo de Kioto (1997)³⁵ y Acuerdo de París (2015)³⁶; Objetivos de Desarrollo Sostenible (2015)³⁷; y Acuerdo de Escazú (2018). Estos compromisos, entre otros, expresan la voluntad del país de cooperar con la comunidad internacional en la transición hacia una matriz más sostenible y en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), con implicancias directas sobre el diseño de políticas e instrumentos regulatorios del sector eléctrico.

En particular, el Acuerdo de París, firmado por 196 países, establece como meta limitar el aumento de la temperatura media global a menos de 2°C respecto de los niveles preindustriales, con esfuerzos para no superar 1,5°C, reconociendo que ello reduciría considerablemente los riesgos y los efectos del cambio climático. Para lograrlo, cada país debe definir e implementar sus

³⁴ Ley N° 24.295 del año 1993. Argentina se comprometió a tomar medidas para mitigar el cambio climático y adaptarse a sus efectos, incluyendo la reducción de emisiones GEI.

³⁵ Ley N° 25.438 del año 2001. Argentina adhirió al Protocolo con la finalidad de contribuir al objetivo global de reducir las emisiones GEI para el año 2012 en al menos un 5% en comparación con los niveles de 1990. La participación del país posibilitó la realización de Proyectos de Compensación de emisiones.

³⁶ Ley N° 27.270 del año 2016. Argentina se comprometió a contribuir al objetivo global de limitar el aumento de la temperatura y a tomar medidas para reducir las emisiones GEI, en línea con los objetivos del acuerdo.

³⁷ Argentina se comprometió a trabajar hacia el logro de los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible, que incluyen metas relacionadas con la energía sostenible y el cambio climático.

Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (*NDCs*, por sus siglas en inglés), que incluyen compromisos específicos en materia de energía, eficiencia y emisiones (Naciones Unidas, 2015). En 2025 Argentina presentó la Tercera Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC 3.0), que plantea una meta de emisiones netas para 2030-2035 que no supera las 375 MtCO₂e³⁸, con cobertura ampliada de gases y categorías conforme al Primer Informe Bienal de Transparencia. Complementariamente, la “Estrategia de desarrollo resiliente con bajas emisiones a largo plazo a 2050” explicita el compromiso de realizar esfuerzos para alcanzar la neutralidad de emisiones GEI en 2050, en consonancia con el objetivo de largo plazo del Acuerdo de París.

En el plano regional, en 2018 se adoptó el Acuerdo de Escazú³⁹, primer tratado de América Latina y el Caribe en materia ambiental. Fue ratificado por la Argentina mediante la Ley N° 27.566 en 2020, por lo que sus disposiciones adquirieron carácter obligatorio en todo el territorio nacional. Este instrumento reafirma el Principio 10 de la Declaración de Río (1992) orientado a garantizar la protección del derecho de toda persona a vivir en un medio ambiente sano y establece principios clave como la transparencia, la rendición de cuentas y la equidad intergeneracional. El Acuerdo tiene por objetivo principal asegurar la implementación plena y efectiva en la región de tres derechos esenciales: el acceso a la información ambiental, la participación pública en los procesos de toma de decisiones ambientales, y el acceso a la justicia en asuntos ambientales.

Por otra parte, en el marco normativo nacional, se han establecido diversas normativas y estrategias que promueven el desarrollo de un ambiente sano y equilibrado que no comprometa el bienestar de las generaciones futuras. Entre ellas pueden mencionarse: Artículo 41 de la Constitución Nacional (1994)⁴⁰; Ley Nacional del Ambiente N° 25.675 (2002)⁴¹; Ley de Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica N° 27.191 (2015) entre otras⁴². Asimismo, cada provincia cuenta con su legislación ambiental, que debe respetar los presupuestos mínimos establecidos por las leyes nacionales y puede ampliarlos según las características del territorio.

Cabe destacar que estos compromisos internacionales y metas cuantificables no se traducen automáticamente en resultados: requieren condiciones habilitantes en el sistema eléctrico, particularmente en la distribución, donde se materializan la electrificación de usos finales, la integración de generación distribuida y la gestión activa de demanda. En este sentido, en los últimos años las distribuidoras eléctricas argentinas han incorporado instrumentos vinculados a la transición energética (ADEERA, 2023), tales como:

- Medidores inteligentes que posibilitan la instalación de la generación distribuida y el desarrollo de programas piloto de redes inteligentes.
- Simulador de consumo como herramienta de gestión de demanda del usuario.
- Gestiones locales y aportes técnicos para el fomento de la generación distribuida.

³⁸ El Inventario de GEI del año 2022 registra 400,92 MtCO₂e.

³⁹ Formalmente denominado Acuerdo Regional sobre el Acceso a la Información, la Participación Pública y el Acceso a la Justicia en Asuntos Ambientales en América Latina y el Caribe.

⁴⁰ Establece el derecho a un ambiente sano y equilibrado de todos los habitantes del país.

⁴¹ Establece los presupuestos mínimos para la gestión sustentable del ambiente, la preservación y protección biológica.

⁴² Ley de Generación Distribuida de Energía Renovable N° 27.424 (2017); Ley Nacional de Presupuestos Mínimos de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático Global N° 27.520 (2019); Primer y Segundo Plan Nacional de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático, en el marco de cumplimiento de los compromisos asumidos en el Acuerdo de París (2019, 2023); Lineamientos para una transición energética al 2030 (2021); Plan Nacional de Transición Energética al 2030 (2023).

- Puntos de telecontrol que permiten una mejora en la maniobrabilidad de los equipos y que repercuten de forma sensible en la calidad del servicio.
- Digitalización de procesos que permiten a los usuarios realizar trámites online, gestión de datos y pagos en oficina virtual, contribuyendo a la eficiencia en la gestión comercial.

Según ADELAT (2023) uno de los desafíos actuales para las distribuidoras de Latinoamérica es 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.

4.2 SECTOR ELÉCTRICO

En esta sección se caracteriza el sector eléctrico argentino desde una perspectiva regulatoria. En primer lugar, se describe el marco nacional, los objetivos de política sectorial y la arquitectura institucional asociada (autoridades y agentes del MEM). En segundo lugar, se analiza la dimensión federal y jurisdiccional del sector, destacando el rol de las jurisdicciones locales y de los entes provinciales. Finalmente, se revisan los procesos de revisión tarifaria y la estructura general del cuadro tarifario, junto con los criterios utilizados para la base de capital y los costos de explotación en distintas jurisdicciones, para luego sintetizar las principales limitaciones del marco vigente para incorporar de manera sistemática los requerimientos de la transición energética.

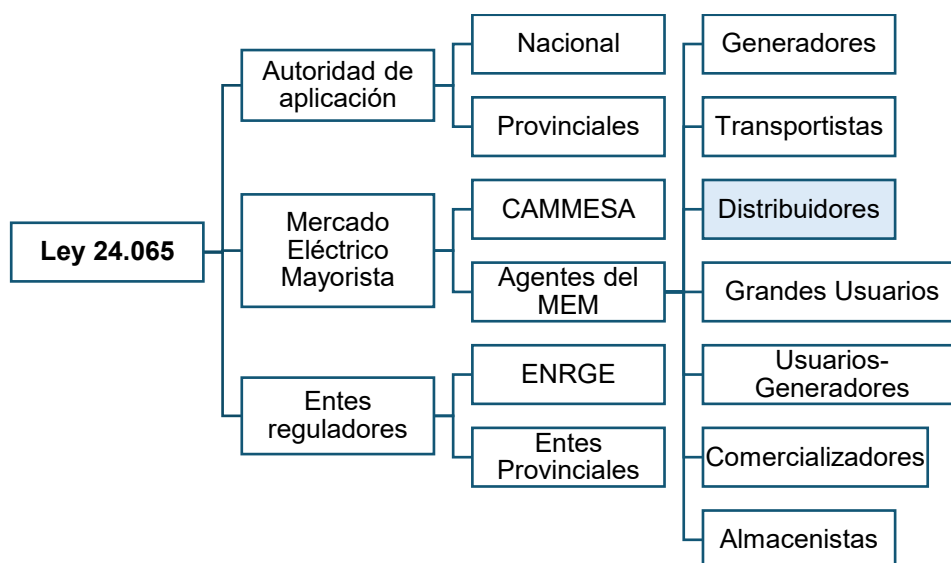
4.2.1 Nivel nacional

El marco regulatorio eléctrico argentino se fundamenta en la Ley 24.065⁴³ del año 1992, que actualiza y se complementa con la Ley 15.336 del año 1960. Con la publicación del Decreto N° 450/2025, se introdujeron modificaciones sustantivas a ambas normas, consolidando un Texto Ordenado de la Ley 24.065. Las últimas reformas buscan profundizar los principios de competencia, promover la inversión privada, mejorar la eficiencia económica y fortalecer la eficacia técnica del sistema. Asimismo, incorporan mecanismos de mercado en las distintas actividades del sector eléctrico, con el objetivo de minimizar los costos de abastecimiento sin comprometer la seguridad del suministro.

La Ley 24.065, en su versión adecuada, mantiene la privatización del sector eléctrico, segregando las actividades de generación, transporte, distribución, para fomentar la entrada de actores privados. En el marco de las modificaciones recientes, el esquema institucional se amplía incorporando las figuras de los Usuarios-Generadores, Comercializadores y Almacenistas que, si bien no alteran de manera directa el cálculo de los ingresos requeridos por la actividad de distribución, sí resultan relevantes para la definición de la estructura tarifaria. En particular, al reforzar la distinción entre la comercialización/venta de energía (asociada al usuario-generador y al comercializador) y la actividad propia del distribuidor (puesta a disposición y operación de redes para el transporte de potencia y el acceso al servicio), cobra mayor importancia asegurar que la distribuidora recupere sus ingresos requeridos a través de cargos por uso de red que no dependan exclusivamente del consumo de energía. En este sentido, la adecuación de las estructuras tarifarias para reflejar de forma más transparente los costos de disponibilidad y utilización de la red constituye un complemento necesario para sostener la viabilidad económica de la distribución en un esquema con mayor separación funcional de actividades.

⁴³ La Ley 24.065 fue sancionada el 19 de diciembre de 1991 y promulgada el 3 de enero de 1992.

Ilustración 11: Actores del sector eléctrico argentino



Fuente: Elaboración propia.

Se identifican como principales autoridades nacionales a la Secretaría de Energía (Autoridad de Aplicación), el Ente Nacional Regulador del Gas y la Electricidad (ENRGE) y la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA).

- **Secretaría de Energía (SE).** La Secretaría de Energía, que opera bajo el Ministerio de Economía, es responsable de la definición y aplicación de las políticas energéticas en la esfera nacional. Tras la sanción del Decreto 450/2025 sus funciones se han fortalecido para planificar y coordinar las obras y servicios que integran la Red Nacional de Interconexión, así como para asegurar la libre circulación y distribución de la energía eléctrica en todo el territorio. Adicionalmente, durante un período de transición de veinticuatro meses, la SE debe dictar normas para procurar la desconcentración del mercado, asegurar la cobrabilidad de los contratos de los generadores con distribuidores, establecer criterios de remuneración para la generación térmica y mecanismos de transferencia de contratos de compraventa de energía y combustible.
- **Ente Nacional Regulador del Gas y la Electricidad (ENRGE).** El ENRGE fue constituido por el Decreto 452/2025 con el propósito de asumir las funciones del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) y del Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) establecidas en las Leyes 24.065 y 24.076, respectivamente. Este nuevo organismo autárquico funciona en el ámbito de la SE y tiene amplias facultades para regular y controlar el sector energético. En el ámbito eléctrico supervisa y regula la actividad de transmisión en alta tensión en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) y la distribución de energía eléctrica bajo jurisdicción nacional. Entre sus atribuciones se encuentran: fiscalizar el cumplimiento de las normas vigentes; formular presupuestos; elaborar el balance anual; aplicar sanciones; y, administrar la tasa de inspección y control que financia su funcionamiento. En materia tarifaria tiene la facultad de establecer las bases para el cálculo de las tarifas de los contratos que otorguen concesiones a transportistas y distribuidores y controlar que las tarifas sean aplicadas de conformidad con las correspondientes concesiones y con las disposiciones de la Ley 24.065.
- **Organismo Encargado del Despacho (OED).** El rol de OED lo desempeña CAMMESA, ente sin fines de lucro que coordina las operaciones de despacho y administra las transacciones económicas del sistema eléctrico argentino.

Por otra parte, la ley marco reconoce como agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) a los generadores, transportistas, distribuidores, grandes usuarios, usuarios-generadores, comercializadores y almacenistas, cada uno con características definidas:

- **Generadores:** Considerados de interés general, operan en un ambiente competitivo (actividad de riesgo) y no como servicio público.
- **Transportistas:** Definidos como un servicio público y monopolio natural, son responsables de la transmisión de la energía. Tienen a su cargo el mantenimiento de la infraestructura y no pueden participar en la comercialización de energía. Las concesiones de transporte requieren autorización del Poder Ejecutivo Nacional en el ámbito de la jurisdicción nacional.
- **Distribuidores:** También definidos como un servicio público y monopolio natural, deben satisfacer toda la demanda en sus áreas de concesión. Son responsables de las ampliaciones necesarias por incrementos de demanda.
- **Grandes Usuarios:** Compran energía de forma independiente, negociando directamente sus condiciones de suministro.

El Decreto N° 450/2025 incorpora explícitamente nuevos actores reconocidos en el mercado eléctrico nacional:

- **Usuarios-Generadores:** Reglados por la Ley 27.424, y aquellos que habilite la normativa federal, independientemente de la fuente. La SE establecerá los criterios para la remuneración del uso de la red por parte de los usuarios-generadores.
- **Comercializadores:** Quienes compran o venden energía eléctrica para terceros.
- **Almacenistas:** Titulares de instalaciones de almacenamiento de energía en el mercado eléctrico, despachadas como las de un generador. Pueden comercializar su energía como vendedores y compradores. La regulación buscará el aprovechamiento óptimo del almacenamiento para prestar servicios al sistema y afianzar el funcionamiento del mercado.

Otro elemento clave reconfigurado en las recientes reformas es el Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE). Pasa a integrar las dependencias de la SE y dentro de su finalidad se incluyen emitir opinión no vinculante sobre planes de desarrollo eléctrico, actuar como consejo asesor del Poder Ejecutivo Nacional, y establecer los índices repartidores del Fondo Subsidiario para Compensaciones Regionales de Tarifas a Usuarios Finales y del Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior. Además, debe mantener informada a la SE sobre el cumplimiento de los principios tarifarios de la Ley 24.065 por parte de las jurisdicciones locales y cualquier incumplimiento del marco regulatorio eléctrico federal.

Finalmente, se instituye el Fondo Nacional de la Energía Eléctrica, con el fin de contribuir a la financiación de los planes de electrificación. Este fondo se integra con un recargo del 2% por kW/h sobre los precios que paguen los compradores del mercado mayorista (incluidas distribuidoras y grandes usuarios), además de reembolsos de préstamos y donaciones. El Fondo es administrado por la SE y se aplica con las siguientes proporciones: 19,86% a obras de ampliación del sistema de transporte de energía eléctrica en alta tensión; y la proporción restante se asigna 60% al Fondo Subsidiario para Compensaciones Regionales de Tarifas a Usuarios Finales (destinado a jurisdicciones que hayan adherido a los principios tarifarios de la Ley 24.065) y 40% al Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior.

4.2.2 Jurisdicciones locales

El artículo 35 de la Ley 15.336 distingue entre los sistemas eléctricos nacionales y provinciales, asignando a la jurisdicción provincial la distribución de energía eléctrica y reservando al nivel federal la gestión del SADI y distribución eléctrica en jurisdicción nacional.

La Ley 24.065 invitó a las provincias a adherir al régimen de privatización instituido a nivel nacional, lo que la mayoría de ellas fue haciendo sucesivamente, aunque en algunos casos en forma parcial, ya que algunas sólo adhirieron a las normas del Capítulo X de la Ley, referidas a los principios y regulaciones en materia tarifaria. Siguiendo el modelo nacional, varias provincias han privatizado sus servicios eléctricos y establecidos entes reguladores provinciales⁴⁴.

A lo largo de la década de 1990, en consonancia con lo ocurrido en el nivel nacional, se difundió masivamente en las provincias la creación de entes reguladores autónomos que son autoridades administrativas formalmente independientes de la administración central. En el sector de energía eléctrica, este proceso alcanzó a 14 jurisdicciones: en 6 de ellas, se crearon entes únicos o multisectoriales, resultando en organismos que incluyen bajo su tutela a dos o más sectores; y en las restantes 8 provincias se verifica la presencia de un ente sectorial de energía eléctrica (BA Energy Solutions, 2019). Estos entes poseen funciones similares al ENRGE, pero a nivel provincial, regulando la distribución eléctrica y garantizando que las políticas y tarifas locales se alineen con los estándares nacionales. Tienen un papel crucial en la supervisión y regulación del mercado eléctrico a nivel provincial, asegurando que se mantenga una gestión eficiente y justa para todos los usuarios.

En la tabla siguiente se presenta conjuntamente el tipo de organismo regulador y el tipo de prestación, diferenciando entre prestadores públicos, privados y cooperativas. En varias jurisdicciones las cooperativas operan, en mayor o menor número, juntamente con prestadores públicos o privados.

⁴⁴ “Estas fueron: Formosa, Jujuy, Salta, Tucumán, Catamarca, La Rioja, San Juan, San Luis, Mendoza, Entre Ríos, Santiago del Estero, Buenos Aires, Río Negro. Cada una dispuso de su legislación, reglamentaciones y contratos de concesión propios” (Lerner, 2018).

Tabla 3: Institucionalidad regulatoria y tipo de prestador

Clasificación	Jurisdicción	Sigla	Tipo de prestación
Ente único	AMBA	ENRGE ⁴⁵	Privada
	Catamarca	ENRECAT ⁴⁶	Privada
	Chubut	EPRESP ⁴⁷	Pública y Cooperativas
	Córdoba	ERSEP ⁴⁸	Pública y Cooperativas
	Formosa	EROSP ⁴⁹	Privada y Cooperativas
	Jujuy	SUSEPU ⁵⁰	Privada
	La Rioja	EUCOP ⁵¹	Privada
	Salta	ERSEPT ⁵²	Privada
Ente Sectorial de Energía Eléctrica	Buenos Aires	OCEBA ⁵³	Privada y Cooperativas
	Entre Ríos	EPRE Entre Ríos ⁵⁴	Privada y Cooperativas
	Mendoza	EPRE Mendoza ⁵⁵	Privada y Cooperativas
	Río Negro	EPRE Río Negro ⁵⁶	Privada y Cooperativas
	San Juan	EPRE San Juan ⁵⁷	Privada y Cooperativas
	San Luis	CRPEE ⁵⁸	Privada
	Santiago del Estero	ENRESE ⁵⁹	Privada y Cooperativas
	Tucumán	EPRET ⁶⁰	Privada
Sin Ente	Corrientes, Chaco, Neuquén, La Pampa, Tierra del Fuego, Santa Fe, Santa Cruz y Misiones		Públicas y cooperativas

Fuente: BA Energy Solutions (2019).

Algunas provincias se mantuvieron totalmente al margen de esta tendencia y, en lugar de crear nuevos organismos autónomos, conservaron la regulación y el control en los departamentos, direcciones, secretarías o ministerios desde donde se venían desarrollando históricamente. Ellas son: Corrientes, Chaco, La Pampa, Misiones, Neuquén, Santa Cruz, Santa Fe, y Tierra del Fuego (BA Energy Solutions, 2019).

Dentro del mercado eléctrico argentino, la coexistencia y superposición de jurisdicciones entre actores nacionales y provinciales conforman un panorama complejo. A nivel provincial, las autoridades locales y entes reguladores provinciales manejan la competencia energética. En este sentido, el Decreto N° 450/2025 fortalece el “Régimen Federal de Energía Eléctrica”, estableciendo la primacía del régimen regulatorio nacional respecto de disposiciones locales. Esto significa que, si

⁴⁵ Ente Nacional Regulador del Gas Natural y de la Electricidad.

⁴⁶ Ente Regulatorio de Servicios Públicos y Otras Concesiones.

⁴⁷ Ente Regulatorio de Servicios Públicos de la Provincia de Chubut

⁴⁸ Ente Regulatorio de Servicios Públicos.

⁴⁹ Ente Regulatorio de Obras y Servicios Públicos.

⁵⁰ Superintendencia de Servicios Públicos y Otras Concesiones.

⁵¹ Ente Único de Control de Privatizaciones.

⁵² Ente Regulatorio de los Servicios Públicos de Tucumán.

⁵³ Organismo de Control de Energía Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires.

⁵⁴ Ente Provincial Regulatorio de la Energía Entre Ríos.

⁵⁵ Ente Provincial Regulatorio Eléctrico Mendoza.

⁵⁶ Ente Provincial Regulatorio de la Electricidad Río Negro.

⁵⁷ Ente Provincial Regulatorio de la Electricidad San Juan.

⁵⁸ Comisión Reguladora Provincial de la Energía Eléctrica.

⁵⁹ Ente Regulatorio de Energía Eléctrica de Santiago del Estero.

⁶⁰ Ente Provincial Regulatorio de Energía de Tucumán.

bien los gobiernos provinciales resuelven lo referente al otorgamiento de autorizaciones y concesiones en sus sistemas eléctricos, deben hacerlo sin perjuicio de su sujeción a las normas federales que regulan la actuación de los prestadores del servicio público de distribución en la Red Nacional de Interconexión y en el MEM.

Se considera que interfiere con los objetivos de la legislación federal y con la libre circulación de energía eléctrica cualquier tributo de orden local (provincial, CABA, municipal, comunal o equivalente) que no retribuya servicios efectivamente prestados o que exceda su costo específico, o que se determine sobre bases impositivas como ventas o ingresos brutos. También se considera interferencia cualquier acto o norma de la autoridad concedente local que impida o restrinja: (i) el traslado del costo de adquisición de la Energía Eléctrica en el MEM a la tarifa de los usuarios finales, (ii) el pago de las deudas de los prestadores locales cancelables a través del OED, o (iii) la autosuficiencia económica financiera del mercado eléctrico conforme a la Ley 24.065.

Un cambio crucial es la responsabilidad solidaria establecida por el nuevo decreto. Si una jurisdicción incumple los términos de su adhesión a la Ley 24.065 y: (i) el distribuidor incurre en mora en el pago de sus obligaciones en el MEM, o (ii) se afecta el funcionamiento del MEM, las Provincias, la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y los Municipios concedentes de servicios públicos de distribución, así como los directivos de los entes reguladores eléctricos locales, serán solidariamente responsables por el pago de las deudas que las empresas, entes o cooperativas de distribución deban cancelar a través del OED.

4.2.3 Revisiones tarifarias

Los procesos tarifarios varían entre las distintas jurisdicciones. En áreas donde la distribución eléctrica es provista por empresas privadas los entes reguladores son los encargados de conducir el proceso tarifario, estableciendo las bases para revisiones periódicas y la aprobación final de los cuadros tarifarios. Las normativas que conforman el marco regulatorio establecen los principios tarifarios a los que deberán ajustarse los contratos de concesión y los procesos tarifarios que lleve adelante el ente regulador respectivo. La mayoría de ellos repite el modelo de principios tarifarios adoptado por la Ley 24.065, pero existen casos específicos tales como AMBA (EDENOR y EDESUR), Jujuy (EJESA) y Tucumán (EDET), donde hubo renegociaciones contractuales y nuevas pautas para las revisiones tarifarias (BA Energy Solutions, 2019). Por su parte, en áreas donde la distribución eléctrica continúa siendo provista por el estado provincial, generalmente no existen entes reguladores, siendo el Poder Ejecutivo quien define el proceso tarifario y las tarifas a aplicar.

4.2.3.1 Procedimiento para la determinación del Cuadro Tarifario

Tal como se mencionó anteriormente, el procedimiento para la determinación del cuadro tarifario es establecido por cada jurisdicción. Sin embargo, hay algunos principios y lineamientos que resultan comunes o similares. Las revisiones tarifarias deben realizarse aproximadamente cada cinco años, con ajustes periódicos por inflación. Adicionalmente, las tarifas distinguen diferentes tipos de usuarios en función a la potencia demandada, el uso final de la energía y los niveles de tensión en los cuales tienen su suministro eléctrico.

En forma genérica la tarifa se calcula a través de la siguiente fórmula:

Ecuación 2: Cálculo de tarifa media de distribución eléctrica.

$$\text{Tarifa Media} = \text{Precio de Compra de la Energía Eléctrica} + \frac{\text{Valor Agregado de Distribución}}{\text{Demanda}}$$

El Precio de Compra de la Energía Eléctrica se determina a través de un mecanismo de *pass through*, que permite transferir a las tarifas el costo promedio de compra en el MEM, los costos de transporte y pérdidas técnicas. Los precios de referencia del MEM que perciben los Distribuidores son calculados por CAMMESA y sancionados por la Secretaría de Energía. Se definen trimestralmente, coincidiendo con las programaciones estacionales de demanda semestrales y sus respectivas reprogramaciones trimestrales. La Ley N° 24.065 establece explícitamente que el precio de venta de la electricidad a los usuarios debe incluir un término representativo de los costos de adquisición de la electricidad en el MEM, el costo del transporte en alta tensión y los servicios del sistema administrados por el OED. Además, estos conceptos deben discriminarse en la factura al usuario, y no podrán incluir tributos de orden local o cargos ajenos a los bienes y servicios facturados. La Resolución 400/2025 de la SE establece el distribuidor debe contratar al menos el 75% de la energía eléctrica destinada a abastecer a la “Demanda Estacionalizada”. La normativa indica la transferencia del costo de adquisición de la Energía Eléctrica en el MEM a la tarifa de los usuarios finales.

El Valor Agregado de Distribución (VAD), que refleja la totalidad de los costos inherentes a la actividad de distribución, se recalcula cada cinco años utilizando el método aprobado por el organismo regulador correspondiente. Además, se actualiza anualmente considerando variaciones de precios y, en caso de haber, incentivos a la eficiencia.

El VAD se compone de tres partes principales:

1. Renta sobre la base de capital: Ganancia derivada del capital invertido.
2. Depreciación: Monto destinado a reemplazar instalaciones al finalizar su vida útil.
3. Gastos de explotación: Costos de operación, mantenimiento, comercialización y administración.

Los parámetros que definen la Demanda y su correspondiente uso de las redes se recalculan según el método aprobado por el organismo regulador; generalmente, a partir de estudios de caracterización de la carga que permiten identificar patrones de utilización de la red y su contribución a los requerimientos de capacidad. Estos parámetros se utilizan para asignar los costos tarifarios a diferentes tipos de usuarios.

4.2.3.2 Criterios para la determinación de la base de capital y de los costos de explotación

Uno de los componentes principales en el cálculo tarifario es la base de capital. Sobre la cual se calcula la renta a trasladar a la tarifa, así como la depreciación de los activos para asegurar ingresos destinados a la reposición de las instalaciones al final de su vida útil.

Algunas jurisdicciones continúan utilizando el método conocido como *Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) adaptado a la demanda*, que valora una infraestructura modelo según las tecnologías actualizadas. La renta y la depreciación anualizadas se determinan mediante la aplicación de un Factor de Recuperación del Capital sobre la base de activos (método francés de amortización). Bajo esta metodología no se definen planes de inversión.

Otras jurisdicciones han calculado la base de capital utilizando el método del *Valor Nuevo de Reemplazo Depreciado* (VNR Depreciado), que valora la infraestructura en servicio al inicio del periodo tarifario según las tecnologías actualizadas y descuenta la depreciación acumulada de los activos según la vida útil regulatoria transcurrida de la valorización bruta. El mismo criterio se aplica a las inversiones incorporadas a la base de capital durante el periodo. La renta se calcula aplicando una tasa de rentabilidad sobre el VNR depreciado, mientras que la depreciación sigue el método lineal. Este método se emplea actualmente en EJESA, EDENOR, EDESUR y las empresas de la

Provincia de Buenos Aires (EDES, EDEN, EDEA y EDELAP). No obstante, aun cuando el VNR Depreciado mejora la trazabilidad del capital reconocido respecto del VNR Tradicional, la consideración de los planes de inversión suele permanecer acotada a la expansión, reposición y refuerzo de la red asociados al crecimiento de la demanda, sin incorporar de manera sistemática inversiones destinadas a nuevas funciones vinculadas a la transición energética.

Sobre los criterios para definir los gastos de explotación a trasladar a tarifa, la mayoría de las jurisdicciones utiliza el método de *empresa eficiente o modelo*, que se basa en el diseño de una organización que presta el servicio a los usuarios existentes, operando y manteniendo las instalaciones definidas en la base de capital. Esta estructura organizativa, como la denominación de la metodología lo indica, tiene una asignación eficiente de los recursos.

Las empresas surgidas de la privatización están sujetas a normas de calidad del servicio técnico, producto técnico y calidad comercial establecidas en los contratos de concesión. Los entes reguladores tienen la competencia de controlar la calidad del servicio y aplicar sanciones por incumplimiento.

En la siguiente tabla se sintetizan los tipos de metodología empleados por cada jurisdicción⁶¹.

⁶¹ No se encontró información de las siguientes jurisdicciones con provisión pública del servicio: Córdoba, Corrientes, Chaco, Chubut, Neuquén, Tierra del Fuego, Santa Fe, Santa Cruz y Misiones. Y de las siguientes con provisión privada: Formosa.

Tabla 4: Metodologías de cálculo de la base del capital y de los costos de explotación por jurisdicción

Jurisdicción	Distribuidora	Base de Capital	Costos de explotación
AMBA ⁶²	EDENOR, EDESUR	VNR depreciado + Inversiones	Empresa modelo
Buenos Aires	EDES, EDEN, EDEA, EDELAP	VNR depreciado + Inversiones	Empresa modelo
Catamarca ⁶³	EC SAPEM	VNR Redes Existentes	
Entre Ríos ⁶⁴	ENERSA	VNR	Empresa modelo
Jujuy ⁶⁵	EJESA	VNR depreciado + Inversiones	Empresa modelo
La Pampa ⁶⁶	APE	Valor depreciado	
La Rioja ⁶⁷	EDELAR	VNR	
Mendoza ⁶⁸	EDEMSA; EDESTE; Coop. Godoy Cruz	VNR	Empresa modelo
Río Negro ⁶⁹	EDERSA	VNR	
Salta ⁷⁰	EDESA	VNR	Empresa modelo
San Juan ⁷¹	ESJSA	Costo Histórico con tope de VNR	Empresa modelo
San Luis ⁷²	EDESAL	VNR	Empresa modelo
Santiago del Estero	EDESE	VNR	
Tucumán	EDET	VNR	Empresa modelo

Fuente: Elaboración propia con base en Lerner (2018) y BA Energy Solutions (2019).

4.2.3.3 Limitantes en la consideración de la transición energética

En Argentina, las metodologías aplicadas en las distintas jurisdicciones revisadas en la sección anterior presentan grados diversos de desarrollo y alineación con esas experiencias internacionales. Mientras algunas regulaciones provinciales han incorporado elementos de eficiencia, incentivos o mecanismos de desempeño, otras conservan enfoques tradicionales centrados en la reposición de una estructura de capital teórica del capital físico y en la recuperación de costos históricos, lo que evidencia una fragmentación regulatoria significativa. En la mayoría de las jurisdicciones se mantiene vigente un paradigma de redes pasivas, donde el distribuidor actúa principalmente como operador de infraestructura y no como gestor activo del sistema eléctrico, resultando insuficiente frente a los desafíos tecnológicos, ambientales y de gestión que impone el nuevo contexto energético. A esta restricción se suman condiciones económicas e institucionales

⁶² Expediente ENRE N° EX-2024-01227964- -APN-SD#ENRE

⁶³ Res. En.Re. 76/2001

⁶⁴ Res. EPRE Entre Ríos 92/2015

⁶⁵ Res. SUSEPU 182/2022

⁶⁶ Art. 32, literal c), Norma Jurídica de Facto 1.101/1982

⁶⁷ Contrato de concesión (subanexos 1 y 2)

⁶⁸ Decreto 2.704/2008

⁶⁹ Res. EPRE Río Negro 358/11

⁷⁰ Res. ENRESP 1.219/2023

⁷¹ Res. EPRE San Juan 216/2016

⁷² Art. 14, Ley Provincial VIII-0276-2004

que reducen la capacidad de los marcos regulatorios para adaptarse y evolucionar: volatilidad macroeconómica, inestabilidad regulatoria y fragmentación jurisdiccional.

En este contexto, el propósito de la presente sección es examinar las principales limitaciones metodológicas e institucionales que hoy podrían obstaculizar la incorporación sistemática de los objetivos de la transición energética en los procesos de revisión tarifaria de la distribución eléctrica en Argentina. A partir de este análisis y de los desafíos identificados en el capítulo 2 (*Desafíos de la transición energética*), se formulan en el capítulo 5 (*Propuestas de adecuaciones metodológicas*) una serie de adecuaciones metodológicas destinadas a fortalecer la capacidad del esquema regulatorio argentino para acompañar la transición energética.

Dentro de las limitaciones metodológicas se identifican:

- Baja consideración de las necesidades futuras en la definición de los términos retributivos.
- No se asegura el recupero de las inversiones realizadas en el pasado.
- Posible sesgo CAPEX/OPEX.
- Ausencia de incentivos retributivos explícitos por resultados.

Las metodologías vigentes se basan predominantemente en el modelo de *empresa eficiente* o *empresa modelo*. En la práctica, esta metodología se aplica mediante la retribución de la Base de Activos Regulatoria (BAR) de una infraestructura eficiente adaptada a la demanda proyectada valorizada a su Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) según costos unitarios de mercado y el reconocimiento de los costos operativos (OPEX) en función de una estructura empresarial teórica que se desempeña eficientemente. Si bien este esquema proporciona una referencia objetiva y replicable, su lógica de cálculo se apoya fundamentalmente en parámetros del pasado (costos observados y estructuras operativas teóricas), sin incorporar un enfoque que anticipe las transformaciones tecnológicas, regulatorias y sociales asociadas a la transición energética. En consecuencia, el modelo pretende remunerar las necesidades futuras con indicadores del pasado, lo que genera una brecha creciente entre la base reconocida por la regulación y las nuevas funciones que deben asumir las distribuidoras: digitalización de redes, gestión activa de la demanda, integración de generación distribuida y movilidad eléctrica, entre otros (ver 2. *Desafíos de la transición energética*).

El método de VNR Tradicional no asegura el recupero de las inversiones realizadas porque la remuneración de la base de capital se define sobre una estructura teórica modelada que cambia en cada revisión tarifaria; así como también se actualizan los costos unitarios. Adicionalmente, en un contexto de cambio tecnológico acelerado este esquema introduce agravantes. En primer lugar, una porción creciente del equipamiento requerido para acompañar la transición energética (soluciones de medición, comunicaciones y automatización con alta componente electrónica) exhibe trayectorias de precios decrecientes por maduración tecnológica; por lo tanto, valorizar a nuevo al cabo de uno o dos períodos tarifarios no garantiza la recuperación económica de inversiones efectuadas a precios históricos más altos. En segundo lugar, la construcción de una red “adaptada a la demanda” bajo criterios normativos tiende a no reconocer adecuadamente el stock de inversiones efectivamente realizadas en la red existente: si bien este criterio puede ser razonable en etapas iniciales de concesión, pierde consistencia en el contexto actual, luego de varias décadas de operación privada en las que las inversiones ejecutadas son observables y forman parte de la trayectoria de capital del sistema. En conjunto, estos factores refuerzan el riesgo de subrecuperación y desincentivan la realización de inversiones imprescindibles para acompañar la transición energética, en la medida en que los mecanismos regulatorios no aseguran su recuperación.

En algunos casos, el marco regulatorio introduce variantes mediante VNR Depreciado, que parten de una base de activos en servicio valorizada a VNR pero ajustada por su depreciación, aproximándose a una lógica más cercana a regulaciones avanzadas al mejorar la trazabilidad del capital reconocido y reducir, parcialmente, el riesgo de recupero de las inversiones realizadas. Sin embargo, al valorizar toda la base de activos en servicio a valores de mercado no se cubre el riesgo por variación de precios. Por otra parte, los planes de inversión que acompañan este tipo de esquema procuran la reposición de los bienes de capital y las necesidades de expansión de la red producto del crecimiento de la demanda, sin considerar explícitamente los requerimientos de activos vinculados a objetivos de digitalización, descentralización y descarbonización.

Sin embargo, la estricta separación entre *CAPEX* y *OPEX* podría generar un sesgo hacia el *CAPEX*. Este sesgo surge porque la inversión en activos físicos se remunera mediante depreciación y una tasa de retorno aplicada a la base de activos regulatoria, mientras que los gastos operativos suelen recuperarse como costos corrientes y, además, están sujetos a incentivos de eficiencia o benchmarking. En términos económicos, esta asimetría podría introducir incentivos distorsionados que pueden afectar las decisiones de las empresas reguladas: ante la posibilidad de obtener retornos sobre el capital invertido y de asegurar ingresos estables en el tiempo, las distribuidoras pueden tender a preferir soluciones intensivas en inversión como la expansión o sustitución de equipos frente a alternativas menos intensivas en capital basadas en digitalización, automatización o gestión activa de la demanda (CEER, 2025). Por tal motivo, en las regulaciones analizadas se evidencia que los reguladores avanzaron hacia esquemas de TOTEX de forma de posibilitar a las empresas la búsqueda de la opción más conveniente para afrontar los requerimientos futuros.

Asimismo, el actual esquema carece de incentivos explícitos asociados a resultados. Si bien se monitorean indicadores de calidad como SAIDI y SAIFI, su utilización se concentra en fines informativos y, en algunos casos, sancionatorios, sin integrarse de manera sistemática al mecanismo de remuneración mediante bonificaciones o penalidades en función del cumplimiento, sobrecumplimiento o incumplimiento de estándares predefinidos. Como muestran los casos de estudio analizados en la sección 3.1, en el marco de un diseño orientado a desempeño podrían vincularse estos indicadores al nivel tarifario, de modo que la empresa enfrente señales económicas coherentes con la continuidad del servicio. Adicionalmente, resulta relevante la incorporación de indicadores individuales y esquemas de compensación automática para usuarios afectados, particularmente en aquellos casos en los que, por razones de costos y dispersión de demanda, no resulta económicamente eficiente sostener niveles uniformes de calidad en toda el área de concesión.

Por otra parte, dentro de las limitaciones institucionales podrían mencionarse:

- Inestabilidad regulatoria.
- Heterogeneidad interjurisdiccional.

La trayectoria regulatoria del sector eléctrico argentino se encuentra fuertemente condicionada por la experiencia de la emergencia económica iniciada a comienzos de la década del 2000. Como señala Lerner (2018), dicho período implicó una ruptura del esquema regulatorio original, caracterizado por la suspensión de los mecanismos de actualización tarifaria, la pesificación de ingresos y la alteración de los contratos de concesión. Este proceso generó un desacople persistente entre los costos del servicio, el valor de los activos y los ingresos reconocidos, deteriorando la sostenibilidad económica de las distribuidoras y debilitando los incentivos a la inversión. En este contexto, el problema tarifario argentino no puede interpretarse únicamente como

una cuestión de diseño metodológico, sino también como el resultado de una dinámica institucional que ha afectado la credibilidad y previsibilidad del marco regulatorio.

A ello se suma la fragmentación institucional entre las jurisdicciones provinciales, que aplican criterios heterogéneos para la remuneración de la actividad de distribución eléctrica. A diferencia de los países analizados, donde existe un regulador nacional único con amplias competencias técnicas y autonomía institucional, en Argentina la responsabilidad regulatoria está descentralizada entre los organismos provinciales y el Ente Nacional Regulador de la Electricidad y del Gas Natural (ENRGE), cada uno con metodologías, criterios y capacidades técnicas propias. La ausencia de un ente coordinador nacional con facultades regulatorias unificadas o de una agencia federal de referencia técnica, comparable a las existentes en los países de referencia, impide consolidar un enfoque sistémico en materia de planificación y control de la infraestructura eléctrica consistentes con la política de transición energética nacional.

En conjunto, estas limitaciones contrastan con las experiencias internacionales analizadas en el capítulo 3, donde los marcos regulatorios evolucionaron hacia enfoques basados en resultados e incentivos a la eficiencia global. La superación de estas brechas podría contribuir a que las revisiones tarifarias integren efectivamente los vectores de la transición energética. Las propuestas de adecuación metodológica que se presentan en el capítulo 5 se orientan precisamente a abordar estas deficiencias, adaptando los principios internacionales a las particularidades institucionales, económicas y sociales del contexto argentino.

5 PROPUESTAS DE ADECUACIONES METODOLÓGICAS

El diagnóstico de las metodologías actuales en Argentina y la formulación de desafíos asociados a la transformación del sector de distribución eléctrica revela brechas significativas en materia de incentivos, flexibilidad y coordinación institucional. Superarlas requería adecuaciones metodológicas que traduzcan las lecciones internacionales al contexto local, sin perder de vista las restricciones económicas y sociales del país.

Según lo revisado en la definición de transición energética del presente estudio, el éxito de las transiciones rápidas destacadas se atribuye a una combinación de voluntad política, participación de agentes del mercado, involucramiento de la sociedad, cambios regulatorios y tecnológicos, y la capacidad del conjunto de los actores de dar respuestas adaptativas a condiciones externas como crisis energéticas o imperativos ambientales. Esta interacción subraya la necesidad de enfoques integrados y adaptativos en la política energética. Por ello, las adecuaciones metodológicas propuestas no sólo requieren consistencia técnica, sino también condiciones de implementación vinculadas a la legitimidad del proceso regulatorio. La participación ciudadana en las revisiones tarifarias a través de mecanismos de transparencia, instancias de consulta y audiencias públicas con información accesible contribuye a fortalecer la aceptación social de las decisiones, incorporar información relevante sobre preferencias y restricciones de los usuarios, y promover una transición socialmente inclusiva.

La presente sección pretende articular las lecciones aprendidas de los casos internacionales (sección 3.2) con las limitaciones metodológicas e institucionales detectadas en el contexto argentino (sección 4.2.3.3), con el propósito de formular propuestas concretas de adecuación de los marcos tarifarios. En particular, se presentan a propuestas sobre:

- Remuneración de la actividad de distribución eléctrica.
- Requerimientos regulatorios.
- Incentivos tarifarios para los usuarios.
- Equidad social.

En la siguiente tabla se presenta un resumen por eje de propuesta que abarca: (i) propósito; (ii) instrumentos propuestos; y (iii) resultado esperado:

Tabla 5: Ejes de las propuestas

Eje	Propósito	Instrumentos	Resultado esperado
Remuneración de la actividad de distribución eléctrica	Reorientar la revisión tarifaria desde un enfoque retrospectivo hacia uno prospectivo, compatible con necesidades futuras de inversión	VNR depreciado de activos en servicio; reconocimiento ex ante de planes de inversión compatibles con necesidades futuras de la red; criterios de auditoría y verificación	Mayor previsibilidad y consistencia intertemporal; reducción del riesgo regulatorio; condiciones más favorables para financiar la modernización
Requerimientos regulatorios	Fortalecer la capacidad institucional para implementar un marco por incentivos con disciplina y credibilidad	Rol del regulador en definición ex ante de objetivos y estándares; coordinación interjurisdiccional; mecanismos de control y auditoría; reglas de seguimiento de planes de inversión	Vinculación entre metodología tarifaria y objetivos de modernización de la red; menor heterogeneidad entre jurisdicciones; mayor estabilidad regulatoria
Incentivos tarifarios para los usuarios	Alinear decisiones de consumo del usuario con beneficios sistémicos y operación eficiente de la red	Señales horarias de uso; esquemas para generación distribuida compatible con recuperación de costos de red	Consumo más eficiente; reducción de picos y congestión; integración ordenada de nuevas tecnologías; menores costos sistémicos
Equidad social	Compatibilizar asequibilidad con sostenibilidad económica del servicio en un contexto de transición	Subsidios focalizados y transparentes; protección del consumo indispensable	Transición socialmente viable; reducción de pobreza energética; preservación del autofinanciamiento e incentivos a inversión

Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, cabe explicitar que en esta propuesta se asume la continuidad de un esquema tipo *Price Cap* porque resulta compatible con las adecuaciones metodológicas propuestas, manteniendo a su vez consistencia con las metodologías actualmente utilizadas. No obstante, a medida que pueda consolidarse la madurez regulatoria particularmente en gestión de activos, auditoría y trazabilidad de costos, resultaría recomendable evolucionar hacia un enfoque de *Revenue Cap* con reconocimiento integrado de *TOTEX* acompañado de un mecanismo de incentivos sobre inversión y gastos de operación en su conjunto, alineando de forma más robusta la remuneración con desempeño y necesidades de modernización de la red.

5.1 REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

La incorporación de nuevas tecnologías en la infraestructura de distribución depende directamente de la planificación de inversiones y de la capacidad del esquema tarifario para reconocerlas y remunerarlas adecuadamente. Por un lado, el plan de inversiones debe garantizar la expansión, renovación y mantenimiento de la red necesarios para acompañar el crecimiento de la demanda y, al mismo tiempo, habilitar la adopción de tecnologías vinculadas a la transición energética. Por otro, se requieren metodologías que brinden señales claras y previsibles para incluir,

ejecutar y auditar dichas inversiones dentro del período regulatorio, asegurando su recuperación económica a través de las tarifas.

En el Plan Nacional de Transición Energética al 2030 se estima que las inversiones necesarias en distribución eléctrica para lograr la conversión de la infraestructura ascienden a 1.284 millones de dólares anuales medios, totalizando 10.272 millones de dólares acumulados al 2030. Complementariamente, un estudio reciente de ADELAT (2024) analiza las necesidades de inversión en infraestructura de distribución eléctrica de responsabilidad exclusiva de las empresas distribuidoras en siete países latinoamericanos, con horizonte al año 2040 (Argentina, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, Guatemala y Perú). El trabajo considera escenarios alternativos: (i) una transición efectiva, orientada a converger hacia niveles de electrificación comparables a los planteados por el estudio “*Connecting the Dots*” para la Unión Europea hacia 2030 (2021), y (ii) una transición parcial, que ajusta dichas metas a las particularidades y restricciones de la región. Considerando sólo las inversiones requeridas para la adaptación de la infraestructura, en el Escenario de Transición Efectiva se necesitarían aproximadamente 1.600 millones de dólares medios anuales, mientras que, en el Escenario de Transición Parcial aproximadamente 900 millones de dólares medios anuales.

Tabla 6: Necesidad de inversión en infraestructura de distribución eléctrica para la transición energética en millones de dólares

Fuente	Inversión para Transición Energética	
	Media anual	Acumulada
Escenario de Transición al 2030 ⁷³	1.284	10.272
Escenario de Transición Efectiva al 2040 ⁷⁴	1.637 ⁷⁵	26.192
Escenario de Transición Parcial al 2040	890	14.240

Aun con diferencias metodológicas y de supuestos, ambas estimaciones coinciden en señalar que la transición energética y la modernización de las redes de distribución exigirán montos de inversión significativos en los próximos años. Este orden de magnitud refuerza la necesidad de revisar los esquemas de remuneración de la distribución, dado que la viabilidad de estos planes depende críticamente de la capacidad del marco tarifario para proporcionar señales estables y mecanismos de recuperación consistentes con el riesgo y el horizonte de las inversiones.

En este marco, a continuación, se presentan los principales aspectos que podrían considerarse para la definición de tarifas que permitan incentivar el desarrollo de las inversiones necesarias:

- Remuneración del capital inicial e incremental mediante VNR Depreciado; es decir, tanto de la BAR inicial del periodo tarifario como de las inversiones previstas en los Planes de Inversión.
- Remuneración del costo de operación y mantenimiento bajo criterios de eficiencia.
- Incentivos a la eficiencia, la innovación y el desempeño, vinculando remuneración con resultados verificables.

⁷³ “Plan Nacional de Transición Energética al 2030”, Resolución Secretaría de Energía 517/2023.

⁷⁴ “Sin inversión no hay transición: El futuro de la distribución eléctrica en América Latina” (ADELAT, 2024).

⁷⁵ Estimado a partir del valor de la inversión acumulada.

5.1.1 Remuneración del capital inicial e inversiones mediante VNR Depreciado

La metodología de empresa eficiente vigente en algunas de las jurisdicciones argentinas resulta insuficiente para anticipar las necesidades de inversión derivadas de la electrificación de la demanda, la digitalización y la integración de recursos energéticos distribuidos. En particular, el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) se recalcula periódicamente sobre la base de costos unitarios de reposición y un dimensionamiento eficiente de la red, y no sobre la evolución real del valor de los activos sobre el que impactan las decisiones de inversión. Por tanto, el esquema de remuneración introduce cierta volatilidad al no reflejar cambios reales en la eficiencia o en el servicio, sino que la valorización de los activos obedece a fluctuaciones nominales de costos y supuestos técnicos, lo que eleva el riesgo regulatorio y reduce la previsibilidad del esquema tarifario. Además, al no distinguir entre activos nuevos y depreciados, el modelo tiende a sobrevalorar las redes existentes y, en consecuencia, debilita la señal económica e incluso puede desincentivar la realización de nuevas inversiones. A ello se suma que, en contextos de disrupción tecnológica, la valorización a nuevo no necesariamente asegura la recuperación del capital invertido: cuando una porción creciente del equipamiento requerido (por ejemplo, medición, comunicaciones y automatización) presenta trayectorias de precios decrecientes por maduración tecnológica, las revalorizaciones periódicas pueden reducir el valor reconocido antes de que la inversión haya sido recuperada plenamente, incrementando el riesgo de sub-recuperación.

Para superar estas limitaciones, se propone avanzar hacia un esquema de remuneración integral que combine los planes de inversión resultantes de la planificación prospectiva de las necesidades de expansión, reposición y adecuación de la red con una metodología de retribución basada en la valorización de la Base de Activos Regulatoria (BAR) en términos depreciados y en una tasa de rentabilidad regulada.

En línea con este criterio se encuentra la distribuidora EJESA de la provincia de Jujuy, habiéndose establecido en los Términos de Referencia (TDR) de la última Revisión Tarifaria Integral (2022-2027) la presentación ex ante de planes quinquenales detallados para evaluados por el regulador (SUSEPU). De este modo, se constituyen como compromisos de ejecución durante el período tarifario, siendo luego reconocidos en la BAR en la medida en que se verifica su efectiva materialización. Adicionalmente, EDENOR y EDESUR también prevén la presentación ex ante de un plan quinquenal de inversiones, cuya razonabilidad y consistencia deben ser verificadas por el regulador (ENRGE), distinguiendo entre inversiones de expansión y reposición. Su reconocimiento tarifario también opera ex post: la anualidad de las inversiones se incorpora al Costo Propio de Distribución una vez ejecutadas y puestas en servicio, reconociendo tanto el costo de capital como los mayores costos de explotación asociados. A su vez, el apartamiento respecto del plan comprometido queda sujeto a un régimen sancionatorio específico. Si bien los TDR no definen a la transición energética como una categoría autónoma de inversión, sí contempla acciones de uso racional de la energía y la incorporación de tecnologías orientadas a la migración hacia redes inteligentes, por lo que estas inversiones podrían quedar comprendidas dentro del esquema regulatorio.

El esquema propuesto implicaría:

- Valorización depreciada de los activos reales: Determinación de la BAR a partir del valor depreciado de los activos en servicio. Esto ofrece una senda de ingresos previsible y vincula la remuneración del capital a las decisiones de inversión.

- Reconocimiento ex ante de planes de inversión: Evaluación y aprobación de los planes de inversión plurianuales por los entes reguladores antes de su ejecución. Es relevante en esta instancia establecer vinculaciones de las inversiones con objetivos específicos asociados a la transición energética.
- Tasa de rentabilidad regulada (WACC): Establecimiento de una tasa de retorno sobre el capital invertido que refleje el costo medio ponderado del financiamiento (deuda y capital propio), determinada mediante parámetros objetivos (riesgo país, estructura de capital, costo de deuda, entre otros). Esta tasa garantizaría la recuperación eficiente de la inversión sin generar rentas extraordinarias.
- Remuneración por depreciación: Reconocimiento de un flujo anual de depreciación que asegure la reposición progresiva de los activos al final de su vida útil, reforzando la sostenibilidad patrimonial de las distribuidoras.

En conjunto, este modelo permitiría vincular la remuneración del capital con la efectividad del plan de inversiones, fortaleciendo la predictibilidad de los ingresos y la coherencia entre los objetivos regulatorios y los empresariales. En comparación con los enfoques actualmente empleados, el sistema de VNR Depreciado propuesto presenta las siguientes ventajas:

Tabla 7: Comparación de modelo tradicional y modelo propuesto

Aspecto	Modelos actuales	Modelo propuesto
Base de cálculo	VNR Tradicional / VNR Depreciado + Inversiones expansión y reposición	Valor depreciado de activos reconocidos + Plan de inversiones por expansión, reposición y cumplimiento de metas específicas para transición
Evolución temporal	Recálculos periódicos discontinuos	Actualización continua y previsible
Riesgo regulatorio	Elevado, por discrecionalidad y saltos de ingresos	Reducido, por reglas explícitas y horizonte estable
Señal de eficiencia	No vincula directamente la remuneración a las decisiones de inversión	Vincula directamente la remuneración a las decisiones de inversión y promueve la gestión del ciclo de vida de activos
Compatibilidad con Transición Energética	Enfoque teórico y retrospectivo	Enfoque real y prospectivo
Transparencia	Dependiente de estudios de VNR apoyados en premisas	Basada en auditorías contables y técnicas verificables

Fuente: Elaboración propia.

5.1.2 Costo de operación y mantenimiento

El tratamiento regulatorio del Costo de Operación y Mantenimiento (COyM) constituye un componente central de la determinación de los ingresos requeridos y de los incentivos a la eficiencia. A diferencia del capital que se remunera mediante la base de activos y su retorno, el COyM representan el conjunto de erogaciones necesarias para operar y sostener la red en condiciones de seguridad y calidad (mantenimiento preventivo y correctivo, atención comercial, operación de centros de control, gestión de activos y sistemas de información, entre otros). En el marco de la transición energética, una parte creciente del COyM se vincula a capacidades nuevas (digitalización,

automatización, ciberseguridad, gestión de datos y operación de redes más complejas), por lo que su tratamiento no puede limitarse a un reconocimiento puramente histórico o contable. En consecuencia, resulta conveniente que la revisión tarifaria establezca criterios explícitos para el COyM, combinando:

- Un nivel de costos eficientes determinado en función a exigencias futuras y obligaciones regulatorias (calidad, reducción de pérdidas, resiliencia, digitalización), evaluado mediante comparaciones (por ejemplo, *benchmarking* o métodos de frontera eficiente) o metas de productividad, y consistente con los planes de inversión y de operación aprobados para el período tarifario.
- Mecanismo de reparto de eficiencias cuando se verifique, mediante auditoría, que los COyM incurridos resultan inferiores a los costos eficientes aprobados para el período, una proporción del ahorro se reconoce transitoriamente a la distribuidora y el resto se traslada a los usuarios vía ajustes del requerimiento de ingreso o del cuadro tarifario en el siguiente ajuste/revisión, preservando incentivos a la eficiencia sin deteriorar la calidad del servicio.
- Mecanismos de actualización que reflejen la evolución real de precios y salarios.
- Reglas de auditoría y verificación que eviten el traslado automático de ineficiencias.

Este enfoque podría permitir sostener incentivos a la eficiencia operativa sin comprometer la calidad del servicio. No obstante, y en línea con las lecciones internacionales que destacan la conveniencia de evaluar la eficiencia sobre el costo total del servicio (*TOTEX*), el tratamiento del COyM puede concebirse como una trayectoria de implementación por etapas: en un primer paso, reconocer COyM eficiente con reglas explícitas de actualización, verificación e incentivos; y en una etapa posterior, una vez alcanzada mayor madurez institucional e informacional (costos estandarizados, trazabilidad contable-técnica, auditorías robustas y capacidades regulatorias), avanzar hacia un enfoque *TOTEX* que integre *CAPEX* y *OPEX* bajo un mismo marco de evaluación e incentivos, reduciendo sesgos en la elección entre soluciones intensivas en inversión y alternativas basadas en operación, digitalización o gestión activa de la demanda.

5.1.3 Incentivos a la eficiencia, innovación y desempeño

El esquema de remuneración de VNR Depreciado podría enriquecerse con un sistema de incentivos explícitos que oriente las decisiones empresariales hacia el cumplimiento de metas verificables. Se propone, por tanto, la creación de un esquema de bonificaciones y penalizaciones vinculado con indicadores de desempeño, que actúe tanto sobre resultados operativos como sobre objetivos de modernización consistentes con la transición energética. Entre los principales instrumentos a considerar se incluyen:

- Bonificaciones por cumplimiento o sobrecumplimiento de metas definidas ex ante de reducción de pérdidas y de calidad del suministro (SAIDI y SAIFI).
- Penalizaciones por incumplimiento de metas definidas ex ante de reducción de pérdidas y de niveles admisibles de calidad de suministro, así como por desvíos injustificados respecto de planes de inversión aprobados.
- Reparto de eficiencias en COyM entre la distribuidora y los usuarios mediante el ajuste del ingreso permitido si, tras auditoría, los costos incurridos resultan inferiores a los aprobados.
- Reconocimiento de costos adicionales por proyectos piloto de innovación o digitalización, sujeto a criterios de evaluación ex post.
- Mecanismos de ajustes durante el período regulatorio debidamente justificados, que permitan incorporar cambios relevantes en condiciones tecnológicas, climáticas o regulatorias sin desarticular la previsibilidad del esquema.

El diseño de estos instrumentos debe ser transparente, previsible y auditable, con metas definidas ex ante, metodologías de medición claras y reglas explícitas para el tratamiento de desvíos.

5.2 REQUERIMIENTOS REGULATORIOS

La adecuación del esquema tarifario se asienta en requerimientos regulatorios e institucionales que habilitan su implementación de manera consistente, auditable y creíble en el tiempo. En la Argentina, esta dimensión resulta especialmente relevante porque la trayectoria reciente del sector eléctrico ha estado marcada por cambios regulatorios e intervenciones de emergencia que debilitaron la estabilidad del marco tarifario, incrementaron el riesgo regulatorio y afectaron la capacidad de planificar inversiones de largo plazo. A ello se agregan falencias, extendidas en buena parte del sector de distribución, en la producción y sistematización de información oportuna y pertinente para los procesos tarifarios, lo que limita la trazabilidad de activos, costos, calidad y pérdidas, y debilita la posibilidad de sostener revisiones basadas en evidencia.

5.2.1 Rol del regulador y coordinación institucional

En el contexto argentino, la implementación de las propuestas previamente presentadas requeriría fortalecer las capacidades técnicas y analíticas de los entes reguladores jurisdiccionales, de modo que puedan ejercer funciones de auditoría de indicadores de desempeño, verificación de cumplimiento de planes de inversión y validación de proyecciones de demanda, pérdidas y calidad del servicio (ADELAT, 2023).

Teniendo en cuenta que, en un país federal como Argentina, las provincias poseen facultades para establecer sus propios criterios regulatorios y metodologías tarifarias en la distribución eléctrica lo que tiende a generar heterogeneidad y asimetrías entre jurisdicciones, sería conveniente incentivar, a través de ámbitos de coordinación interjurisdiccional como el Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE), la convergencia y homogeneización de criterios metodológicos. En este sentido, se propone:

- Propiciar la definición y aplicación de criterios comunes para la de determinación de la tasa de retribución y tasas de depreciación por tipo de activo.
- Desarrollar protocolos comunes de auditoría y aprobación de planes de inversión.
- Compartir información técnica, indicadores de desempeño y buenas prácticas entre las jurisdicciones.

5.2.2 Producción de información, capacidades técnicas y gestión de activos

El éxito de cualquier esquema regulatorio basado en desempeño depende de la calidad y trazabilidad de la información sobre los activos y la gestión del negocio. Actualmente, muchas distribuidoras argentinas presentan déficits en la gestión de activos y en la capacidad de reporte de datos técnicos, lo que limita la posibilidad de establecer indicadores robustos de eficiencia y calidad. Por lo cual, se propone impulsar un programa nacional de fortalecimiento de capacidades técnicas orientado a:

- Desarrollar sistemas de información y bases de datos estandarizadas sobre infraestructura, calidad del servicio, pérdidas y mantenimiento.
- Implementar metodologías de gestión de activos alineadas con la norma ISO 55.000, que integren evaluación de riesgo, ciclo de vida y costo total.
- Promover la interoperabilidad de datos entre distribuidoras y entes reguladores.
- Capacitar recursos humanos en análisis de datos, planificación de redes inteligentes y gestión de ciberseguridad.

Este componente de producción y gestión de información constituye la base técnica para implementar metodologías de tipo *building blocks* y modelos *TOTEX*, ya que permite cuantificar y auditar los resultados de eficiencia, innovación y desempeño que las revisiones tarifarias deben incentivar.

5.3 INCENTIVOS TARIFARIOS PARA LOS USUARIOS

La transición energética no sólo requiere nuevas inversiones en redes y una redefinición del esquema de remuneración de las distribuidoras, sino también un marco tarifario que incorpore a la demanda como parte activa del proceso de transformación. En un sistema cada vez más electrificado, digitalizado y descentralizado, las decisiones de los usuarios respecto de cuándo consumen, cuánto demandan en horas críticas y si adoptan tecnologías como vehículos eléctricos, generación distribuida o equipamiento gestionable inciden de manera directa sobre los costos operativos, las necesidades de capacidad, la utilización de la red y, en definitiva, sobre el costo total del servicio. Por esta razón, las tarifas no solo se constituyen como un mecanismo recaudatorio para compensar costos incurridos para la prestación del servicio sino también un instrumento de señalización económica para orientar comportamientos compatibles con una operación segura, eficiente y ambientalmente sostenible del sistema eléctrico.

Desde un punto de vista económico, este problema podría entenderse como uno de regulación de *segundo mejor*⁷⁶. En la distribución eléctrica coexisten diversos fallos de mercado, por lo que un diseño tarifario eficiente no surgiría de corregir una única distorsión en forma aislada (lo que podría incluso agravar los problemas), sino de combinar señales de precio que reflejen mejor los costos marginales del sistema con mecanismos que preserven la recuperación de los costos de red y, cuando corresponda, incentivos focalizados para promover la adopción de tecnologías socialmente valiosas (Borenstein & Bushnell, 2022) (Schittekatte, 2024).

Sobre esta base, los incentivos tarifarios a los usuarios presentados se interpretan como parte de una arquitectura regulatoria destinada a alinear decisiones privadas con los objetivos sociales de eficiencia, sostenibilidad y seguridad del suministro. En particular, en esta subsección se desarrollan tres ejes de incentivos tarifarios directamente vinculados con los desafíos presentados en el capítulo 2:

- Gestión de la demanda.
- Movilidad eléctrica.
- Generación distribuida.

Es importante destacar que el diseño de los incentivos tarifarios puede variar según las características específicas de cada jurisdicción de distribución eléctrica, así como de la disponibilidad de recursos naturales, financieros y tecnológicos para su implementación.

5.3.1 Gestión de la demanda

Los incentivos orientados a la gestión de la demanda tienen por objeto modificar el perfil temporal del consumo eléctrico para aproximarlos, en mayor medida, a los costos que ese consumo impone sobre el sistema. En términos económicos, su fundamento radica en que las tarifas uniformes o poco sensibles al momento de uso tienden a debilitar la señal marginal que enfrentan los usuarios, aun cuando los costos de abastecimiento y de utilización de la red varían

⁷⁶ La noción de segundo mejor remite al resultado clásico de Lipsey y Lancaster (1956), según el cual, si una de las condiciones necesarias para lograr el óptimo de Pareto (el "primer mejor" o *first-best*) no puede satisfacerse debido a restricciones institucionales, tecnológicas o políticas, entonces no es ni necesario ni deseable que se cumplan las restantes condiciones de optimalidad.

significativamente entre horas y períodos del año (Borenstein & Holland, 2005). En este contexto, los esquemas tarifarios con diferenciación temporal como las tarifas horarias o *Time-of-Use* (ToU), y en diseños más sofisticados los Precios Críticos de Punta, permiten trasladar al usuario una señal más cercana al costo del servicio en cada momento, incentivando el desplazamiento del consumo fuera de las horas de mayor exigencia sobre el sistema y contribuyendo a una asignación más eficiente de los recursos (Schittekatte, 2024).

La implementación de estos instrumentos requiere, como condición habilitante, infraestructura de medición avanzada y capacidad regulatoria para diseñar estructuras tarifarias que combinen precisión económica, simplicidad operativa y aceptabilidad social. Los medidores inteligentes permiten registrar el consumo por franjas horarias, facilitar la facturación diferenciada y, en esquemas más avanzados, integrar modalidades de respuesta de la demanda y automatización del consumo. Sin embargo, desde el punto de vista regulatorio, no toda diferenciación temporal debe replicar en forma plena la volatilidad del mercado mayorista: en muchos casos, las tarifas *ToU* y los Precios Críticos de Punta constituyen soluciones subóptimas más viables que la tarificación plenamente dinámica (Precios en Tiempo Real), al ofrecer señales más eficientes que las tarifas planas sin imponer a los usuarios niveles excesivos de complejidad o riesgo (propios de sistemas con gran penetración de energías renovables). En consecuencia, la gestión de la demanda debe entenderse como un componente estructural del diseño tarifario moderno, orientado no sólo a inducir ahorro energético, sino principalmente a mejorar la utilización de la red, reducir costos sistémicos y diferir inversiones de expansión cuando ello resulte técnica y económicamente posible (Schittekatte, 2024).

5.3.2 Movilidad eléctrica

La electrificación del transporte genera beneficios sociales que exceden los retornos privados del usuario, en particular por su potencial de reducir emisiones contaminantes y de desplazar combustibles fósiles en usos finales. Por ello, la expansión del parque de vehículos eléctricos suele estar impulsada principalmente por incentivos de política pública no tarifarios, en particular reducciones impositivas y beneficios regulatorios asociados a la compra, patentamiento y/o importación, los cuales operan como motor de adopción. En este marco, el rol de la tarifa eléctrica es acompañar esa política mediante señales que ordenen la integración del vehículo eléctrico al sistema: orientar la recarga hacia momentos de menor costo de energía y menor impacto sobre las redes, evitando que la carga adicional se concentre en horas pico o en segmentos de red congestionados.

Una medida efectiva consiste en aplicar esquemas de tarifas horarias (y, cuando corresponda, cargos de potencia) específicos para la recarga, de modo que el usuario enfrente precios más bajos en horas valle y señales más altas en períodos críticos. Complementariamente, estos esquemas pueden reforzarse con mecanismos de recarga gestionada que permitan desplazar o modular la carga hacia horarios valle, evitando concentraciones en horas pico y reduciendo el impacto sobre la red.

5.3.3 Generación distribuida

La generación distribuida renovable puede aportar beneficios privados y sistémicos relevantes, como la reducción del consumo de energía proveniente de fuentes fósiles, una mayor diversificación de la matriz, el alivio de ciertas restricciones locales de red y, en algunos casos, el diferimiento de inversiones. Sin embargo, su expansión también puede generar tensiones operativas y distributivas si no está acompañada por un diseño tarifario y regulatorio adecuado. Desde el punto de vista operativo, una mayor inyección descentralizada de excedentes incrementa las exigencias de monitoreo, control y gestión de redes que, en muchas jurisdicciones argentinas, aún presentan

bajos niveles de digitalización. Desde el punto de vista distributivo, un esquema inadecuado de compensación puede trasladar al resto de los usuarios parte de los costos de red no recuperados. En consecuencia, el desafío regulatorio consiste en fomentar la adopción del autoconsumo renovable y la inyección ordenada de excedentes sin erosionar la recuperación de los costos propios de la actividad de distribución, en particular aquellos vinculados al uso, operación, mantenimiento y expansión de la red.

En este marco, los incentivos tarifarios para la generación distribuida deberían orientarse a compatibilizar dos objetivos centrales. En primer lugar, reconocer de manera adecuada el valor de la energía excedente inyectada a la red sin generar sobrecompensaciones que erosionen la recuperación de los costos de red. En segundo lugar, brindar al usuario-generador una señal económica clara y estable para evaluar la conveniencia de invertir en equipamiento renovable.

Según lo revisado en la sección 2.3, desde el punto de vista tarifario, se propone evitar esquemas de compensación plena de la energía inyectada a tarifa final y, en cambio, adoptar mecanismos de balance neto de facturación compatibles con la recuperación de los costos de red. En términos concretos, ello implica que la energía excedente inyectada por el usuario-generador sea remunerada a un valor asociado al componente energía, mientras que los cargos vinculados al uso, disponibilidad y mantenimiento de la red en particular el VAD continúen siendo recuperados a través de la tarifa.

La efectividad de estos incentivos depende de su adecuada adaptación a las condiciones técnicas y económicas de cada jurisdicción, así como de la existencia de infraestructura de medición avanzada y de capacidad institucional por parte de los entes reguladores para monitorear y verificar los resultados.

5.4 EQUIDAD SOCIAL

La Ley 24.065 establece el derecho de todos los usuarios a acceder al servicio eléctrico en condiciones de igualdad, continuidad y calidad. En términos operativos, el acceso universal se puede interpretar como la complementariedad de dos dimensiones: (i) el acceso a los servicios energéticos de calidad y (ii) la capacidad de pago de los sectores de menos recursos (Greco E. M., 2012). En el actual contexto, el desafío de la equidad social consiste en asegurar que la modernización de redes, la incorporación de nuevas tecnologías y el cambio de patrones de consumo no deterioren la asequibilidad del servicio para los sectores vulnerables.

En Argentina existen altos niveles de cobertura del servicio de distribución eléctrica en torno al 99%. No sucede lo mismo en términos de la capacidad de pago de los sectores de menores ingresos. Esto puede tener un impacto negativo en la calidad de vida, limitando sus oportunidades de desarrollo y bienestar. De acuerdo con el INDEC, en el primer semestre de 2025 el 31,6% de las personas se encontraba bajo la línea de pobreza y el 6,9% bajo la línea de indigencia. Esta situación se traduce, para un conjunto amplio de hogares, en restricciones efectivas para afrontar una canasta básica total que incluye, entre otros componentes, el gasto en vivienda y servicios energéticos (INDEC, 2025).

En relación con la política de subsidios, a partir de junio de 2022 se implementó un régimen de segmentación para usuarios residenciales de electricidad y gas, instrumentado mediante el Registro de Acceso a los Subsidios a la Energía⁷⁷ (RASE). El RASE conformó el padrón de beneficiarios sobre la base de declaraciones juradas y cruces de información, con el objetivo explícito de mejorar la incidencia distributiva de los subsidios. Sobre la base de estos resultados se segmentaron los usuarios residenciales en tres niveles: Nivel 1 (mayores ingresos, con pago del costo pleno del componente energética), Nivel 2 (menores ingresos) y Nivel 3 (ingresos medios).

Recientemente, mediante el Decreto 943/2025 (publicado el 2 de enero de 2026), se creó el régimen de Subsidios Energéticos Focalizados (SEF) y el Registro de Subsidios Energéticos Focalizados (ReSEF), con el propósito de asegurar a usuarios residenciales vulnerables el acceso al consumo energético indispensable y unificar la asignación de subsidios nacionales. El Decreto define, para electricidad, bloques de consumo base sobre los cuales se aplican bonificaciones: 300 kWh en meses de altos consumos (enero, febrero, mayo, junio, julio, agosto y diciembre) y 150 kWh en meses de menor consumo (marzo, abril, septiembre, octubre y noviembre), estableciendo además que los consumos por encima de esos volúmenes no reciben bonificación. En cuanto al nivel del beneficio, se prevé una bonificación general del 50% sobre Precio Estacional de la electricidad y, durante 2026, la posibilidad de una bonificación adicional extraordinaria inicial del 25% con reducciones mensuales hacia fin del año para asegurar gradualidad y previsibilidad en la transición del esquema (Anexo II, Decreto 943/2025). Asimismo, se contempla la posibilidad de establecer consumos base diferenciales para provincias más cálidas u otras zonas con particularidades bioambientales.

Desde el punto de vista del problema regulatorio que analiza este trabajo, un esquema focalizado y acotado a consumos base tiene una virtud relevante: explicita un objetivo social (asegurar un consumo indispensable) separable de la metodología tarifaria, favoreciendo que el cuadro tarifario recupere consistencia con señales de inversión y eficiencia, mientras la política social opera mediante criterios de elegibilidad y bonificaciones definidas fuera de la lógica microeconómica del distribuidor. Adicionalmente, el esquema introduce una señal de eficiencia energética al discriminar el nivel de asistencia por rangos de consumo: la bonificación se concentra

⁷⁷ Decreto N° 332/2022

en un bloque base y se elimina por encima de dicho umbral, reforzando el incentivo a moderar consumos no esenciales sin afectar el acceso al consumo indispensable.

Sin embargo, el nuevo enfoque también plantea un punto de atención para el diseño tarifario en el contexto general de la transición energética: si, como se argumenta en este trabajo, el financiamiento de la distribución tenderá a reforzar cargos vinculados al uso/acceso a la red (reduciendo la dependencia del kWh como base de recuperación del VAD), una política social concentrada exclusivamente en el componente energía puede resultar insuficiente para sostener la asequibilidad de hogares vulnerables cuando aumente el peso relativo de cargos de red. En consecuencia, en la medida en que la estructura tarifaria evolucione hacia una mayor separación red/energía, será necesario en un futuro prever instrumentos explícitos que permitan proteger también el acceso al servicio (por ejemplo, créditos o bonificaciones específicas sobre el componente de red para usuarios vulnerables), idealmente con financiamiento externo al cuadro tarifario para no erosionar la suficiencia de ingresos requerida para inversión.

Es importante destacar que la implementación efectiva de subsidios focalizados requiere de un diseño adecuado y una gestión eficiente, con el fin de garantizar que los beneficios lleguen realmente a los sectores de la población más necesitados (minimizar los errores de inclusión y exclusión). Además, es relevante velar por la sostenibilidad financiera de estos subsidios a largo plazo, para evitar distorsiones en el mercado energético y asegurar la viabilidad del sistema en su conjunto. En síntesis, la equidad social en el marco de la transición energética exige compatibilizar asequibilidad con señales económicas creíbles para inversión y modernización de redes. El régimen SEF/ReSEF constituye una base operativa para sostener aceptabilidad social al concentrar la asistencia en consumos indispensables, pero su eficacia distributiva deberá evaluarse en conjunto con la evolución de la estructura tarifaria y con la capacidad de coordinación federal para sostener criterios transparentes, focalizados y consistentes en el tiempo.

6 CONCLUSIONES

En Argentina, el sector energético es responsable de una parte significativa de las emisiones contaminantes, por lo que la materialización de la transición energética se ha convertido en un desafío importante para el sector. En este contexto, la distribución eléctrica es un eslabón estratégico: además de asegurar continuidad y calidad, debe habilitar electrificación de usos finales, integración de recursos distribuidos, digitalización y mayor resiliencia.

Los capítulos previos mostraron que el esquema tarifario argentino conserva un sesgo retrospectivo: tiende a remunerar necesidades futuras con parámetros del pasado (costos observados y estructuras modelo). En un escenario de transición, donde la red debe incorporar medición avanzada, automatización, comunicaciones, gestión activa de demanda e integración de generación distribuida, ese sesgo se vuelve más gravoso: eleva el riesgo regulatorio, deteriora la previsibilidad del recupero de inversiones y amplía la brecha entre objetivos de política energética y señales económicas.

De allí se desprende una conclusión central: la transición energética requiere un cambio de enfoque en las revisiones tarifarias hacia un marco prospectivo que permita: (i) remunerar el capital de forma consistente y previsible mediante VNR depreciado de la Base de Activos Regulatoria en servicio; (ii) reconocer ex ante planes de inversión y gastos operativos necesarios para cumplir objetivos definidos previamente; e (iii) incorporar control, auditoría e incentivos por desempeño. En este esquema, el regulador no sólo valida costos: define metas, aprueba planes, monitorea resultados y aplica incentivos y desincentivos verificables, en línea con las lecciones de los casos internacionales.

En cuanto a los principales vectores tecnológicos, las conclusiones específicas son:

- Gestión de demanda. Es una herramienta estructural para reducir picos y costos sistémicos, pero requiere medición inteligente, datos trazables y señales de precio consistentes; sin ello, su impacto queda acotado.
- Movilidad eléctrica. El rol de la tarifa es ordenar la recarga con señales sistémicas (horas valle, menor congestión), mediante tarifas horarias de uso y, cuando corresponda, señales de potencia/capacidad, apoyadas en medición adecuada.
- Generación distribuida. La alta penetración de GED puede elevar requerimientos de operación y planificación, demandando inversiones en digitalización, automatización, comunicaciones y protecciones y reforzando la evolución hacia funciones tipo Operadores de Sistemas de Distribución. Tarifariamente, se vuelve relevante preservar la recuperación del costo de red, favoreciendo *net billing* y estructuras que eviten erosionar cargos de red vía neteo de energía.

Los incentivos tarifarios a usuarios deben entenderse como parte de una arquitectura integral: no se trata sólo de tarifas preferenciales, sino de señales que induzcan decisiones compatibles con operación segura y eficiente, preservando al mismo tiempo la suficiencia de ingresos de la red. Esto exige acompañar el cambio tecnológico con un rediseño gradual de estructuras tarifarias y cargos por uso de red más explícitos cuando corresponda, evitando distorsiones que comprometan el financiamiento de inversiones.

Por otra parte, la equidad social es una condición de viabilidad del cambio regulatorio. Con indicadores sociales deteriorados, la transición requiere instrumentos que sostengan la asequibilidad de consumos indispensables y reduzcan vulnerabilidades asociadas a pobreza

energética. Los subsidios deben ser focalizados, transparentes y consistentes, minimizando errores de inclusión y exclusión y evitando erosionar la señal de recuperación del costo de red.

La viabilidad de avanzar hacia estos nuevos esquemas metodológicos depende críticamente de las capacidades de los reguladores y de las empresas. En particular, se requiere por parte de las empresas fortalecer la disponibilidad y trazabilidad de información sobre activos, costos y desempeño; y por parte de los reguladores, consolidar mecanismos para la evaluación de planes plurianuales de inversión y gastos operativos, y conducir el diseño y administración de incentivos y penalizaciones basados en indicadores verificables. Sin estas capacidades técnicas e institucionales, el marco corre el riesgo de perder credibilidad y de debilitar las señales de inversión y desempeño que la transición energética exige.

En conjunto, el trabajo reafirma que no hay transición energética viable sin una transformación regulatoria capaz de habilitar, orientar y disciplinar las inversiones y decisiones que exige el futuro del sistema eléctrico. En ese proceso, la sostenibilidad ambiental debe incorporarse como un cuarto pilar, junto con la eficiencia, el financiamiento y la equidad, en el diseño de las revisiones tarifarias.

7 BIBLIOGRAFÍA

- ADEERA. (2022). ADEERA fue protagonista en el lanzamiento de ADELAT. *Lúmina. La revista de ADEERA* N° 60, 20.
- ADEERA. (2022). *Informe ejecutivo. Prospectiva de cambios en el negocio de la distribución*.
- ADEERA. (2023). *Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina*. Obtenido de <http://www.adeera.com.ar/>
- ADELAT. (2023). *Desafíos y perfeccionamientos regulatorios de la distribución eléctrica para la transición energética Latinoamericana*.
- ADELAT. (2024). *Digitalización y automatización de la distribución eléctrica*.
- ADELAT. (2024). *Sin inversión no hay transición: El futuro de la distribución eléctrica en América Latina*.
- ADELAT. (2026). *Liberalización de la comercialización minorista en América Latina*.
- Argentina.gob.ar. (2023). Obtenido de Segmentación Energética: <https://www.argentina.gob.ar/subsidios>
- Argentina.gob.ar. (abril de 2023). Obtenido de Noticias: <https://www.argentina.gob.ar/noticias/el-gobierno-presento-el-proyecto-de-ley-de-promocion-de-produccion-nacional-de-vehiculos>
- Averch, H., & Johnson, L. L. (1962). Behavior of the Firm Under Regulatory Constraint. *American Economic Review*, 52, 1059-1069.
- BA Energy Solutions. (2019). *Estudio sobre la regulación económica y el desempeño del servicio público de la distribución eléctrica en la República Argentina*. Buenos Aires.
- BA Energy Solutions. (2023). *Tarifas de distribución. Consistencia con la transición energética*. Buenos Aires. Obtenido de <https://baenergysolutions.com/tarifas-de-distribucion-consistencia-con-la-transicion-energetica/>
- Baruj, G., Mascarenhas, T. B., Gottig, A., Gutman, M., Porta, F., Rubio, J., . . . Vázquez, D. (2022). *Electromovilidad en la Argentina. Oportunidades y barreras para su desarrollo*. Fundar y Centro Interdisciplinario de Estudios en Ciencia, Tecnología e Innovación.
- Batalla Bejerano, J., & Jové-Llopis, E. (2019). Mercados eléctricos ante la transición energética: diseño y retos de futuro. *Presupuesto y Gasto Público*, 177-192.
- Bel i Queralt, G., Calzada, J., & Estruch Manjón, A. (2010). Economía y regulación de los servicios de red. *Derecho de la Regulación económica*, 1, 707-758.
- Bhutada, G. (2022). *The History of Energy Transitions*. Visual Capitalist. Disponible en: <https://elements.visualcapitalist.com/the-history-of-energy-transitions/>.
- Blanco, G., Wagner, L., & Konstantinidis, E. M. (2019). *Aspectos socio-ambientales de la transición energética en la Argentina*. Fundación Ambiente y Recursos Naturales.
- Borenstein, S., & Bushnell, J. B. (2022). Do Two Electricity Pricing Wrongs Make a Right? Cost Recovery, Externalities, and Efficiency. *American Economic Journal: Economic Policy*, Vol. 14, No. 4, 80-110.

- Borenstein, S., & Holland, S. (2005). On the efficiency of competitive electricity markets with time-invariant retail prices. *RAND Journal of Economics*. Vol. 36, No. 3,, 469-493.
- Bustos, Á., & Galetovic, A. (2002). Regulación por Empresa Eficiente: ¿Quién es realmente usted? *Estudios Públicos*, N° 86, 145-182.
- CEER. (2025). *Incentives in Regulatory Frameworks with a Focus on OPEX/CAPEX Neutrality*. Bruselas: Council of European Energy Regulators ASBL.
- CEER. (2025). *Report on Power Losses N°3*. Council of European Energy Regulators.
- Centro de Economía Internacional. (2023). *Pacto verde europeo: Consecuencias económicas y comerciales*. Buenos Aires: Ministerio de Relaciones Exteriores, Comercio Internacional y Culto.
- Chimento, L., & Hetze, V. (2019). Relevamiento de regulaciones provinciales en el marco de la Ley Nacional 27.424 de generación distribuida. *Actas de Jornadas y Eventos Académicos de Universidad Tecnológica Nacional*. Rosario: Universidad Tecnológica Nacional.
- Coase, R. (1946). The Marginal Cost Controversy. *Economica*, 13(52), 169-182.
- Consejo Europeo. (diciembre de 2024). *Consilium*. Obtenido de <https://www.consilium.europa.eu/es/policies/european-green-deal/timeline-european-green-deal-and-fit-for-55/>
- DESA. (2023). *Proyecto Medidores Inteligentes*.
- DESA. (2024). *Reporte Integrado de Triple Impacto*. Obtenido de https://www.desasa.com.ar/wp-content/uploads/2026/01/DESA_Reporte-Integrado-de-Sostenibilidad.pdf
- Donato, P., & Funes, M. (2023). Redes eléctricas inteligentes: situación en el mundo y en Argentina. *Revista Ingeniería Eléctrica*, Nro. 390.
- Eirin, M. S., Messina, D., Contreras Lisperguer, R., & Salgado Pavez, R. (2022). *Estudio sobre políticas energéticas para la promoción de las energías renovables en apollo a la electromovilidad*. Santiago: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).
- Enerdata. (2024). Obtenido de <https://datos.enerdata.net/cop28-triplicar-las-renovables.html>
- ENERSA. (octubre de 2025). *Enersa da un paso histórico con la instalación de medidores inteligentes en Aldea Brasileira*. Obtenido de <https://www.enersa.com.ar/enersa-da-un-paso-historico-con-la-instalacion-de-medidores-inteligentes/>
- ENRE. (agosto de 2024). *Medición inteligente del consumo eléctrico: avanza su implementación en el AMBA*. Obtenido de Argentina.gob.ar: <https://www.argentina.gob.ar/noticias/medicion-inteligente-del-consumo-electrico-avanza-su-implementacion-en-el-amba>
- ENRE. (mayo de 2024). *Medidores inteligentes, aliados clave de la transición energética*. Obtenido de Argentina.gob.ar: <https://www.argentina.gob.ar/noticias/medidores-inteligentes-aliados-clave-de-la-transicion-energetica>
- Euroelectric, E.DSO, Monitor Deloitte. (2021). *Connecting the Dots*.
- Gobierno de la Provincia de Córdoba. (2024). *EPEC presentó un innovador sistema de gestión de datos para la medición inteligente*. Obtenido de <https://prensa.cba.gov.ar/informacion->

general/epec-presento-un-innovador-sistema-de-gestion-de-datos-para-la-medicion-inteligente/

- Gobierno de la Provincia de Santa Fe. (2024). *La EPE presentó su Plan de Digitalización Integral para medir el consumo de manera inteligente*. Obtenido de <https://www.santafe.gob.ar/noticias/noticia/281603/>
- Greco, E. M. (2012). *Estructura tarifaria. Eficiencia económica y equidad distributiva. Teoría y aplicaciones*. Buenos Aires: CEARE.
- Greco, E. M. (2012). *Metodologías de cálculo del nivel de tarifas en revisiones tarifarias periódicas*. Buenos Aires.
- Greco, E., Bertero, R., Lambertini, G., Visintini, A., & Vanetta, J. (2008). *La estructura tarifaria como instrumento de política social*. Buenos Aires: CEARE.
- IIEP. (2023). *Reporte de tarifas y subsidios N°3*. Buenos Aires: Instituto Interdisciplinario de Economía Política, UBA-CONICET.
- INDEC. (2025). *INDEC. Pobreza*. Obtenido de https://www.indec.gob.ar/uploads/informesdeprensa/eph_pobreza_09_25D162CC7BFB.pdf
- Infobae. (2025). *Infobae*. Obtenido de Desregulación: reducen los requisitos para instalar cargadores de autos eléctricos: <https://www.infobae.com/economia/2025/01/29/desregulacion-reducen-los-requisitos-para-instalar-cargadores-de-autos-electricos-y-permitir-que-mas-comercios-presten-el-servicio/>
- International Energy Agency. (2020). IEA Publications. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020>.
- Lerner, E. (2018). *Determinación de la base de capital en las revisiones tarifarias de distribución y transporte de energía eléctrica en Argentina: Alternativas metodológicas, emergencia económica y análisis de supeustos e implicancias*. Buenos Aires: Tesis de Maestría Interdisciplinaria en Energía del Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética.
- Lipsey, R. G., & Lancaster, K. (1956). The General Theory of Second Best. *The Review of Economic Studies* 24, no. 1, 11-32.
- Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (2021). *Actualización de la meta de emisiones netas de Argentina 2030*. Buenos Aires.
- Naciones Unidas. (2015). Acuerdo de París de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC).
- Naciones Unidas. (2023). *Informe de la Conferencia de las Partes en calidad de reunión de las Partes en el Acuerdo de París sobre su quinto periodo de sesiones, celebrado en los Emiratos Árabes Unidos del 30 de noviembre al 13 de diciembre de 2023*. Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC). Obtenido de https://unfccc.int/sites/default/files/resource/cma2023_16a01S.pdf
- Navajas, F., & Porto, A. (Octubre-Diciembre de 1990). La tarifa en dos partes cuasi óptima: Eficiencia, equidad y financiamiento. *El Trimestre Económico*, 57(228), 863-887. Obtenido de <https://www.jstor.org/stable/23398312>

- OFGEM. (2017). *Guide to the RIIO-ED1 electricity distribution price control*. London: OFGEM.
- OFGEM. (2017). *Guide to the RIIO-ED1 Electricity Distribution Price Control*.
- OFGEM. (2019). *RIIO-ED1 Annual Report 2017-2018*.
- OFGEM. (2025). *RIIO-1 Electricity Distribution Summary Annual. Report: 2022-23*. Obtenido de <https://www.ofgem.gov.uk/transparency-document/riio-1-electricity-distribution-annual-report-2022-23>
- Ofgem. (2026). *Annual report: Electricity Distribution 2024/25*.
- Parlamento Europeo y del Consejo. (18 de Octubre de 2023). Directiva (UE) 2023/2413 . Disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX:32023L2413>. Obtenido de https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/renewable-energy-directive_en?prefLang=hu
- Pigou, A. C. (1920). *The Economics of Welfare*. Macmillan and Co.
- Puccini, G. (4 de diciembre de 2025). La EPE compra medidores inteligentes para hogares e industrias. (G. Zysman, Entrevistador) LT8. AM 830, Rosario. Obtenido de <https://www.youtube.com/watch?v=kO4OpY9mKDg>
- Ramsey, F. P. (1927). A Contribution to the Theory of Taxation. *The Economic Journal* (Vol. 37), 47-61.
- Schittekatte, T. M. (2024). Electricity retail rate design in a decarbonizing economy: An analysis of time-of-use and critical peak pricing. *The Energy Journal*, 25-56.
- Secretaría de Ambiente. (2022). *Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero*. Obtenido de <https://inventariogei.ambiente.gob.ar/resultados>
- Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sostenible de la Nación. (2019). *Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero*. Buenos Aires.
- Sovacool, B. K. (2016). How long will it take? Conceptualizing the temporal dynamics of energy transitions. *Energy Research & Social Science*, 202-215.
- Sovacool, B. K. (2017). The History and Politics of Energy Transitions: Comparing Contested Views and Finding Common Ground. En D. A. al., *The Political Economy of Clean Energy Transitions* (págs. 16-36). Oxford Academic. Disponible en: <https://academic.oup.com/book/16547/chapter/172497834>.
- Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. (2025). *Diagnóstico de la Calidad del Servicio de Energía Eléctrica en Colombia 2023*. Gobierno de Colombia.

8 ANEXO: GLOSARIO DE ABREVIACIONES

ADELAT: Asociación de Distribuidoras de Energía Eléctrica Latinoamericanas
ADEERA: Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina
ADMS (*Advanced Distribution Management Systems*): Sistemas Avanzados de Gestión de la Distribución
AMI (*Advanced Metering Infrastructure*): Infraestructura de Medición Avanzada
AMBA: Área Metropolitana de Buenos Aires
BAR: Base de Activos Regulatoria
BARE: Base de Activos Regulatoria Eléctrica
BARFO: Base de Activos Regulatoria Fuera de Operación
BARNE: Base de Activos Regulatoria No Eléctrica
BPI (*Business Plan Incentive*): Incentivo asociado a planes de negocio
BRAEN: Base Regulatoria de Activos Eléctricos Nuevos
CAMMESA: Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.
CAPEX (*Capital Expenditures*): Gastos de capital / inversiones
CEER (*Council of European Energy Regulators*): Consejo de Reguladores Europeos de la Energía
CFEE: Consejo Federal de la Energía Eléctrica
CMNUCC: Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
CNMC: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
COP28: 28.^a Conferencia de las Partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
COyM / OyM: Costo de Operación y Mantenimiento / Operación y Mantenimiento
CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas
DSO (*Distribution System Operator*): Operador del Sistema de Distribución
ENARGAS: Ente Nacional Regulador del Gas
ENRE: Ente Nacional Regulador de la Electricidad
ENRGE: Ente Nacional Regulador del Gas y la Electricidad
GD: Gestión de la Demanda
GED: Generación Distribuida
GEI: Gases de Efecto Invernadero
IE: Inversiones Excepcionales
IEA (*International Energy Agency*): Agencia Internacional de la Energía
IPC-X / RPI-X: Esquema de precios máximos ajustado por inflación menos un factor de eficiencia
IRM: Incentivo de Reparto de Márgenes
K: Factor adicional de inversión en esquemas de Price Cap
MDMS (*Meter Data Management Systems*): Sistemas de Gestión de Datos de Medición
ME: Movilidad Eléctrica
MEM: Mercado Eléctrico Mayorista
NDC (*Nationally Determined Contribution*): Contribución Determinada a Nivel Nacional
OED: Organismo Encargado del Despacho
OFGEM (*Office of Gas and Electricity Markets*): Regulador de gas y electricidad del Reino Unido
OPEX (*Operating Expenditures*): Gastos operativos
RASE: Registro de Acceso a los Subsidios a la Energía
ReSEF: Registro de Subsidios Energéticos Focalizados
REVU: Retribución por Extensión de Vida Útil
RIIO (*Revenue = Incentives + Innovation + Outputs*): Marco regulatorio británico basado en incentivos, innovación y resultados

ROR (*Rate of Return*): Regulación por tasa de retorno
SADI: Sistema Argentino de Interconexión
SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*): Índice de duración promedio de interrupciones por usuario
SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*): Índice de frecuencia promedio de interrupciones por usuario
SE: Secretaría de Energía
SEF: Subsidios Energéticos Focalizados
SSPD: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
TE: Transición Energética
TDR: Términos de Referencia
TIM (*TOTEX Incentive Mechanism*): Mecanismo de incentivo del gasto total
TOTEX (*Total Expenditure*): Gasto total
ToU (*Time of Use*): Tarifa horaria / tarifa según franja de uso
TRF: Tasa de Retribución Financiera
V2G (*Vehicle-to-Grid*): Integración bidireccional vehículo-red
VAD: Valor Agregado de Distribución
VE: Vehículo Eléctrico
VHE: Vehículo Híbrido Eléctrico
VNR: Valor Nuevo de Reemplazo
WACC (*Weighted Average Cost of Capital*): Costo Promedio Ponderado del Capital