

NECESIDAD DE CAMBIO EN LAS METODOLOGÍAS TARIFARIAS: UNA PROPUESTA INTEGRAL PARA LOS DESAFÍOS DEL SECTOR ELÉCTRICO EN LATINOAMÉRICA

Claudio S Guidi, Débora B Malisani

*BA Energy Solutions, Av. Libertador 218, piso 3, Buenos Aires, Argentina
claudio.guidi@baenergysolutions.com*

Palabras clave: METODOLOGÍA TARIFARIA, SOSTENIBILIDAD, TRANSICIÓN ENERGÉTICA.

Resumen

Las empresas distribuidoras de electricidad en América Latina enfrentan el desafío de transitar de un rol de operadoras de redes hacia el de operadoras de sistemas, en el marco de las políticas de transición energética. Sin embargo, aún persisten marcos regulatorios anclados en los modelos de las reformas de los años noventa, basados en empresas teóricas o en la valorización de activos existentes, que no reflejan las nuevas necesidades del sector ni los desafíos pendientes, como el limitado despliegue de redes inteligentes y generación distribuida, las elevadas pérdidas no técnicas y la heterogeneidad en la calidad del servicio y resiliencia. Este trabajo analiza experiencias internacionales relevantes (Colombia, Reino Unido y España) basadas en esquemas de ingresos máximos y *building blocks*, e identifica lecciones aplicables a la región. Sobre esa base, se propone un modelo regulatorio sustentado en: Remuneración de los activos en servicio; planes plurianuales de inversión; tratamiento eficiente de los costos operativos; incentivos por desempeño; y condiciones institucionales e informacionales. Se plantea, además, una hoja de ruta gradual de implementación de cuatro a cinco años que contemple la heterogeneidad institucional, técnica y económica de cada caso.

1 Introducción

Las empresas eléctricas latinoamericanas enfrentan el desafío de acompañar las políticas de transición energética definidas a nivel gubernamental, e impuestas por tendencias tecnológicas mundiales que no pueden ignorarse (generación renovable distribuida, baterías, etc.), en un proceso que las lleva de un rol de operadoras de redes al de operadoras de sistemas, que incluye los siguientes aspectos:

- Transformación de la gestión operativa de las redes mediante la incorporación de nuevas tecnologías que permitan: a) la integración y gestión de recursos energéticos distribuidos renovables; b) la automatización y digitalización de la red; c) la adaptación de la infraestructura ante el surgimiento de nuevas demandas derivadas de la electromovilidad y la migración del consumo desde otros energéticos hacia la electricidad; d) la gestión y protección de datos; y e) la mejora en la calidad del servicio y la resiliencia frente al avance de la electrificación como principal vector energético.

- Incorporación de mecanismos de participación activa de la demanda, en respuesta a señales regulatorias y a los cambios en los hábitos de consumo.
- Adaptación al nuevo rol de operador de sistemas, incorporando actividades como la gestión de la demanda y de las congestiones, y la coordinación con los operadores del sistema de transmisión (*ISO*).

Estos cambios difícilmente podrán abordarse de manera adecuada sin una modernización del marco regulatorio de la actividad de distribución eléctrica.

En la actualidad, persisten en la región marcos regulatorios anclados en los modelos aplicados durante las reformas y privatizaciones del sector eléctrico en los años noventa, que emplean esquemas de remuneración del capital basados en empresas teóricas que, con el tiempo, se han ido complejizando en el intento de aproximarse a la realidad operativa de las distribuidoras. La aplicación de estos modelos se sustenta principalmente en la valorización de activos teóricos o existentes en un año de referencia como

capital a remunerar, o en el mejor de los casos, el reconocimiento exclusivo de inversiones destinadas a la expansión de la red, sin considerar las necesidades frente a los nuevos desafíos del sector.

Además, se encuentran los desafíos que enfrenta la región, y que todavía no han podido ser abordados adecuadamente:

- Limitado avance de la medición y redes inteligentes.
- Limitado despliegue de la generación distribuida
- Elevadas pérdidas no técnicas.
- Heterogeneidad en indicadores de calidad. Brechas significativas en algunas jurisdicciones.

Ante este escenario, y considerando que tanto la naturaleza de los activos a remunerar como las tareas operativas de las distribuidoras se encuentran en proceso de transformación, y que la remuneración de la actividad debe reflejar las nuevas necesidades económicas del sector, así como contemplar esquemas tarifarios que incentiven comportamientos de la demanda, favorables para el óptimo funcionamiento del sistema, se plantean los siguientes interrogantes:

- ¿Qué adecuaciones deben introducirse en las metodologías tarifarias de distribución eléctrica para viabilizar la transformación tecnológica, operativa y ambiental del sector en América Latina?
- ¿Qué lecciones pueden extraerse de experiencias internacionales basadas en modelos de ingresos máximos / *building blocks*?
- ¿Cuáles son los pasos que podrían considerarse en una hoja de ruta para su implementación?

Los aspectos evaluados para dar respuesta a los interrogantes planteados se desarrollan en los puntos siguientes y consideran:

- Valoración de activos en servicio, reconocimiento de planes de inversión durante el período tarifario, tratamiento específico de activos digitales y tecnológicos, remuneración eficiente del *OPEX* y mecanismos de incentivos vinculados al desempeño.
- Implementación de una hoja de ruta gradual que contemple la heterogeneidad institucional, técnica y económica de cada caso.

2 Experiencias internacionales relevantes

Se han investigado las regulaciones de 3 países que han avanzado en modificaciones regulatorias tendientes a dar solución a la problemática planteada y que pueden considerarse como modelo, las que se resumen en la tabla siguiente:

Tabla 1: Experiencias internacionales

	Colombia [1]	Reino Unido [2]	España [3]
Enfoque general	Ingresos máximos e incentivos por desempeño	Ingresos máximos. <i>TOTEX</i> e incentivos por desempeño e innovación	Ingresos máximos. <i>TOTEX</i> e incentivos por desempeño
Periodo tarifario	5 años	5 años	6 años
Valorización de la Base de Activos Regulatorios (BAR)	Activos en servicio y Unidades Constructivas definidas por el regulador	Activos en servicio y costo contable ajustado por inflación.	Activos en servicio, Unidades Constructivas definidas por el regulador, y ajustes por eficiencia
Planes de inversión (CAPEX)	Aprobación y reconocimiento 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 a inversión; proyectos piloto
Costos de Operación (OPEX)	<i>OPEX</i> asociado a nuevas inversiones como proporción de valorización; criterios de eficiencia	<i>TOTEX</i> con reparto de ahorros entre empresa y usuarios	<i>TOTEX</i> /reparto eficiencias entre empresa y sistema; costos históricos; <i>OPEX</i> activos depreciados en servicio
Incentivos / penalidades	Metas de calidad; objetivos reducción de pérdidas; cumplimiento del plan de inversiones	Metas de calidad; objetivos de reducción de pérdidas; eficiencia del plan de inversiones	Metas de calidad; objetivos de reducción de pérdidas
Elementos asociados a transición energética	Inversiones calidad/ confiabilidad, pérdidas y renovación tecnológica; Gestión de activos	Gestión de activos/ ISO; orientación a resultados, innovación y desempeño en modernización de redes	Inversiones tipificadas para transición: digitalización / automatización

Nota: *TOTEX* = *CAPEX* + *OPEX*

3 Propuesta metodológica integral

A partir de las lecciones internacionales, se propone una arquitectura regulatoria organizada en tres pilares centrales y dos condiciones transversales [4].

- Remuneración de los activos en servicio.
- Planes plurianuales de inversión.
- Tratamiento eficiente del *OPEX*.
- Incentivos por desempeño.
- Condiciones institucionales e informacionales.

El rasgo distintivo de esta propuesta reside en su enfoque orientado a las necesidades futuras del sistema, en contraposición a los esquemas de remuneración estáticos basados en el pasado. El modelo regulatorio propuesto vincula los ingresos a compromisos verificables en materia de calidad, desempeño operativo y modernización tecnológica.

La arquitectura debe complementarse con señales tarifarias a los usuarios, por ejemplo, tarifas horarias, cargos por capacidad y esquemas adecuados para generación distribuida, y con mecanismos focalizados de protección social. La suficiencia financiera de la red y la asequibilidad de los consumos indispensables no deben tratarse como objetivos excluyentes, sino como restricciones simultáneas del diseño regulatorio.

3.1 Remuneración de los activos en servicio

El primer pilar es una metodología de valoración de los activos iniciales del período tarifario que refleje de manera más adecuada la realidad técnica y económica de la infraestructura existente, superando las limitaciones de los enfoques basados exclusivamente en activos teóricos históricos en un año base.

La remuneración anual del capital debería considerar:

- una rentabilidad regulada aplicada sobre el valor neto (depreciado) de los activos;
- una cuota de depreciación lineal asociada a su valor bruto y vida útil;
- altas correspondientes a inversiones ejecutadas dentro del plan de inversiones aprobado;
- bajas de activos retirados o sustituidos;
- tratamientos específicos para activos digitales, tecnológicos y de vida útil más corta;
- reconocimiento de costos eficientes de operación y mantenimiento de activos depreciados que continúan en servicio.

Este enfoque no supone aceptar automáticamente los valores contables de la empresa. La base debería construirse mediante inventarios auditados, unidades constructivas o valores de referencia, criterios de prudencia y procedimientos regulatorios explícitos.

3.2 Planes plurianuales de inversión

El segundo pilar es un esquema de reconocimiento de inversiones durante el período tarifario que no solo contemple las inversiones destinadas a expansión y reposición, sino que también incentive la digitalización, modernización y adaptación de la red frente a las exigencias de la transición energética y metas regulatorias.

Se propone incorporar planes plurianuales de inversión como elemento retributivo complementario del primer pilar. Las empresas deberían presentar los proyectos necesarios para cubrir el crecimiento previsto de la demanda y cumplir metas previamente definidas de calidad, resiliencia, pérdidas, capacidad, digitalización, e integración de nuevos recursos.

El procedimiento debería distinguir tres momentos:

- Aprobación ex ante: evaluación de necesidad, alternativas, costos, beneficios y coherencia con las metas regulatorias.
- Seguimiento durante el período: control de hitos físicos, costos y resultados intermedios.
- Verificación y ajuste ex post: comprobación de la ejecución física, los costos auditados y los resultados alcanzados. En caso de haber realizado un reconocimiento retributivo ex ante, debe operar un ajuste ex post frente a lo efectivamente ejecutado. Y alternativamente, en caso de realizarse un reconocimiento ex post, correspondería un ajuste por retraso retributivo correspondiente al tiempo que media entre la puesta en servicio del activo y el inicio de su retribución en la base de capital.

Las inversiones asociadas a tecnologías emergentes podrían canalizarse inicialmente mediante proyectos piloto o *sandboxes* regulatorios. Esto permitiría probar soluciones, obtener información sobre costos y beneficios y calibrar las reglas antes de una aplicación generalizada.

3.3 Tratamiento eficiente del *OPEX*

El tercer pilar es un tratamiento de los gastos operativos que incorpore criterios de eficiencia, productividad, beneficios compartidos y realidades locales, considerando además las

metas regulatorias asociadas al cumplimiento de los nuevos requerimientos del sector.

La determinación del *OPEX* debería considerar:

- gastos asociados con nuevas exigencias, metas regulatorias y nuevas tecnologías;
- costos históricos auditados;
- comparación con empresas semejantes;
- evolución esperada de productividad;
- características geográficas, técnicas y socioeconómicas;
- gastos incrementales derivados de nuevas inversiones;
- capacitación, ciberseguridad, gestión de datos y operación de plataformas digitales;
- incentivos de reparto de ahorros entre empresas y usuarios.

Cuando la calidad de la información lo permita, un enfoque *TOTEX* puede contribuir a evaluar conjuntamente soluciones de capital y operación, posibilitando la aplicación de la mejor solución para cada caso particular. Además, proporcionaría una mejor asignación entre usuarios actuales y futuros, teniendo en cuenta que la retribución del *CAPEX* es a lo largo de su vida útil y del *OPEX* durante el periodo tarifario. Su introducción, sin embargo, requiere reglas claras de capitalización, trayectorias de costos y mecanismos de reparto de eficiencias.

3.4 Incentivos por desempeño

Los tres pilares deben complementarse con incentivos y penalizaciones vinculados a objetivos verificables. Entre ellos pueden incluirse:

- calidad y continuidad del servicio;
- resiliencia y respuesta ante contingencias.
- pérdidas técnicas y no técnicas;
- cumplimiento de planes de inversión;
- eficiencia del gasto;
- cumplimiento de requerimientos de información por parte del regulador;
- digitalización y capacidad de integración de recursos distribuidos;
- cumplimiento de otras metas regulatorias.

Las metas deberían definirse ex ante, considerar las condiciones iniciales de cada empresa y evitar que recompensas y penalizaciones generen riesgos financieros desproporcionados.

3.5 Condiciones institucionales e informacionales

La regulación prospectiva exige mayores capacidades que los esquemas basados predominantemente en parámetros históricos. El regulador debe poder definir objetivos, metas alcanzables, evaluar planes, auditar información, monitorear resultados y aplicar ajustes de manera consistente.

Por ello, la implementación requiere:

- adecuada gestión de información regulatoria;
- protocolos homogéneos de información;
- inventarios técnicos y patrimoniales auditables;
- fortalecimiento de capacidades regulatorias;
- implementación de sistemas de gestión de activos que posibiliten el mejor uso de estos en beneficio de los usuarios y las propias empresas;
- coordinación entre política energética y regulación económica;
- procedimientos transparentes de consulta y rendición de cuentas.

Finalmente, teniendo en cuenta que la actividad de distribución forma parte de la cadena de suministro al usuario final, y que la transmisión y generación tienen regulaciones diversas, resulta deseable que, en sistemas descentralizados o federales (como Argentina, donde conviven diversos esquemas retributivos), se propicie la coordinación interjurisdiccional.

Esta podría instrumentarse mediante criterios metodológicos mínimos, protocolos de información, indicadores comparables y espacios permanentes de cooperación entre organismos.

4 Propuesta de hoja de ruta para la implementación

La implementación este tipo de metodología requiere de adaptaciones tanto en las empresas como en los organismos reguladores, gran parte de ellas vinculadas con la definición de metas regulatorias cumplibles, alineadas con la transición energética, información de los activos, desarrollo de planes de inversión adecuadamente justificados, aprobación y monitoreo de los mismos.

Por lo tanto, se considera que el desarrollo y puesta en práctica de un nuevo modelo regulatorio requeriría de aproximadamente 4 o 5 años de preparación, en forma coincidente con la duración de un periodo tarifario, de acuerdo con el siguiente esquema de hoja de ruta referencial.

Se debe considerar también un mecanismo de transición en el momento del cambio de la metodología tarifaria para evitar cambios abruptos de ingresos para la distribuidora en el momento de la implementación del nuevo sistema.

Hoja de ruta para la implementación

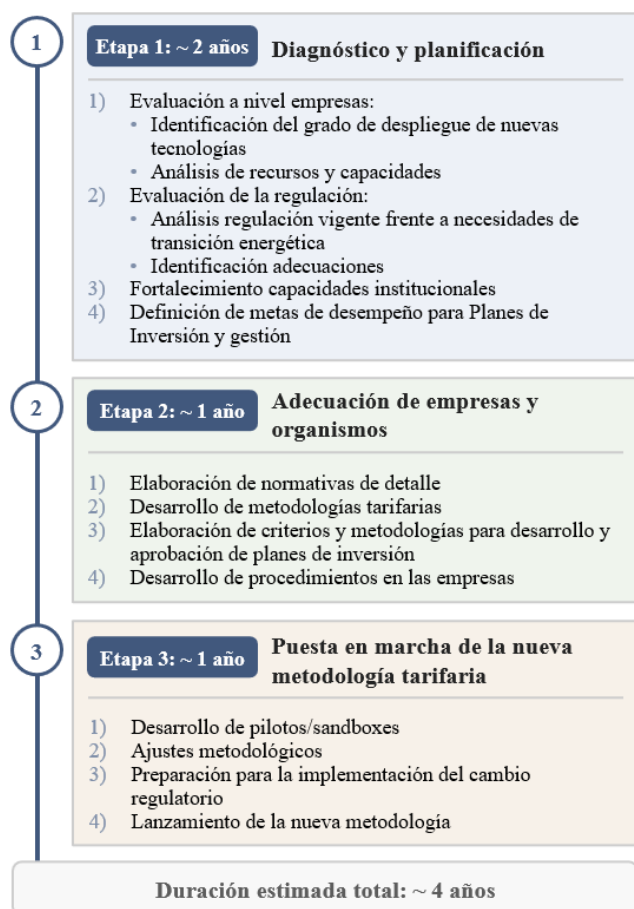


Figura 1: Esquema de hoja de ruta

6 Conclusión

Se concluye que la transición hacia metodologías regulatorias más dinámicas y de carácter prospectivo

constituye una condición necesaria para enviar las señales adecuadas para garantizar el desarrollo de las redes de distribución de forma coherente con los nuevos desafíos del sector eléctrico. En este marco, una adecuación regulatoria de estas características resulta clave para fortalecer la sostenibilidad de las empresas distribuidoras, mejorar la seguridad del suministro y promover mejoras concretas en la calidad del servicio, en beneficio de los usuarios y en alineación con los objetivos de la transición energética en la región.

7 Referencias

Norma

[1] Resolución 15 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia: 'Metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional', 2018.

[3] Circular 8 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de España: 'Metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica', 2025.

Informe

[2] OFGEM, 'RIIO-ED2 Final Determinations Core Methodology Document' (Ofgem, 2022).

Tesis

[4] Malisani, D.B.: 'Las revisiones tarifarias eléctricas argentinas en la transición energética. Desafíos y posibles adecuaciones'. Tesis maestría, Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética de la Universidad de Buenos Aires, 2026.