

**XLVIII CONGRESO ARGENTINO DE PROFESORES
UNIVERSITARIOS DE COSTOS
Mar del Plata, 2025**

**“Costos y eficiencia en la distribución eléctrica: hacia una
herramienta de cálculo del VAD”**

Categoría propuesta: Comunicación de experiencias Profesionales

Autores

Gustavo A. Metilli (Socio Activo) *

Fernando Rossi (Socio Activo) *

Claudio Biset (Socio Activo) *

Daniel Hoyos Maldonado (Socio Adherente) *

Dario Andiarena (Socio Adherente) *

(*Docentes de UNICEN)

*Este trabajo ha sido aprobado por la Comisión Técnica al sólo efecto de ser publicado en los
congresos del IAPUCo*

INDICE

1. Resumen.....	2
2. Introducción y antecedentes.....	3
3. Modelos para la determinación de costos y tarifas.....	4
4. Costos en la distribución eléctrica.....	5
4.1. La importancia de la eficiencia en la distribución eléctrica y su relación con los costos de operación y mantenimiento.....	5
4.2. Relación entre eficiencia y COMA.....	5
4.3. Perspectiva comparativa e internacional.....	6
5. Resultados.....	7
5.1. Contexto en la provincia de Buenos Aires.....	7
5.2. El caso de una Cooperativa modelo de la Provincia de Buenos Aires.....	7
5.3. Dimensionamiento y costos de la organización, operación y mantenimiento de la empresa.....	9
5.3.1. Estructura organizacional de la empresa.....	9
5.3.2. Estimación de la dotación de personal.....	10
5.3.3. Estimación de los costos asociados al personal de la empresa.....	12
5.3.4. Costos de Operación, Mantenimiento y Administración (COMA), con exclusión de los costos asociados al personal de la empresa.....	13
5.4. Estimación del Valor Agregado de Distribución.....	14
5.5. Obras no construidas proyectadas dentro del período de análisis.....	18
5.5.1. Identificación y valorización de las obras proyectadas para el período 2025 – 2030.	18
5.5.2. Inversiones Catch Up asociadas a estas obras.....	19
5.6. Nuevas Inversiones.....	20
5.6.1. Identificación y valorización de los conceptos contemplados como nuevas inversiones para el período 2025 – 2030.....	20
5.6.2. Estimación de las diferencias en el Valor Agregado de Distribución asociados a los activos regulatorios.....	20
6. Discusión y propuesta metodológica.....	21
7. Conclusiones.....	21
8. Bibliografía.....	23

1. Resumen

El Valor Agregado de Distribución (VAD) constituye un componente clave en la determinación de las tarifas eléctricas en los procesos de Revisión Tarifaria Integral (RTI) en la provincia de Buenos Aires. Representa el conjunto de costos asociados a la prestación eficiente del servicio de distribución eléctrica —incluyendo operación, mantenimiento, administración, pérdidas y rentabilidad del capital invertido— y busca garantizar tanto la sostenibilidad financiera de las distribuidoras como la razonabilidad del cuadro tarifario para los usuarios.

En este marco, se propone una modelización metodológica para la estimación del VAD de empresas distribuidoras de energía eléctrica, aplicable como insumo técnico en futuras RTI. La propuesta se apoya en un modelo validado empíricamente, surgido de trabajos de campo desarrollados, que integra criterios regulatorios, económicos y técnicos, con una visión integral de la operación eficiente. Por lo tanto, se desarrollará un trabajo con enfoque cuantitativo y con un alcance descriptivo. Las fuentes consultadas fueron mixtas, tanto fuentes primarias como secundarias, a través de revisión de normativas aplicables, y entrevistas con informantes claves del sector.

Este modelo permite estimar el VAD a partir de una red teórica eficiente, considerando variables como estructura organizativa, dotación de personal, estructura de costos (COMA), base de capital regulatoria y proyecciones de inversión. El enfoque metodológico combina benchmarking, modelado de escenarios y estimación del costo del capital y de la rentabilidad ajustada por riesgo sectorial.

Objetivo general: Diseñar modelo replicable para la determinación del VAD en empresas distribuidoras eléctricas pertenecientes a ciudades pequeñas e intermedias del interior bonaerense, orientada a fortalecer la transparencia y equidad en los procesos tarifarios.

Objetivos específicos: Sistematizar las variables críticas que inciden en la determinación del VAD. Simular escenarios de cálculo bajo diferentes supuestos regulatorios y financieros. Evaluar la aplicabilidad del modelo como insumo técnico para entes reguladores y empresas.

Palabras clave: Valor Agregado de Distribución, red de referencia, revisión tarifaria integral, eficiencia técnica, estudio de caso.

2. Introducción y antecedentes

La experiencia internacional en la fijación de tarifas de servicios públicos, particularmente, aquellos que operan bajo condiciones de monopolio natural, exhibe la coexistencia de diferentes mecanismos que se pueden sintetizar en cuatro variantes de regulación: (i) techo de precio o price cap; (ii) techo de ingresos o revenue cap; (iii) basada en incentivos (benchmarking o yardstick competition) y (iv) por tasa de retorno (cost plus).

Bajo los dos primeros mecanismos, el regulador procura establecer incentivos sobre la empresa prestadora hacia la reducción de los costos o a la optimización de la combinación precio – volumen, respectivamente. El instrumento para lograr tal objetivo es el establecimiento de límites sobre los precios [Mujeeb et al, 2019; Weyman – Jones, 2021] o los ingresos (Jamasp et al, 2006). A diferencia de los anteriores, la regulación basada en desempeño incluye incentivos explícitos relacionados con la calidad, pérdidas o metas específicas (Verma & Swarup, 2023).

En tanto, la regulación por tasa de retorno propone la recuperación de los costos prudentes más una rentabilidad autorizada sobre la base regulatoria, vinculando tarifas a inversiones y gastos históricos. Al mismo tiempo, esta metodología propone la realización de revisiones tarifarias periódicas. (Gómez & Rivier, 2000)

En el ámbito de la provincia de Buenos Aires rige un sistema híbrido que combina elementos del sistema Cost Plus con mecanismos contractuales de ajuste tarifario periódico, los cuales fueron interrumpidos, parcialmente, desde 2019. Al mismo tiempo, el marco regulatorio prevé la realización de una revisión tarifaria integral (RTI) cada cinco años. Este proceso implica un análisis detallado de los costos de operación, mantenimiento y administración de las distribuidoras eléctricas; y la proyección de las inversiones comprendidas en el período de vigencia de tal RTI. También comprende la estimación del costo del capital invertido y el reconocimiento de una tasa de rentabilidad para el operador. Desde que el marco regulatorio fue establecido en 1996 por la Ley provincial N° 11.769, la RTI solo se concretó en 2017, teniendo vigencia por el período 2017 – 2022.

La definición tarifaria resultante se centró en las cuatro distribuidoras provinciales de mayor tamaño. Luego, tales tarifas se extendieron a, aproximadamente, 200 distribuidoras de alcance municipal, cuya configuración jurídica y organizacional difiere sustancialmente de las operadoras provinciales.

Esta circunstancia fue recogida por un informe de 2020 de la Subsecretaría de Energía provincial. Esta repartición, también, realizó una serie de observaciones metodológicas sobre la determinación del Valor Agregado de Distribución (VAD), componente tarifario destinado a compensar el costo de funcionamiento y del capital, y a reconocer la rentabilidad de la distribuidora eléctrica.

En el contexto actual, a través de la Resolución 1134/2024 del Ministerio de Infraestructura y Servicios Públicos se dio inicio a un nuevo proceso de RTI para las distribuidoras eléctricas de alcance provincial. Sin perjuicio de ello, desde agosto de este año, dicho Ministerio inició el proceso de recolección de datos referidos a los costos de los operadores municipales.

El presente trabajo tiene por objetivo diseñar un modelo metodológico para la determinación del VAD en empresas distribuidoras eléctricas de alcance municipal. A tal fin se desarrolla un análisis exhaustivo de la estructura organizacional, personal y costos asociados, la estimación de los costos y de la valorización de activos afectados a la actividad, y la estimación de la rentabilidad correspondiente. Asimismo, se sugiere el modo de computar las inversiones futuras.

Adicionalmente a esta introducción, el trabajo involucra 6 secciones. En primer lugar, se presentan la introducción y antecedentes del caso. Luego, en las siguientes secciones se presenta el dimensionamiento y estimación de los costos y del valor de los activos. Posteriormente, se proponen los resultados para el VAD de la empresa

modelo, conforme a las diferentes metodologías y escenarios. A continuación, se estima el impacto de las obras proyectadas y su eventual impacto sobre el VAD. Finalmente, se presentan las conclusiones.

3. Modelos para la determinación de costos y tarifas

La literatura sobre regulación de servicios públicos identifica diversos modelos para la determinación de costos y tarifas. Entre los más relevantes se destacan (Jamashb & Pollitt, 2007):

a) El modelo de Empresa Eficiente, aplicado en España:

El regulador no reconoce los costos reales de la empresa regulada, sino los costos que una empresa hipotética eficiente (en tamaño, tecnología y organización) debería incurrir para prestar el servicio en condiciones de calidad adecuadas. Se busca evitar que las empresas trasladen ineficiencias al usuario a través de tarifas.

b) La regulación por incentivos o Price Cap, utilizada en el Reino Unido:

El regulador fija un límite máximo de tarifas que una empresa puede cobrar a sus usuarios. Se fijan períodos regulatorios de 4 a 5 años (price control periods) durante el cual las empresas pueden quedarse con los beneficios de eficiencia, generando incentivos a la reducción de costos. Al final del período, el regulador revisa los parámetros y redistribuye los beneficios hacia los usuarios mediante una nueva fijación de X.

c) La tasa de retorno, adoptada en Estados Unidos:

El regulador establece que las empresas de servicios públicos (utilities) pueden fijar tarifas que cubran costos operativos eficientes, incluyan depreciación de los activos afectados a la actividad, y generen una rentabilidad razonable sobre el capital invertido (*fair rate of return*).

La rentabilidad autorizada suele calcularse a partir del costo promedio ponderado de capital (WACC), considerando la estructura financiera de una empresa típica

El modelo de Tasa de Retorno en Estados Unidos busca garantizar la recuperación de costos más una rentabilidad justa, protegiendo a la vez a consumidores e inversionistas. Sin embargo, es criticado por generar incentivos débiles a la eficiencia, a diferencia de modelos más modernos como el *Price Cap* británico o la *Empresa Eficiente* española.

d) La competencia referencial o Yardstick Competition, aplicada en Brasil y México:

El regulador no fija tarifas en base a los costos históricos de cada empresa, sino que compara el desempeño entre varias compañías que prestan el mismo servicio. La lógica: si varias empresas operan bajo condiciones similares, se pueden usar los costos de las más eficientes como referencia (benchmark) para definir las tarifas de todas.

Así se emula la competencia en mercados donde existe monopolio natural.

En Argentina, la descentralización del servicio eléctrico hacia las provincias implica que cada jurisdicción defina su propia metodología. En la provincia de Buenos Aires, el OCEBA lidera las RTI, aunque su diseño metodológico ha mostrado limitaciones al generalizar parámetros construidos sobre grandes distribuidoras a cooperativas locales.

4. Costos en la distribución eléctrica.

4.1. La importancia de la eficiencia en la distribución eléctrica y su relación con los costos de operación y mantenimiento

La eficiencia en la distribución de energía eléctrica constituye un principio rector en la regulación del servicio público en la provincia de Buenos Aires, dado que asegura un equilibrio entre tres objetivos centrales:

- a) la sostenibilidad financiera de las empresas distribuidoras,
- b) la provisión de un servicio de calidad para los usuarios, y
- c) la razonabilidad de las tarifas en el marco de los procesos de Revisión Tarifaria Integral (RTI).

En este sentido, el Valor Agregado de Distribución (VAD) es el instrumento a través del cual la regulación traduce esa eficiencia en parámetros cuantificables, integrando costos de operación, mantenimiento, administración y la retribución al capital invertido (Subsecretaría de Energía de la Provincia de Buenos Aires, 2020).

Desde el punto de vista regulatorio, la Ley Provincial N° 11.769 y las resoluciones del Organismo de Control de Energía Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires (OCEBA, 2017) establecen que las tarifas deben reflejar los costos económicos eficientes de una empresa distribuidora “modelo”. Esto implica que los costos reconocidos no se basan únicamente en los registros históricos de cada empresa, sino en una **proyección de lo que costaría operar bajo estándares de eficiencia técnica y organizativa**. Tal criterio busca incentivar la gestión racional de recursos, evitando el traslado de ineficiencias a los usuarios finales (Viscusi, Harrington & Vernon, 2005).

4.2. Relación entre eficiencia y COMA

Los **Costos de Operación, Mantenimiento y Administración (COMA)** representan una de las partidas más significativas dentro del VAD. Su adecuada estimación es clave porque refleja los recursos necesarios para sostener la infraestructura eléctrica, garantizar la continuidad del servicio y responder a las exigencias regulatorias de calidad (Jamasp & Pollitt, 2007).

En este marco, la eficiencia se traduce en:

- **Optimización de procesos operativos:** Un diseño adecuado de la estructura organizativa y de la dotación de personal permite reducir costos redundantes y asignar recursos humanos a tareas críticas de operación y mantenimiento.
- **Mantenimiento preventivo vs. correctivo:** La eficiencia no solo depende de cuánto se gasta, sino de **cómo** se distribuyen esos gastos. Un plan de mantenimiento preventivo tiende a reducir fallas, prolongar la vida útil de los activos y disminuir los costos correctivos inesperados, impactando directamente en la reducción del COMA a mediano plazo (Pereira & Coelho, 2019).
- **Gestión de pérdidas técnicas y no técnicas:** La reducción de pérdidas en redes de media y baja tensión constituye un factor crítico de eficiencia, ya que incide en el nivel de energía que efectivamente se factura y, en consecuencia, en la relación entre ingresos y costos operativos.
- **Incorporación de tecnologías digitales:** El uso de sistemas de gestión de redes inteligentes (smart grids), medición avanzada (AMI) y plataformas digitales de atención al usuario permite optimizar recursos, agilizar la detección de fallas y mejorar la administración de reclamos. Estos elementos, aunque implican inversiones iniciales, tienden a disminuir los costos recurrentes de operación y atención comercial (Comisión Nacional de Energía Eléctrica, 2011).

En términos económicos, cada peso destinado a la reducción de ineficiencias en los COMA representa un beneficio doble: por un lado, mejora la sostenibilidad de la empresa distribuidora; por otro, contribuye a mantener un esquema tarifario más equitativo para los usuarios, al reflejar costos razonables y transparentes.

4.3. Perspectiva comparativa e internacional

La importancia de la eficiencia en la distribución no es un fenómeno exclusivo de la regulación argentina. En países como España o Brasil, la metodología regulatoria ha incorporado mecanismos de benchmarking para comparar la performance de distintas distribuidoras y ajustar los costos reconocidos en función de estándares sectoriales (Jamasp & Pollitt, 2007; Pereira & Coelho, 2019). Esta práctica refuerza la idea de que el costo operativo eficiente no es necesariamente equivalente al costo histórico de cada empresa, sino a una estimación construida sobre referencias de productividad y buenas prácticas.

En Argentina, tanto el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) como OCEBA han comenzado a integrar criterios de eficiencia comparativa en la fijación de tarifas, aunque el desafío se mantiene en el caso de las cooperativas, donde las escalas operativas y las condiciones locales requieren ajustes metodológicos específicos (Subsecretaría de Energía de la Provincia de Buenos Aires, 2020).

En definitiva, la eficiencia en la distribución de energía eléctrica se convierte en el nexo entre el diseño metodológico del VAD y la sostenibilidad del servicio. Una estimación precisa y justa de los COMA, sustentada en parámetros de eficiencia, asegura que los usuarios no tengan que asumir costos derivados de gestiones ineficientes, al mismo tiempo que garantiza a las distribuidoras una retribución adecuada para sostener y mejorar el servicio. La integración de nuevas tecnologías y la aplicación de esquemas regulatorios basados en benchmarking y escenarios proyectados constituyen herramientas claves para alcanzar este objetivo en la provincia de Buenos Aires.

5. Resultados.

5.1. Contexto en la provincia de Buenos Aires.

Como ya fuera mencionado, en nuestro país el poder concedente del servicio de distribución eléctrica se encuentra descentralizado hacia las provincias. En el ámbito bonaerense, la autoridad de aplicación es OCEBA, entidad responsable de llevar adelante el proceso de RTI y, por tanto, de la determinación del VAD aplicable.

En ese marco, en la provincia de Buenos Aires la última RTI abarcó el período comprendido entre 2017 y 2022, de conformidad con las previsiones de la Ley provincial N° 11.769. Dicha RTI fue liderada por el Organismo de Control de Energía Eléctrica (OCEBA) y se cimentó en la información provista por las cuatro distribuidoras provinciales de mayor tamaño (EDEN, EDEA, EDES, EDELAP) proyectándose los resultados obtenidos a las 198 empresas de distribución de alcance municipal.

Sin embargo, un informe publicado en 2020 por la Subsecretaría de Energía destacó diversas observaciones metodológicas, como la falta de análisis específico para cooperativas eléctricas y la carencia de metodologías alternativas para el cálculo del VAD, subrayando la necesidad de fortalecer el rigor técnico del proceso.

5.2. El caso de una Cooperativa modelo de la Provincia de Buenos Aires

En la Provincia de Buenos Aires, existen alrededor de 200 Cooperativas de diversas dimensiones, encargadas de brindar el servicio de distribución de energía eléctrica en

diferentes Municipios y zonas rurales.. De acuerdo con lo señalado en la introducción, la realidad económico-financiera de éstas son muy dispares, pero la mayoría de ellas, con serios inconvenientes en su financiamiento, según se infiere de sus Estados contables y de gestión.

Para poder realizar la presente modelización, hemos seleccionado una de éstas empresas mencionadas en el párrafo precedente, a la cual le hemos aplicado el modelo para la estimación del Valor agregado de Distribución (VAD).

La metodología aplicada en esta instancia involucró la estimación del costo de capital y de explotación. El costo de capital incluye dos conceptos: la retribución del capital invertido (rentabilidad) y la proyección de la depreciación de los activos, con el fin de garantizar la conservación de su capacidad productiva.

En el marco de la citada RTI (*abarcativa del período 2017 – 2022*), para la determinación del costo del capital se definieron criterios para establecer la base de capital regulatoria, la vida útil regulatoria de los activos y la tasa de rentabilidad reconocida a las empresas.

A los efectos de la fijación de la base de capital regulatoria se utilizó el criterio Valor Nuevo de Reemplazo (VNR). Se discriminó entre activos eléctricos y no eléctricos. La primera componente se calculó a partir de datos físicos aportados por la compañía, utilizando precios provistos por el organismo regulador; en tanto, los activos no eléctricos se estimaron en un valor equivalente al 6% del activo eléctrico.

La vida útil de los activos se estableció en 38 años para luego aplicar un factor de depreciación del 50%. Esto implica considerar una vida útil promedio de los activos de 19 años.

La tasa de rentabilidad se determinó ponderando el costo de las fuentes de capital (propio y ajeno)

$$wacc = \frac{D}{(D+E)} r_d (1-t) + \frac{E}{(D+E)} r_e$$

Donde $wacc$ es la tasa de rentabilidad después de impuestos.

D es el pasivo de mediano y largo plazo.

E es el patrimonio neto.

r_d es el costo marginal del financiamiento externo.

t es la alícuota del impuesto a las ganancias aplicable.

r_e es la tasa de rentabilidad del capital propio.

La tasa de rentabilidad del capital propio se estimó a partir del modelo financiero denominado Capital Asset Price Model (CAPM) que combina la tasa libre de riesgo, el riesgo sistemático de la actividad de distribución eléctrica y la prima de mercado (diferencia entre el rendimiento de una cartera diversificada y la tasa libre de riesgo).

$$r_e = r_f + r_p + \beta_i (r_m - r_f)$$

Donde r_e es la tasa de rentabilidad del capital propio.

r_f es la tasa de rentabilidad libre de riesgo.

r_p es la tasa de riesgo país.

β_i es la estimación del riesgo sistemático de la industria o sector.

r_m es el rendimiento de una cartera diversificada.

El WACC estimado fue 12,27% anual, antes del impuesto a las ganancias, y con ello, el costo del capital se ubicó en 8,77% anual.

En forma complementaria se adicionó el cálculo de los Costos de Operación, Mantenimiento y Administración (COMA) sobre la base de ratios eficientes derivados de un análisis de benchmarking internacional y de la determinación de una dotación eficiente de personal.

En septiembre de 2020 se publicó el Informe de Revisión RTI 2017 – 2022 realizado por la Subsecretaría de Energía del gobierno de la provincia de Buenos Aires. En el documento indicado se realizan observaciones sobre la metodología utilizada durante la mencionada RTI.

- Un primer cuestionamiento se relaciona con la ausencia de una RTI específica para las cooperativas eléctricas y que esta se circunscribiera solo a las cuatro distribuidoras provinciales.
- Un segundo punto se vincula con la carencia de análisis de otras metodologías alternativas (por ejemplo, el costo histórico actualizado) para el cálculo del VAD, lo cual habría quitado robustez técnica al trabajo desarrollado.
- Un tercer aspecto surge ante una eventual subestimación de la antigüedad de los activos, a partir del supuesto de una vida útil y un factor de depreciación uniforme de los activos de las empresas, lo cual podría redundar en el reconocimiento de mayores ingresos a las firmas.
- Un cuarto tópico es la composición del cálculo de la tasa de rentabilidad, en particular la componente de riesgo país, que en un contexto de una macroeconomía volátil podría impactar negativamente en el nivel de las tarifas al usuario.
- Un quinto tema se refiere al tratamiento de la vida útil de los activos. El informe propone que, en lugar de un valor uniforme, deberían haberse utilizado los criterios previstos en el Manual de Contabilidad Regulatoria. Idéntico comentario podría ser referido al factor de depreciación aplicado en la RTI.

Respecto de los montos de inversión catch up, el informe resalta que la metodología empleada implica un reconocimiento de rentabilidad sobre un capital que no se invirtió. En tanto, los costos operativos reconocidos en la RTI, sobre la base de los índices utilizados, fueron superiores a los costos reales incorporados en los estados contables.

Por último, cabe aclarar que, los valores determinados o estimados en el presente caso de Cooperativa de la Pcia de Bs As., corresponde a un enfoque mesoeconómico, o medios que podría representar las diversas realidades de las distribuidoras locales mencionadas más arriba. No se trata de valores o números que reflejan la realidad específica de una empresa.

5.3. Dimensionamiento y costos de la organización, operación y mantenimiento de la empresa.

5.3.1. Estructura organizacional de la empresa.

El presente apartado describe el desarrollo de los costos relacionados con los recursos humanos de la empresa, de acuerdo con la metodología y estrategia definidas en el estudio.

Cabe destacar que gran parte de las empresas cooperativas bonaerenses son, al mismo tiempo, prestadoras del servicio de distribución de energía eléctrica y de otros

servicios. En el caso modelo, se identificaron y se excluyeron tanto las actividades como los activos afectados a las mismas.

Sobre la base del relevamiento realizado, se identificaron los procesos y actividades realizadas por la firma para prestar exclusivamente el servicio de distribución, considerando tanto los aspectos operacionales, comerciales y administrativos de apoyo.

El modelo se diseña sobre la base de las actividades productivas vinculadas directamente al servicio de distribución y, por otra parte, la consideración de las actividades de apoyo a éstas, incluyendo aquí las funciones comerciales y administrativas. De esta manera, se define la estructura de operación, mantenimiento y gestión comercial, identificando en ellos los cargos funcionales necesarios para llevar adelante cada actividad.

Esta información es, a su vez, desagregada por procesos, tal cual se detalla a continuación:

Procesos Principales

- Gerencia de Operaciones
- Gerencia Técnica de Distribución

Procesos de Apoyo

- Gerente Coordinación Ejecutiva
- Subgerencia Nuevas Tecnologías
- Subgerencia Recursos Humanos
- Subgerencia Recursos Materiales
- Subgerencia Atención al Usuario

La estructura organizacional de la empresa se divide en tres Gerencias y cuatro Subgerencias, cada una de ellas con funciones asociadas a los distintos sectores que la componen. En los procesos principales se encuentran las áreas vinculadas a operaciones y distribución, mientras que como procesos de apoyo se agrupan a las áreas administrativas, comerciales y productivas de apoyo de los dos procesos principales.

A continuación, se detalla la composición de cada una de las gerencias, la que será tomada como base para determinar el costo de personal:

Tabla 1 - Procesos Principales y de Apoyo

Procesos Principales	Procesos de Apoyo
Gerencia de Operaciones Conexiones EE Del. "Aa" EE Del. "Bb" EE Del. "Cc" EE Expl. Gral. EE Medidores EE Rurales EE Gerencia Técnica de Distribución A. Público Autom. y Eq. Pesados EE Planificación EE Redes EE Subestaciones EE	Gerente Coordinación Ejecutiva Finanzas EE Prensa EE Subgerencia Nuevas Tecnologías Adm. Gral. EE Informática EE Subgerencia Recursos Humanos RRHH EE Subgerencia Recursos Materiales Abastecimiento EE Subgerencia Atención al Usuario Comercial EE

Fuente: Elaboración Propia

5.3.2. Estimación de la dotación de personal.

En este apartado se expone la estructura y el dimensionamiento del personal requerido para la operación eficiente del servicio de distribución eléctrica. La definición de las dotaciones toma en cuenta las necesidades específicas de la entidad, alineadas con sus objetivos estratégicos y operativos.

La Empresa se estructura en dos grandes áreas que abarcan tanto aspectos técnicos como administrativos, que son las Gerencias vinculadas a las operaciones técnicas y la Gerencias vinculadas a tareas administrativas, comerciales y de apoyo. La primera se enfoca en la supervisión y mantenimiento de la infraestructura energética, mientras que la segunda gestiona los recursos económicos, humanos y legales.

Para cada una de las áreas y procesos mencionados se ha determinado una dotación específica, calculada en función de la carga de trabajo estimada y la eficiencia deseada. Los costos asociados a estas dotaciones incluyen salarios, cargas sociales, y otros beneficios, ajustados por el grado de afectación al servicio de distribución eléctrico, asegurando que la Cooperativa cuente con los recursos necesarios para su operación sin incurrir en excesos que afecten la estructura de costos.

Para validar estas dotaciones se realizó un análisis comparativo con otras entidades similares, asegurando que la asignación de personal no solo cumpla con los requisitos operativos, sino que también sea competitiva y eficiente desde el punto de vista financiero.

La estructura y dotación de personal propuesta garantiza la capacidad de la empresa para cumplir con sus objetivos de servicio y operación, manteniendo un equilibrio entre eficiencia operativa y control de costos. Se deberá continuar monitoreando y ajustando estas dotaciones en función de las demandas del servicio y los avances tecnológicos.

La siguiente tabla muestra las dotaciones obtenidas para el personal de la empresa al año base, en función de los procesos críticos identificados. Este personal es aquel que se encuentra en relación de dependencia, y es clasificado en función de lo indicado precedentemente:

Tabla 2 - Dotación de Personal

Procesos	Agentes
Procesos Principales	111
Procesos de Apoyo	74
Total	185

Fuente: Elaboración Propia

El detalle de la composición de la dotación de personal para cada una de las gerencias, clasificándolos para cada una de ellas de acuerdo con el Sector y la Categoría, se detallan en la siguiente tabla:

Tabla 3 - Dotación de Personal Gerencias

Procesos	Sector	Agentes
Principales	Gerencia de Operaciones	58
	Gerencia Técnica de Distribución	53
Subtotal Procesos Principales		111
De Apoyo	Gerente Coordinación Ejecutiva	28
	Subgerencia Nuevas Tecnologías	8
	Subgerencia Recursos Humanos	5
	Subgerencia Recursos Materiales	11
	Subgerencia Atención al Usuario	22
Subtotal Procesos de Apoyo		74

Fuente: Elaboración Propia

5.3.3. Estimación de los costos asociados al personal de la empresa.

Con el objetivo de determinar el costo total anual de personal asociado a cada uno de los procesos descritos en el apartado 3.a), se utilizó como base el cálculo del costo de personal del período abril 2025. El costo así determinado se resume en la siguiente tabla:

Tabla 4 - Costo Total de Personal

Procesos	Agentes	Costo Anual	Costo Mes x Agente
Procesos Principales	111	\$ 8.615.103.631	\$ 6.467.796
Procesos de Apoyo	74	\$ 4.445.331.529	\$ 5.006.004
Total	185	\$ 13.060.435.160	\$ 5.883.079

Fuente: Elaboración Propia

En base al mismo, y considerando la proyección de recursos humanos necesarios, se calculó el costo anual de personal según se detalla continuación, considerando las categorías de personal que componen la planta de personal de la empresa:

Tabla 5 - Costo Anual de Personal

Procesos	Agentes	Costo Anual
Categoría 11	40 \$	2.751.537.944
Categoría 9	35 \$	2.214.898.602
Categoría 13	26 \$	2.143.102.416
Categoría 15	21 \$	1.936.539.183
Categoría 7	27 \$	1.255.929.430
Gerentes	3 \$	454.448.307
Personal Jerárquico	3 \$	345.008.328
Categoría 17	3 \$	304.123.148
Jefe Técnico	4 \$	302.649.084
Jefe Administrativo	3 \$	204.496.482
Subgerente Adm.	2 \$	204.418.894
Coordinador Adm.	6 \$	202.114.959
Gerente	1 \$	183.765.439
Categoría 5	4 \$	159.082.365
Subgerente Técnico	1 \$	117.905.017
Supervisor Adm.	2 \$	103.050.284
Coordinador Técnico	2 \$	80.205.184
Supervisor Técnico	1 \$	76.637.405
Profesional Junior	1 \$	20.612.688
Total	185 \$	13.060.435.160

Fuente: Elaboración Propia

A efectos de determinar el costo por cada uno de los procesos, se procedió a realizar una distribución del costo de personal, determinando el costo anual de personal desagregado por proceso según se expone en la siguiente tabla:

Tabla 6 - Costo Anual de Personal Por Proceso

Proceso	Costo
Operación	\$ 9.291.854.702
Distribución	\$ 4.096.496.676
Redes	\$ 5.195.358.026
Comercialización	\$ 1.340.036.193
Administración	\$ 2.428.544.265
Total	\$ 13.060.435.160

Fuente: Elaboración Propia

5.3.4. Costos de Operación, Mantenimiento y Administración (COMA), con exclusión de los costos asociados al personal de la empresa.

La metodología para la estimación de los costos operacionales se basa en la identificación precisa de los recursos necesarios para el desarrollo de las actividades que conforman la estructura operativa de la empresa.

El proceso analítico comienza con una revisión detallada de los diferentes rubros de gastos identificados en el anexo de los Estados Contables y en informes de Gestión

suministrados por la Cooperativa. Se consideran "costos normalizados" aquellos que, al comparar los últimos tres ejercicios, han demostrado estabilidad en el consumo de recursos. Estos costos se ajustan a una moneda homogénea y se expresan en pesos al mes de abril de 2025.

En este informe, el término "recurso" abarca todas las categorías esenciales para garantizar la operatividad normal de una empresa distribuidora de energía eléctrica. Es importante señalar que, para el presente análisis, se han excluido las variables asociadas a los costos laborales (remuneraciones brutas, cargas sociales, retribuciones extraordinarias y compensaciones legales), los que han sido abordados en la sección previa.

Se ha llevado a cabo un proceso de validación comparativo utilizando información de diversas entidades intermedias del sector, como la Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina (ADEERA). Los resultados confirman que la Cooperativa analizada muestra niveles de eficiencia similares a la media del sector, lo cual respalda la razonabilidad y representatividad de los factores de consumo incluidos en los Estados Contables

Para la adecuada incorporación de los factores de consumo al costo de operación y mantenimiento, se han definido secciones o centros de costos que agrupan los distintos ítems. Dichas secciones se asignan mediante criterios de distribución que permiten inferir relaciones directas entre los consumos y la "unidad de obra" (por ejemplo, el KW distribuido), aunque esta relación no siempre sea evidente.

Las áreas definidas son responsables de:

- Distribución: la entrega y gestión de la energía distribuida.
- Redes: el mantenimiento y operación de la infraestructura de redes.
- Comercialización: la gestión de los procesos comerciales, infraestructura física y soporte al usuario.
- Administración: la administración de los procesos administrativos.

De esta manera, se estimaron los COMA, expresados en pesos que se exhiben en la siguiente tabla.

Tabla 7 - Costo Anual de Personal Por Proceso

Proceso	COMA
Operación	\$ 2.351.119.109
Distribución	\$ 1.691.243.633
Redes	\$ 659.875.475
Comercialización	\$ 14.069.288
Administración	\$ 1.001.458.951
Total COMA (pesos)	\$ 3.366.647.348

Fuente: Elaboración Propia

Finalmente, y si a estos COMA obtenidos le sumamos los cálculos y análisis efectuados en el apartado 3) (costos laborales) llegamos a confeccionar la siguiente tabla que totaliza la información relacionada con los costos de Operación, Mantenimiento y Administración (COMA) incluyendo el costo asociado al personal de la Cooperativa, distribuidos en función a las Áreas anteriormente definidas.

Tabla 8 - Costos Compilados de Operación, Mantenimiento y Administración (COMA)

Proceso	Mano de Obra	Otros	Total
Operación	\$ 9.291.854.702	\$ 2.351.119.109	\$ 12.149.599.539
Distribución	\$ 4.096.496.676	\$ 1.691.243.633	\$ 6.320.660.580
Redes	\$ 5.195.358.026	\$ 659.875.475	\$ 5.828.938.958
Comercialización	\$ 1.340.036.193	\$ 14.069.288	\$ 1.425.797.410
Administración	\$ 2.428.544.265	\$ 1.001.458.951	\$ 3.694.019.933
Total COMA (pesos)	\$ 13.060.435.160	\$ 3.366.647.348	\$ 17.269.416.882

Fuente: Elaboración Propia

5.4. Estimación del Valor Agregado de Distribución

En este capítulo se presentan ejercicios de estimación del VAD bajo diferentes hipótesis.

En primer término, se presentará la estimación del VAD de la Cooperativa asumiendo una metodología análoga a la aplicada en el marco de la RTI 2017 – 2022. Posteriormente, se realizará una reestimación de los valores tomando en cuenta las observaciones realizadas en el informe de revisión de dicha RTI. Por último, se presentará una estimación del VAD correspondiente a los activos siguiendo el criterio del VNR.

La metodología aplicada en el marco de la RTI 2017 – 2022 supone la estimación de la base de capital regulatoria, del costo del capital y de los costos de operación, mantenimiento y administración como insumos del cálculo del VAD.

Como primer paso es necesario determinar la base de capital regulatoria. La misma se estima considerando el VNR de los activos afectados a la actividad depreciados.

La valuación de los activos de la empresa (activos eléctricos y no eléctricos) asciende a 320.019.937.274 pesos, según se desprende de la Tabla N° 8.

El criterio de depreciación aplicado en oportunidad de la RTI 2017 – 2022 implicó el cómputo de un porcentaje uniforme del 50% sobre el activo eléctrico y no eléctrico depreciable. Esto supone un promedio de vida útil para los activos de 19 años (vida regulatoria de 38 años). El resultado de tal cálculo se muestra en la siguiente Tabla.

Tabla 9 - Valuación de los Activos de la Empresa

Categoría (en millones de pesos)	VNR	Depreciación Acumulada 0,5	Base de Cálculo
Activos Eléctricos	\$ 312.749	\$ 156.375	\$ 156.375
Activos No Eléctricos	\$ 7.271	\$ 3.635	\$ 3.635
Total	\$ 320.020	\$ 160.010	\$ 160.010

Fuente: Elaboración Propia

Según esta metodología la base de cálculo se utilizará para reconocer la tasa de rentabilidad al capital invertido en la empresa y la nueva depreciación computable en cada período.

Aplicando este criterio, se estimó que el monto computable de depreciación alcanzaría a los \$ 8.421.577.297. A dicho valor se llega dividiendo el VNR de activos eléctricos y no eléctricos depreciables por la vida útil promedio mencionada. Con ello, la depreciación de los activos eléctricos ascendería a \$ 8.230.247.554 y de los no eléctricos a \$ 191.329.742.

Por su parte, en esta metodología el reconocimiento de la tasa de rentabilidad del capital supone estimar un valor promedio ponderado del costo del capital (wacc). A tal

efecto, partiendo de los estados contables aportados por la empresa, se calculó el promedio simple de la participación relativa del capital propio y del ajeno sobre el total del activo al fin de cada ejercicio comercial. Los datos obtenidos se detallan en la siguiente tabla.

Tabla 10 - Participación relativa del Capital Propio y del Ajeno sobre el total del Activo

Ejercicio (año de cierre)	Financiamiento Externo En % del Activo	Capital Propio En % del Activo
2022	65,69	34,31
2023	70,98	29,02
2024	55,07	44,93
Total	63,91	36,09

Fuente: Elaboración Propia

Para la estimación del costo del financiamiento externo se computó el promedio ponderado de la tasa nominal anual inicial correspondiente a las colocaciones en dólares (Ver Tabla 10), realizadas en el mercado de capitales argentino, correspondientes a empresas distribuidoras de electricidad durante 2024 y lo transcurrido de 2025.

Tabla 11 - TNA por colocaciones en dólares en mercado de capitales argentino

Emisor	Período Emisión	Monto Emitido	TNA En %
EDENOR – clase 3	Mar – 24	95.8	9,75
EDENOR – clase 5	Ago – 24	81.9	9,5
EDENOR – clase 7	Oct – 24	135.0	9,75
EDENOR – clase 7 canje	Oct – 24	48.8	9,75
EDEMSA – clase 3	Nov – 24	16.1	8
EDESA – clase 2	Feb – 25	23.2	8,5
EDENOR – clase 3 adic.	May – 25	12.3	7,76
Total		413,1	9,75

Fuente: Elaboración Propia

Para la construcción de la tasa de rentabilidad aplicable se ha utilizado el modelo de valoración de activos financieros que incluye las siguientes componentes: (a) la tasa de interés libre de riesgo; (b) la tasa de riesgo país; (c) la prima de mercado o riesgo sistemático; (d) el riesgo específico.

Se ha seleccionado la tasa de rendimiento del bono del Tesoro de los Estados Unidos a 30 años como representativa de la tasa de interés libre de riesgo. Este título tiene un plazo asimilable a la vida útil regulatoria seleccionada y es usual referir a la misma en análisis de este tipo.

El indicador EMBI+ para Argentina se ha elegido para representar la variable riesgo país. Este indicador presenta una cotización permanente y pública, siendo mencionado habitualmente como una medida adecuada para establecer el spread representativo de la volatilidad de la economía del país sobre el cuál se está presentando el análisis.

Para la prima de volatilidad o riesgo sistemático se ha escogido el índice Standard & Poor's 500 (S&P 500 ©) como representativo de una cartera de activos diversificada. La comparación del rendimiento de este índice con la tasa de interés libre de riesgo permite estimar el riesgo sistemático.

Con el objetivo de proyectar el riesgo específico del sector, se ha estimado el coeficiente beta. Esta medida estadística permite ajustar el riesgo de mercado al riesgo del sector analizado. A tal efecto, se utilizaron datos correspondientes al rendimiento de las acciones de EDENOR (empresa representativa del sector de distribución eléctrica) que cotiza en el mercado de capitales argentino y del índice Merval. El valor estimado es 0,9016.

Es importante consignar que la metodología no define un horizonte específico al que se asocian las variables mencionadas. Consecuentemente, cambios en tal plazo podría derivar en un diferente reconocimiento de tasa de rentabilidad a la distribuidora, y dada la volatilidad financiera global, en general, y a la Argentina, en particular, avizorada en las últimas décadas la variación de tal tasa puede ser significativa, como puede advertirse en la siguiente tabla.

Tabla 12 - Tasa de Rentabilidad aplicable

Período	Tasa libre de riesgo	EMBI + Argentina	S&P 500 rendimiento en %	Tasa de capital propio	WACC antes de impuestos
07/20 – 06/25	3,36	17,11	13,22	29,36	18,41
07/24 – 06/25	4,56	9,46	11,55	20,32	16,37
01/25 – 06/25	4,77	7,02	8,47	15,33	13,66

Fuente: Elaboración Propia

En enero, el ENRE dictó la Resolución N° 4/2025 aplicable a las distribuidoras EDENOR y EDESUR, mediante la cual redujo la tasa aplicable sobre los activos de estas compañías. Así, el organismo disminuyó en 6,3 puntos porcentuales dicha tasa pasando desde el 15,86% al 9,56%, antes de impuestos. Tal decisión fue justificada en los considerandos de la norma en la evolución reciente de las variables macroeconómicas, con énfasis en la reducción del indicador del riesgo país, ubicándolo en 500 puntos básicos (equivalente al 5%) al solo efecto de esta resolución. Posteriormente, el ENRE emitió una nueva Resolución, la 238/2025, en la que modifica, nuevamente, la tasa de rentabilidad computable (9,99%, antes de impuestos).

Tomando en cuenta las consideraciones previas se confeccionaron cuatro escenarios para el cálculo del wacc, en función de las distintas alternativas que se plantean para la estimación del costo del capital propio. En el primer escenario se tomó como referencia el período transcurrido entre julio de 2024 y junio de 2025, representativo de la construcción de tasa reflejada N° 11. En el segundo, se asumió como tasa indicada por la Resolución (ENRE) N° 553/2024. En el tercero, se postuló como tasa aplicable sobre el capital propio la regida por la Resolución (ENRE) N° 4/2025. Finalmente, en el cuarto, los valores se referencian con la Resolución (ENRE) N° 238/2025.

Los resultados de estos escenarios quedan reflejados en la siguiente Tabla.

Tabla 13 - Escenarios para el cálculo del WACC

Escenarios	WACC antes de impuestos (en %)
1. 01/25 – 06/25	13,66
2. Res. (ENRE) N° 553/2024	15,87
3. Res. (ENRE) N° 4/2025	9,56
4. Res. (ENRE) N° 238/2025	9,99

Fuente: Elaboración Propia

Cada uno de los valores de wacc calculados se utilizó para calcular la rentabilidad del capital; la cual, a su vez, dependerá de la base definida para el cálculo.

En el caso de la metodología utilizada en oportunidad de la RTI 2017 – 2022, la base de cálculo resultó el 50% del VNR determinado. Esto es, el monto correspondiente a los activos eléctricos y no eléctricos sujetos a depreciación y a los activos no depreciables se estimó en \$ 320.019.937.274. Implícitamente se supone una vida útil promedio de los activos de 19 años.

En tanto, aplicando la metodología que se infiere del informe de la auditoría sobre dicha RTI, el VNR, neto de depreciaciones acumuladas, alcanzaría a 58.656.384.627 pesos, lo cual supone una depreciación acumulada del 81,67% del activo. La vida útil implícita promedio de, aproximadamente, 28 años.

En tanto, las depreciaciones computables para el período se estiman, respectivamente, en \$ 8.421.577.297 y \$ 9.513.937.918. Consecuentemente, el costo de capital reconocido, en pesos, quedaría conformado de la siguiente manera.

Tabla 14 - Costo del capital

Costo del capital antes de impuestos (en millones de pesos)	Escenarios (wacc real antes de impuestos, en %)			
	13,66	15,87	9,56	9,99
1. Método RTI 2017 – 2022	\$ 21.850	\$ 25.392	\$ 15.303	\$ 15.991
2. Método alternativo	\$ 17.524	\$ 18.822	\$ 15.124	\$ 15.376

Fuente: Elaboración Propia

Asimismo, se computó en concepto de los costos de operación, mantenimiento y administración (COMA) la suma de \$ 16.427.082.508, incluyendo \$ 13.060.435.160 (mano de obra) y \$ 3.366.647.347 (otros gastos).

De esta manera, se plantea que el Valor Agregado de Distribución de la empresa se ubicaría en el rango de 40.994 y 51.083 millones de pesos según la metodología de la RTI 2017 – 2022. En tanto, dicho rango se plantearía entre los 32.393 y 36.092 millones de pesos, según el método alternativo.

Tabla 15 - Valor Agregado de Distribución estimado

VAD (en millones de pesos)	Escenarios (WACC real antes de impuestos, en %)			
	13,66	15,87	9,56	9,99
1. Antes de impuestos				
Método RTI 2017 – 2022	\$ 46.698	\$ 50.241	\$ 40.152	\$ 40.840
Método alternativo	\$ 33.951	\$ 35.249	\$ 31.551	\$ 31.803
2. Después de impuestos				
Método RTI 2017 – 2022	\$ 39.051	\$ 41.353	\$ 34.796	\$ 35.243
Método alternativo	\$ 31.147	\$ 31.991	\$ 29.587	\$ 29.751

Fuente: Elaboración Propia

Los valores expuestos anteriormente no incluyen las nuevas inversiones proyectadas para los siguientes 5 años contados desde la nueva RTI. Así, tampoco abarcan los conceptos denominados activos regulatorios. Esto es, aquellas inversiones no realizadas (por ejemplo, de renovación tecnológica) con motivo de la no actualización tarifaria. Ambos aspectos se incluirán en la siguiente sección del informe.

5.5. Obras no construidas proyectadas dentro del período de análisis

5.5.1. Identificación y valorización de las obras proyectadas para el período 2025 – 2030.

La identificación de las obras proyectadas se fundamenta en el análisis de los requerimientos técnicos y operativos necesarios para optimizar las condiciones de la red de distribución durante el período involucrado en la RTI. En este sentido, se consideran aquellas inversiones “catch up”, estimadas en \$ 9.278.138.647, que se proyectan como nuevas obras destinadas a modernizar y adecuar la infraestructura que garanticen la operatividad plena de la red.

Para su valorización, se aplica el criterio de costo de reemplazo, basado en precios de mercado actualizados y alineados con los estándares regulatorios vigentes. Al tratarse de nuevas inversiones, la base de cálculo regulatoria no se ve afectada por depreciaciones acumuladas, lo que implica que el monto total se incorpora íntegramente al capital a mantener. De esta forma, el costo de capital incremental se obtiene como el producto directo entre la inversión proyectada y la tasa representativa del costo de capital (WACC) aplicable en cada uno de los escenarios evaluados.

Adicionalmente, se establece que, una vez implementadas, estas obras generarán una depreciación anual calculada sobre una vida útil teórica definida de acuerdo con los lineamientos regulatorios. Este tratamiento permite reflejar de manera progresiva la actualización del valor de los activos incorporados, integrando tanto el impacto inmediato del costo de capital como el efecto amortiguador de la depreciación en los períodos futuros.

En resumen, la metodología adoptada para la identificación y valorización de las obras proyectadas garantiza que el impacto de estas nuevas inversiones se incorpore de forma transparente y acorde a los estándares técnicos y normativos, contribuyendo de manera precisa a la determinación del Valor Agregado de Distribución (VAD).

Tabla 16 - Asignación del presupuesto de las inversiones Catch Up

Período	Aumento de la demanda		Calidad de servicio		Renovación de activos			Total	
	Redes BT	Redes MT	Redes BT	Redes MT	Redes BT	Redes MT	Otras inversiones	%	\$ millones
2025	0,60%	2,50%	0,40%	1,20%	2,30%	8,40%	5,10%	20,40%	\$ 1.894
2026	1,20%	0,00%	0,00%	2,60%	3,20%	2,60%	5,30%	14,80%	\$ 1.371
2027	0,00%	0,00%	0,00%	3,20%	3,20%	1,10%	6,70%	14,20%	\$ 1.314
2028	0,00%	0,00%	0,40%	3,50%	2,00%	0,60%	14,50%	21,00%	\$ 1.947
2029	0,00%	0,00%	0,00%	2,20%	1,30%	1,00%	9,40%	13,90%	\$ 1.286
2030	0,00%	0,00%	0,40%	3,10%	1,30%	1,00%	10,00%	15,80%	\$ 1.465
Total	1,80%	2,50%	1,10%	15,90%	13,10%	14,60%	51,00%	100,00%	\$ 9.278

Fuente: Elaboración Propia

5.5.2. Inversiones Catch Up asociadas a estas obras.

De acuerdo con lo expresado en el apartado precedente, las inversiones “catch up” planeadas ascienden a \$ 9.278.138.647. En términos de VAD, y siguiendo la metodología utilizada en la RTI 2017 – 2022, este monto debería adicionarse a los importes incluidos en la Tabla N° 15 dentro de la categoría Distribución. En este caso, por tratarse de nuevas inversiones, la base de cálculo regulatoria no será disminuida por depreciaciones acumuladas. Por tanto, el costo de capital incremental resultará del producto directo de este monto por la tasa representativa del costo de capital, tal como se refleja en la siguiente tabla para cada uno de los escenarios considerados.

Tabla 17 - Costo de capital incremental

VAD (en millones de pesos)	Escenarios (WACC real antes de impuestos, en %)			
	13,66	15,87	9,56	9,99
Costo del Capital				
Antes de impuestos	\$ 1.511,12	\$ 1.716,51	\$ 1.131,52	\$ 1.171,42
Después de impuestos	\$ 823,52	\$ 957,03	\$ 576,78	\$ 602,72

Fuente: Elaboración Propia

5.6. Nuevas Inversiones

5.6.1. Identificación y valorización de los conceptos contemplados como nuevas inversiones para el periodo 2025 – 2030.

Se identifican nuevas obras (ampliaciones) proyectadas para el período de referencia, su monto estimado en \$ 11.241.112.362 computándose sin detracción por depreciaciones. La metodología empleada es consistente con la utilizada en la revisión de la RTI 2017 – 2022, donde se reconoce una rentabilidad sobre el capital invertido aplicable sobre el monto regulatorio. Además, se establece que estos activos deben someterse a una depreciación anual, calculada sobre la base de una vida útil teórica de 38 años.

La suma del costo de capital incremental —resultado del producto entre el monto de los activos y la tasa representativa del costo de capital (WACC) — y la depreciación anual asociada, posibilita estimar el impacto marginal de dichos activos sobre el Valor Agregado de Distribución (VAD) de la empresa.

En conclusión, la metodología para la identificación y valorización de las nuevas inversiones serán consideradas de acuerdo con los lineamientos técnicos y normativos, permitiendo evaluar de forma integral su contribución al VAD anual.

Tabla 18 - Nuevas Inversiones

Periodo	Aumento de la demanda		Calidad de servicio		Renovación de activos			Total	
	Redes BT	Redes MT	Redes BT	Redes MT	Redes BT	Redes MT	Otras Inversiones	%	\$ millones
2025	1,30%	0,40%	0,10%	0,00%	2,30%	2,30%	1,50%	9,00%	1.007,05
2026	1,80%	0,60%	0,10%	0,00%	3,20%	4,00%	1,90%	10,90%	1.227,66
2027	2,00%	0,60%	0,10%	0,00%	3,20%	5,10%	1,90%	14,70%	1.646,92
2028	1,80%	0,60%	0,10%	5,30%	2,00%	4,30%	2,80%	30,20%	3.392,45
2029	1,80%	1,10%	0,10%	0,40%	1,30%	4,20%	3,40%	16,80%	1.889,27
2030	1,80%	1,40%	0,10%	0,00%	1,30%	2,40%	3,40%	18,50%	2.077,76

Fuente: Elaboración Propia

5.6.2. Estimación de las diferencias en el Valor Agregado de Distribución asociados a los activos regulatorios.

Según lo detallado en el apartado previo, el monto de los activos proyectados se puede estimar en \$ 11.241.112.362. Para evaluar su impacto en el VAD anual debería asumirse la metodología de la RTI 2017 – 2022, reconociendo una rentabilidad empresarial que surgiera del producto de dicho valor como base regulatoria, sin detracción de depreciaciones acumuladas, por la tasa de costo de capital correspondiente.

Al mismo tiempo, debería computarse una depreciación anual. Dada la metodología definida, debería asignarse como vida útil teórica de los activos involucrados la cantidad de 38 años.

Luego, la sumatoria de ambos conceptos permitirá estimar el costo de capital para cada escenario propuesto. Al no incluirse nuevos COMA este valor permitirá determinar el incremento marginal sobre el VAD de la empresa, lo cual se exhibe en la siguiente tabla.

Tabla 19 - VAD asociado a los activos regulatorios

VAD (en millones de pesos)	Escenarios (WACC real antes de impuestos, en %)			
	13,66	15,87	9,56	9,99
Costo del Capital				
Antes de impuestos	\$ 1.830,22	2.079,67	\$ 1.370,92	1.419,26
Después de impuestos	\$ 997,75	\$ 1.159,50	\$ 698,81	\$ 730,23

Fuente: Elaboración Propia

6. Discusión y propuesta metodológica.

Los resultados obtenidos en el estudio evidencian la relevancia de ajustar la metodología de cálculo del VAD a las características particulares de las cooperativas eléctricas. Mientras que la RTI 2017–2022 proporcionó un marco general para grandes distribuidoras, su aplicación a cooperativas tiende a sobredimensionar el valor del capital regulatorio. El método alternativo, en cambio, presenta resultados más conservadores al reconocer la antigüedad de los activos y aplicar depreciaciones diferenciales.

A nivel comparativo, la literatura internacional refuerza esta visión. En España, el modelo de empresa eficiente busca evitar la transferencia de ineficiencias al usuario final (Comisión Nacional de Energía, 2011). En Brasil, la aplicación del yardstick competition introdujo parámetros diferenciados para concesionarias de menor escala (Pereira & Coelho, 2019). En ambos casos, la regulación reconoce la heterogeneidad estructural de los agentes.

El análisis realizado demuestra que una metodología adaptada para cooperativas permitiría evitar distorsiones tarifarias, fortalecer la sostenibilidad financiera y garantizar mayor equidad entre usuarios urbanos y rurales. Asimismo, introduce un elemento estratégico: la necesidad de un marco regulatorio específico para cooperativas dentro de la provincia de Buenos Aires.

Como se ha venido mencionando a lo largo del presente trabajo, el atraso tarifario sufrido por este tipo de empresas distribuidoras de energía eléctrica ha generado una postergación de inversiones en infraestructura, que de alguna manera debe tenerse en cuenta a la hora de los cálculos pertinentes. Adicionalmente, se debiera considerar la incorporación en el cálculo de un plan de inversiones dirigido a la recuperación de las condiciones operativas (inversiones catch up), midiendo el impacto sobre el VAD como el resultado del producto directo entre el wacc y monto de las inversiones catch up.

7. Conclusiones.

A continuación, se presentan las conclusiones principales del informe sobre la estimación del Valor Agregado de Distribución (VAD) de la Cooperativa.

El proceso de RTI es fundamental para garantizar la sostenibilidad financiera de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, así como la eficiencia operativa y la calidad del servicio. En este marco, el VAD se posiciona como un elemento central en la determinación de las tarifas, al incluir los costos operativos, administrativos y comerciales, además de una rentabilidad razonable sobre el capital invertido.

La RTI de la provincia de Buenos Aires para el período 2017-2022 estableció las bases tarifarias para las distribuidoras provinciales de mayor tamaño y su aplicación supletoria a las empresas municipales. Sin embargo, el informe de la Subsecretaría de Energía publicado en 2020 evidenció diversas limitaciones metodológicas, como la falta de análisis específico para cooperativas eléctricas y la ausencia del análisis de metodologías alternativas para el cálculo del VAD. Estas observaciones subrayan la potencialidad de eventuales cambios en el proceso de determinación del VAD.

Tomando en cuenta tales consideraciones, en el caso de la Cooperativa, el análisis realizado permitió identificar aspectos críticos relacionados con la estructura organizacional, los costos operativos y las inversiones necesarias para garantizar la sostenibilidad del servicio, aplicando metodologías y escenarios alternativos que permitan determinar un rango razonable de valores que permitan advertir la magnitud del ajuste tarifario necesario.

Así, se estimó que el VAD, después de impuestos, oscilaría entre 34.795,84 y 41.353,45 millones de pesos según la metodología de la RTI 2017 – 2022 y dependiendo del escenario considerado. Tal rango oscilaría entre 29.587,45 y 31.991,34 millones de pesos según la metodología alternativa. Las inversiones catch up y las ampliaciones adicionarían al VAD entre 1.275,60 y 2.226,53 millones de pesos.

Por último, las estimaciones planteadas buscan proporcionar un marco estratégico que permita a la empresa distribuidora enfrentar los retos futuros con mayor solidez y adaptabilidad, asegurando un servicio eléctrico eficiente y sostenible para la comunidad. El informe enfatiza la importancia de garantizar tarifas que reflejen de manera justa y equilibrada los costos asociados a la prestación del servicio.

8. Bibliografía

- Comisión Nacional de Energía Eléctrica. (2011). *Metodologías de retribución de la distribución eléctrica*. Madrid: CNE.
- Ente Regulador de Energía de Entre Ríos - Resolución N° 92/158. Criterios para el Estudio de Costos de Distribución - VAD
- Gómez, T., & Rivier, J. (2000). Distribution and power quality regulation under electricity competition. A comparative study. In Ninth International Conference on Harmonics and Quality of Power. Proceedings (Cat. No. 00EX441) Vol. 2, pp. 462-468. October, IEEE.
- INECON (2022) - “Estudio para el Cálculo de Componentes del Valor Agregado de Distribución, Cuatrienio Noviembre 2020 - Noviembre 2024” y “Estudio de Costos de Servicios Asociados al Suministro de Electricidad de Distribución”. Informe Final Definitivo Versión 3 Estudio VAD ÁREA TÍPICA ATD2.
- Jamasb, T., Neuhoﬀ, K., Newbery, D., & Pollitt, M. (2005). Long-Term Framework for Electricity Distribution Access Charges. Research Papers in Economics, 2006. doi: 10.17863/CAM.5501
- Jamasb, T., & Pollitt, M. (2007). Incentive regulation of electricity distribution networks: Lessons from international experience. *Energy Policy*, 35(12), 6163–6187. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2007.07.003>
- Mujeeb, A., Wang, P., Hong, X. F., & Johnson, A. (2019). A comprehensive review on the evolution of ofgem RIIO-ED1 electricity distribution price control framework in the United Kingdom. *DEStech Transactions on Engineering and Technology Research*, 5, 21.
- OCEBA. (2017). *Resoluciones y metodología de la Revisión Tarifaria Integral 2017–2022*. Organismo de Control de Energía Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires.
- Pereira, M., & Coelho, D. (2019). Regulatory models for electricity distribution in Brazil: A comparative analysis. *Energy Economics*, 81, 848–857. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2019.05.009>
- Subsecretaría de Energía de la Provincia de Buenos Aires. (2020). *Informe de Revisión RTI 2017–2022*. Gobierno de la Provincia de Buenos Aires.
- Verma, A., & Swarup, K. S. (2023). An analysis of distribution planning under a regulatory regime: An integrated framework. *Energy Conversion and Economics*, 4(3), 179-201.
- Viscusi, W. K., Harrington, J. E., & Vernon, J. M. (2005). *Economics of regulation and antitrust* (4th ed.). MIT Press.