



**República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional**  
AÑO DE LA RECONSTRUCCIÓN DE LA NACIÓN ARGENTINA

**Informe**

**Número:**

**Referencia:** Informe del art. 38 Decreto 1172/2003 - EX-2025-09494349- -APN-SD#ENRE

---

**Informe de Resolución Final de Audiencia. Artículo 38° Decreto N° 1172/2003 - EX-2025-09494349-APN-SD#ENRE**

En cumplimiento de lo establecido en el artículo 38, Anexo I del Decreto N° 1172 de fecha 3 de diciembre de 2003, a través del presente informe se da respuesta a las principales consideraciones realizadas por los participantes de la Audiencia Pública celebrada el 27 de febrero de 2025, convocada mediante la Resolución del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) N° 79 de fecha 28 de enero de 2025, con el objeto (artículo 1°) de poner en conocimiento y escuchar opiniones sobre las propuestas tarifarias presentadas por las concesionarias del servicio público de distribución de electricidad de jurisdicción federal, la EMPRESA DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA NORTE SOCIEDAD ANÓNIMA (EDENOR S.A.) y la EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANÓNIMA (EDESUR S.A.), para el próximo período quinquenal; ello, enmarcado en el Proceso de Revisión Quinquenal de Tarifas (RQT) y con carácter previo a definir las tarifas a aplicar por las referidas concesionarias en dicho quinquenio.

Seguidamente, se realizará una reseña de los antecedentes de la Audiencia Pública, analizando en forma agrupada -para evitar reiteraciones innecesarias - las consideraciones de los expositores y dando respuesta a las principales cuestiones planteadas durante su transcurso, en aquellos aspectos que conciernen a las competencias de este Ente Regulador y el objeto de la referida convocatoria.

**I. ANTECEDENTES**

Mediante el artículo 1 del Decreto de Necesidad y Urgencia (DNU) N° 55 de fecha 16 de diciembre de 2023, el PODER EJECUTIVO NACIONAL (PEN) declaró la emergencia del Sector Energético Nacional, hasta el 31 de diciembre de 2024, en lo que respecta a los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica bajo jurisdicción federal.

Asimismo, en el artículo 3 del mencionado decreto se determinó el inicio de la revisión tarifaria, conforme al artículo 43 de la Ley N° 24.065, correspondiente a las prestadoras de los servicios públicos de distribución de energía eléctrica bajo jurisdicción federal, y se estableció que la entrada en vigencia de los cuadros tarifarios resultantes no podría exceder del 31 de diciembre de 2024.

El artículo 7 del mencionado decreto determinó la aplicación de mecanismos que posibiliten la participación ciudadana en el proceso de adecuación tarifaria transitoria, contemplando las previsiones del “Reglamento General de Audiencias Públicas para el Poder Ejecutivo Nacional” aprobado por el Decreto N° 1172 del 3 de diciembre de 2003 y sus modificatorios, o bien, el régimen propio de participación que el Ente Regulador disponga conforme a su normativa vigente.

A través de los artículos 1 y 3 del Decreto N° 1023 de fecha 19 de noviembre de 2024 se prorrogó la emergencia del Sector Energético Nacional, declarada por el Decreto N° 55/2023, y la fecha límite para la entrada en vigencia de los nuevos cuadros tarifarios, hasta el 9 de julio de 2025.

Posteriormente, mediante Resolución ENRE N° 79 de fecha 28 de enero de 2025, se convocó a Audiencia Pública con el objeto de poner en conocimiento y escuchar opiniones sobre las propuestas tarifarias para el próximo período quinquenal, presentadas por EDENOR S.A. y EDESUR S.A., la que se llevó a cabo el 27 de febrero del corriente año. Ella se rigió por el Reglamento General de Audiencias Públicas para el PODER EJECUTIVO NACIONAL que, como Anexo I, fue aprobado a través del artículo 1 del Decreto N° 1172/2003, receptado por la Resolución ENRE N° 30 de fecha 15 de enero de 2004.

En lo que respecta a la Audiencia Pública, su objeto se definió en el artículo 1 de la Resolución ENRE N° 79/2025, y fue celebrada el 27 de febrero de 2025, iniciándose a las OCHO HORAS TREINTA MINUTOS (08:30 h). Su visualización y participación se realizó mediante una plataforma digital, transmitiéndose en simultáneo a través de una plataforma de *streaming*, que fue informada en la página *web*: <https://www.argentina.gob.ar/enre>.

La Audiencia Pública fue presidida por el Señor Interventor del ENRE ingeniero Osvaldo Ernesto ROLANDO y en forma conjunta, sucesiva y/o alternada por la licenciada María Cristina TONNELIER y el licenciado Marcelo Ángel BIACH, quienes fueron asistidos por el Asesor Jurídico del Ente, doctor Sergio Enrique Víctor BERGOGLIO y/o su alterna doctora Liliana Beatriz GORZELANY. Asimismo, se designó como dependencia de instrucción a la Secretaría del Directorio, la que fue representada por el doctor Eliseo SEGURA y la doctora Natalia Eugenia GONZÁLEZ REICH.

Preliminarmente, corresponde señalar que al comienzo de la audiencia expusieron las concesionarias del servicio público de distribución de energía eléctrica.

Asimismo, conforme a lo previsto por el artículo 18 del Decreto N° 1172/2003, el ENRE labró el Acta de Inicio de Inscripciones, por la cual se dejó constancia que se habilitó, a partir de las CERO HORAS (00:00 h) del 10 de febrero de 2025 y hasta las VEINTITRÉS HORAS CINCUENTA Y NUEVE MINUTOS (23:59 h) del 24 de febrero de 2025, el Registro de Participantes -al que pudieron acceder los interesados- a través de la página *web* <https://www.argentina.gob.ar/enre>.

En fecha 25 de febrero del corriente, el ENRE labró el Acta de Cierre de Inscripciones a la Audiencia Pública, dejando constancia de la inscripción de un total de VEINTISÉIS (26) participantes. Con base en dicho registro, posteriormente se estableció el respectivo orden del día, en el marco del cual las personas físicas contaron con el derecho a UNA (1) intervención oral de CINCO (5) minutos y los representantes de las personas jurídicas,

organismos o entidades interesadas, a UNA (1) intervención oral de DIEZ (10) minutos. Asimismo, el ENRE puso a disposición de los interesados el expediente digital correspondiente, identificado como: EX-2025-09494349-APN-SD#ENRE, en la página *web* <https://www.argentina.gob.ar>.

## **II. CONSIDERACIONES SOBRE LAS PRINCIPALES CUESTIONES EXPUESTAS EN LA AUDIENCIA PÚBLICA**

### **1. Modalidad de la Audiencia Pública y medios de difusión:**

Varios intervinientes señalaron que la modalidad exclusivamente virtual de la audiencia pública limita la participación ciudadana, especialmente de los sectores vulnerables que no cuenten con acceso a tecnologías avanzadas. Postularon, asimismo, la necesidad de realizar audiencias en formato mixto (con participación presencial y virtual), así como también, de implementar otros mecanismos de difusión -por ejemplo, mediante avisos en medios masivos de comunicación y en las facturas correspondientes al servicio-, para que los usuarios estén debidamente informados y se registre una mayor participación en estas convocatorias. Entre los que se expresaron en este sentido se encuentran: María José LUBERTINO BELTRÁN (11), Pedro Alberto BUSSETTI (12), María Fernanda LACEY (13) y Ricardo Nicolás VAGO (14).

**Respuesta del ENRE:** Al respecto, resulta pertinente señalar que este organismo ha llevado a cabo un exhaustivo análisis sobre la modalidad de realización de la audiencia pública; ello, considerando especialmente el interés de los usuarios, enfocado en la defensa de los derechos respectivos.

Si bien, *prima facie*, el sistema más adecuado podría ser aquel que contemple audiencias en modalidad mixta, es decir, combinando formatos presenciales y virtuales de manera simultánea, se priorizó evitar el dispendio de tiempo y los costos asociados que conllevaría para los participantes la implementación de la modalidad presencial, pues tendrían que desplazarse hasta el lugar de realización, para poder participar presencialmente en la audiencia. Por otra parte, tal formato requeriría asignar significativos recursos económicos, técnicos y humanos por parte de la Autoridad Convocante, ya que se debería poner a disposición una mayor dotación de personal en el lugar de la audiencia, alquilar un espacio con características específicas, contratar equipos de audio y sonido, así como también contar con la capacidad requerida para una transmisión efectiva a través de internet en el lugar de realización. En consecuencia, se concluyó que incurrir en tales gastos resultaría inconveniente en el marco de las actuales condiciones. Cabe destacar, asimismo, que la modalidad mixta no necesariamente garantiza una mayor participación, en función de los costos de traslados implicados, sin perjuicio de que, para otros, las distancias no hacen asequible la posibilidad de participar presencialmente.

En cuanto a la difusión de la audiencia, es preciso destacar que en el procedimiento de convocatoria se cumplieron –en debido tiempo y forma- todas las modalidades de publicidad exigidas por el Decreto N° 1172/2003, que constituyen la normativa vigente que rige en la materia.

### **2. Capacidad de Pago y Condiciones Socioeconómicas:**

Un tema recurrente en las exposiciones fue la necesidad de que cualquier incremento tarifario tenga en cuenta la situación socioeconómica de los usuarios y el impacto en su economía. Al respecto, se argumentó que los aumentos deberían ser proporcionales a los ingresos y no deberían comprometer el acceso a bienes esenciales, entendiendo que –en tal supuesto- se estaría garantizando que la factura final resulta razonable y asequible. Entre los que abordaron el tema, se encuentran: Mariana GROSSO (3), Gastón Arnoldo ARIAS (4), Gastón GHIONI (7), Fernando Javier GRAY (9), Carlos Leonardo OLIVERA (10), María José LUBERTINO BELTRÁN (11), Solange Valeria LOPEZ LAYTAR (22) y Fernando Cesar CARDOZO (24).

**Respuesta del ENRE:** este organismo debe llevar adelante el proceso de RQT dando cumplimiento a la normativa vigente, a cuyo fin debe observar los principios establecidos en la Ley N° 24.065, los lineamientos fijados en las Decretos N° 55/2023 y N° 1023/2024, y las previsiones que establecen las restantes normas complementarias y reglamentarias que resultan aplicables. Las tarifas, tal como establece el marco regulatorio eléctrico, estarán sujetas al cumplimiento de los requisitos allí establecidos y asegurarán el mínimo costo razonable para los usuarios que resulte compatible con la seguridad del abastecimiento.

El ENRE debe, por ende, aplicar lo establecido en el artículo 42 de la Ley N° 24.065, que establece que las tarifas se fijarán a través de precios máximos (RPM – Regulación por Precio Máximo o “Price-cap”), y estarán sujetas a ajustes ante cambios en los costos que el concesionario no puede controlar, ajustadas por un factor de estímulo a la eficiencia y de estímulo a las inversiones.

Por otra parte, cabe señalar que no es competencia de este Ente Nacional determinar quiénes deben resultar beneficiarios de la asignación de subsidios o exenciones, ni la definición de su eventual cuantía.

Adicionalmente cabe mencionar, que la consideración del nivel socioeconómico de los usuarios es contemplada a través de los diferentes programas de subsidios que reciben los usuarios, tanto sea a partir de tarifas sociales o del subsidio a la energía de jurisdicción nacional.

### **3. Falta de actualización de los valores propuestos:**

Se criticó que las propuestas tarifarias se fundamentan en valores y parámetros de diciembre de 2023, sin incorporar proyecciones reales que consideren la inflación acumulada ni la evolución económica actual. Se manifestaron en este sentido: María José LUBERTINO BELTRÁN (11), Pedro Alberto BUSSETTI (12) y María Fernanda LACEY (13).

**Respuesta del ENRE:** El proceso de revisión tarifaria se inició con el dictado de la Resolución ENRE N° 270 de fecha 8 de mayo de 2024, que aprobó el “Programa para la Revisión Tarifaria de Distribución” de las concesionarias sujetas a jurisdicción federal en 2024, y estableció los “Criterios y Metodologías para el Proceso de Revisión Tarifaria”, con el consecuente plan de trabajo.

Cuando el Ente inició las tareas de control y análisis de los costos presentados por las concesionarias, con el fin de determinar cuáles de ellos resultan indispensables para la prestación del servicio, conforme a los parámetros de calidad y eficiencia requeridos, habían transcurrido sólo CINCO (5) meses del año 2024. La presentación de las propuestas tarifarias se produjo en el mes de agosto de 2024. Por ello, la información se solicitó expresada en pesos a diciembre de 2023, lo que no implica -en modo alguno- que se ignore lo sucedido en el transcurso del año 2024.

La presente RQT toma como año base el 2023, por lo que todos los valores se calculan en pesos argentinos a esa fecha. Una vez determinados, estos valores se actualizarán hasta la fecha de aplicación, mediante un factor de actualización definido en la misma RQT.

#### **4. Ajustes periódicos del Costo Propio de Distribución (CPD):**

Algunos expositores cuestionaron la propuesta de actualización periódica de las tarifas – considerando que podrían fijarse ajustes mensuales, trimestrales y una “dolarización” implícita –, señalando que dicha fórmula no se ajusta a la realidad de los salarios y el contexto inflacionario. Entre los que abordaron el tema se encuentran: Mariana GROSSO (3), Gastón Arnoldo ARIAS (4), Pedro Alberto BUSSETTI (12) y Alberto CALSIANO (16). En el mismo sentido, lo hizo la Comisión de Usuarios del ENRE (CUENRE), mediante una presentación escrita que complementó las exposiciones de sus representantes.

**Respuesta del ENRE:** Al respecto, cabe señalar que el ajuste en las tarifas de energía eléctrica con motivo de la variación de costos, está expresamente previsto en la Ley N° 24.065; ello, a fin que la distribuidora cuente con ingresos suficientes para satisfacer los costos operativos razonables aplicables al servicio, más impuestos, amortizaciones y una tasa de retorno.

El Costo Propio de Distribución (CPD) que surja de la presente RQT, podrá actualizarse periódicamente para preservar su valor real a lo largo del período tarifario. Estos ajustes no supondrán un cambio de tarifa, sino sólo su actualización, para mantenerla a valores constantes y reales. Para ello, corresponde aplicar índices de precios locales que permitan ajustar la tarifa en función de la variación de los precios en la economía. La frecuencia de estos ajustes se definirá en función de la evolución de los índices de precios, procurando evitar incrementos significativos en la factura de los usuarios.

En cuanto a la supuesta dolarización implícita de las tarifas que ha sido mencionada, cabe aclarar que éstas no tienen ningún componente dolarizado. Tanto el cálculo del Costo Propio de Distribución (CPD), como el mecanismo de actualización a ser aplicado, considerarán únicamente índices que reflejen la variación de precios locales, de manera de mantener el valor real de las tarifas a lo largo del quinquenio.

#### **5. Modificación a los Parámetros de Calidad del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica, Costo de la Energía Suministrada en Malas Condiciones (CESMC), Costo de la Energía Eléctrica No Suministrada (CENS) y Penalizaciones por Calidad de Servicio, Producto Técnico y Comercial:**

En la audiencia se formularon varios planteos referidos al nuevo esquema sancionatorio, señalándose que resultaría poco disuasorio y que, en algunos casos, favorecería a las distribuidoras, al establecer una etapa de transición en cuyos primeros dos (2) años se toleran mayores desvíos en la calidad con que debe prestarse el suministro eléctrico. Se señaló asimismo que, para el caso de baja tensión, en el cuadro del Anexo 1 de la Resolución ENRE N° 3 de fecha 7 de enero de 2025, se omitieron incluir los valores de los tres (3) primeros niveles; también se cuestionó la valorización de las sanciones con el VAD MEDIO, porque -se sostuvo- ello implicaría su reducción. Finalmente, también se indicó que sería objetable que se haya limitado a SEIS (6) las bonificaciones semestrales a los usuarios afectados por cortes prolongados - cortes reiterados de suministro. Entre los expositores que desarrollaron una argumentación más extensa al respecto se encuentran: María Fernanda LACEY (13) y Walter MARTELLO (20). En el mismo sentido se expresó la CUENRE, mediante una

presentación escrita complementaria.

**Respuesta del ENRE:** En la presente RQT se han establecido nuevos requisitos de calidad para las distribuidoras, los cuales fueron detallados en la Resolución ENRE N° 3/2025.

Con relación al **Costo de la Energía Suministrada en Malas Condiciones (CESMC)**, correspondiente a suministros de media y baja tensión, cuyo cuadro se presenta en el punto 2.2.3 del Anexo a la Resolución ENRE N° 3/2025, cabe indicar que los valores penalizables para dichos rangos de tensión inician cuando la tensión suministrada se aparta (por déficit o exceso) en más de un OCHO POR CIENTO (8%) del valor nominal, tal como se indica en el punto 2.1 de ese anexo. Es por ello que, en la tabla correspondiente, los tres (3) primeros escalones no consignan valores y se encuentran en blanco. A su vez, en la tabla correspondiente a usuarios de alta tensión, la tabla comienza con CESMC por apartamentos del CINCO POR CIENTO (5%), ya que ese es el límite establecido para dicho nivel de tensión.

En la misma línea cabe indicar que, para el presente período regulatorio, los valores umbrales de control permanecen inalterados respecto a la anterior etapa.

En lo que concierne a la metodología para la determinación de las sanciones que han de aplicarse por incumplimientos en la calidad del nivel de la tensión suministrada a los usuarios, corresponde señalar que la nueva metodología a emplear, basada en una expansión estadística a partir de una muestra representativa del área de concesión de la distribuidora (Método de Multa por Bandas de Tensión, punto 2.2.2 del Anexo a la Resolución ENRE N° 3/2025), representa un completo cambio de paradigma. Ello, por cuanto se pasa de una metodología cuyas multas tenían como destino a los usuarios medidos con apartamentos - y a sus vecinos vinculados a la misma red de baja tensión -, hacia un nuevo esquema en donde el universo de usuarios de la distribuidora es resarcido a partir de un único indicador de calidad.

En cuanto al **período de transición** de la Calidad de Producto, en vista de la magnitud de esta adaptación (que incluye modalidades de control más exigentes para ambas distribuidoras y ajustes del Costo de la Energía Suministrada en Malas Condiciones), se consideró apropiado establecer un período de transición de cuatro (4) semestres, con el objeto de permitir a las distribuidoras la migración al nuevo esquema, mediante la adaptación de las redes a las nuevas exigencias. Una vez superado ese período, las multas se aplicarán de manera plena sobre objetivos de calidad más exigentes.

Asimismo, aun considerando el período de transición, es esperable un incremento significativo de los valores sancionatorios con relación a los obtenidos mediante el anterior método de extensiones. Este cambio metodológico propende un control más exigente de los niveles de tensión en el servicio prestado por las distribuidoras.

En cuanto al control de las Perturbaciones en la tensión, y con el objeto de incrementar los requerimientos de calidad, en el presente esquema regulatorio se introdujo el control por desbalance en la tensión, entendiéndose que este indicador tiene una incidencia directa en la Calidad del Producto Técnico que recibe el usuario trifásico. Asimismo, se ha mantenido el control estadístico de perturbaciones transitorias (microcortes, huecos de tensión y sobretensiones transitorias) con el objeto de continuar recopilando información y estudiando este tipo de eventos, en sintonía con los estudios, normativa y recomendaciones a nivel internacional.

En lo que concierne a la Calidad de Servicio Técnico es preciso recordar, preliminarmente, que el ENRE controla la debida observancia de los parámetros establecidos (frecuencia y duración de interrupciones),

originalmente establecidos en el Contrato de Concesión, aplicando sanciones en forma directa en caso de detectarse incumplimientos. Tales sanciones están basadas en el perjuicio económico que le ocasiona al usuario recibir un servicio en condiciones no satisfactorias, y los montos correspondientes se calcularán de acuerdo con la metodología contenida en el Anexo a la Resolución ENRE N° 3/2025.

Los nuevos niveles globales de Calidad de Servicio Técnico (CST), establecidos en el punto 3 del Anexo de la citada Resolución, procuran –tal como se explica seguidamente- lograr una mejora en la calidad del servicio. Debe señalarse, asimismo, que los indicadores objetivos de CST por partido/comuna han sido definidos según densidades de carga.

Con referencia al **Costo de la Energía No Suministrada (CENS)**, el ENRE ha determinado -en el Anexo a la Resolución ENRE 3/2025- para la Tarifas T1AP, T1R y T1G un valor de 1.462 \$/kWh, para la Tarifa 2 y la Tarifa 3BT un valor de 2.370 \$/kWh y, finalmente, para las Tarifas T3MT y T3AT un valor de 2.829 \$/kWh.

Asimismo, para los primeros dos (2) semestres se determinó un Factor del CENS que varía entre el SESENTA POR CIENTO (60%) y el CIENTO OCHENTA POR CIENTO (180%), dependiendo de la duración de las interrupciones. A partir del sexto semestre de entrada en vigencia de la RQT, el Factor del CENS asciende entre el CIEN POR CIENTO (100%) y el TRESCIENTOS POR CIENTO (300%). Es decir, el objetivo propuesto es incrementar las sanciones por Calidad de Servicio, para aquellas interrupciones que superen un tiempo considerable.

Por otro lado, considerando los primeros dos (2) semestres e interrupciones inferiores a las quince (15) hs, el valor del CENS -contemplando el Factor del CENS- resulta aproximadamente un CIENTO VEINTE POR CIENTO (120%) del actual costo de la energía no suministrada, y para interrupciones superiores a cuarenta y cinco (45) hs el valor del CENS resulta aproximadamente un DOSCIENTOS QUINCE POR CIENTO (215%) del actual costo de la energía no suministrada. Es decir, las sanciones por Calidad de Servicio resultarían superiores con el actual CENS y su correspondiente Factor. ,

Además, cabe señalar que se mantuvo el régimen de tratamiento para la AFECTACIÓN EXTRAORDINARIA DE LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO, disminuyendo de SETENTA MIL (70.000) a SESENTA MIL (60.000) usuarios o más, fuera de servicio, durante cinco (5) días consecutivos.

Con respecto a que se estaría **limitando la cantidad de bonificaciones para el usuario** por causa de cortes prolongados o reiterados, corresponde destacar que el Procedimiento de Reclamos por Cortes Reiterados -que data del 2018- establece que si el número de interrupciones que afectan al usuario en un mes calendario es de al menos cuatro (4), la distribuidora determinará una sanción automática (crédito en favor del usuario) de dos mil (2000) kWh. Es decir, un usuario podría recibir como máximo seis (6) bonificaciones semestrales por dichos reclamos, esto es, una (1) bonificación por mes.

Es importante destacar –por ende- que el límite establecido busca equiparar la cantidad de bonificaciones que un usuario podría recibir por Reclamos por Cortes Prolongados y por Cortes Reiterados, y que, contrariamente a las observaciones críticas que han sido formuladas al respecto, ante cortes de suministro el usuario en ningún momento dejará de ser resarcido.

En síntesis, las malas condiciones de calidad del servicio prestado generan, según el caso, distintas bonificaciones en favor de los usuarios afectados, entre ellas:

- a) Bonificaciones originadas en los controles semestrales por Calidad de Servicio Técnico (frecuencia y duración de interrupciones).
- b) Bonificaciones en caso de configurarse una Afectación Extraordinaria en la prestación del servicio, cuando se detecta que en la distribuidora se encuentran fuera de servicio SESENTA MIL (60.000) usuarios afectados, o más, con independencia de la duración de la interrupción, y este registro se repita durante CINCO (5) días consecutivos).
- c) La bonificación que se disponga en el caso de los referidos Procedimientos por Cortes Prolongados y Cortes Reiterados.

Respecto a la aplicación del **VAD MEDIO** (punto 5.5.8 del Anexo a la resolución ENRE N° 3/2025, rectificado por Resolución ENRE N° 8/2025), corresponde señalar que las sanciones en kWh deberán ser valorizadas al Valor Agregado de Distribución Medio (VAD Medio), afectado por un coeficiente equivalente a 1,5, que resulta de relacionar la Tarifa Media respecto al VAD Medio al inicio de la Revisión Tarifaria Integral (RTI) de 2017. Es decir, respetando la estructura tarifaria correspondiente al inicio de la RTI 2017-2021, el valor nominal en pesos de la Tarifa Media resulta similar al Valor Agregado Medio de Distribución (VAD Medio) afectado por un valor de 1,5 veces.

Finalmente, cabe señalar que los índices de Calidad de Servicio Técnico, Producto Técnico y Servicio Comercial de EDENOR S.A. y EDESUR S.A. (y su evolución global, por partido y/o comuna), se encuentran publicados en la página web del ENRE. Semestralmente, este Ente Nacional informa los indicadores de desempeño de las distribuidoras y las bonificaciones automáticas que han acreditado a los usuarios por incumplir los índices de calidad establecidos, los cuales se encuentran disponibles en <https://www.argentina.gob.ar/enre/calidad-del-servicio>. Los indicadores de desempeño de períodos anteriores a febrero de 2017, pueden visualizarse en los Informes Anuales que el Ente también publica en su página web, desde 1993, los que están disponibles en <https://www.argentina.gob.ar/enre/publicaciones/informes-anales>.

## **6. Relación entre Inversiones, Calidad del Servicio y Tarifas:**

Las observaciones formuladas al respecto se centran en señalar que, a pesar de los aumentos tarifarios que históricamente han percibido las concesionarias, las inversiones comprometidas para mejorar la infraestructura y la calidad del servicio no se ha materializado de forma efectiva. Por ello, enfatizan que, si van a trasladarse costos por inversiones, éstas deberán generar beneficios tangibles en la prestación del servicio (reducción de cortes, mejoras en la red, etc.). Entre los expositores que abordaron el tema se encuentran: Mariana GROSSO (3), Gastón Arnoldo ARIAS (4), Diego MIELNICKI (5), Gastón GHIONI (7), Fernando Javier GRAY (9), María José LUBERTINO BELTRÁN (11), Pedro Alberto BUSSETTI (12), Solange Valeria LOPEZ LAYTAR (22) y Horacio FEINSTEIN (23).

**Respuesta del ENRE:** Respecto a los niveles de calidad, en la presente RQT se han establecido nuevos requisitos de calidad para las distribuidoras, fijados en la Resolución ENRE N° 3/2025. Para dar cumplimiento a estos requerimientos, las empresas presentaron sus planes de inversión con el objetivo de adaptar sus redes a los nuevos estándares y mejorar así la calidad del servicio que brindarán a sus usuarios.

Para garantizar la correcta ejecución de estos planes, se ha implementado un procedimiento de seguimiento y control, mediante el cual se auditarán las inversiones realizadas. En función de dichas auditorías, se determinará si las inversiones serán reconocidas o no por la tarifa. Este procedimiento fue aprobado mediante la Resolución ENRE N° 543 del 14 de agosto de 2024.

### **7. Control de Inversiones comprometidas:**

En forma correlacionada con el planteo anteriormente reseñado, varios expositores reclamaron un mayor control - por parte de este organismo- sobre el efectivo cumplimiento de los planes de inversión presentados por las empresas y aprobados por el Ente. Entre los que abordaron el tema se encuentran: Mariana GROSSO (3), Gastón GHIONI (7), José Luis RAMÓN (8), Fernando Javier GRAY (9), Carlos Leonardo OLIVERA (10), Pedro Alberto BUSSETTI (12), Ricardo Nicolás VAGO (14), Walter MARTELLO (20) y Horacio FEINSTEIN (23). En el mismo sentido, también la CUENRE.

**Respuesta del ENRE:** Para garantizar la correcta ejecución de los planes de inversión presentados por las distribuidoras, se ha implementado un procedimiento de seguimiento y control, mediante el cual se auditarán las inversiones realizadas. En función de dicha auditoría, se determinará si las inversiones serán reconocidas o no por la tarifa. Este procedimiento fue aprobado mediante la Resolución ENRE N° 543 del 14 de agosto de 2024.

En tal sentido, cabe mencionar que el ENRE, a través del Departamento de Análisis e Inspección Técnica, realiza el seguimiento y control físico de las Inversiones de los Planes de Inversiones presentados por las distribuidoras EDESUR S.A. y EDENOR S.A.

Para realizar este control de manera sistematizada, simplificada y trazable, este Ente dispone de un sistema de seguimiento en el cual las distribuidoras cargan diariamente toda la información pertinente a la ejecución de las obras de sus planes de inversiones.

Esto permite contar con información detallada de cada uno de los proyectos de inversión, tales como la referida a los cronogramas de ejecución, los partidos, localidades y estaciones transformadoras alcanzadas, las coordenadas geográficas, la clasificación y el alcance de los mismos, para realizar el seguimiento correspondiente.

Con base en toda esa información, este Ente realiza el seguimiento físico de las inversiones mediante verificaciones, tanto *in situ* como documentales, y elabora los correspondientes informes trimestrales y finales (al cierre de cada año), en los que se determina el grado de cumplimiento físico, es decir, el grado de apartamiento entre lo comprometido y lo realmente ejecutado por cada una de las distribuidoras.

### **8. Plazos para la resolución de reclamos:**

Se cuestionó la demora en la resolución de reclamos y se controversió la supuesta extensión del plazo para resolverlos, en el entendimiento que pasaría de quince (15) días a DOCE (12) meses, conforme a lo indicado en la Resolución ENRE N° 3/2025. Entre los que abordaron el tema se encuentran: Mariana GROSSO (3), Carlos Leonardo OLIVERA (10), Ricardo Nicolás VAGO (14) y Walter MARTELLO (20). En el mismo sentido la CUR

ENRE.

**Respuesta del ENRE:** Con relación al plazo mencionado corresponde advertir, en primer término, que los doce (12) meses mencionados en el punto 5.3 del Subanexo 4 del Contrato de Concesión no se refieren al plazo máximo para la resolución de los reclamos, sino al que ha sido fijado para el procedimiento para la aplicación de las sanciones que resulten aplicables en los procesos de control y otras actuaciones de similar tenor.

Por otra parte, y en cuanto a la alegada demora en la resolución de reclamos, cabe informar que, desde el Área de Atención Integral de Usuarios (AAIU) del ENRE y sus respectivas unidades de estructura, se han implementado nuevos mecanismos de tramitación, a fin de optimizar los tiempos de resolución, tales como: a) el dictado de resoluciones generales, mediante las cuales se resuelven -en un mismo acto- los reclamos presentados por un conjunto de usuarios; b) un canal de contacto y resolución exprés, de modo que, ante determinado tipo de consultas/reclamos, se habilita un canal de gestión inmediata entre el ENRE y la distribuidora, que permite la resolución veloz del requerimiento del usuario, sin la necesidad de proceder a la apertura de un expediente de reclamo en el ENRE. Asimismo, se encuentra avanzada la elaboración de un nuevo protocolo de resolución de reclamos (“Resolución favorable en primera vista”), cuya aplicación -se estima- otorgará mayor celeridad a la tramitación de los reclamos.

Volviendo a lo que concierne a la modificación plasmada para los procedimientos sancionatorios, cabe recordar -asimismo- que en el marco de las facultades que le han sido legalmente otorgadas, este Ente Regulador posee la potestad de dictar sus propios procedimientos y definir los lineamientos de organización de sus procesos de trabajo, todo ello -claro está- dentro de los límites de la razonabilidad.

En ese sentido, en virtud de la experiencia acumulada y tomando en cuenta la complejidad y cuantía de los actos procedimentales involucrados en este tipo de actuaciones, se consideró pertinente establecer el plazo de doce (12) meses corridos -desde la presentación de los descargos u observaciones-, para el cumplimiento de esas tareas de fiscalización y control encomendadas al ENRE.

## **9. Calidad de servicio en el Delta del Paraná.**

El Sr. Horacio FEINSTEIN expuso acerca de la crítica situación que afecta a los vecinos del Delta frente a los cortes de suministro.

**Respuesta del ENRE:** Tomando en cuenta las distintas presentaciones efectuadas, la experiencia acumulada en los últimos años y en pos de proveer a la protección de los derechos de los usuarios, así como al adecuado resguardo de sus intereses económicos, se consideró pertinente establecer un régimen especial a efectos de su inclusión en los Procedimientos de Reclamos por Cortes Reiterados y Cortes Prologados.

En razón de ello, atendiendo a las particularidades del territorio de las islas del Delta y advirtiéndose que, en muchos casos, al producirse interrupciones del suministro eléctrico resulta también afectada la conectividad -servicios de wifi y/o antenas telefónicas-, circunstancias que dificultan e incluso pueden llegar a impedir que los usuarios puedan comunicarse con la distribuidora a fin de efectuar sus reclamos por falta de suministro, desde el Área de Atención Integral de Usuarios (AAIU) se promovió el dictado de la Resolución ENRE N° 149 de fecha 21 de febrero de 2025. Mediante dicha Resolución se estableció

que, a efectos de la inclusión en el Procedimiento de Reclamos por Cortes Reiterados y Cortes Prologados, no será necesario haber efectuado previamente el reclamo ante la distribuidora cuando la/s falta/s de suministro que afectan a los usuarios se deba/n a la ocurrencia de eventos climáticos (de cualquier tipo y envergadura) y/o a averías en la red de media y/o alta tensión.

Asimismo, a través de la jefatura del AAIU y de la División Enlaces con Representantes de la Comunidad (DERC) se mantiene permanente contacto con el grupo de usuarios del Comité de Crisis - Gestión Delta.

## **10. Campaña de Curva de Carga:**

Algunos expositores plantearon dudas sobre las previsiones y cálculos que derivan de la campaña de curva de carga, la que consideran “estimada” y no comprobada. Entre los que abordaron el tema se encuentran: María Fernanda LACEY (13) y Walter MARTELLO (20). En el mismo sentido, la CUENRE.

**Respuesta del ENRE:** La Campaña de Curva de Carga se realizó durante los años 2020 y 2021, y los resultados obtenidos por categoría tarifaria y por estratos fueron: %Energía Punta, %Energía Fuera Punta, %Energía Valle, Factor de Carga, Factor de Coincidencia Interna, Factor de Coincidencia Externa (en baja tensión, media tensión y alta tensión) y Factor de Potencia o coseno fi.

Asimismo, los resultados de esta campaña, resultan compatibles con los factores representativos de las curvas de carga de cada categoría tarifaria (ki); que se mencionan en el punto “3.2.3. Bonificaciones – Indicadores individuales” del Anexo a la Resolución ENRE N° 3/2025.

## **11. Atención de las oficinas comerciales:**

En relación con el tema, por un lado, se observó la atención brindada por las concesionarias en las oficinas comerciales, mientras que, por otro, se cuestionó la disminución de la disponibilidad de puestos de atención, al pasar como mínimo de UN (1) puesto cada DOCE MIL (12.000) usuarios, a UNO (1) cada VEINTE MIL (20.000) usuarios. Entre los que abordaron el tema se encuentran: Carlos Leonardo OLIVERA (10), María José LUBERTINO BELTRÁN (11) y Solange Valeria LOPEZ LAYTAR (22). En el mismo sentido, también la CUENRE.

**Respuesta del ENRE:** En cuanto a lo expresado con relación a la mala atención brindada en las oficinas comerciales de la distribuidora, cabe señalar que el ENRE lleva a cabo distintos controles (sobre el cumplimiento del procedimiento por cierre de oficinas comerciales, tiempos de espera, la cantidad de puestos de trabajo físicos, exhibición de cartelera, atención por demanda espontánea, etc.), a fin de detectar cualquier eventual inobservancia de los estándares establecidos.

En consistencia con ello, además de la verificación de los aspectos generales atinentes a la atención al público brindada por las empresas, se incluye la realización de monitoreos de la atención personal a los usuarios. Los mismos se materializan a través de la presencia de un inspector del ENRE, en un determinado número de casos, mientras transcurre la visita de los usuarios a la oficina comercial, lo que permite valorar directamente la atención, información y asesoramiento que estos reciben por parte de la distribuidora.

Estos controles, más allá de brindar herramientas para evaluar la calidad de atención en sí misma, permiten conocer las políticas comerciales aplicadas por las empresas y, de considerarlo necesario, implementar acciones correctivas y/o aplicar las sanciones que correspondan ante incumplimientos detectados a la normativa vigente.

Con respecto a que se incrementa la relación entre el número de usuarios y puestos de atención (cuestionándose dicho criterio, a pesar del avance de la tecnología que así lo permite), corresponde señalar que, con motivo de la pandemia por el COVID-19 -en donde, mediante la Resolución ENRE N° 3 de fecha 20 de marzo de 2020 se ordenó la suspensión de la atención presencial y se ordenó a las distribuidoras la implementación de canales digitales que permitieran la realización de manera virtual y/o digital-, las mismas gestiones que los usuarios venían realizando de manera presencial en las oficinas comerciales de las concesionarias, fueron migrando hacia los canales digitales.

En suma, la posterior implementación del Sistema de Cita Previa -a finales del 2021-, donde se habilitó nuevamente la apertura de las citadas oficinas, puso en evidencia el sustancial cambio en la conducta de los usuarios, quienes -ya por elección y no por indisponibilidad- eligen mayoritariamente las opciones digitales sobre las presenciales. Al respecto cabe señalar que, en virtud de la información recabada en las inspecciones efectuadas en las sucursales comerciales durante el último año, se consideró pertinente -en esta RQT- modificar el indicador, pasando de UN (1) puesto de atención –como mínimo- cada doce mil (12.000) usuarios, a UNO (1) cada veinte mil (20.000) usuarios.

A su vez, cabe resaltar que ambas distribuidoras deberán dar cumplimiento, con respecto a los tiempos de espera, a que ningún usuario deberá esperar más de treinta (30) minutos para ser atendido (en Box o Caja) desde que llega a la sucursal.

## **12. Proyección de la demanda e Inclusión de la electromovilidad:**

Algunos participantes se manifestaron contra la inclusión de inversiones para la adaptación de las redes de distribución, con el objeto de afrontar el impacto que tendrá la incorporación de vehículos eléctricos en la demanda de energía y potencia, entendiendo que la cantidad de autos eléctricos actuales es insignificante. Entre los que abordaron el tema se encuentran: Ricardo Nicolás VAGO (14) y Walter MARTELLO (20). En el mismo sentido, también la CUENRE.

**Respuesta del ENRE:** Respecto a lo planteado sobre la proyección de la demanda, es muy importante considerar el impacto de las nuevas tecnologías y las nuevas fuentes de consumo que surgen de los avances tecnológicos. Es por ello que la incorporación de los autos eléctricos enchufables -como un nuevo consumo- resulta lógico, dado que se espera su consolidación en los próximos años. La estimación de la cantidad de estos vehículos y su consumo se realizará mediante modelos analíticos que integren las tasas de crecimiento históricas y el consumo promedio de dicha tecnología.

## **13. Otros aspectos:**

Seguidamente, se listan otros temas que fueron planteados en la Audiencia pero que no son considerados en el presente Informe, en orden a que no forman parte de su Objeto y/o no resultan de competencia del Organismo, a

saber: disparidad tarifaria entre distintas regiones del país, transferencia de competencias regulatorias, las deudas de las concesionarias con la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), y la composición accionaria de las empresas. También se han escuchado exposiciones referidas a la necesidad de realizar inversiones en el sistema de transporte, la fijación de una tarifa social, o sobre distintos aspectos referidos a la matriz y planificación energética, entre otros.