



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD



RESOLUCION EPRE N° 364/21

Cipolletti, 25 de noviembre de 2021.

VISTO: El expediente del registro del Ente Provincial Regulador de la Electricidad N° 30190/20, caratulado "5TA REVISIÓN TARIFARIA ORDINARIA – DISTRIBUIDORA EDERSA – PERÍODO 2021-2026", Y;

CONSIDERANDO:

Que en virtud de los Arts. 6° y 11° de la Ley Nacional N° 15.336, al igual que el Art. 80° de la Constitución Provincial y los Arts. 1°, 2° y 5° de la Ley Provincial J N° 2.902 y su Decreto Reglamentario J N° 1.291/95, corresponde a la jurisdicción de la Provincia de Río Negro todo lo relacionado con la prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica, siendo aplicable la normativa que conforma el Marco Regulatorio Eléctrico Provincial.

Que el Capítulo IX de la Ley J N° 2.902 titulado "Tarifas" en su Art. 47°, al igual que el Contrato de Concesión de la Empresa de Energía Río Negro S.A. (EDERSA) en su Art. 31°, estipula que las revisiones tarifarias ordinarias (RTO) tendrán lugar por períodos sucesivos de cinco años; y atribuye a la Distribuidora la obligación de llevar a cabo su propuesta tarifaria con un año de antelación a la finalización del período quinquenal, debiendo comprender la misma un nuevo Régimen Tarifario y Cuadro Tarifario que responda a los principios consagrados en los Arts. 41° y 42° de la Ley de Marco Regulatorio Eléctrico Provincial.

Que en el marco del procedimiento de 5ta revisión tarifaria ordinaria de la Distribuidora EDERSA, resulta oportuno mencionar que el Contrato de Concesión previó la aplicación del Cuadro Tarifario Inicial desde el 1° de noviembre de 1996; seguidamente, tuvo lugar la 1° revisión tarifaria ordinaria aprobada por Resolución EPRE N° 648/02 con vigencia desde el 1° de noviembre del año 2001 hasta el 31 de octubre del año 2006, dando así inicio al procedimiento quinquenal de revisiones tarifarias, tal como se encuentra reglado por la normativa antes citada.

Que por Resoluciones EPRE N° 118/08¹, 358/11² y 175/17³ y sin

¹ Expte. EPRE N° 5818/03

² Expte. EPRE N° 18629/11



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

perjuicio de los vaivenes económicos, políticos y sociales que han afectado a la República Argentina, el Ente Provincial Regulador de la Electricidad de Río Negro ha cumplido con la periodicidad quinquenal del procedimiento de revisión tarifaria ordinaria. De esta forma, se ha definido la tarifa para la segunda, tercera y cuarta revisión tarifaria ordinaria de la Distribuidora EDERSA, siendo la jurisdicción de la Provincia de Río Negro una de las pocas a nivel nacional en respetar este mecanismo de actualización previsto por la Ley de Marco Regulatorio Eléctrico Nacional y Provincial.

Que mediante Nota EPRE N° 302/20, de fecha 17/04/2020 y obrante a fs. 03/04, se informó a la Distribuidora EDERSA el inicio de las actuaciones administrativas de autos, a los efectos de la sustanciación del procedimiento de 5ta revisión tarifaria ordinaria. Esta misiva fue acompañada del Anexo I que comprendía los "Términos de Referencia" y como Anexo II una serie de puntos de información requeridos formalmente, todo lo cual se encuentra incorporado a fs. 05-28.

Que los Términos de Referencia definidos por este organismo, tal como se indica a la empresa EDERSA en la Nota EPRE N° 302/20 *"constituyen una guía técnica para orientar a la concesionaria en el trabajo de elaborar su propuesta tarifaria, respetando los principios tarifarios previstos en el Marco Regulatorio Eléctrico Provincial, pudiendo apartarse de éstos términos de referencia e incluso formular propuestas novedosas y alternativas, siempre y cuando sean encuadradas en la normativa regulatoria citada"*.

Que, por otro lado, después de un intercambio de notas con la Distribuidora, este Ente ha zanjado la discusión respecto de la naturaleza del procedimiento de revisión tarifaria ordinaria, definiéndose que el mismo debe necesariamente ser instado por la Distribuidora/Concesionaria a partir de la presentación de su propuesta tarifaria, debiendo por expreso mandato legal realizarlo un año antes de finalizado el período quinquenal vigente (Art. 31° Contrato de Concesión de EDERSA).

Que en fecha 30/10/20, mediante correo electrónico incorporado a fs. 85 la Distribuidora EDERSA remite dentro del plazo legal previsto por Art. 31° de su Contrato de Concesión mediante un link de la plataforma WeTransfer su propuesta tarifaria con motivo de la 5ta revisión tarifaria ordinaria.

³ Expte. EPRE N° 24998/16



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

Que de acuerdo a lo explicado en la providencia agregada a fs. 87, se ha procedido a resguardar en un CD (fs. 86), como así también en la ruta del servidor del Ente Regulador //FILE-SERVER7EPRE/5TA-RTO EDESA la totalidad de la información remitida por la Distribuidora EDESA con motivo de la presentación de su propuesta tarifaria. También expresa la providencia antes aludida que se imprime e incorpora en las actuaciones copia de la Nota EDESA GG N° 40/2020 por la cual se informa que la propuesta tarifaria ha sido elaborada conforme los términos de referencia determinados por Nota EPRE N° 302/20 y del Informe General elaborado por el consultor QUANTUM titulado "*Informe General de la Revisión Tarifaria Integral 2022 – 2026. Octubre 2020 – Informe Final*".

Que el Ente Regulador se avocó durante el mes de noviembre del año 2020 al estudio y análisis de la propuesta tarifaria presentada en término por parte de la empresa EDESA para el quinquenio tarifario 2021-2026, con el fin de llevar a cabo las consultas y aclaraciones que se considerasen necesarias para su mayor entendimiento y comprensión.

Que de esta forma, se han intercambiado con la Distribuidora EDESA más de quince notas a los efectos de realizar las consultas y pedido de aclaración pertinente; a su vez, se han trasladado las inquietudes expuestas por el Dr. Adrián Gorostiaga designado como Defensor del Usuario por Resolución EPRE N° 320/20 y se han formalizado distintos requerimientos de información necesarios para que este organismo avanzara en la elaboración del informe técnico vinculado a la Red Adaptada a la Demanda (RAD). Por otro lado, se han cursado requerimientos de información a distintos organismos como el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS), la Asociación de Profesionales del Agua y la Energía Eléctrica (APUAYE), al Departamento Provincial de Aguas (DPA), al Secretario de Energía Eléctrica de la Provincia, entre otros.

Que de acuerdo a lo dispuesto expresamente por Ley J N° 3.284 e implícitamente por la Constitución Nacional (Arts. 18°, 41°, 42° y 43°), resulta un imperativo legal disponer la convocatoria a Audiencia Pública en todo procedimiento que tenga por fin determinar una modificación tarifaria respecto del servicio público de distribución de energía eléctrica.

Que si bien las opiniones recogidas durante el desarrollo de la Audiencia Pública son de carácter consultivo y no vinculante (Art. 4° Ley J N°



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

3.284), su celebración constituye un requisito esencial a cumplir previo al dictado del acto administrativo - como expresión de la garantía de audiencia del interesado a nivel constitucional – y se estipula expresamente que su omisión es causal de nulidad del acto (Art. 5° Ley J N° 3.284).

Que, a los fines de garantizar la mayor transparencia y orden en la sustanciación de las presentes actuaciones, se dispuso que todo lo relativo a la convocatoria y celebración de la Audiencia Pública con motivo de la 5ta Revisión Tarifaria Ordinaria de la Distribuidora EDERSA se sustanciase en actuaciones separadas. De esta forma, se instrumentó de oficio la apertura de las actuaciones identificadas como Expte. EPRE N° 31148/21 y caratuladas como “AUDIENCIA PÚBLICA: 5TA REVISIÓN TARIFARIA ORDINARIA – DISTRIBUIDORA EDERSA”.

Que por Resolución EPRE N° 181/21 se dispuso la convocatoria de la Audiencia Pública para poner en conocimiento, escuchar y recibir opiniones sobre la propuesta tarifaria elaborada por la concesionaria del servicio público de distribución de energía eléctrica EDERSA para el quinquenio 2021-2026. La misma se celebraría el día 26 de julio del año 2021 desde las 10:00hs mediante modalidad virtual o remota con fundamento en la situación de emergencia sanitaria de público y notorio conocimiento producto de la propagación del virus COVID-19, previendo que la participación de los interesados sería también exclusivamente virtual o remota. Dando cumplimiento a todos los extremos reglamentarios exigidos por Resolución EPRE N° 490/00 “Reglamento de Audiencias Públicas” y Ley J N° 3.284, se dio a publicidad la convocatoria mediante su publicación en el Boletín Oficial, diario Río Negro y en la página web del Ente Regulador - https://www.eprern.gob.ar/audienciaspublicas_EDERSA.html - con suficiente antelación a su celebración, pudiéndose a través de esta última tomar contacto directo con la propuesta tarifaria de la Distribuidora EDERSA y las actuaciones administrativas identificadas como Expte. EPRE N° 30190.

Que de acuerdo a las conclusiones plasmadas por los instructores en su informe final a fs. 165-167 del Expte. EPRE N° 31148/21, se verifica que la Audiencia Pública se celebró en un clima de respeto, cumpliendo en general los participantes con el tiempo asignado para llevar a cabo sus exposiciones. Habiendo participado trece expositores, como usuarios y representantes de asociaciones y/o personas jurídicas de distinta índole, el resumen de sus exposiciones se incorpora a la presente como Anexo X, consignándose una



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

respuesta por parte de este Ente en lo que resulte conducente al objeto de la audiencia.

Que la realización de la citada Audiencia Pública, ha permitido receptar ciertas inquietudes de los usuarios del servicio público de Distribución de Energía Eléctrica que desde el Área Técnica y Directorio del EPRE se han considerado conveniente incorporar al análisis; ello así a fin de establecer la tarifa justa y razonable para la prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica por parte de la empresa EDERSA para el quinquenio 2021-2026.

Que previo a la realización de los estudios técnicos, el personal del Ente Regulador participo de un "coaching" con el Instituto de Energía Eléctrica de San Juan (IEE), dependiente de la Universidad Nacional de San Juan y del Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET), con el objetivo de profundizar y actualizar los conocimientos profesionales en temas técnicos y regulatorios. Con respecto a la Tasa de Rentabilidad (o Tasa WACC), este Directorio solicito al IEE San Juan que validara los argumentos y cálculos vinculados a la variable "riesgo país" de la tasa de rentabilidad (WACC) aplicada en esta revisión tarifaria, ya que se entendió que el riesgo país no tiene el mismo impacto en las diferentes industrias o actividades económicas.

Que, en esta oportunidad, a partir del grado de conocimiento técnico y expertise alcanzado por el personal del organismo, el Ente Provincial Regulador de la Electricidad no ha requerido asistencia de consultores externos a los efectos de llevar a cabo los estudios tarifarios necesarios para definir las condiciones y tarifa para la prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica por parte de la empresa EDERSA para el quinquenio 2021-2026.

Que la tarifa del servicio público de distribución de energía eléctrica, se compone de dos elementos fundamentales, el costo de abastecimiento (CA) y el valor agregado de distribución (VAD). El análisis pormenorizado del modelo tarifario, estudios técnicos y conclusiones se encuentra desarrollado extensamente en el informe del Área Técnica, el cual obra agregado a las actuaciones del Visto a fs. 897-1027 y se incorpora a la presente resolución como Anexo XI, constituyendo el fundamento técnico y motivación de la misma.



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

1.- COSTO DE ABASTECIMIENTO. -

Que las pautas necesarias para establecer el Costo de Abastecimiento que la Distribuidora incorporará en el cálculo de la tarifa usuario final (TUF) fueron oportunamente determinadas por el Subanexo 2 del Contrato de Concesión de EDERSA y han sido modificadas en cada revisión tarifaria ordinaria. En esta oportunidad, se tuvo en cuenta lo reglamentado por el EPRE a través de las Resoluciones N° 42/02, 178/02, 358/17, 175/17, 282/18, modificatorias y complementarias.

Que una de las definiciones obtenidas del estudio de Red Adaptada a la Demanda, es que las localidades de El Caín, Cerro Policía y El Cuy que hoy cuentan con generación aislada, deben ser abastecidas a través de líneas de interconexión (SADI), por resultar la opción técnica y económica más aceptable. Por consiguiente, el Costo de Abastecimiento asociado a dichas localidades, surgirá a partir de los precios que se establezcan en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

Que en cuanto al Costo de Abastecimiento de la zona El Bolsón - Comarca Andina, se determina el mismo, considerando las fuentes actualmente vigentes de abastecimiento (MEM y Generación Propia) y hasta tanto se reglamente un nuevo procedimiento, se mantendrá el previsto por Resolución EPRE N° 175/17, 282/18 y demás normativa y disposiciones complementarias. A partir de verificarse una vinculación al SADI que garantice el abastecimiento seguro de la demanda, se procederá a reconocer el costo de abastecimiento del Nodo Bolsón al precio del MEM; asimismo se analizará en ese momento, si corresponde el reconocimiento de una potencia con carácter de Reserva Fría.

Que para los nuevos costos que Secretaría de Energía de la Nación apruebe con posterioridad a la sanción de la reglamentación del "*Procedimiento para la determinación del costo de abastecimiento*", éstos serán incorporados conforme la naturaleza que los genera, previo análisis del EPRE.

Que, atendiendo a lo solicitado por la concesionaria en su propuesta tarifaria, se ha analizado la situación planteada respecto del costo de la energía que insumen las conexiones irregulares e ilegales, que a su vez conllevan significativos problemas para la seguridad pública en distintas localidades de la Provincia. Tratándose de una problemática creciente, el Directorio del EPRE determinará un procedimiento, para calcular el impacto de estas pérdidas y se propondrá una solución al respecto.



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

Que la solicitud de ajuste del costo de abastecimiento, acompañada de toda la documentación que la avale, deberá ser presentada formalmente por la Distribuidora EDERSA ante el EPRE; sin embargo, es facultativo para la Distribuidora solicitar el procedimiento de ajuste de costo de abastecimiento. Todo incumplimiento o demora injustificada, será considerado como ineficiencia del concesionario, teniendo por consecuencia la pérdida del derecho de obtener el ajuste del costo de abastecimiento; no obstante, el Ente Regulador cuenta con la potestad de requerir la documentación que estime necesaria para el análisis del ajuste de costo de abastecimiento, en el supuesto que se sospeche que el resultado del mismo puede ser beneficioso para los usuarios.

Que, por medio de la presente resolución, el Directorio del EPRE dispone aprobar como Anexo II de la misma el "*Procedimiento para la determinación del costo de abastecimiento*", que tendrá vigencia desde el 1° de diciembre del año 2021 hasta el 31 de octubre del año 2026. Cualquier duda por parte de la distribuidora EDERSA respecto de su implementación, deberá ser presentada formalmente al Ente Regulador para su respuesta en forma inmediata.

2.- VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN. -

Que el otro componente fundamental de la tarifa, es el Valor Agregado de Distribución (VAD), el cual remunera la gestión de la distribuidora, a partir de capitalizar los activos de la empresa de acuerdo con la vida útil regulatoria, los costos de las pérdidas técnicas de la transmisión de potencia y los costos de explotación, que se integran con los costos de personal y los costos materiales destinados a la gestión técnica y comercial afectada a la prestación del Servicio Eléctrico. La tarea de determinar una tarifa justa y razonable, necesariamente debe llevarse a cabo a través de una serie de estudios técnicos sucesivos y vinculados entre sí, que abordan cinco grandes aspectos: i) proyección de demanda a satisfacer durante el quinquenio; ii) sistema físico (instalaciones eléctricas) necesario para atender la demanda proyectada (red adaptada a la demanda); iii) determinación del costo de capital o anualidad (amortización y rentabilidad); iv) costos asociados a las instalaciones eléctricas, como los de su operación y mantenimiento para la prestación regular del servicio (modelo empresa ideal o MEI); y v) determinada la tarifa necesaria (VAD), definir su asignación a las distintas categorías de usuarios en función de los costos que éstos representan al sistema (campaña de medición, factores de responsabilidad y régimen tarifario).



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

2.1.- Estudio de proyección de demanda. -

Que, en primer término, respecto del estudio llevado a cabo a los efectos de analizar la proyección de demanda para el quinquenio 2021-2026 - "Análisis prescriptivo sobre la demanda 2026" a fs. 857-859 -, el mismo fue elaborado a partir del estudio de proyección de demanda al 2030 presentado por la empresa EDERSA como parte integrante de su propuesta tarifaria. Estos valores fueron ajustados en función del a) Plan Director de la Provincia de Río Negro al 2030 para el diseño de la RAD y b) Declaraciones Juradas mensuales de demanda media desagregada (DMD) presentadas por la Distribuidora a CAMMESA, con relación a la energía vendida y comprada, como también sobre la cantidad de usuarios por segmento.

Que la Distribuidora realiza su presentación con datos de abril 2020 y el Ente Regulador actualmente, a través de las declaraciones juradas de demanda media desagregada (DMD) presentadas por EDERSA a CAMMESA, verifica una demanda superior a la informada en los primeros años del quinquenio. Por otro lado, la Distribuidora indica menor cantidad de usuarios que los reconocidos en los DMD con aumento del consumo medio. Como resultado de la combinación de ambos factores en la propuesta de la distribuidora, el informe concluye que se alcanza el escenario año 2026 propuesto por la empresa EDERSA; pero a partir de un dato inicial de energía vendida en el año 2022 más elevado que respecto del considerado por la Distribuidora.

2.2.- Estudio de Red Adaptada a la Demanda (RAD). -

Que, como segundo aspecto, corresponde señalar la necesidad del diseño teórico de una red de distribución adaptada técnicamente a la demanda proyectada; este estudio es denominado comúnmente como Red Adaptada a la Demanda (RAD). El cálculo de la tarifa a usuario final (TUF) se realiza sobre la base de una empresa eficiente que opera una red de distribución adaptada técnicamente a las necesidades de la demanda y económicamente valorizada a nuevo, entendiendo como tal, a la red eléctrica que permita abastecer las necesidades de los usuarios al mínimo costo presente y a lo largo del quinquenio 2021/2026, garantizando los niveles de calidad exigidos por Contrato de Concesión.



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

Que tal como se ha podido verificar a partir del estudio de proyección de demanda antes aludido, las proyecciones realizadas por la firma ASINELSA en el estudio elaborado en el marco de la 4ta Revisión Tarifaria Ordinaria (fs. 1666/1745 del Expte EPRE N° 24998) resultaron a la fecha superiores a las cantidades realmente facturada por la empresa EDERSA. Por este motivo, respecto de las redes en baja tensión (BT) se ha decidido incorporar las cantidades físicas de instalaciones previstas en oportunidad de la 4ta RTO para el último año del quinquenio tarifario al primer año de este nuevo quinquenio (2021); mantener el incremento de longitudes de redes en BT previstas para el quinquenio 2016-2021 para la proyección 2021-2026; y mantener los mismos diseños constructivos

Que respecto al detalle de materiales que componen las acometidas y los distintos tipos de medidores para cada tipo de suministro (monofásico y trifásico) en baja tensión (BT), se verifica lo presentado por la Distribuidora EDERSA en su propuesta tarifaria. En cuanto a las cantidades de acometidas y medidores, las mismas fueron ajustadas al mercado de usuarios según las cantidades determinadas en el estudio de proyección de demanda.

Que para las líneas aéreas de 132 kV (LAT 132 kV), se adoptaron los tipos de postación y secciones de conductores que corresponden al diseño constructivo actualmente vigente y en servicio; se considera el incremento de la demanda previsto al año 2026 inclusive y al igual que en anteriores revisiones tarifarias, el dimensionamiento de la longitud del sistema eléctrico en 132 kV se ajusta en función de la demanda eléctrica propia de la distribuidora (por ejemplo para la ET Alicurá – ET Pilcaniyeu no se considera la demanda de la Cooperativa de Electricidad Bariloche Ltda.).

Que en el caso de líneas aéreas de 66-33 kV, se llevó a cabo un estudio de flujos de cargas, verificándose que los tipos de postación se corresponden al diseño constructivo actualmente vigente y en servicio, como así también con las longitudes reales. En virtud del estudio de red adaptada a la demanda, determinadas secciones y materiales de conductores fueron considerados adaptados a la condición de niebla salida, a partir de la incorporación de aislación polimérica de alta polución, a saber: i) un total de 80,2 km km (ET4 SAE-Pto. SAE, ET4SAO-ET2SAO, ET4SAO-ET2LG, ET4SAO-Pto. De Seccionamiento en 33 kV) y ii) los primeros 30 km de la línea ET4SAO-ET3 Valcheta desde su inicio en ET4SAO.



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

Que, en virtud de considerarse en el diseño constructivo de la red adaptada a la demanda, la adecuación a la condición de niebla salida, se deja constancia que cuando se verifique este fenómeno climático, el mismo no será considerado como caso fortuito o fuerza mayor a los fines del análisis de los indicadores semestrales de calidad de servicio y producto técnico.

Que se verificó el resultado de flujos de potencia presentado por la Distribuidora como "Alto Valle_Medio-66 kV_EDERSA.pdf", coincidiendo en los resultados y, por lo tanto, se concluye que los siguientes tramos de LAT de 66 kV son validados a través del estudio de la RAD para su consideración en el valor nuevo de reemplazo (VNR), pero como función de respaldo ante una eventual salida de servicio (condición N-1): a) ET4 Gral. Roca Pto. Seccionamiento; b) Pto. De Seccionamiento Gral. Roca-ET3 Guerrico; c) Pto. De Seccionamiento Gral. Roca-ET3 Huergo; y iv) ET3 Chimpay-ET3 Chimpay II

Que en cuanto a las estaciones de transformación (EETT) en 66 kV/13,2 kV y 33 kV/13,2 kV, se dispone incorporar dos (2) unidades de transformación móviles UTM de 66/13 y de (2) UTM 33/13 en carácter de Reserva en Frío ante fallas de algún transformador en el sistema de 66 y 33 kV, para garantizar la continuidad del servicio en condiciones N-1. Por último, en forma similar a las consideraciones realizadas en las instalaciones de líneas respecto a la niebla salina en la zona atlántica, los TP instalados en ET2 LG (2), ET2LG SUR, ET2SAE (2) ET2 SAO poseen aislación de alta polución en sus aisladores pasa tapas, por lo que las contingencias que pudieran afectar estas instalaciones no deberán ser consideradas como caso fortuito o fuerza mayor.

Que a partir de la tecnología y componentes que describe la Distribuidora EDERSA en su propuesta tarifaria, respecto del Centro de Tele Operación (COD), se considera la incorporación en el VNR del equipamiento actual para la operación y medición a distancia de las instalaciones eléctricas en 132 kV y 66 kV propias de la RAD.

Que en cuanto a las obras ejecutadas por la Provincia de Río Negro a partir de la financiación con recursos provenientes del Fondo Especial para el Desarrollo Eléctrico del Interior (FEDEI), se realizó consulta a la Secretaría de Estado de Energía de la Provincia en cuanto a las novedades 2016-2021 y se mantuvo la misma consideración que en la 4ta Revisión Tarifaria Ordinaria (Resolución EPRE N° 175/17). De esta forma, se considera en tarifa la amortización correspondiente de su valor a nuevo.



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

2.2.a.- Obras Especiales. -

Que, por otro lado, la distribuidora en su propuesta tarifaria incorpora una serie de obras que denomina "*Inversiones Especiales*", indicando cada período anual del quinquenio en que serán ejecutadas y procurando su consideración en tarifa, adicionalmente a las instalaciones resultantes del estudio de red adaptada a la demanda. Se aprecia que las obras propuestas, comprenden obras anuales de reemplazo por requerimiento de la demanda y otras obras especiales que pueden o no, resultar necesarias durante un quinquenio.

Que, a partir del análisis realizado por este Ente, habiéndose considerado lo informado por Nota GG N° 60/21, la Nota N° 183/21 emitida por la Secretaria de Energía Eléctrica de Río Negro y las exposiciones al respecto vertidas en la Audiencia Pública, se indican en el dictamen técnico a fs. 912/913, las obras que se incorporan en el VNR como obras anuales de reemplazo por requerimiento de la demanda y las consideradas específicamente como obras especiales.

Que, respecto a las obras anuales de reemplazo por requerimiento de la demanda, se reconocen aquellas consideradas óptimas y necesarias para la sustentabilidad técnica, asegurando la calidad del servicio para la actual y futura demanda proyectada en el período quinquenal, que se determinan como resultado del estudio de red adaptada a la demanda. En el Anexo VIII del dictamen técnico (fs. 1021), se detallan las obras que propuso la distribuidora y que fueron consideradas en el estudio de red adaptada a la demanda (RAD); se respetan los plazos de ejecución establecidos por EDERSA en su propuesta tarifaria para cada año del quinquenio, como así también la valorización realizada actualizada por indicador IPIM a agosto 2021.

Que este Ente considera como "*obras especiales*", aquellos proyectos cuyo desarrollo debe incorporarse con el propósito de: i) asegurar la confiabilidad del servicio en distintos puntos del sistema de distribución, ante eventuales contingencias en el sistema de transporte nacional de energía eléctrica; b) disminuir costos en el abastecimiento de la demanda en parajes aislados del sistema interconectado nacional; c) incorporar tecnologías operativas que mejoren tiempos de restitución del servicio eléctrico.



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

Que conforme lo analizado por el Área Técnica del EPRE y la instrucción impartida por Secretaría de Estado de Energía de la Provincia, con fundamento en el Art. 37° de la Ley J N° 2.902, este Directorio considera necesario, oportuno y conveniente considerar en la tarifa del quinquenio 2021-2026 el siguiente listado de "Obras Especiales":

- 1.- Soterramiento Alimentador 13,2 kV N° 3 y 5 y LMT kV salidas Alto Valle – Cipolletti.
- 2.- ET 33/13,2 kV LAS PERLAS 10 MVA.
- 3.- LMT 33 KV Alto Valle - Las Perlas Trifásica convencional Postación mixta 3 x 120 mm²
- 4.- 100 km Interconexión El Cuy y Cerro Policía Trifásica Convencional
- 5.- 45 km de LMT de Interconexión El Cuy y Cerro Policía Trifásica Convencional y la ET 33/13,2 KV 5 MVA para la interconexión de El Cuy y Cerro Policía
- 6.- LMTR 19 kV Maquinchao El Cain Monofásica Convencional
- 7.- Nueva LMT 33 KV Menucos -Sierra Colorada Trifásica Convencional

Que al respecto de estas obras especiales, se ha respetado el cronograma anual de ejecución y puesta en servicio expuesto por EDERSA en su propuesta tarifaria, considerando el mismo costo unitario original actualizado a agosto 2021 mediante indicadores IPIM y adicionando un dos coma nueve por ciento (2,9%) de interés intercalar al monto total de la inversión. El Anexo IX del dictamen técnico (fs. 1022) presenta el detalle de estas obras especiales, su justificación técnica y valorización, incorporándose a esta resolución también como Anexo X de la misma.

Que, con relación al control de la ejecución de estas obras especiales, de acuerdo a lo expresado en los considerandos que anteceden, este Directorio ha resuelto que las mismas sólo se incorporarán en la tarifa usuario final (TUF) en la medida que se verifique su ejecución y puesta en servicio. Estas obras han sido incorporadas en cada uno de los VNR anuales, impactando en los cargos de distribución y de gestión comercial. Sin embargo,



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

sólo se incorporarán en las fórmulas de cálculo de los cuadros tarifarios trimestrales, si y sólo si en forma previa media certificación de la Secretaría de Estado de Energía de la Provincia por la cual se informe la ejecución y puesta en servicio de las mismas.

Que, con carácter complementario, se instruirá a la distribuidora EDERSA por medio de la presente resolución, para que durante el transcurso del quinquenio 2021-2026, tenga la obligación de presentar con periodicidad trimestral un informe con carácter de declaración jurada donde consigne el detalle de avance de las Obras Especiales aprobadas (Anexo X), a los fines del seguimiento del cronograma de ejecución, con fundamento en las consideraciones expuestas en la presente.

2.2.b.- Pérdida técnica de energía. -

Que la pérdida técnica de energía solicitada por la distribuidora en su propuesta tarifaria, que surge por la diferencia entre energía inyectada a la red y la energía facturada, representa en promedio nueve coma veintiocho por ciento (9,28%), equivalente a 136.467 MWh. El estudio realizado por el Área Técnica, determino una pérdida técnica de energía en promedio del ocho coma ochenta y cuatro por ciento (8,84%), equivalente a 117.193 MWh.

2.3.- Costo de Capital. -

Que, como tercer aspecto fundamental, corresponde analizar la determinación del costo de capital o anualidad. Este concepto monetario anual, está conformado a su vez por dos componentes: i) amortización anual de las instalaciones, valorizadas a nuevo (VNR); y ii) rentabilidad anual de la distribuidora (conf. Art. 42° Ley J N° 2.902).

Que en forma coincidente, la propia distribuidora en la página 6 de su propuesta tarifaria – Informe General -, explica que "(...) la base de cálculo (Valor Nuevo de Reposición –VNR) con la cual se determina la anualidad; la que por un lado contiene las amortizaciones, las cuales permiten recuperar el capital inmovilizado y resultan el sustento de las inversiones necesarias que debe realizar la Distribuidora para que de esa manera se puedan reponer los bienes que por el simple transcurso del tiempo se van deteriorando; y por el otro la remuneración a las distintas fuentes de financiamiento de la Empresa, la cual es imprescindible mantener en términos reales, ya que de no ser así se



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

estaría cercenando, parcial o totalmente, el justo reconocimiento que debe recibir como pago el capital".

Que, a fin de calcular la anualidad, este Ente realiza el estudio del VNR para lo cual ha procedido al análisis y verificación de cada uno de los costos unitarios considerados en cada nivel de tensión por parte de la distribuidora en su propuesta, tanto en precios de materiales, mano de obra, como en cantidad de material incorporado al cálculo unitario. Los precios de materiales fueron actualizados a agosto 2021, respetando la parametrización propuesta por EDERSA a partir del INDEC.

Que el cálculo económico del VNR en función de los resultados del estudio de red adaptada a la demanda (RAD), actualizado en cantidades y dimensionamiento físico según lo exige la proyección de demanda para cada año del quinquenio, el plan de obras especiales y las obras ejecutadas con fondos FEDEI, permiten determinar un VNR para cada año del quinquenio y de esta forma, calcular la amortización anual de las instalaciones.

VNR	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Costo de VNR TOTAL	\$ 25.690.183.966	\$ 26.156.836.946	\$ 26.695.879.514	\$ 27.360.851.779	\$ 27.998.655.321
Costo de VNR Obras por Demanda	\$ 24.219.169.990	\$ 24.658.520.347	\$ 25.147.257.104	\$ 25.673.492.871	\$ 26.426.771.017
Costo de VNR Obras FEDEI	\$ 1.471.013.977	\$ 1.471.013.977	\$ 1.471.013.977	\$ 1.471.013.977	\$ 1.471.013.977
Obras Especiales del Año Anterior	\$ 0	\$ 37.302.622	\$ 77.608.433	\$ 216.344.932	\$ 100.870.328

Que resulta importante resaltar que, en esta revisión tarifaria se introducen al cálculo de VNR y de la base de capital regulada, los bienes asociados directamente a la prestación del servicio con vidas útiles superiores a 1 año y que se denominan a los fines de su distinción, como VNR No Eléctrico. El VNR No Eléctrico entonces, se refiere a la valorización a nuevo de los equipamientos de medición de calidad de servicio, de campaña de medición de caracterización de cargas, máquinas y herramientas, hardware y comunicación.

Que con relación a la rentabilidad y de acuerdo a los informes técnicos incorporados a fs. 860-868 y 869-877, este Ente determina una tasa real antes de impuestos del siete coma dieciocho por ciento (7,18%), la cual debe aplicarse sobre la base de capital regulada (VNR Eléctrico y VNR No Eléctrico, excluyendo previamente el valor de las instalaciones ejecutadas a partir de fondos del FEDEI o por terceros).



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

ETAPA	Amortizaciones (VNR)	Rentabilidad (Art.42 L 2902)	Costo de Capital (Ck)
Año 1	\$ 792.672.183	\$ 1.202.359.081	\$ 1.995.031.264
Año 2	\$ 807.818.855	\$ 1.225.834.433	\$ 2.033.653.288
Año 3	\$ 824.065.109	\$ 1.252.084.415	\$ 2.076.149.524
Año 4	\$ 843.367.384	\$ 1.285.463.587	\$ 2.128.830.971
Año 5	\$ 862.416.069	\$ 1.317.294.945	\$ 2.179.711.014
Total 5ta RTO	\$ 4.130.339.600	\$ 6.283.036.461	\$ 10.413.376.061

Que, en virtud del análisis expuesto hasta el momento, resulta necesario detenerse en una serie de objeciones expuestas por distintos usuarios en el marco de la audiencia pública. La gran mayoría de los expositores, entre ellos los representantes de la Cámara de Comercio, Industria y Producción de Villa Regina, la Cámara de Agricultura, Industria y Comercio de General Roca (CAIC), Federación de Productores de Frutas de Río Negro y Neuquén y Consorcio de Regantes de Allen y Fernández Oro, como así también la Defensora del Pueblo de la Provincia de Río Negro, manifestaron en términos inequívocos su preocupación por la evidente falta de mantenimiento e inversión realizada por la empresa EDERSA, la aparente falta de interés en realizar una correcta prestación del servicio público, como así también mencionan la falta de herramientas de control eficientes por parte del Ente Regulador y la necesidad de mayor información en cuanto a las inversiones ejecutadas.

Que corresponde explicar a los usuarios, que la tarifa comprende – conforme lo expresado en consideraciones anteriores – un componente denominado amortización anual, que provee los recursos necesarios a la distribuidora para ejecutar las obras anuales de reemplazo, necesarias para mantener a nuevo las instalaciones eléctricas y realizar las obras que requiera la demanda. La concesionaria tiene la exclusiva responsabilidad y obligación de realizar las inversiones necesarias para garantizar la prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica, de acuerdo a los niveles de calidad exigidos por Subanexo 3 del Contrato de Concesión. Esta obligación contractual, es de carácter sustancial, y se encuentra expresamente prevista en el Art. 16° y Art. 25° inc. f) del Contrato de Concesión de la distribuidora EDERSA.

Que de acuerdo al modelo regulatorio que deriva del Marco Regulatorio Eléctrico Provincial, en principio, el Ente Regulador lleva adelante



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

un control expost o de resultado, es decir que frente a una deficiente prestación del servicio producto de la falta de inversión o mantenimiento, se aplican las multas conforme la metodología de cálculo prevista por el Contrato de Concesión de EDERSA.

Que el Art. 42° de la Ley J N° 2.902 prevé expresamente que "(...) Toda ineficiencia empresaria, ya sea de transportistas, distribuidores y/o generadores aislados, no podrá ser trasladada a los precios y deberá ser absorbida por la rentabilidad".

Que, por consiguiente, con fundamento en las consideraciones que anteceden y en respuesta a la preocupación expresada por los usuarios en el marco de la audiencia pública, el Directorio del EPRE entiende necesario, oportuno y conveniente disponer para el quinquenio 2021-2026 que la distribuidora EDERSA, presente con una periodicidad trimestral un informe con carácter de declaración jurada que consigne detalle de inversiones realizadas y montos de las mismas.

Que este organismo podrá requerir ampliación de información, especificaciones sobre las inversiones que informe la distribuidora o lo que se estime necesario; cualquier negativa a brindar la información requerida por este medio, será considerado como incumplimiento y como tal sancionable.

Que cualquier incumplimiento en que incurra la distribuidora, ya sea total o parcial, respecto de sus obligaciones regulatorias (Resoluciones EPRE N° 348/02, 350/02, 351/02, 311/11 y 323/1148/08, etc.), sin perjuicio de la multa que pudiera recaer, este Ente deberá analizar en cada oportunidad, atendiendo a la gravedad y magnitud del incumplimiento, si corresponde disponer el descuento en tarifa de los recursos reconocidos tarifariamente a la distribuidora.

2.4.- Modelo Empresa Eficiente (MEI). -

Que el cuarto aspecto para la determinación del VAD, consiste en la evaluación de los costos de funcionamiento de una Empresa Eficiente, con capacidad técnica y operativa de gestionar la red de distribución, que se encuentra adaptada a la demanda (RAD) y valorizada a nuevo (VNR). Los costos asociados a esta gestión eficiente de la prestación del servicio, integran la Tarifa a Usuario Final.



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

Que para el cálculo de los costos de explotación técnica y comercial que corresponden reconocer en tarifa, se utilizó el Modelo de Empresa Eficiente (MEI), desarrollado por la empresa BA Energy Solutions (Expte. EPRE N° 22372) y cuya metodología de cálculo es similar a la empleada por el EPRE en anteriores revisiones tarifarias.

Que en función de la Resolución EPRE N° 175/17, 115/20 y modificatorias, actualmente la dotación de la empresa ideal (Modelo MEI) contempla 417 personas. En su presentación tarifaria, la distribuidora incorporó una dotación total para el año 1 de 501 alcanzando los 515 empleados en el año 5. Aunque el informe elaborado por la consultora QUANTUM señala que la dotación de la empresa responde a una dotación eficiente, no se ha encontrado en su propuesta, los parámetros o ratios de eficiencia adoptados que lo fundamenten. Sin embargo, cabe aclarar que el personal solicitado abarca la actividad de distribución, generación y transporte.

Que atendiendo a las observaciones realizadas por varios expositores en la audiencia pública, se ha procedido desde el Ente Regulador a revisar los indicadores de eficiencia del modelo de MEI, a saber: i) los ratios de eficiencia relacionados con las tareas de operación, inspecciones preventivas (Con Tensión) y mantenimientos preventivos y correctivos (sin tensión) y que los mismos estén asociados a las instalaciones eléctricas valorizadas a nuevo (VNR); ii) los ratios por cantidad de lecturas/día asociados a las actividades comerciales de toma de lectura; iii) los porcentajes de actividades o servicios prestados por empresas contratadas (tercerización); iv) nuevas formas de comunicación entre la distribuidora y los usuarios para agilizar la atención de reclamos, como así también para que el usuario reciba digitalmente la factura (vía correo electrónico o app); y v) mejora de eficiencia por incorporación de inversiones tecnológicas consideradas en los VNR.

Que específicamente en cuanto a la determinación de la dotación de personal del modelo MEI, para el análisis de la eficiencia se ha adoptado una "banda de eficiencia" que considera cantidad de usuarios del mercado respecto a cantidad total de empleados necesarios. De esta forma, se entiende que la "banda de eficiencia" debe estar en un rango de 600 a 800 usuarios por empleado, criterio avalado por el Instituto de Energía Eléctrica de San Juan.



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

Análisis de eficiencia en la dotación de personal	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Proyección de crecimiento de la demanda (número de usuarios)	263.637	269.885	276.152	282.565	288.971
Evolución de la dotación de personal (propio y tercerizado)	456	457	460	461	462
Ratio: Usuarios/Personal del modelo MEI	578,15	590,56	600,33	612,94	625,48

Que, a partir de los resultados obtenidos, se observa que la dotación del modelo MEI durante el transcurso del quinquenio 2021/2026 se adapta a partir del Año 3 al marco de eficiencia requerido por Art. 41° de la Ley J N° 2.902. Las razones por las cuales la dotación para los años 1 y 2 se encuentra fuera del marco de eficiencia, responde a que el Modelo MEI incorpora personal para la operación de la Central Térmica El Bolsón y, por otro lado, considera en cumplimiento de los Convenios Colectivos de Trabajo, dos (2) personas en cada uno de los Distritos Operativos ubicados en los distintos puntos de la Provincial en concepto de guardias de reclamo (atención permanente las 24 hs/día) de los usuarios. Se aclara que no incluye la actividad de transporte.

Que con el objeto de comprender y relacionar los conceptos salariales de cada escalafón propio de los Convenios Colectivos de Trabajo de las asociaciones sindicales de la actividad (APUAYE y FATLyF) respecto de los niveles jerárquicos del Modelo MEI, el EPRE realizó pedidos de información a ambas agrupaciones, habiendo mantenido asimismo reuniones de trabajo al respecto. De esta forma, además de la relacionar el escalafón de cada Convenio Colectivo con el del Modelo MEI, se determinó una antigüedad media de un trabajador dentro de cada jerarquía, para poder determinar así los costos adicionales anuales fijos y los costos salariales que dependen de los años de servicio de la persona, como ser adicional por antigüedad en el servicio, el Reconocimiento Anual Variable (RAV) y la bonificación especial por jubilación.

Que el valor básico salarial ha sido considerado a septiembre del año 2021, de acuerdo a las actas acuerdo suscritas por EDERSA con FATLyF en fecha 03/05/21 y con APUAYE en fecha 17/06/21, obrantes en el Expte. EPRE N° 31.009/21. En cuanto a los niveles jerárquicos del Modelo MEI Subgerente, Gerente y Gerente General, fueron entendidos como personal "fuera de convenio", aunque con condiciones laborales similares al personal convenionado.

Que la dotación del personal y sumas remunerativas brutas para cada uno de los años del quinquenio se encuentran resumidas y expuestas con



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

detalle en el Anexo VI cuadros 1.1.2/1.1.3/1.1.4/1.1.5/1.1.6 titulados Cálculo de la Dotación y Organigrama a fs. 1002-1018.

Que respecto de la dotación vehicular del Modelo MEI, se asignan los vehículos y máquinas de acuerdo a las funciones y cantidad de personal en las actividades de administración y comercial; para cada uno de los años del quinquenio se determinan cantidades de vehículos en función de las cantidades de instalaciones nuevas y usuarios proyectados. Para reconocimiento de los costos de la dotación óptima de vehículos, se considera a través del sistema leasing a cinco años de renovación. La dotación y costos asociados al parque automotor, camionetas y equipos pesados queda definida en los cuadros 2.4.1. y 2.4.2. del Anexo VI antes citado.

Que además del costo de personal y vehicular, la distribuidora tiene otros costos de explotación representados por distintos rubros, a saber: gastos generales, viático y movilidad, relaciones institucionales, comunicaciones, honorarios de terreros e informática. Corresponde remitir al dictamen técnico, donde se lleva a cabo el análisis pormenorizado de cada rubro.

Variables	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Costo MEI	\$ 2.866.312.510	\$ 2.877.593.558	\$ 2.896.736.086	\$ 2.908.829.803	\$ 2.922.312.285
Costo Salarial	\$ 1.871.737.329	\$ 1.875.761.055	\$ 1.883.627.063	\$ 1.885.072.965	\$ 1.889.023.217
Costo No salarial	\$ 994.575.181	\$ 1.001.832.503	\$ 1.013.109.023	\$ 1.023.756.838	\$ 1.033.289.068

2.5.- Campaña de Medición. -

Que otro aspecto fundamental de la tarifa, es la determinación de la "estructura tarifaria". Según el Art. 41° inc. b) puntos 1, 2 y 3 del Decreto Reglamentario N° 1.291/95, la estructura tarifaria se determina según: i) magnitud del consumo, ii) nivel de tensión del suministro, y iii) comportamiento típico de los consumos. En virtud de estos parámetros, se deben establecer los factores objetivos que permiten la asignación de costos, que debe pagar el usuario por la prestación del servicio.

Que la campaña de medición es el estudio que constituye la principal herramienta con la que cuenta el Ente Regulador para analizar el comportamiento típico de los distintos tipos de usuarios (modalidad de consumo) y así, asignar a éstos los parámetros o factores de responsabilidad



Provincia de Río Negro
**ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD**

respecto de los costos por la prestación del servicio. A través de este estudio y la determinación de los mencionados factores de responsabilidad, también se garantiza el cumplimiento del principio tarifario por el cual, cada usuario o grupo de usuario con igual o similar modalidad de consumo, debe afrontar en tarifa los costos que le insumen a la distribuidora (Art. 43° Ley J N° 2.902).

Que en las actuaciones administrativas identificadas como Expte. EPRE N° 24443/15 y caratuladas "CAMPAÑA DE MEDICIÓN – CUADRO TARIFARIO 2016-2020" ha tramitado todo lo relacionado con la campaña de medición necesaria para la determinación de la tarifa para el quinquenio 2021-2026. A partir de las constancias del expediente antes referenciado, puede apreciarse que la Distribuidora EDERSA no ha dado cumplimiento a la ejecución de la campaña de medición, a pesar de haberse reconocido en tarifa por Resolución EPRE N° 175/17 los recursos económicos necesarios.

Que, en virtud del incumplimiento antes mencionado, por Resolución EPRE N° 287/21 se dispuso aplicar a la Distribuidora una multa por un valor de pesos dos millones doscientos cincuenta y seis mil quinientos (\$2.256.500). A partir del análisis de los valores monetarios reconocidos trimestralmente en tarifa desde 01/08/2017 al 31/10/2021 (Resoluciones EPRE N° 175/17, 45/21, 52/21 y 94/21) y actualizados por índice IPIM a agosto 2021 (Informe técnico a fs. 839-842), se determinó que la concesionaria habría percibido un monto actualizado de pesos dieciséis millones ochocientos catorce mil ciento treinta y cuatro (\$16.814.134).

Que la ejecución de la campaña de medición, constituye una obligación de carácter sustancial en los términos del Contrato de Concesión de la Distribuidora EDERSA, encontrando sustento legal tanto en la Ley J N° 2.902, su Decreto Reglamentario N° 1.291/09, como en la Resolución EPRE N° 48/08. Por consiguiente, habiéndose reconocido tarifariamente los recursos necesarios con un fin específico y no cumpliendo la distribuidora con la obligación de ejecutar la misma, este Directorio ha dispuesto, además de la multa antes señalada, el descuento del valor monetario antes referenciado del Valor Agregado de Distribución (VAD) anual.

Que atento al incumplimiento por parte de la Distribuidora, el Área Técnica del EPRE llevó a cabo un análisis de los resultados de la Campaña de Medición utilizada para la definición de la tarifa del quinquenio 2016-2021, ajustando el valor de energía total de cada usuario característico del nuevo



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

mercado y empleado el mercado de EDESA para el año 2019; este informe se encuentra incorporado a fs. 844-856. De esta forma, se actualizan los factores de asignación de costos que intervienen en las fórmulas tarifarias de los cargos fijos y variables, obteniéndose los: i) factores de asignación para la compra de potencia y uso del sistema de transporte; ii) factores de simultaneidad de las instalaciones; iii) parámetros de pequeñas demandas; y iv) factores de responsabilidad de la categoría en cada nivel de tensión.

3.- DETERMINACIÓN DEL COSTO DE RED Y COSTO DE GESTIÓN COMERCIAL.

Que, en virtud del análisis de los distintos aspectos técnicos, que se relacionan estrechamente entre sí para alcanzar el objetivo de determinar una tarifa usuario final, justa y razonable, resta analizar por último cómo se obtiene el Valor Agregado de Distribución (VAD). El VAD se encuentra integrado por el Costo de Redes y el Costo de Gestión Comercial.

Que el Costo de Redes o Costo Distribución propiamente dicho, es el concepto que integra todos los costos de gestión de la empresa, con excepción del costo asociado a la gestión comercial. Por consiguiente, el mismo representa el costo de gestión empresarial, destinado a operar y mantener el sistema de distribución adaptado a nuevo, obteniendo la anualidad o costo de capital (compuesto por amortización y rentabilidad) con el objetivo de prestar un servicio respetando los niveles de calidad y seguridad pública previstos en el Contrato de Concesión.

Que el Costo de Redes, se determina a su vez por nivel de tensión con el objeto de definir los cargos de distribución (CD); de esa manera se obtiene los montos que se exponen en el ANEXO IV 2 para cada año del quinquenio, que resultan ser una serie de valores expresados en \$/kW como el cociente entre el costo de redes y la respectiva demanda asociada al nivel de tensión. La responsabilidad de cada categoría tarifaria prevista en el régimen tarifario para abonar el CD correspondiente, la define justamente un factor de responsabilidad que surge a partir de los resultados de la campaña de medición.

Que, por otro lado, los cargos de gestión comercial deben reflejar el tipo de medición, monofásica o trifásica; por lo que se consideran los VNR presentados en el Anexo III-3-8, calculándose los Costos de Capital asociados



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

a los tipos correspondientes de acometidas y medidores. Finalmente, este monto anual discriminado por tipo de mediciones y por niveles de tensión se lo ha adicionando a los costos de gestión comercial de la categoría tarifaria que corresponda. En el Anexo VII del dictamen técnico a fs. 1019/1020, se muestran los CGC para cada uno de los años del quinquenio.

Que, del análisis comparativo tarifario realizado por el Área Técnica, resulta una tarifa decreciente en términos reales por criterios de eficiencia en su diseño y dado que, el crecimiento de la demanda es superior al Valor Agregado de Distribución; cumpliéndose con las previsiones de los Arts. 41° inc. b) y 46° de la Ley J N° 2902. Complementariamente, la tarifa cumple con el Art. 45° del Decreto N° 1291/95, en cuanto a que el incremento de la tarifa es menor al veinte por ciento (20%) de la tarifa media provincial de manera global, con un aumento del trece coma ochenta y un por ciento (13.81%). A partir de la comparación de la tarifa con las tarifas vinculadas a actividades económicas expuestas a la competencia de sus pares en Chile y Brasil, se aprecia su competitividad ya que la misma es con relación a Chile 30.98% inferior para grandes usuarios menores a 30 Kw de potencia y 17.05% inferior para grandes usuarios con demanda mayor a 300 kw de manera mensual. Mientras que en Brasil la tarifa resulta ser 33.89% inferior para los grandes usuarios menores a 30 kw, y 1.37% menor para los usuarios con un consumo superior a 300 kw.

Que, con fundamento en las consideraciones técnicas y legales antes expuestas, el Directorio del Ente Provincial Regulador de Electricidad de Río Negro entiende necesario, oportuno y conveniente aprobar el Valor Agregado de Distribución (VAD) representado por los Costos de Distribución (CD) y Costos de Gestión Comercial (CGC) que resultarán aplicables para cada año del quinquenio tarifario 2021-2026, de acuerdo a la vigencia expuesta en el resolutivo.

Que con relación al VAD del año 1°, siguiendo las recomendaciones expuestas por los usuarios en la audiencia pública, como así también por el Defensor del Usuario y la Defensora del Pueblo de la Provincia, este Directorio aprecia como necesario, oportuno y conveniente, en virtud del principio de gradualidad y razonabilidad, aprobar un incremento tarifario en forma progresiva a través de dos escalones, con vigencia para los meses de diciembre 2021 y enero 2022 en adelante.



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

4.- ESTRUCTURA TARIFARIA. REGIMEN TARIFARIO.

Que en cuanto a la estructura tarifaria para el quinquenio 2021 – 2026, la misma ha sido definida a partir de un nuevo Régimen Tarifario, que mantiene los grandes lineamientos estructurados en anteriores revisiones tarifarias. Respecto del anterior Régimen Tarifario aprobado por Anexo I de la Resolución EPRE N° 175/17, se mantienen para el quinquenio 2021 – 2026 las nuevas categorías tarifarias creadas a instancia de normativa nacional y provincial, estas son la tarifa social (T1S), la tarifa para entidades de bien público (T1EBP) y la tarifa para electrodependientes por cuestiones de salud (T1ED); también se mantiene la tarifa para usuarios generadores (T1UGER) reglamentada por Resoluciones EPRE N° 64/17, 63/18, 169/20 y modificatorias; al igual que la posibilidad de pago mensual de las facturas bimestrales respecto de los usuarios de pequeñas demandas.

Que, en respuesta a la inquietud de varios usuarios, expuesta en el marco de la audiencia pública, la tarifa de riego agrícola se mantiene igual que en anteriores regímenes tarifarios, permitiendo efectuar declaraciones de potencia variables, sin efectuarse ningún tipo de modificación a los subsidios provinciales previstos para este tipo de actividades.

Que, en el nuevo Régimen Tarifario, se ha decidido agrupar las categorías T1R.2.1, T1R.2.2, T1R.2.3, T1R.2.4 en una sola categoría T1R2 y las categorías T1G.2.1, T1G.2.2, en una sola categoría T1G2, al igual que lo realizado en las últimas revisiones tarifarias de las distribuidoras CEB y CEARC. Por otro lado, se elimina la categoría en bornes para tarifas pequeñas demandas (T1).

Que con el fin de entender lo dispuesto por Resolución N° 131/21 de la Secretaría de Energía de la Nación, se introduce una nueva categoría tarifaria denominada Grandes Demandas de Organismos Públicos de Salud y Educación (T2 OPSE). Asimismo, se agrega como una subcategoría tarifaria para pequeñas (T1) y grandes demandas (T2), denominada Gestión Eficiente de la Energía (GEE). El usuario que desee contar con una medición inteligente que le permita gestionar su consumo en forma eficiente, podrá solicitar a la distribuidora su encuadramiento tarifario en esta subcategoría. La vigencia de la misma, se encontrará supeditada a que el Ente Regulador disponga su reglamentación, al igual que los cargos diferenciales a aplicar.



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

Que se ha previsto un período de transición de sesenta (60) días corridos desde el momento de la publicación de la presente resolución en el Boletín Oficial, respecto de los valores de coeficientes *kdv* que resultan aplicables a los usuarios encuadrados en la categoría tarifaria T2. Este período de transición, se prevé al sólo efecto que los usuarios puedan actualizar su contrato de "*Capacidad de Suministro*", pudiendo declarar una potencia superior o incluso inferior a la máxima declarada en el compromiso vigente (numeral 2.2.B.7 del Anexo I "*Régimen Tarifario*").

Que, en virtud de las consideraciones precedentemente expuestas, el Directorio del EPRE aprueba para el quinquenio 2021-2026 el "*Régimen Tarifario*" que como Anexo I forma parte integrante de esta resolución.

5.- TASA DE FISCALIZACIÓN Y CONTROL DEL EPRE.

Que entre otras cuestiones vinculadas a la propuesta tarifaria de la empresa EDERSA y que fueron objeto de cuestionamiento por quienes participaron en la audiencia pública, reside en la pretensión de la concesionaria del reconocimiento en tarifa de la "*Tasa de Fiscalización y Control*" del EPRE, conforme ha sido expresado en el Informe General elaborado por la consultora QUANTUM (pág. 93).

Que esta pretensión ya ha sido rechazada en repetidas oportunidades por este organismo, habiendo mediado incluso un pronunciamiento judicial por la Cámara de Apelaciones en lo Civil y Comercial de la III Circunscripción Judicial con asiento en la ciudad de San Carlos de Bariloche, en fecha 07/11/2007, en autos "CEB C/ EPRE S/ RECURSO DIRECTO" (Expte. Nro. 0211-022-06).

Que, a modo de síntesis, se reitera que el hecho imponible de esta "*Tasa de Fiscalización y Control*", es precisamente el control que realiza el EPRE respecto de cada una de las distribuidoras provinciales (Art. 13° y 14° de la Ley J N° 2.986). En este sentido, los sujetos imponibles exclusivos son las tres concesionarias, quienes no pueden trasladar esta carga tributaria a tarifa, toda vez que no se encuentra gravada la actividad de prestación del servicio. Por consiguiente, con fundamento en los argumentos legales precedentemente expuestos, este Directorio rechaza la pretensión de la distribuidora EDERSA de



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

trasladar a la tarifa de los usuarios el valor de la "Tasa de Fiscalización y Control" del Ente Regulador.

6.- FÓRMULA DE ACTUALIZACIÓN DEL VAD.

Que otra cuestión propuesta por la distribuidora, es la incorporación de un mecanismo de actualización del valor agregado de distribución (VAD). Es así que en la pág. 95 de su Informe General plantea que "(...) la puesta en marcha del nuevo cuadro tarifario requiere de la implementación de un mecanismo que le permita a la distribuidora ir redeterminando dicho cuadro en función de las variaciones que irán experimentando en el quinquenio los precios de la economía". Y cita a modo de ejemplo, que el ENRE al definir los Términos de Referencia para la RTI de EDENOR y EDESUR, autorizó a los consultores a proponer mecanismos alternativos de ajustes semestrales, lo cual fuera aprobado como una cláusula gatillo, similar a lo acontecido con el Ente Regulador de Entre Ríos respecto de la empresa ENERSA.

Que el Art. 48° de la Ley J N° 2.902 prevé que es facultad de los distribuidores, solicitar las modificaciones tarifarias que estimen necesarias, siempre y cuando su pedido se fundamente en circunstancias objetivas y justificadas. Respecto de este procedimiento de revisión tarifaria, la Cámara de Apelaciones en lo Civil, Comercial, Familia y Minería de la IV Circunscripción Judicial en autos "Recurso Judicial Directo Art. 21 Ley 2.986 contra la Res. N° 77/06 dict.e/a Rev.Extraord. de Tarifas Art.48 Ley 2902- EDERSA S/ Contencioso Administrativo" sostuvo que "(...) se trata de una previsión regulatoria que se desprende de las necesidades que la vida del contrato de concesión del servicio público de electricidad plantea"; "(...) se trata de contratos de larga duración cuyo período ordinario de vigencia, del cuadro tarifario, es de cinco años y durante su aplicación pueden presentarse situaciones que, en determinadas circunstancias, generan modificaciones en la realidad económica de importancia tal que afectan la equidad del cálculo tarifario quinquenal, sea ello tanto en beneficio como en perjuicio de los usuarios o de la concesionaria"; "De aquí que la ley prevé un mecanismo que permite restablecer la equidad tarifaria. En efecto la ley 24065, Marco Regulatorio Eléctrico Nacional, y la ley 2902 de la Provincia de Río Negro, lo han determinado, así la primera en sus artículos 46, 47 y 48 y la segunda en los artículos 48, 49 y 50".



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

Que por otro lado, en respuesta específicamente a la propuesta de la distribuidora, se trae a colación que los Términos de Referencia definidos por el Ente Regulador para la 5ta Revisión Tarifaria Ordinaria de la distribuidora EDERSA, previeron que *"Los conceptos y las metodologías que la Distribuidora presente en su propuesta tarifaria, que contengan una base legal comprendida por el Marco Regulatorio Eléctrico Provincial, el Contrato de Concesión y subsidiariamente el Marco Regulatorio Eléctrico Nacional, serán analizadas por el Ente Regulador en aquello que corresponda y se encuentre suficientemente fundado, tanto en sus aspectos técnico, como legal"*.

Que EDERSA plantea este mecanismo de actualización semestral, como una solución invaluable para garantizar la sustentabilidad del servicio público y sin embargo, actualmente las dos jurisdicciones invocadas como paradigma a seguir, han suspendido estos instrumentos, ya sea como consecuencia del dictado de la Ley Nacional N° 27.541 *"Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública"* o por disposición de la propia jurisdicción (Resolución 306/21 de la Secretaría Ministerial de Energía de la Provincia de Entre Ríos).

Que, al igual a lo acontecido en la 4ta Revisión Tarifaria Ordinaria, la distribuidora omite fundar legalmente en los términos del Marco Regulatorio Eléctrico Provincial, el mecanismo de actualización semestral deseado. Considerar un mecanismo que permita ajustes semestrales de costos operativos en forma automática, resta margen de análisis, transparencia y participación de los usuarios a través del instituto de la audiencia pública. Por este motivo, el Directorio del EPRE resuelve rechazar la pretensión de la distribuidora y se resalta nuevamente que la Ley J N° 2.902 prevé en su Art. 48° el derecho del concesionario de obtener una revisión tarifaria en cualquier momento en el transcurso del quinquenio.

7.- MEDIDORES INTELIGENTES.

Que las redes eléctricas tradicionales están en proceso de evolución gradual gracias a la vinculación de nuevas tecnologías, convirtiéndose en redes inteligentes (Smart Grids). Un elemento clave dentro de esta transformación es el medidor inteligente, que permite articular la relación entre el sistema eléctrico y el consumidor final de energía y también determina el tipo de relación comercial y técnica entre los agentes involucrados.



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

Que una infraestructura de medición inteligente (Advanced Metering Infrastructure - AMI) puede definirse como la integración de varias tecnologías que crean una conexión inteligente entre los operadores del sistema y los consumidores, para brindar a estos últimos la información que necesitan para tomar decisiones que redunden en mayores beneficios.

Que en el marco del Art. 25 inc. ñ) del Contrato de Concesión, que prevé la necesidad de fomentar e impulsar el uso racional de la energía, tanto para usuarios como para la Distribuidora, este organismo ha considerado implementar para los próximos cinco años una infraestructura de medición inteligente, la cual está constituida por un medidor electrónico - *medidor inteligente* - con capacidad de almacenamiento de información, modem de comunicación, sistema de enlace para transmitir la información a un centro recolector y el software de gestión que realiza los análisis de los datos recepcionados.

Que este nuevo sistema tecnológico abarcará en una primera etapa tres áreas de medición: i) Campaña de Medición; ii) Campaña de Calidad de Servicio; y iii) Gestión de Energía Eléctrica. La Campaña de Medición (i) está asociada a la caracterización del mercado y la obtención de los factores de asignación de costos para la determinación del Cuadro Tarifario. Para este caso se prevé la instalación de 2.000 medidores inteligentes y su integración al sistema de gestión.

Que la Campaña de Calidad de Servicio (ii) está relacionada con el control que el EPRE realiza a la distribuidora según establece el Subanexo 3 del Contrato de Concesión y la Resolución EPRE N° 323/11. Para este caso se prevé la integración de los 325 medidores inteligentes al sistema de gestión. Por último, el Régimen Tarifario incorpora la categoría de (iii) Gestión Eficiente de Energía Eléctrica (GEE), permitiendo a los usuarios que desean conocer y analizar sus consumos de energía y de potencia, acceder vía web a la información que el medidor inteligente instalado para tal fin informe al software de gestión. Esto permitirá que los usuarios puedan ajustar la declaración de potencia (T2), como además gestionar la demanda por banda tarifaria (T1).

Que a partir de la experiencia de esta etapa se avanzará durante el quinquenio en una segunda etapa, que incorpore las áreas de medición para Monitoreo de Nivel de Tensión, a nivel de usuario, de subestaciones de MT/BT y de alimentadores de MT, así como también de usuarios UGER. Para la



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

discusión del avance en la implementación de la segunda etapa y la incorporación de los costos a la tarifa de la misma, se procederá a realizar previamente una audiencia pública.

8.- PERIODO DE GESTIÓN.

Que, habiendo sido observado por varios expositores en la audiencia pública, la necesidad de que el Ente Regulador convoque a Concurso Público Internacional para la venta del paquete accionario mayoritario de la distribuidora EDERSA, este Directorio considera necesario analizar el procedimiento denominado "*Periodo de Gestión*".

Que el "*Periodo de Gestión*", es un procedimiento que aparece plasmado en el Art. 5° y siguientes del Contrato de Concesión de la Empresa de Energía Río Negro S.A. (EDERSA), no así en la normativa que conforma el Marco Regulatorio Eléctrico Provincial (Ley J N° 2.902, J N° 2.986, etc.). Este procedimiento, consiste en una auditoría externa que tiene como objetivo determinar una valuación de la empresa y permite obtener una visión real de todos los aspectos de la empresa más allá del inventario de sus activos, con el fin de reducir los riesgos a la hora de la adquisición de las acciones.

Que como consecuencia de la propagación del virus COVID-19, no se ha considerado conveniente instrumentar este procedimiento, el cual conlleva una preparación importante para su adecuado desarrollo. Sin embargo, este Directorio entiende que es necesario transitar hacia un 2° Periodo de Gestión, siendo a su vez, la instancia para que el Poder Concedente analice la necesidad de introducir cambios en los términos del Contrato de Concesión de la distribuidora, atento al tiempo transcurrido desde el inicio del 1° Periodo de Gestión.

Que atento a lo expuesto en los considerandos que anteceden, el Directorio del EPRE entiende necesario, oportuno y conveniente durante el transcurso del quinquenio 2021-2026, realizar todos los trabajos preparatorios para elevar al Poder Concedente y éste instruya en qué términos y cómo se llevará a cabo la convocatoria a Concurso Público Internacional. Una vez resuelto, se dé formalmente inicio al 2° Periodo de Gestión de la distribuidora EDERSA. El Ente Regulador dictará oportunamente una resolución con el fin de definir el cronograma para la realización de los trabajos preparatorios necesarios.



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

Que ha tomado la debida intervención el servicio de asesoramiento jurídico permanente del organismo y se ha incorporado la Vista de Fiscalía de Estado de la Provincia de Río Negro.

Que el tema objeto de la presente, fue tratado y resuelto en la reunión de Directorio del día 25/11/21.

Que las facultades para el dictado de la presente, surgen de lo establecido en los Arts. 41°, 42°, 44° y 47° de la Ley J N° 2.902 y el Decreto Reglamentario N° 1.291/95, como así también el Art. 3° inc. e) y t) de la Ley J N° 2.986.

Por ello,

**EL DIRECTORIO DEL
ENTE PROVINCIAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD**

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°: Aprobar la 5ta Revisión Tarifaria Ordinaria de la Distribuidora Empresa de Energía Río Negro S.A. (EDERSA) para el quinquenio 2021-2026, con fundamento en el dictamen técnico que forma parte integrante de la presente resolución como Anexo XI, de acuerdo a las consideraciones expuestas en la presente y en los artículos siguientes.

ARTÍCULO 2°: Aprobar el nuevo "Régimen Tarifario" y "Procedimiento para la determinación del Costo de Abastecimiento" a aplicar por la Distribuidora EDERSA, con vigencia desde las cero horas del día 1° de diciembre del año 2021 y hasta las cero horas del día 1° de octubre del año 2026, que como Anexo I y II forma parte integrante de esta resolución, con fundamento en las consideraciones expuestas en la presente.

ARTÍCULO 3°: Aprobar el Valor Agregado de Distribución (VAD) de la tarifa que deberá aplicar la distribuidora EDERSA por la suma de \$ 5.048.674.263 correspondiente al año 1° del quinquenio, con vigencia desde el 1° de noviembre del año 2021 al 31 de octubre del año 2022, con fundamento en las consideraciones expuestas en esta resolución.



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

ARTÍCULO 4°: Disponer la aplicación progresiva y escalonada de la tarifa aprobada por Art. 3°, a través de los Costos de Distribución (CD) y Costos de Gestión Comercial (CGC) expuestos en el Anexo III con vigencia para los consumos que se verifiquen desde las cero horas del día 1° de diciembre del año 2021 y hasta las cero horas del día 31 de diciembre del año 2021, con fundamento en las consideraciones expuestas en esta resolución.

ARTÍCULO 5°: Disponer la aplicación plena de la tarifa aprobada por Art. 3°, a través de los Costos de Distribución (CD) y Costos de Gestión Comercial (CGC) expuestos en el Anexo IV con vigencia para los consumos que se verifiquen desde las cero horas del día 1° de enero del año 2022 y hasta las cero horas del día 31 de octubre del año 2022, con fundamento en las consideraciones expuestas en esta resolución.

ARTÍCULO 6°: Aprobar el Valor Agregado de Distribución (VAD) de la tarifa que deberá aplicar la distribuidora EDERSA por la suma de \$ 5.138.715.482 correspondiente al año 2° del quinquenio, con vigencia desde el 1° de noviembre del año 2022 al 31 de octubre del año 2023, la cual comprende los Costos de Distribución (CD) y Costos de Gestión Comercial (CGC) que como Anexo V forma parte integrante de la presente, con fundamento en las consideraciones expuestas en esta resolución.

ARTÍCULO 7°: Aprobar el Valor Agregado de Distribución (VAD) de la tarifa que deberá aplicar la distribuidora EDERSA por la suma de \$ 5.204.717.059 correspondiente al año 3° del quinquenio, con vigencia desde el 1° de noviembre del año 2023 al 31 de octubre del año 2024, la cual comprende los Costos de Distribución (CD) y Costos de Gestión Comercial (CGC) que como Anexo VI forma parte integrante de la presente, con fundamento en las consideraciones expuestas en esta resolución.

ARTÍCULO 8°: Aprobar el Valor Agregado de Distribución (VAD) de la tarifa que deberá aplicar la distribuidora EDERSA por la suma de \$ 5.274.638.751 correspondiente al año 4° del quinquenio, con vigencia desde el 1° de noviembre del año 2024 al 31 de octubre del año 2025, la cual comprende los Costos de Distribución (CD) y Costos de Gestión Comercial (CGC) que como Anexo VII forma parte integrante de la presente, con fundamento en las consideraciones expuestas en esta resolución.



Provincia de Río Negro
**ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD**

ARTÍCULO 9°: Aprobar el Valor Agregado de Distribución (VAD) de la tarifa que deberá aplicar la distribuidora EDERSA por la suma de \$ 5.344.034.628 correspondiente al año 5° del quinquenio, con vigencia desde el 1° de noviembre del año 2025 al 31 de octubre del año 2026, la cual comprende los Costos de Distribución (CD) y Costos de Gestión Comercial (CGC) que como Anexo VIII forma parte integrante de la presente, con fundamento en las consideraciones expuestas en esta resolución.

ARTÍCULO 10°: Aprobar como Anexo IX de la presente y parte integrante de la misma, el detalle de Obras Especiales que se incorporan en el VNR de cada año del quinquenio de acuerdo a lo expuesto en los considerandos de esta resolución y en el dictamen técnico que antecede, las cuales sólo se aplicarán en la tarifa usuario final (TUF) en la medida que se verifique su ejecución y puesta en servicio.

ARTÍCULO 11°: Instruir a la distribuidora EDERSA, que durante el transcurso del quinquenio 2021-2026, tendrá obligación de presentar con periodicidad trimestral un informe con carácter de declaración jurada donde consigne el detalle de avance de las Obras Especiales aprobadas por Art. 11° de la presente, a los fines del seguimiento del cronograma de ejecución, con fundamento en las consideraciones expuestas en la presente.

ARTÍCULO 12°: Incorporar como Anexo X de la presente, el "*Resumen de exposiciones de la audiencia pública*".

ARTÍCULO 13°: Instruir a la distribuidora EDERSA, que durante el transcurso del quinquenio 2021-2026, tendrá obligación de presentar con periodicidad trimestral un informe con carácter de declaración jurada que consigne el detalle de inversiones realizadas y montos de las mismas, con fundamento en las consideraciones expuestas en la presente.

ARTÍCULO 14°: Comunicar a los usuarios y a la empresa concesionaria, que durante el transcurso del quinquenio 2021-2026, se realizarán los trabajos preparatorios necesarios para que el Poder Concedente disponga cómo se llevará a cabo el Concurso Público Internacional y una vez resuelto, se dé formalmente inicio al 2° Periodo de Gestión de la distribuidora EDERSA. El Ente Regulador dictará oportunamente una resolución con el fin de definir el cronograma para la realización de los trabajos preparatorios necesarios.



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

ARTÍCULO 15°: Comunicar a los usuarios y a la empresa concesionaria, que se ha comenzado una primera etapa para la implementación de medidores inteligentes, a través de Campaña de Medición, Campaña de Calidad de Servicio y la creación de una nueva categoría tarifaria "*Gestión Eficiente de Energía Eléctrica*" (GEE). En función de la experiencia de esta etapa primera etapa, se avanzará durante el quinquenio en una segunda etapa, que incorpore las áreas de medición para Monitoreo de Nivel de Tensión, a nivel de usuario, de subestaciones de MT/BT y de alimentadores de MT, así como también de usuarios UGER. Para la discusión del avance en la implementación de la segunda etapa y la incorporación de los costos a la tarifa, se procederá a realizar una audiencia pública.

ARTÍCULO 16°: Registrar y previo cumplimiento del Art. 12° de la Ley K N° 88, publicar en la página web del EPRE y en el Boletín Oficial, notificar a la Empresa de Energía Río Negro S.A. (EDERSA), a la Secretaría de Estado de Energía de la Provincia y a los participantes de la Audiencia Pública.



RESOLUCIÓN EPRE N° 364/21

ISABEL TIPPING
Mg. CPN. CIA.
PRESIDENTA
ENTE PROV. REG. DE LA ELECTRICIDAD
Río Negro



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

ANEXO I

Régimen Tarifario

1.- Vigencia del Régimen Tarifario.

Este régimen será de aplicación para los usuarios del servicio público de distribución de energía eléctrica abastecidos por la distribuidora EDERSA para el período comprendido por la 5ta Revisión Tarifaria Ordinaria, con vigencia desde su publicación en el Boletín Oficial de la Provincia.

2.- Categorías Tarifarias.

Las categorías tarifarias en las que se agrupan los distintos usuarios resultan de considerar inicialmente, qué agente abastece la demanda y a partir de allí, tener en cuenta las cuestiones técnicas asociadas, como son la potencia demandada, el nivel y modalidad de consumo y la conexión física del suministro.

2.1.- Categorías Tarifarias.

De las condiciones expuestas surge la siguiente división de Categorías Tarifarias en las que se encuadrarán los distintos usuarios de la Distribuidora.

a) Usuarios abastecidos por la distribuidora según la potencia Demandada:

a.1) Usuarios de Pequeñas Demandas: Son aquellos cuya demanda máxima promedio de 15 minutos es inferior o igual a 10 kW (kilowatts).

a.2) Usuarios de Grandes Demandas: Son aquellos cuya demanda máxima promedio de 15 minutos es superior a 10 kW (kilowatts).



Provincia de Río Negro
**ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD**

b) Usuarios abastecidos por el MEM o Usuarios del Servicio de Peaje: Son todos aquellos usuarios que adquieren la energía que consumen directamente al MEM, aunque esta sea transportada a través de la red de la distribuidora. Estos usuarios se corresponden con los usuarios cuya demanda máxima promedio de 15 minutos es más de 10 kW.

2.2.- Subcategorías Tarifarias.

Las subcategorías surgen de considerar la modalidad de consumo, el volumen de energía y potencia, y las características de conexión a la red de cada suministro.

2.2.A.- Pequeñas Demandas.

2.2.A.1.- Tipos de Suministro.

Dentro de la categoría tarifaria Pequeñas Demandas (T1) se definen los siguientes: T1R (Residencial), T1G (General) y TA (Alumbrado).

La diferencia entre consumos T1R y T1G se plantea a partir del destino del uso de la energía que se consume en el período medido.

La TA es aquella que reconoce el consumo por Alumbrado y físicamente tiene la característica de una tarifa en bornes de transformador.

a) Tarifa Residencial – T1R (Uso Residencial, Baja Tensión).

La categoría tarifaria Pequeñas Demandas del tipo residencial comprende las tarifas T1-R1 y T1-R2.

Los encuadramientos en esta categoría se realizarán en forma automática en función del volumen de energía consumida en el bimestre a facturar. Los consumos bimestrales hasta 300 kWh inclusive, se corresponden con la tarifa T1R1 y los mayores a 300 kWh con la T1 R2.

Dicha segmentación podrá variar conforme a las Disposiciones Nacionales



Provincia de Río Negro
**ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD**

Se encuadrará en tarifa T1R al suministro brindado en los lugares mencionados a continuación:

- I. Casas o departamentos destinados exclusivamente para habitación, incluyendo las dependencias e instalaciones de uso colectivo (escaleras, pasillos, lavaderos, cocheras, ascensores, bombas, equipos de refrigeración o calefacción y utilidades análogas), y a las de iluminación en espacios comunes exteriores que no tomen el suministro de la fase de AP y que sirvan a dos o más viviendas, como por ejemplo: consorcios, planes habitacionales, etc.
- II. Viviendas cuyos ocupantes realicen trabajos manuales y/o artesanales, siempre que en ellas no se atienda al público, y que las potencias de los motores y/o artefactos afectados a dicha actividad no excedan de 0,50 kW cada uno y de 3 kW en conjunto.
- III. Oficinas o pequeños locales de cualquier carácter, que formen parte de la vivienda que habite el usuario, que sean explotadas por él mismo, que no se atienda al público y cuyo consumo no sea preponderante sobre el de la vivienda propiamente dicha.
- IV. Obras de construcción, cuyo destino sea algunas de las enunciadas en a), b) o c), cuando la titularidad del suministro eléctrico la ejerza el propietario, excluyéndose expresamente las construcciones múltiples de viviendas.

b) Tarifa General T1G (Uso General, Baja Tensión).

La categoría tarifaria pequeñas demanda del tipo general comprende las tarifas T1-G1 y T1-G2. Los encuadramientos en esta categoría se realizarán en forma automática en función al volumen de energía consumida bimestralmente. Los consumos bimensuales hasta 1000 kWh inclusive, corresponden a la Tarifa T1 G1, y los consumos bimensuales mayores a 1000 kWh corresponden a la Tarifa T1 G2.

Dicha segmentación podrá variar conforme a las Disposiciones Nacionales



Provincia de Río Negro
**ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD**

El encuadramiento en esta tarifa se corresponde con los usos no asociados a la T1 R y TA.

c) Tarifa Alumbrado T1A (Uso Alumbrado, Baja Tensión).

La Tarifa TA se aplicará a los usuarios que utilizan el suministro con la finalidad de iluminar espacios públicos o comunes externos, señalamiento luminoso, publicidades, cabinas telefónicas, relojes, etc.

Suministros encuadrados en esta subcategoría:

Se aplicará la Tarifa TA a los suministros vinculados al Alumbrado Público de calles, avenidas, plazas, puentes, caminos y demás vías públicas, como así también para la energía eléctrica que se suministre para los sistemas de señalamiento luminoso para el tránsito.

Regirá además para la iluminación de fuentes ornamentales, monumentos de propiedad nacional, provincial o municipal y relojes visibles desde la vía pública instalados en iglesias o edificios gubernamentales, siempre que los consumos respectivos sean registrados con medidores independientes.

Se aplicará además al alumbrado de espacios comunes exteriores pertenecientes a entidades no gubernamentales (consorcios, corredores viales, etc.) que se alimentan de la fase de AP.

Todo otro consumo público o privado que sea alimentado por la fase de alumbrado municipal, y se demuestre la imposibilidad de una medición tal cual lo prevé la Tarifa, podrá ser considerada como medición estimada previa aprobación del EPRE.

Condiciones de suministro para esta Tarifa:

Las condiciones de suministro son similares a cualquier tarifa T1, con la particularidad de que cada medición se efectúa desde un punto asociado a un puesto de transformación.

Medición Estimada.



Provincia de Río Negro
**ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD**

En el caso que sea necesaria la medición estimada, se deberán suscribir los convenios pertinentes, los cuales estarán sujetos a la previa autorización del EPRE.

d) Entidades de Bien Público.

Se aplicará a los usuarios definidos en la Ley Nacional N° 27.218 y Ley Provincial N° 5.150, a saber: asociaciones civiles, simples asociaciones y fundaciones que no persiguen fines de lucro en forma directa o indirecta y las organizaciones comunitarias sin fines de lucro con reconocimiento municipal que llevan adelante programas de promoción y protección de derechos o desarrollan actividades de ayuda social directa sin cobrar a los destinatarios por los servicios que prestan.

La distribuidora está obligada a encuadrar en este régimen específico a todas las organizaciones mencionadas en el párrafo anterior, que reúnan los requisitos exigidos por la Ley Nacional N° 27.218 y la normativa reglamentaria que se encuentre vigente.

La tarifa máxima a aplicar en cada facturación, será equivalente a la correspondiente a la categoría "Residencial" de dichos servicios, de acuerdo a los rangos de consumo que correspondan. En caso de resultar superior la tarifa correspondiente a la categoría "Residencial" que la "General" según el rango de consumo, se aplicará la menor y más beneficiosa para el usuario.

e) Tarifa Electrodependientes por cuestiones de salud.

Se aplicará a los usuarios que reúnan los requisitos para acceder al beneficio definido mediante Ley N° 27.351, Ley Provincial N° 5.211, Resolución EPRE N° 126/18 y demás normativa modificatoria o reglamentaria que se dicte.

f) Tarifa Social Provincial de Electricidad.

Se aplicará a los usuarios que reúnan los requisitos para acceder al beneficio definido mediante Decreto Provincial N° 345/19, Resolución SEE N° 133/19, Resolución EPRE N° 260/19 y demás normativa modificatoria o reglamentaria que se dicte.



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

El alcance de esta tarifa se encuentra definido en el Decreto Provincial N° 345/19 e implica un descuento en los precios mayoristas de la energía.

g) UGER (Usuario Generador).

Se aplicará al usuario titular de un suministro conectado al servicio público de energía eléctrica que a la vez es titular de una instalación de producción de energía eléctrica de origen renovable.

El encuadramiento tarifario del UGER, la forma de facturación, los cargos tarifarios considerados, y todo el resto de los aspectos técnicos vinculados a dichos usuarios, se rigen por lo normado mediante Resoluciones EPRE N° 64/17, 63/18, 169/20 y modificatorias.

f) T1 GEE (Gestión Eficiente de la Energía)

Es el usuario titular de un suministro conectado al servicio público de energía eléctrica, que desea contar con una medición inteligente que le permita gestionar su energía en forma eficiente.

El encuadramiento tarifario en la subcategoría T1 GEE, deberá ser solicitado por el usuario ante la Distribuidora, debiendo esta última evaluar la factibilidad técnica del encuadramiento.

Esta subcategoría tarifaria entrará en vigencia, una vez que el Ente Regulador así lo disponga por resolución, debiendo regular previamente los aspectos técnicos y legales vinculados al encuadramiento a través de una reglamentación específica y complementaria a la presente.

2.2.A.2.- Cargos a aplicar

Por el consumo de energía eléctrica, el usuario encuadrado en pequeñas demandas (a excepción del usuario UGER) abonará por los siguientes conceptos tarifarios:

- Un cargo fijo, haya o no consumo de energía: este cargo fijo será representativo de la medición requerida por el usuario. Existen entonces Cargos Fijos para suministros monofásicos y Cargos



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

Fijos para suministros trifásicos, asociados a cada una de las categorías tarifarias según corresponda.

- Un cargo variable en función de la energía consumida, según la categoría tarifaria correspondiente.

Los cargos correspondientes al usuario UGER tiene una apertura similar a la de los usuarios de Grandes Demandas.

Los valores iniciales correspondientes a los cargos fijos y variables se indican en el Cuadro Tarifario Base para el Período, y se recalcularán según lo que se establece en el "Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario".

2.2.A.3.- Recargos y penalidades.

Los cargos que anteceden, rigen para un factor de potencia inductivo, para la frecuencia industrial, (Cos fi) igual o superior a 0,90. La Distribuidora se reserva el derecho de verificar el factor de potencia; en el caso que el mismo fuese inferior a 0,90 está facultada a aumentar los cargos indicados en los porcentajes que se indican a continuación:

-Cos fi menor de 0,85 hasta 0,75:	10%
-Cos fi menor de 0,75:	20%

A tal efecto, la Distribuidora podrá, a su opción, efectuar mediciones y registro de la suma de energía reactiva suministrada en el período de facturación, en los horarios de pico más resto, con el objeto de establecer el valor medio del factor de potencia en dichos horarios.

Si de las mediciones efectuadas surgiese que el factor de potencia es inferior a 0,85, la Distribuidora notificará al usuario tal circunstancia, otorgándole un plazo de sesenta (60) días corridos para la normalización de dicho factor.



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

Si una vez transcurrido el plazo aún no se hubiese corregido la anomalía, la Distribuidora estará facultada a aplicar las penalidades estipuladas, aumentando los cargos tarifarios indicados en los incisos a) y b) de este punto, a partir de la primera facturación que se emita con posterioridad a la comprobación de la anomalía y hasta tanto la misma sea subsanada.

Cuando el valor medio del factor de potencia fuese inferior a 0.60, la Distribuidora, previa notificación, podrá suspender el servicio eléctrico hasta tanto el usuario adecue sus instalaciones a fin de superar dicho valor límite.

2.2.B.- Grandes Demandas.

Categoría identificada como Tarifa 2 (T2), que abarca a los usuarios que demandan más de 10 kW. Las subcategorías surgen de considerar la demanda, la modalidad de contratación de esa demanda, el nivel de tensión, la modalidad de consumo y las características de conexión a la red.

Tarifariamente su característica consiste en que el Cargo por Uso de Red (CUR), se aplica mensualmente sobre la potencia máxima declarada o registrada afectado de un coeficiente Kdv definido al momento de la declaración anual; de esta manera en todos los casos se garantiza a la distribuidora los ingresos anuales por la máxima exigencia de potencia declarada en el año.

Cada usuario T2 deberá definir en su declaración de potencia la opción de modalidad anual de acuerdo a:

- Mensual: mediante la declaración de 12 pot. mensuales
- Bimestral: mediante la declaración de 6 pot. bimestrales
- Trimestral: mediante la declaración de 4 pot. trimestrales
- Cuatrimstral: mediante la declaración de 3 pot. cuatrimstrales
- Semestral: mediante la declaración de 2 pot. semestrales
- Anual: mediante la declaración de 1 pot. única anual

Los Coeficientes KDV correspondientes a cada una de las formas de declaraciones de potencias descriptas son presentados en el subanexo I de la presente.



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

El resto de los cargos son comunes a las distintas opciones de tarifas T2.

A los fines de su clasificación se contemplan:

2.2.B.1 Categorías según el Nivel de Tensión

Suministro en BT: el único requisito es demandar una potencia superior a los 10 kW.

Las conexiones en bornes de transformador MT/BT no cuentan con condiciones adicionales, salvo las físicas que exigen que la salida que abastece al usuario desde bornes de transformador no debe formar parte de un desarrollo de red.

Suministro en MT: se consideran aquellas entre 1 y 66 kV y para acceder a este nivel de tensión sin cargos adicionales, el usuario deberá mínimamente declarar una potencia máxima anual de 50kW.

La tensión de suministro en Media Tensión, mayor a 1 kV y menor a 66 kV, se definirá en función de la disponibilidad de instalaciones correspondientes en el punto de conexión.

Para ser abastecido desde bornes de Transformador AT/MT, los usuarios deberán demandar una capacidad de suministro mínima de 5.000 kW. Asimismo, el suministro debe efectuarse en forma directa, desde bornes de los interruptores de salida de media tensión de una estación transformadora AT/MT, y dicha salida que abastece al usuario no debe formar parte de un desarrollo de red.

La Distribuidora, deberá encuadrar automáticamente al usuario que cumpla con la condición física antes mencionada. En caso de no hacerlo, será sancionada por la Autoridad de Aplicación.

En ambos casos, las modificaciones en la instalación de la Distribuidora o de la conexión del usuario (cambio de punto de suministro), que signifiquen que el suministro dejó de cumplir las condiciones previstas para acceder a estas tarifas, provocarán el inmediato encuadramiento del mismo en la tarifa que corresponda, por parte de la Distribuidora, sin que sea necesario contar en forma previa con la conformidad del usuario.



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

En ningún caso, el usuario afectado podrá oponerse a la modificación de las instalaciones eléctricas de la Distribuidora, ni a su reencuadramiento en la tarifa que corresponda de acuerdo al presente Régimen Tarifario y la nueva condición técnica de su suministro.

Suministros en Alta Tensión: para acceder a este nivel de tensión los usuarios deberán convenir una capacidad de suministro mínima de 20 MW con una tensión de suministro igual o mayor a 66 kV.

2.2.B.2 Sub-Categorías según el uso

a) T2: Son las tarifas que se rigen por los principios ya enunciados en el título T2 GRANDES DEMANDAS y que no cuentan con particularidades en el uso del suministro eléctrico.

b) T2 A (Alumbrado Público).

La Tarifa T2 A se aplicará a los usuarios que utilizan el suministro con la finalidad de iluminar espacios públicos o comunes externos, señalamiento luminoso, publicidades, cabinas telefónicas, relojes, etc; y tienen una demanda de potencia superior a los 10 kW.

c) T2 R (Riego)

Se aplica a aquellos usuarios que desarrollan alguna actividad del tipo agroindustrial, cuyo consumo se destina principalmente como fuerza motriz impulsora de bombas eléctricas de sistemas de riego a presión incluyendo el riego contra heladas, y cuya demanda máxima promedio de 15 minutos fuera superior a 10 kW; superados los 50 kW pueden ser abastecidos en el nivel de Media Tensión.

Los cargos para la categoría en cuestión, se abonan durante todo el año según los valores correspondientes, en función de la declaración de potencia anual.

d) T2 PJ (Grandes Demandas servicio de peaje)

Surgen a partir de la obligación que tiene la Distribuidora, de permitir a los Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista ubicados en su zona de

Expte. EPRE N° 30190 - 42 de 115



Provincia de Río Negro
**ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD**

concesión, que efectúen contratos con Generadores, el uso de sus instalaciones de Distribución, debiendo realizar las expansiones con los mismos criterios que se aplican para con los usuarios a los cuales la distribuidora les presta servicio de distribución y abastecimiento de electricidad y considerando también la misma calidad de servicio.

Los tipos de suministro son los mismos definidos para la Tarifa 2, por lo tanto el tratamiento a los usuarios debe ser equivalente en lo que respecta a las subcategorías, tasas, régimen de contratación de la capacidad de suministro, cargos y multas, con las diferencias en el reconocimiento del costo de abastecimiento para la Distribuidora que sólo se limita al reconocimiento de las pérdidas eléctricas por el uso de su red.

La jurisdicción del EPRE sobre este uso de las instalaciones de la Distribuidora avala el hecho de definir tarifas de peaje, las que de acuerdo a la metodología utilizada resultan comparables con sus similares T2 ya que basan sus cargos en estas y sólo se diferencian en el componente de abastecimiento.

e) T2 OPSE (Grandes Demandas Organismos Públicos de Salud y Educación)

Mediante Resolución APN-SE#MEC N^o 131/21 de la Secretaría de Energía de la Nación (modificada por Resoluciones APN-SE#MEC Nros. 204/21 y 154/21), se disponen la subdivisión de la categoría de Demandas Mayores a TRESCIENTOS KILOVATIOS (300 kW) –GUDI–, en los siguientes subgrupos: (i) General y (ii) Organismos y Entes Públicos que presten los Servicios Públicos de Salud y Educación.

Por tal razón, se procede a incorporar en el Cuadro Tarifario de la Distribuidora EDERSA una nueva categoría tarifaria denominada "T2 con Potencias >300 KW OPSE".

f) T2 UGER (Usuario Generador).

Es el usuario titular de un suministro conectado al servicio público de energía eléctrica, que a la vez es titular de una instalación de producción de energía eléctrica de origen renovable.

El encuadramiento tarifario de los UGER, la forma de facturación, los cargos tarifarios considerados y todo el resto de los aspectos técnicos vinculados a



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

dichos usuarios, se rigen por lo normado mediante Resoluciones EPRE N° 64/17, 63/18 y modificatorias.

g) T2 GEE (Gestión Eficiente de la Energía)

Es el usuario titular de un suministro conectado al servicio público de energía eléctrica, que desea contar con una medición inteligente que le permita gestionar su energía en forma eficiente. Este usuario, al conocer su curva de carga puede adecuar su modalidad de consumo para hacerla más eficiente, así como evaluar su declaración de capacidad de suministro.

El encuadramiento tarifario en la subcategoría T2 GEE, deberá ser solicitado por el usuario ante la Distribuidora, debiendo esta última evaluar la factibilidad técnica del encuadramiento.

Esta subcategoría tarifaria entrará en vigencia, una vez que el Ente Regulador así lo disponga por resolución, debiendo regular previamente los aspectos técnicos y legales vinculados al encuadramiento a través de una reglamentación específica y complementaria a la presente.

2.2.B.2.- Categorías Tarifarias T2 Grandes Demandas.

T2: Contienen a todo aquel usuario que declare una potencia mayor o igual a 10 kW en el año

T2 BT_B - Suministro en Baja Tensión desde Bornes del TP MT/BT

T2 BT_R - Suministro en Baja Tensión desde la red de BT.

T2 MT_B - Suministro en Media Tensión desde Bornes del TP AT/MT

T2 MT_R - Suministro en Media Tensión desde la red de MT.

T2 ST_R - Suministro en Alta Tensión

Nota: Para todas las categorías existe una apertura adicional a las mencionadas debido a la segmentación del Costo de Abastecimiento a nivel del Mercado Eléctrico Mayorista, que diferencia demandas entre 10 y 300 kW de



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

las demandas mayores a 300 kW. Dicha segmentación, así como el concepto de precios que se afecte podrá variar según las disposiciones nacionales.

2.2.B.3.- Condiciones de encuadramiento de la Tarifa T2

El encuadramiento en las tarifas T2 comienza a regir a partir de la firma del respectivo Contrato de Encuadramiento por parte del usuario, en el cual acuerda con la Distribuidora el valor de "capacidad máxima de suministro" que estima demandará para el período anual inmediato, con desagregación de la potencia a demandar mensualmente si así lo decide. El valor de máxima declarada no podrá ser menor que 10 kW.

Esa potencia mínima es al solo efecto de confirmar el encuadramiento como tarifa T2 y permitir a la Distribuidora tomar las provisiones correspondientes respecto a la red necesaria.

El usuario, puede explicitar la declaración mensual para el período pactado, de no hacerlo La Distribuidora tomará por defecto la máxima declarada como potencia para cada mes incluido en el convenio.

Vencido el período de contratación el usuario podrá efectuar una nueva declaración bajo las condiciones mencionadas.

En caso de no hacerlo, la Distribuidora por defecto asumirá que se mantiene vigente la declaración inmediata anterior hasta el vencimiento de la misma, o hasta tanto el usuario solicite formalmente una modificación de su declaración de potencia para los períodos declarados, siempre y cuando no disminuya la potencia máxima de la declaración vigente, debiendo renovar a partir de esta nueva declaración el período anual.

Cualquier valor de potencia mensual declarado por el usuario, que supere la potencia máxima de la declaración vigente y el margen establecido en el punto 2.2.B.6.a), se corresponderá con una sanción por el exceso registrado además del CUR por la potencia realmente demandada.

a) Condiciones de encuadramiento generales



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

El usuario podrá ejercer la opción de rescisión del Contrato de Encuadramiento, en cualquier momento luego del primer mes de vigencia del Acuerdo.

El usuario también podrá en cualquier momento de la vigencia de su declaración, solicitar formalmente una modificación de la misma para los períodos declarados, en más o en menos, siempre y cuando no disminuya la potencia máxima de la declaración vigente. En este supuesto y si así lo solicitara el usuario, podrá renovar a partir de esa nueva declaración el período anual.

En el supuesto que el usuario solicite formalmente modificación de la declaración de potencia e incremente la potencia máxima vigente, deberá efectuarse la misma con una antelación mayor a los diez (10) días hábiles antes del inicio del mes para el cual se requiere la nueva capacidad de suministro.

Sólo al final del período anual original podrá realizarse una nueva declaración de potencia, que involucre una potencia máxima menor a la anterior.

El valor de capacidad máxima de suministro en cada período será válido y aplicable, a los efectos de la facturación del Cargo por Uso de la Red correspondiente en ese período.

La Distribuidora deberá comunicar al usuario, dentro de su factura, la vigencia del contrato de capacidad y su vencimiento, a efectos de que el usuario pueda proceder a establecer una nueva capacidad a contratar, una vez finalizado el mismo.

En caso de que el usuario no ejerza ningún tipo de opción, el contrato se renovará automáticamente por el último período acordado. El usuario podrá solicitar la baja libremente.

Por el cambio de categoría tarifaria, ya sea dentro de Grandes Demandas o peaje, cuando el mismo se efectúa sin interrupción del suministro, se mantendrá la "capacidad de suministro" declarada hasta el vencimiento del contrato.



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

Para el reencuadramiento tarifario de una Tarifa de Grandes Demandas a una de Pequeñas Demandas, deberá cumplirse el período de vigencia del contrato de "capacidad de suministro", o caso contrario, la Distribuidora podrá exigir el pago del Cargo por Uso de la Red sobre la base de la última "capacidad de suministro" convenida, por los meses restantes hasta el vencimiento del contrato.

Si el usuario optara por no continuar con el suministro la Distribuidora quedará habilitada para dar la baja al mismo.

En caso que el usuario optara por solicitar la baja antes de cumplirse un ciclo de doce (12) meses y solicitara nuevamente el servicio en la categoría de Grandes Demandas sin que haya transcurrido un período de dieciocho (18) meses contados a partir de la suscripción del último Contrato de Encuadramiento, la Distribuidora podrá exigir el pago – al precio vigente en el momento del pedido de reconexión – del Cargo por Uso de la Red en base a la última "capacidad de suministro" convenida, por los meses que le hubiere correspondido mientras estuvo desconectado, hasta el cumplimiento del plazo de vigencia del convenio de Encuadramiento.

2.2.B.4.- Convenios Singulares

El usuario de Grandes Demandas T2 podrá optar entre encuadrarse en el régimen general de esta tarifa T2 o suscribir con la Distribuidora, convenios singulares de suministro eléctrico, los que deberán respetar las siguientes pautas:

Deben poseer una estructura de cargos similares a los de la tarifa regulada para posibilitar el control por parte del usuario de lo que paga. Los cargos deben estar expresados en moneda de curso legal en el país. No podrá incluirse ninguna cláusula sobre consumo básico garantizado. No podrán incluirse cláusulas abusivas o confusas (por ejemplo, actualización del precio en función del precio de la energía de la región).

El plazo máximo del contrato no deberá exceder de tres años. Deberá incluirse una cláusula que prevea la bonificación por factor de potencia. Incluir una cláusula que prevea la bonificación por sanciones relacionadas a la Calidad de Servicio, considerando al usuario bajo Convenio, tal como lo establece el Contrato de Concesión, formando parte del mercado regulado.



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

Debe prever una cláusula de rescisión anticipada del contrato donde conste el plazo a partir del cual se puede solicitar dicha rescisión y la penalización en concepto de indemnización.

Las pautas convenidas no podrán importar renuncia de los usuarios a derechos establecidos en las constituciones nacional y provincial, ni en el Marco Eléctrico Regulatorio provincial. La renuncia efectuada en tales condiciones, se tendrá por no escrita.

La Distribuidora deberá inscribir en la Autoridad Regulatoria los convenios singulares.

El incumplimiento por parte de la obligación de registración, implicará un incumplimiento referido a la prestación del servicio y será susceptible de sanción de multa cuyo destino será compensar al usuario.

Los convenios anteriores a la vigencia del presente Régimen que hayan sido suscritos entre la Distribuidora y usuarios, continuarán rigiendo durante todo el plazo de vigencia oportunamente acordado, salvo que ambas partes acuerden adaptarlos al presente Régimen.

2.2.B.5.- Cargos a aplicar

En caso de que los usuarios optaran por no suscribir convenios singulares, los valores máximos a aplicar para cada una de las tarifas T2 Grandes Demandas, son los previstos en el Cuadro Tarifario Base para el período, los que se recalcularán según lo establecido en el "Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario".

La Tarifa T2 consta de los siguientes cargos a aplicar para cada punto de suministro:

- Un cargo fijo mensual por Gastos Comerciales, independiente de los consumos registrados. El cargo comercial depende del Nivel de Tensión, y en BT de la potencia demandada siendo los 50 kW el punto de corte.
Se considera un Cargo Comercial especial para usuarios encuadrados en Grandes Demandas que solicitan una medición



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

inteligente que le permita gestionar su energía en forma eficiente (Tarifa T2 GEE)

- Un cargo mensual por Uso de Red por cada kW de "capacidad de suministro" convenida, haya o no consumo de energía afectado del coeficiente K_{DV} definido anteriormente.
- Un cargo mensual por Compra de Potencia, por cada kW de potencia registrada en el tramo horario de punta.
- Un cargo mensual por Uso del Sistema de Transporte de Otros Agentes, por cada kW de potencia registrada en el tramo horario de punta.
- Un cargo por Compra de Energía, de acuerdo con el consumo registrado, en cada uno de los tramos horarios tarifarios.

Los tramos horarios "en punta", "valle nocturno" y "horas restantes", serán coincidentes con los fijados por la Secretaría de Energía de la Nación para el Mercado Eléctrico Mayorista.

Si correspondiera, un Recargo por Factor de Potencia y/o por exceso en la potencia convenida.

Si correspondiera, una bonificación por mejora en el Factor de Potencia.

2.2.B.6.- Recargos, penalidades y bonificaciones para Usuarios en Grandes Demandas y del Servicio de Peaje

a) Excesos sobre la potencia convenida.

El usuario no podrá utilizar, ni la Distribuidora estará obligada a suministrar, potencias superiores a las convenidas, cuando ello implique poner en peligro las instalaciones de la Distribuidora.

En caso que el usuario tomara en un mes determinado, una potencia superior a la "capacidad de suministro" convenida, y siempre que ello no signifique poner en peligro las instalaciones de la Distribuidora, ésta considerará a los efectos de la facturación para el mes medido, la potencia máxima realmente registrada.



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

La diferencia entre la potencia realmente registrada y la convenida –cuando ésta fuere superior al 5% de la “capacidad de suministro” convenida - tendrá un recargo por la trasgresión, que se calculará adicionando el 50% al cargo por Uso de la Red correspondiente por la diferencia calculada.

Para el caso de las demandas T2 (usuarios con $kdv > 1$), la distribuidora sólo podrá aplicar un recargo por exceso sobre la potencia convenida cuando se verifique una diferencia superior al cinco por ciento (5%) entre la potencia registrada del período de facturación y la máxima de todas las potencias declaradas en el año.

Si el exceso de demanda sobre lo pactado, pusiera en peligro las instalaciones de la Distribuidora, esta podrá valerse de medios técnicos que apruebe el EPRE para impedir que se registren valores en exceso. Previo a ello comunicará a la autoridad de aplicación tal situación.

b) Recargos y Bonificaciones

Los usuarios de Grandes Demandas, cada mes contarán con un valor medido de Energía activa, Energía reactiva y Potencia Activa máxima.

A partir de estos datos se obtiene el valor de $Tg\ fi = \text{Energía activa} / \text{Energía reactiva}$

Del cálculo tarifario se obtiene el costo de capital incluido en el Cargo por Uso de la Red, de la tarifa correspondiente según el nivel de tensión, y que definimos como Alfa_inst.

Con estos datos la penalización al usuario medido corresponderá si su valor de $Tg\ fi > 0,62$, y en ese caso el monto surgirá de hacer:

$$\text{Penalización: } \text{alfainst} * \text{Preg} * (\text{tg fi reg} - 0,62)$$

Si la tg fi es $< 0,426$ y > 0 entonces la bonificación se obtendrá de:

$$\text{Bonificación: } \text{alfainst} * \text{Preg} * (0,426 - \text{tg fi reg})$$

2.2.B.7.- Transición.



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

A partir de la entrada en vigencia del presente Régimen Tarifario, se implementará un Período de Transición de dos (2) meses respecto de los valores de coeficientes KDV que resultan aplicables a usuarios encuadrados en la categoría Tarifa T2.

Este período de transición se prevé al sólo efecto que los usuarios puedan actualizar su contrato de "Capacidad de Suministro", pudiendo declarar una potencia superior o incluso inferior a la máxima declarada en el compromiso vigente. Durante los meses de transición, la Distribuidora continuará aplicando los valores de coeficientes KDV que corresponden a la 4° Revisión Tarifaria Ordinaria (Resolución EPRE N° 175/17 y modificatorias).

Si el usuario efectúa un nuevo contrato de "Capacidad de Suministro" durante el Período de Transición, la Distribuidora procederá a facturar de acuerdo a lo establecido en dicho contrato y los valores de coeficientes KDV que forman parte del subanexo I a partir del mes siguiente y en función del presente Régimen Tarifario.

Finalizado el Período de Transición, de no haber concurrido el usuario a efectuar un nuevo contrato de "Capacidad de Suministro", la Distribuidora considerará como vigente la última declaración disponible para proceder al cálculo de los cargos mensuales, aplicando los valores de coeficientes KDV que forman parte del subanexo I.

3.- Disposiciones Especiales.

3.1.- Aplicación de los Cuadros Tarifarios

El Cuadro Tarifario recalculado según lo establecido en el "Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario", podrá ser inmediatamente aplicado para la facturación de los usuarios de la Distribuidora, sin necesidad de mediar la previa aprobación del EPRE.

En todos los casos la Distribuidora deberá facturar en función del Cuadro Tarifario vigente al momento del consumo.

Cuando se recalcule el Cuadro Tarifario, de conformidad con lo expuesto en el "Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario", las tarifas nuevas y anteriores serán aplicadas en forma ponderada, teniendo en cuenta los días de vigencia de las mismas, dentro del período de consumo, de acuerdo al siguiente procedimiento:



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

CF_1 =Cargo fijo del Cuadro Sancionado 1

CV_1 =Cargo variable del Cuadro Sancionado 1

CF_2 =Cargo Fijo del Cuadro Sancionado 2

CV_2 =Cargo Variable del Cuadro Sancionado 2

D_T =Días totales entre lecturas

D_{P1} =Días correspondientes al período del Cuadro Sancionado 1

D_{P2} =Días correspondientes al período del Cuadro Sancionado 2

Los valores ponderados de CF y CV surgen de hacer:

$$CF_{P1} = CF_1 \times D_{P1} / D_T$$

$$CF_{P2} = CF_2 \times D_{P2} / D_T$$

$$\text{Valor ponderado CF} = CF_{P1} + CF_{P2}$$

$$CV_{P1} = CV_1 \times D_{P1} / D_T$$

$$CV_{P2} = CV_2 \times D_{P2} / D_T$$

$$\text{Valor ponderado CV} = CV_{P1} + CV_{P2}$$

La Distribuidora deberá dar amplia difusión a los nuevos valores tarifarios y su fecha de vigencia, para conocimiento de los usuarios, de conformidad con la reglamentación aprobada por Resolución EPRE N° 07/19 que establece el mecanismo de publicación de los Cuadro Tarifarios aprobados.

A su vez, elevará en forma inmediata el nuevo Cuadro Tarifario al Ente Provincial Regulador de la Electricidad para su aprobación, adjuntando para ello la información necesaria para su análisis.



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

El EPRE se expedirá sobre el particular. En caso de no aprobarse el nuevo cuadro tarifario, le será comunicado en forma inmediata a la Distribuidora, quien deberá efectuar dentro de un plazo no mayor de CINCO (5) días hábiles la rectificación que el EPRE le indique, debiendo a su vez efectuar la refacturación correspondiente, emitiendo las notas de crédito o débito que sean necesarias.

3.2.- Encuadramientos Tarifarios.

a) El encuadramiento tarifario de los usuarios Residenciales y Uso General dentro de las categorías T1R1, T1R2, T1G1 y T1G2, se realizará de manera automática al momento de efectuarle cada facturación, considerando para ello el valor del consumo de energía del usuario que se le está facturando.

b) Para el caso de los encuadramientos de Tarifas en Bornes y en Red, las variaciones técnicas de la instalación de la Distribuidora o de la conexión del usuario (como por ejemplo, la modificación de la ubicación del punto de suministro) que signifiquen una modificación en las condiciones previstas para acceder a las tarifas recién mencionadas, provocarán el inmediato reencuadramiento por parte de la Distribuidora del usuario en la tarifa que corresponda.

c) Para el caso de los usuarios T1 que presentan consumos propios de la tarifa T2, la Distribuidora deberá seguir los pasos definidos en la Resolución EPRE N° 490/02, hasta el punto 3) inclusive. En la nota allí citada se deberá anticipar al usuario que en el caso de negarse a conformar la Carta de Compromiso de Potencia para el encuadramiento en la tarifa T2, la Distribuidora podrá ejecutar el cobro de un cargo adicional por exceso de la demanda correspondiente a la categoría T1, a partir de la próxima factura.

Para dicha facturación se utilizará el modelo de factura de los T2, consignando todos los datos de registros de potencia y energía por banda horaria. Ello a los efectos de que el usuario conozca su consumo y los datos de cálculo del "Cargo por exceso Demanda T1".

El usuario mantendrá su encuadramiento en tarifa T1 en la subcategoría correspondiente a su consumo, la cual será explicitada en la factura.



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

Los cargos a facturar serán los establecidos para la subcategoría tarifaria, dentro de la categoría Tarifa T1, que le corresponda al suministro de acuerdo a su consumo, según el esquema de un cargo fijo y uno variable. A estos cargos se le adicionará el cargo denominado "Cargo por exceso Demanda T1", en una línea aparte dentro del detalle del importe facturado.

El "Cargo por exceso Demanda T1", se aplicará en aquellos bimestres en que el usuario registre una potencia superior a 10 kW.

El "Cargo por exceso Demanda T1", se calculará como la diferencia entre el costo total de computar todos los cargos correspondientes a la Tarifa T1 (de la subcategoría que le corresponde al suministro de acuerdo a su consumo) versus los cargos correspondientes a la Tarifa T2 (T2 en BT, demanda variable, bornes o red según corresponda).

d) Por el cambio de categoría tarifaria, ya sea dentro de Grandes Demandas o Peaje, cuando el mismo se efectúa sin interrupción del suministro, se mantendrá la "capacidad de suministro" declarada hasta el vencimiento del contrato. Para el reencuadramiento tarifario de una Tarifa de Grandes Demandas a una de Pequeñas Demandas, deberá cumplirse el período de vigencia del Contrato de Encuadramiento, o caso contrario, la Distribuidora podrá exigir el pago del Cargo por Uso de la Red sobre la base de la última "capacidad de suministro" convenida, por los meses restantes hasta el vencimiento del contrato.

3.3.- Facturación y vencimientos

Las facturaciones a usuarios de Tarifa T1, Pequeñas Demandas, incluido el Alumbrado Público, se efectuarán con una periodicidad uniforme mensual o bimensual.

Se excepciona dicho periodo únicamente para los casos de la primera y última factura de usuarios regulares y las facturaciones de usuarios de carácter transitorio, aunque los cargos se facturarán íntegramente, salvo en la primera factura del usuario regular donde el cargo fijo será prorrateado en función del período facturado.



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

En este último caso, la primera factura que se emita a los usuarios no transitorios, por un período inferior a un mes, deberán incluir el cargo fijo prorrateado de la siguiente forma: $CF \text{ a aplicar} = CF \text{ cuadro tarifario vigente} / 30$ o 31 días según corresponda \times cantidad de días de lectura efectiva y real del período de consumo del usuario.

Las facturas del servicio público de distribución que se emiten en forma bimestral a los usuarios de la Categoría Tarifaria T1 deberán cancelarse a través de dos pagos mensuales, equivalentes cada uno de ellos al cincuenta por ciento (50%) del importe total de la factura bimestral, distantes treinta (30) días corridos uno del otro, los que serán tenidos en consideración a todos los efectos que pudieran corresponder.

La facturación a los usuarios de Grandes Demandas y Peaje, se realizará en forma mensual.

Si la Distribuidora estima conveniente, podrá elevar a consideración del EPRE una propuesta de modificación de los períodos de facturación, explicitando las razones y los beneficios para las partes que avalan tales cambios.

La Distribuidora fijará las fechas de vencimiento de las facturas. Dicho vencimiento operará en un plazo no inferior a los diez días posteriores al de su presentación al usuario.

El usuario tendrá la posibilidad de cancelar la factura en dos vencimientos tanto para las Pequeñas Demandas como para las Grandes Demandas. El período mínimo entre cada vencimiento no podrá ser inferior a siete días.

Para la determinación del monto a pagar por el usuario en el segundo vencimiento, la Distribuidora podrá adicionar al valor facturado en función del consumo y de los precios vigentes, el interés compensatorio que resulta de aplicar por el plazo entre ambos vencimientos, la tasa prevista en el Régimen de Suministro de Energía Eléctrica

3.4.- Tasas de conexión, avisos de suspensión, rehabilitación del servicio, y de reconexión.

a) Tasa por Conexión.



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

Previo a la conexión, los usuarios deberán abonar a la Distribuidora el importe que corresponda en concepto de Tasa por Conexión del Servicio. Los valores correspondientes serán indicados en el Cuadro Tarifario para cada categoría tarifaria, en función del tipo de conexión (monofásica o trifásica para las pequeñas demandas, aérea o subterránea para las grandes demandas) y del nivel de tensión.

Este concepto será aplicado para toda nueva conexión. El simple cambio de nombre u otras modificaciones, relacionadas con el otorgamiento de la titularidad y/u otras cuestiones administrativas, se efectuarán sin cargo alguno.

Las Tasas de conexión a aplicar a los usuarios de Peaje, son idénticas a las de la Tarifa T2 Grandes Demandas, en función de la categoría y tipo, dado que se retribuye la misma prestación.

b) Tasa por Aviso de Suspensión.

Todo usuario a quién se le deba remitir comunicación escrita (aviso de suspensión) informando sobre la mora en el pago de la factura y su inminente suspensión en caso de no cancelar lo adeudado dentro de los plazos, deberá abonar una tasa de envío del aviso de suspensión de acuerdo a lo dispuesto en el cuadro tarifario. Esta Tasa se incluirá en la factura posterior al envío del aviso.

c) Tasa por Rehabilitación del Servicio.

Todo usuario a quien se le haya suspendido el suministro de energía eléctrica de conformidad con las disposiciones vigentes, deberá pagar, previamente a la rehabilitación del servicio, la suma que se establezca en concepto de Tasa de Rehabilitación del Servicio en cada cuadro tarifario, y para cada categoría tarifaria.

Las Tasas de rehabilitación a aplicar a los usuarios de Peaje son idénticas a las de la Tarifa T2 Grandes Demandas, según la categoría dado que se retribuye la misma prestación.

d) Tasa por Reconexión.



Provincia de Río Negro
**ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD**

Previo a la reconexión, los usuarios deberán abonar a La Distribuidora el importe que corresponda en concepto de Tasa por Reconexión del Servicio. Los valores correspondientes serán indicados en el Cuadro Tarifario, para cada categoría tarifaria.

Este concepto será aplicado para toda reconexión. El simple cambio de nombre u otras modificaciones, relacionadas con el otorgamiento de la titularidad y/u otras cuestiones administrativas, se efectuarán sin cargo alguno.

Las Tasas de reconexión a aplicar a los usuarios de Peaje son idénticas a las de la Tarifa T2 Grandes Demandas, según la categoría, dado que se retribuye la misma prestación.

3.5 Segmentación por costo de abastecimiento a nivel del Mercado Eléctrico Mayorista.

En las categorías tarifarias correspondientes a las Pequeñas y Grandes Demandas pueden existir aperturas adicionales a las mencionadas debido a la segmentación del costo de abastecimiento a nivel del Mercado Eléctrico Mayorista dispuestas por organismos nacionales. Para estas segmentaciones el único cargo que varía es el que contempla el costo por compra de energía.

3.6 Bonificación por Multas EPRE.

Las multas que disponga el EPRE referidas a infracciones que no afectan en forma directa a los usuarios o que afectándolos no fuera posible su individualización, se aplicarán a la facturación a través de un concepto, en una línea aparte dentro del detalle del importe facturado, en cumplimiento de la reglamentación aprobada por Resolución EPRE N° 113/19 denominada Bonificación Colectiva por Multa.



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

SUBANEXO I

Coeficientes KDV correspondientes a cada forma de declaración de potencia

Categorías T2	kdv mes	kdv bim	kdv trm	kdv cuat	kdv sem	kdv dec Unica año
T2 < 50 kW	1,061	1,051	1,042	1,033	1,019	1,000
T2 > 50 < 300 kW	1,272	1,239	1,210	1,198	1,168	1,000
T2 > 300 kW	3,107	2,283	2,200	1,913	1,642	1,000
T2MT < 300 kW	1,128	1,098	1,095	1,060	1,019	1,000
T2MT > 300 kW	1,840	1,670	1,630	1,551	1,456	1,000
T2MTRA > 50 < 300 kW	1,416	1,309	1,266	1,230	1,033	1,000
T2MTRA > 300 kW	2,315	2,172	1,625	1,739	1,440	1,000
T2BTRA > 50 < 300 kW	1,416	1,309	1,275	1,230	1,033	1,000
T2BTRA > 50 < 300 kW	2,090	1,760	1,364	1,552	1,210	1,000
T2BTRA > 300 kW	1,700	1,650	1,550	1,380	1,180	1,000



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

ANEXO II

Procedimiento para la determinación del Costo de Abastecimiento

INTRODUCCION

En el presente Anexo II se exponen las pautas necesarias para establecer el Costo de Abastecimiento que la Distribuidora EDERSA incorporará al cálculo de la tarifa usuario final (TUF) para el quinquenio 2021-2026, con vigencia desde su publicación en el Boletín Oficial de la Provincia.

Este cuadro de abastecimiento se integra con los costos reconocidos para las distintas fuentes de abastecimiento que hacen al abastecimiento del mercado de dicha Distribuidora más aquellos costos que por su características corresponden sean asociados a este concepto, como los nuevos costos que Secretaria de Energía de la Nación apruebe con posterioridad a la sanción de esta reglamentación y el traslado de multas de calidad de servicio en el Sistema Troncal y Prestación Adicional de la Función Técnica de Transporte en el Mercado Eléctrico Mayorista.

Como aspectos relevantes que se consideraron para determinar la composición y metodología de cálculo, se tienen los siguientes:

Aspectos relevantes:

- Por definiciones de Red Adaptada a la Demanda, las localidades de El Caín, Cerro Policía y El Cuy deben ser abastecidas a través de líneas de interconexión, por ser la opción técnica y económica más aceptable. El Costo de Abastecimiento asociado a dichas localidades, entonces, surgirá de los precios que se establezcan en el Mercado Eléctrico Mayorista para los nodos frontera entre el Transporte y la Concesionaria.
- Los datos físicos a considerar para esas localidades serán los asociados a las energías proyectadas para el trimestre en análisis, y en caso de no contarse con dicho dato, los verificados para igual trimestre del año anterior.



Provincia de Río Negro
**ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD**

- En el caso de reconocerse la Generación Propia de la Concesionaria, el monto a tener en cuenta será el que surja del costo variable eficiente para cada fuente existente o nueva, aplicado a la energía proyectada para el trimestre en análisis, y en caso de no contarse con dicho dato, la verificada para igual trimestre del año anterior.
- El Costo de abastecimiento de El Bolsón-Comarca Andina se define considerando las fuentes actuales de abastecimiento (MEM y Generación Propia). A partir de la efectiva vinculación al SADI, se procederá a reconocer el abastecimiento del Nodo El Bolsón al precio del Mercado Eléctrico Mayorista. Asimismo se analizará en ese momento, si corresponde el reconocimiento de una Potencia con carácter de Reserva Fría.

Desde la entrada en vigencia del presente Anexo y hasta tanto se reglamente el nuevo procedimiento de reconocimiento de costos de generación de El Bolsón-Comarca Andina a aplicar en el presente quinquenio, se mantendrá el procedimiento de reconocimiento actual (Resolución EPRE N° 282/18 y demás normativa y disposiciones complementarias).

- Se establece que la asignación por el reconocimiento de multas de calidad de servicio en el Sistema de Alta Tensión, Transporte Troncal y Prestación Adicional de la Función Técnica de Transporte en el Mercado Eléctrico Mayorista se efectúe en el ajuste del costo de abastecimiento del trimestre correspondiente o en el costo de abastecimiento proyectado posterior a la Resolución ENRE emitida.
- Para la estructura de los cuadros de abastecimiento se consideran los Precios Unitarios de las distintas fuentes de abastecimiento intervinientes, los costos de transporte, los Datos Físicos relacionados con los aportes de dichas fuentes, las ecuaciones que permiten obtener el costo trimestral por consideración de precios y cantidades físicas, y finalmente las ecuaciones para su asignación a la potencia y energía.
- Para los nuevos costos que Secretaría de Energía de la Nación apruebe con posterioridad a la sanción de la reglamentación del Costo de Abastecimiento; estos serán incorporados conforme a la naturaleza que los genera, previa autorización del Ente.



Provincia de Río Negro
**ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD**

- El Ajuste con su metodología aquí descripta solo será aplicable para el trimestre en análisis si el EPRE lo determina y/o LA DISTRIBUIDORA lo solicitan.



Provincia de Río Negro
**ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD**

A. DETERMINACIÓN DEL COSTO DE ABASTECIMIENTO PROYECTADO.

A.1. PRECIOS UNITARIOS

A.1.1. MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM).

Los precios unitarios considerados son los publicados por CAMMESA en la Programación Estacional Definitiva para la jurisdicción Río Negro, para el trimestre que se inicia.

A.1.2. CONTRATOS CELEBRADOS POR LA DISTRIBUIDORA (EDERSA).

Se consideran los precios unitarios que se definan en los Contratos celebrados por la Distribuidora EDERSA en la medida que estos no superen el precio límite establecido por el EPRE para el trimestre que se inicia.

A.1.3. GENERACIÓN.

Según que las fuentes de generación sean Externas o Propias.

- **A.1.3.1. Generación Externa.**

El precio a reconocer dependerá del costo asignado a dichas fuentes los cuales en ningún caso podrán superar el precio límite establecido por el MEM para el trimestre que se inicia, y convalidado por el EPRE.

- **A.1.3.2. Generación Propia.**

Para aquellas Centrales a considerar en la composición de los Costos de Abastecimiento, los precios unitarios serán el resultado de los costos variables de la solución técnica más eficiente para el periodo en análisis.

- **A.1.3.3. Generación Propia El Bolsón.**

Se consideran los precios que contemplan el alquiler de equipamiento y combustible a la fecha del trimestre anterior al de análisis.



Provincia de Río Negro
**ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD**

A.1.4. PRECIOS LÍMITES A RECONOCER.

Para fuentes en jurisdicción del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA, el Precio Límite Unitario en el MEM (\$PLEMEMi) se define como: el precio que por igual suministro rija en el Mercado eléctrico Mayorista para la jurisdicción respectiva (art. 41, ptc. 4., del Decreto N° 1291/95 reglamentario de la Ley 2902.).

Para fuentes que no están en jurisdicción del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA, el Precio Límite Unitario (\$PLEMEMi) lo define el EPRE.

A.2. DATOS FÍSICOS.

A.2.1. MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM)

Energía: es la proyectada comprar al MEM exceptuando aquella destinada a abastecer a la Distribuidora CEARC, en el periodo que se inicia.

Potencia: es la resultante de considerar la suma de los requerimientos máximos de los tres meses de análisis declarados al MEM, sin considerar en ella la potencia asignada a la Distribuidora CEARC.

A.2.2. CONTRATOS CELEBRADOS POR LA DISTRIBUIDORA (EDERSA).

Según las características del contrato se considerará:

- a) Si el precio acordado es sobre el monómico de energía:

La Energía a considerar será la energía eléctrica total por banda, Pico, Valle y Horas Restantes, conforme contrato, para el trimestre que se inicia.

- b) Si el precio acordado es sobre energía y potencia:

La Energía a considerar será la energía eléctrica total por banda; Pico, Valle y Horas Restantes, conforme contrato, para el trimestre que se inicia.



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

La Potencia será la que surge de la suma de potencias máximas conforme contrato, para el trimestre que se inicia.

A.2.3. GENERACIÓN.

- **A.2.3.1. Generación Externa.**

a) Si el precio está asociado al monómico de energía:

La Energía a considerar será la energía eléctrica total por banda: Pico, Valle y Horas Restantes, proyectada comprar para el trimestre que se inicia, o para igual trimestre del año anterior al que se inicia; si no se contara con el dato proyectado.

b) Si el precio acordado es sobre energía y potencia:

La Energía a considerar será la energía eléctrica total por banda; Pico, Valle y Horas Restantes, proyectada comprar para el trimestre que se inicia, o para igual trimestre del año anterior al que se inicia; si no se contara con el dato proyectado.

La Potencia será la que surge de la suma de potencias máximas proyectada para el trimestre que se inicia, o para igual trimestre del año anterior al que se inicia; si no se contara con el dato proyectado.

- **A.2.3.2. Generación Propia.**

La Energía a considerar será la energía eléctrica total proyectada para el trimestre que se inicia, o para igual trimestre del año anterior al que se inicia si no se contara con el dato proyectado.

La Potencia será la que surge de la suma de potencias máximas proyectada para el trimestre que se inicia, o para igual trimestre del año anterior al que se inicia; si no se contara con el dato proyectado.

- **A.2.3.3. Generación Propia El Bolsón.**



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

En el caso de abastecimiento del El Bolsón- Cómara Andina, se considerará la energía proyectada para el trimestre que se inicia, o la abastecida en igual trimestre del año anterior, debidamente justificada.

A.3. CÁLCULO COSTO TRIMESTRAL.

A.3.1. CONCEPTOS DE ENERGÍA.

A.3.1.1. MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM).

Para cada uno de los horarios tarifarios "i" (Pico, Valle y Horas Restantes) el costo se calculará de la siguiente manera:

$$CEMEMi = \$PLEMEMi * EMEMi$$

Donde:

CEMEMi: Costo por la energía en el horario "i" para el trimestre que se inicia.

$\$PLEMEMi$: Precio unitario límite por energía en el MEM, para el horario "i" publicado en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el trimestre que se inicia, definido como:

$(\$PEMEMi * FnMEMi + \$PEAMEMi)$, con:

$\$PEMEMi$: Precio unitario de la energía en el Mercado para el horario "i" publicado en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el trimestre que se inicia.

$FnMEMi$: Factor de Nodo para el horario "i" publicado en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el trimestre que se inicia.

$\$PEAMEMi$: Precio unitario de la energía adicional para el horario "i" publicado en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el Trimestre que se inicia.

EMEMi: Energía proyectada comprar en el MEM, sin considerar en ella la energía con que se abastece a la Distribuidora CEARC, para el periodo que se inicia en el horario "i".



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

A.3.1.2. CONTRATOS CELEBRADOS POR LA DISTRIBUIDORA (EDERSA).

Para cada uno de los horarios tarifarios "i" (Pico, Valle y Horas Restantes) el costo se calculará de la siguiente manera:

$CECi = \$PECi * ECi$; si $\$PECi$ es menor o igual que $\$PLEMEMi$.

$CECi = \$PLEMEMi * ECi$; si $\$PECi$ es mayor que $\$PLEMEMi$.

Donde:

CECi: Costo por la energía del Contrato en el horario "i" para el trimestre en cuestión.

$\$PECi$: Precio unitario de la energía según detalle en el punto A.1.2. del presente para el horario "i", previsto para el trimestre que se inicia.

ECi: Energía prevista en el Contrato, en el horario "i", de acuerdo a lo especificado en el punto A.2.2 del presente.

$\$PLEMEMi$: Precio unitario límite por Energía, definido en el numeral A.1.4.

A.3.1.3. GENERACIÓN.

A.3.1.3.1. Costo trimestral Generación Externa.

Para cada uno de los horarios tarifarios "i" (Pico, Valle y Horas Restantes) el costo se calcula de la siguiente manera:

$CEGEi = \$PEGEi * EGEi$; si $\$PEGEi$ es menor o igual que $\$PLEMEMi$.

$CEGEi = \$PLEMEMi * EGEi$; si $\$PEGEi$ es mayor que $\$PLEMEMi$.

Donde:

CEGEi: Costo por la energía en el horario "i" para el trimestre que se inicia.

$\$PEGEi$: Precio unitario de la energía según detalle en el punto A.1.3.1. del presente para el horario "i", previsto para el trimestre que se inicia.



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

EGEi: Energía para el trimestre que se inicia en el horario "i", de acuerdo a lo especificado en el punto A.2.3.1. del presente.

\$PLEMEMi: Precio unitario límite por Energía en el MEM, definido en el numeral A.3.1.a.1

A.3.1.3.2 Costo trimestral por Generación Propia.

$$CEGPI = \$CGE * EGPI$$

Donde:

\$CGE: Costo de la Generación Eficiente, expresado en \$/kWh, correspondiente con la generación.

EGPi: La Energía a considerar será la total proyectada generar por banda horaria para el trimestre que se inicia, o para igual trimestre del año anterior al que se inicia si no se contara con el dato proyectado.

A.3.1.3.3. Costo trimestral por Generación Propia El Bolsón.

Desde la entrada en vigencia del presente Anexo y hasta tanto se reglamente el nuevo procedimiento de reconocimiento de costos de generación de El Bolsón a aplicar en el presente quinquenio, se mantendrá el procedimiento de reconocimiento actual (Resolución EPRE N° 282/18 y demás normativa y disposiciones complementarias).

A.3.2. COSTOS DE LA POTENCIA.

CARGOS POR POTENCIA DESPACHADA: MEM, CONTRATOS Y GENERACIÓN.

A.3.2.1. MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Cargo por Potencia

$$CPDESPMEM = \$PBASmem * PMDem$$

Donde:



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

CPDESPMEM: Costo de la potencia Despachada en el MEM para el trimestre que se inicia.

\$PBASmem: Precio de la Potencia Despachada Base publicado en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el trimestre que se inicia.

PMDem: Potencia Media Demandada al Mercado Eléctrico Mayorista, sin considerar en ella la Potencia Media Demandada con que se abastece a la Distribuidora CEARC.

A.3.2.2. CONTRATOS CELEBRADOS POR LA DISTRIBUIDORA (EDERSA).

Cargo por Potencia.

Para los casos en que dichos contratos prevean consideración de Potencia a abastecer.

$$CPDESPC = \$PBASmem * PMDGE * RELmem * RMPC$$

Donde:

CPDESPC: Costo de la potencia Despachada para el Contrato para el trimestre que se inicia.

\$PBASmem: Precio de la Potencia Despachada (Base) publicado en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el trimestre que se inicia.

PMDGE: Potencia media despachada en horas fuera de valle de días hábiles, proyectada para el trimestre que se inicia.

RMPC: Sumatoria de las potencias máximas consideradas por Contrato para el trimestre que se inicia.

RELmem: factor que relaciona la Potencia Máxima de la DISTRIBUIDORA (EDERSA) con RMDC.

A.3.2.3. GENERACIÓN.



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

Cargo por Potencia.

Para los casos en que dichos contratos prevean consideración de Potencia a abastecer.

$$CPDESPGE = \$PBASmem * RMPGE * RELmem$$

Donde:

CPDESPGE = Costo de la potencia Despachada para la Generación Eléctrica para el trimestre que se inicia.

PMDGE: Potencia media despachada en horas fuera de valle de días hábiles, proyectada para el trimestre que se inicia.

\$PBASmem: Precio de la Potencia Despachada publicado en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el trimestre que se inicia.

RMPGE: Sumatoria de las potencias máximas para el Trimestre que se inicia.

RELmem: factor que relaciona la Potencia Máxima de LA DISTRIBUIDORA (EDERSA) con la Potencia Media Demandada prevista para el trimestre que se inicia.

A.3.3. COSTOS ASOCIADOS A LA ENERGÍA.

A.3.3.1. SOBRECOSTO POR PRECIO LOCAL PARA EDERSA.

Se considera el valor establecido para Río Negro en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el trimestre que se inicia en el MEM, planilla SOBRECOSTOS POR PRECIOS LOCALES, columna SALDO FONDO DE ESTABILIZACION.

A.3.3.2. Cargos Variables por Transporte de Energía por los Contratos a Término en el MEM.

Cargo trimestral facturado por CAMMESA que remunera el transporte de la energía abastecida por los Contratos de la Distribuidora EDERSA para igual trimestre al que se inicia pero del año anterior.



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

A.3.3.3. Gastos Administrativos de CAMMESA por Abastecimiento del MEM.

Sumatoria de lo facturado por CAMMESA en concepto de gastos y/o inversiones de CAMMESA de acuerdo a los valores determinados y publicados por este organismo en los documentos de transacciones económicas.

A.3.3.4. Fondo Nacional de la Energía.

Carga impositiva nacional que debe tributar la Distribuidora al Fondo Nacional de la Energía Eléctrica creado por Ley N° 24.065, por la energía proyectada demandar exceptuada la Generación Propia para el trimestre que se inicia.

A.3.3.5. Generación Forzada.

Costo reconocido que surge por restricciones en el sistema de transporte y que provocan déficit en los perfiles de tensión y reactivo del nodo de la Distribuidora EDERSA, en la medida que no sean producto de la ineficiencia técnica/operativa de la Distribuidora EDERSA.

A.3.3.6. Sobrecostos por combustibles.

Costos por las nuevas tasas aplicadas a los combustibles líquidos y de gas natural definidos por la SEN.

A.3.4 CARGOS POR EL USO DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE OTROS AGENTES.

A.3.4.1. MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM):

A.3.4.1.a Costo Transporte en Alta Tensión para el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

$$CTATTmem = CCATTmem + CASTmem + TE$$

Donde:

CTATTmem: Costo de Transporte en Alta Tensión asignado al trimestre que se inicia.



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

CCATTmem: Sumatoria de los valores proyectados por CAMMESA para el trimestre que inicia en el concepto de CARGOS EN SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION.

CASTmem: Canon por Ampliaciones Mayores por Concurso Público Obras en el Sistema de transporte del MEM, valor anual definido por el ENRE por obras que afectan a la DISTRIBUIDORA (EDERSA) y que resultan en un beneficio a los usuarios finales de esta. Costo asignable trimestralmente.

TE: impuesto que transfiere el MEM a las Distribuidoras por las actividades de Regulación del ENRE a los actores del mercado (\$/año). Costo asignable trimestralmente.

A.3.4.1.b. Costo Transporte de DistroComahue.

Para el transporte de energía abastecida a la DISTRIBUIDORA (EDERSA) por la Distribución Troncal el costo se calcula de la siguiente manera:

$$\text{CTDCTmem} = \text{CCDCTmem} + \text{CTPAFTTmem} + \text{CASDCmem}$$

Donde:

CTDCTmem: Costo de Transporte por distribución troncal asignado al trimestre que se inicia.

CCDCTmem: Sumatoria de los valores proyectados por CAMMESA para el trimestre que se inicia como concepto de CARGOS DE TRANSPORTE EN DISTRIBUCION TRONCAL.

CTPAFTTmem: Sumatoria de los valores proyectados por CAMMESA para el trimestre que se inicia en el concepto CARGOS POR TRANSPORTE PAFTT (Prestación Adicional de la Función de Transporte).

CASDCmem: Canon por Ampliaciones Mayores por Concurso Público por obras en el Sistema de transporte de la Distro Comahue, valor anual definido por el ENRE por obras que afectan a LA DISTRIBUIDORA (EDERSA) y que resultan en un beneficio a los usuarios finales de esta. Costo asignable trimestralmente.



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

A.3.4.2. PAFTT – Prestación de la Función de Transporte – facturada directamente por el prestador.

A.5. ASIGNACIÓN DE LOS COSTOS TRIMESTRALES A POTENCIA, ENERGÍA Y USO DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE OTROS AGENTES.

A.5.1. ASIGNACIÓN DE LOS COSTOS TRIMESTRALES POR ENERGÍA A LA TARIFA USUARIO FINAL.

A.5.1.a. COSTOS TRIMESTRALES POR FUENTE DE ABASTECIMIENTO.

Son los obtenidos por banda (pico, valle y resto) que surgen del numeral A.3.1.a.

A.5.1.b. COSTOS TOTALES TRIMESTRALES ASOCIADOS A LA ENERGÍA.

A partir de las definiciones en el numeral A.3.1.c los costos trimestrales asociados a la energía se prorratan según la energía trimestral por banda (pico, valle y horas restantes) según la siguiente metodología:

$$CT_z \text{ pico} = CT_z * \text{PART pico.}$$

$$CT_z \text{ valle} = CT_z * \text{PART valle.}$$

$$CT_z \text{ resto} = CT_z * \text{PART resto.}$$

$$\text{PART pico} = \text{Energía Pico} / \text{Energía Total.}$$

$$\text{PART valle} = \text{Energía Valle} / \text{Energía Total.}$$

$$\text{PART resto} = \text{Energía Resto} / \text{Energía Total}$$

Donde:

CT_z : Costos Trimestrales, donde z corresponde a cada costo definido en el numeral 3.1.b

PART pico : Participación de la Energía en pico, respecto a la energía total definida en los datos físicos a tal efecto.

PART valle : Participación de la Energía en valle, respecto a la energía total definida en los datos físicos a tal efecto.

PART resto : Participación de la Energía en resto, respecto a la energía total definida en los datos físicos a tal efecto.

A.5.1.c. COSTO POR ENERGÍA TRASLADABLE A TARIFAS.



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

El Costo por energía trasladable a tarifas (CEtti) para la banda pico, valle y horas restantes, se define como la suma de conceptos por banda citados en los puntos A.4.1.a y A.4.1.b.

A.5.2. ASIGNACIÓN DE LOS COSTOS TRIMESTRALES POR POTENCIA A LA TARIFA USUARIO FINAL.

Se define como Costo Total Trimestral por Potencia (CTTP) a la sumatoria de los costos por Potencia (Servicios Asociados, Reserva, Créditos por Alivio de Carga, etc.).

El Costo por Potencia trasladable a tarifas (CPtt), se define como el cociente entre CTTP y la potencia máxima trimestral total para el período que se inicia. (PMTp).

$$CPtt = CTTP / PMTp$$

A.5.3. ASIGNACIÓN DE LOS COSTOS TRIMESTRALES POR EL USO DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE OTROS AGENTES A TARIFA USUARIO FINAL.

ACUST: Se define como la sumatoria de los costos totales trimestrales asociados al uso del sistema de transporte e incluyen la Tasa ENRE, Gastos por Transporte en AT, DISTRO, PAFTT y las erogaciones que correspondan por Canon por obras de ampliación en el Sistema de Transporte. Se contemplan también las deducciones por montos de calidad de servicio por transporte que afectan a la suma de Gastos por Transporte en AT, DISTRO, PAFTT y las erogaciones que correspondan por Canon por obras de ampliación en el Sistema de Transporte.

$$ACUST = TE + (GT_k + CAST_k - CCS_k)$$

TE: tasa ENRE

k: AT, DISTRO, PAFTT

GT_k: Gastos por Transporte.



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

CAST_k: Canon por obras de ampliación en el Sistema de Transporte en AT, DISTRO.

CCS_k: Créditos por Calidad de Servicio por transporte en AT, DISTRO, PAFTT.

El Costo asignable por el Uso Sistema de Transporte trasladable a tarifas (ACUST_{tt}) se define como el cociente entre ACUST y la Potencia Máxima Trimestral proyectada por la Distribuidora EDERSA para el trimestre que se inicia.

$$ACUST_{tt} = ACUST / PMTp$$

PMTp: Potencia Máxima Trimestral para el período que se inicia

A.6. PRECIOS DE ENERGÍA, POTENCIA Y ASIGNACIÓN DE LOS COSTOS POR EL USO DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE OTROS AGENTES, PARA LA DEFINICION DE TARIFAS A USUARIOS FINALES.

Costo por Energía trasladable a tarifas (CE_{tt}) en pico, valle y horas restantes, expresado en \$/MWh.

Costo por Potencia trasladable a tarifas (CP_{tt}), expresado en \$/MW.

Costo por el uso del sistema de transporte trasladable a tarifas (ACUST_{tt}),
expresado en \$/MW.



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

B. AJUSTE TRIMESTRAL DEL COSTO DE ABASTECIMIENTO.

El mecanismo de ajuste de los costos del cuadro de abastecimiento expost se activarán en caso que el EPRE lo determine y/o la Distribuidora EDERSA lo soliciten para el trimestre en análisis.

Dicho procedimiento de ajuste considerará las variaciones respecto de los proyectados, de los datos físicos y precios reales de las distintas fuentes; como así también, la aparición de nuevos conceptos no considerados en el proyectado, siempre que éstos últimos constituyan costos específicamente vinculados al abastecimiento y estuvieran debidamente autorizados por el EPRE.

En el caso particular del abastecimiento al Subsistema El Bolsón-Comarca Andina, se mantendrá el procedimiento actual (Resolución EPRE N° 282/18 y demás normativa y disposiciones complementarias) para determinar el costo a reconocer ex post, hasta tanto se reglamente el nuevo procedimiento a aplicar en el presente quinquenio.

B.1. PRECIOS UNITARIOS.

B.1.1 MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM).

Los precios unitarios considerados son los publicados por CAMMESA en la Programación Estacional Definitiva para la jurisdicción Río Negro, para el trimestre transcurrido.

B.1.2 CONTRATOS CELEBRADOS POR LA DISTRIBUIDORA (EDERSA).

Se consideran los precios unitarios que se definan en los Contratos celebrados por la Distribuidora EDERSA mientras los mismos no superen el precio límite establecido por el EPRE para el trimestre transcurrido.

B.1.3 GENERACIÓN.

Las fuentes de generación podrán ser Externas y/o Propias.

B.1.3.1 Generación Externa



Provincia de Río Negro
**ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD**

El precio a reconocer dependerá del costo asignado a dichas fuentes los cuales en ningún caso podrán superar el precio límite establecido por el E.P.R.E. para el trimestre transcurrido.

• **B.1.3.2 Generación Propia**

Los precios unitarios serán el resultado de los costos variables, de la solución técnica más eficiente para el periodo en análisis, con las particularidades del trimestre para la totalidad de la producción térmica de las centrales consideradas regulatoriamente.

• **B.1.3.3. Generación Propia El Bolsón.**

Los precios unitarios serán el resultado de los costos variables de la totalidad de la producción térmica de la solución técnica más eficiente para el periodo en análisis.

B.1.4 PRECIO LÍMITE A RECONOCER.

Para fuentes en jurisdicción del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA, el Precio Límite Unitario en el MEM (\$PLEMEMi) se define como: el precio que por igual suministro rija en el Mercado eléctrico Mayorista para la jurisdicción respectiva (art. 41, pto. 4., del Decreto N° 1291/95 reglamentario de la Ley 2902.).

Para fuentes que no están en jurisdicción del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA, el Precio Límite Unitario (\$PLEMEMi) lo define el EPRE.

B.2. DATOS FÍSICOS.

B.2.1 MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM).

Energía real comprada en el MEM para el trimestre transcurrido.

Potencia resultante de considerar la suma de los requerimientos máximos de los tres meses registrados en el MEM., Sobre este concepto CAMMESA factura a la Distribuidora por la Reserva y Servicios Asociados a la potencia.



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

B.2.2 CONTRATOS CELEBRADOS POR LA DISTRIBUIDORA EDERSA.

Según las características del contrato se considerará:

- a) Si el precio acordado es sobre el Monómico de energía:
La energía eléctrica total por banda: Pico, Valle y Horas Restantes, conforme contrato, para el trimestre transcurrido.
- b) Si el precio acordado es sobre energía y potencia:
La energía eléctrica total por banda: Pico, Valle y Horas Restantes, conforme contrato, para el trimestre transcurrido.

Potencia que surge de la suma de potencias máximas conforme contrato, para el trimestre transcurrido.

B.2.3 GENERACIÓN.

• B.2.3.1 Generación Externa

- a) Si el precio está asociado al Monómico de energía:

La energía eléctrica total por banda: Pico, Valle y Horas Restantes, real registrada para el trimestre transcurrido.

- b) Si el precio acordado es sobre energía y potencia:

La energía eléctrica total por banda: Pico, Valle y Horas Restantes, real registrada para el trimestre transcurrido.

• B.2.3.2 Generación Propia.

La energía eléctrica total por banda: Pico, Valle y Horas Restantes, real registrada para el trimestre transcurrido por los equipos de generación considerados regulatoriamente.

Potencia que surge de la suma de potencias máximas registradas para el trimestre transcurrido.

• B.2.3.3. Generación Propia El Bolsón.



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

La energía real abastecida de El Bolsón-Comarca Andina por los equipos de generación para el trimestre transcurrido.

Se reconocerá el diferencial de demanda resultante de descontar la energía entregada desde ET Golondrinas y CH CHIPRE.

B.3 CÁLCULO COSTO TRIMESTRAL.

B.3.1. CONCEPTOS DE ENERGÍA.

B.3.1.1. MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM).

Para cada uno de los horarios tarifarios "i" (Pico, Valle y Horas Restantes) el costo se calculara de la siguiente manera:

$$CEMEMi = \$PLEMEMi * EMEMi$$

Donde:

CEMEMi: Costo por la energía en el horario "i" para el trimestre transcurrido.

\$PLEMEMi: Precio unitario límite por energía en el MEM, para el horario "i" publicado en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el trimestre transcurrido, definido como:

($\$PEMEMi * FnMEMi + \$PEAMEMi$), con:

\$PEMEMi: Precio unitario de la energía en el Mercado para el horario "i" publicado en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el trimestre transcurrido.

FnMEMi: Factor de Nedo para el horario "i" publicado en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el trimestre transcurrido.

\$PEAMEMi: Precio unitario de la energía adicional para el horario "i" publicado en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el trimestre transcurrido.



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

EMEMi: Energía adquirida en el MEM para el trimestre transcurrido en el horario "i", de acuerdo a la declaración efectuada a CAMESA definida en el punto B.2.1 del presente.

B.3.1.2 CONTRATOS CELEBRADOS POR LA DISTRIBUIDORA EDESA.

Para cada uno de los horarios tarifarios "i" (Pico, Valle y Horas Restantes) el costo se calcula de la siguiente manera:

$CECi = \$PECi * ECi$; si $\$PECi$ es menor o igual que $\$PLEMEMi$.

$CECi = \$PLEMEMi * ECi$; si $\$PECi$ es mayor que $\$PLEMEMi$.

Donde:

CECi: Costo por la energía del Contrato en el horario "i" para el trimestre transcurrido en cuestión.

$\$PECi$: Precio unitario de la energía según detalle en el punto B.1.2. del presente para el horario "i", previsto para el trimestre transcurrido.

ECi: Energía prevista en el Contrato, en el horario "i", de acuerdo a lo especificado en el punto B.2.2 del presente.

$\$PLEMEMi$: Precio unitario límite por Energía, definido en el numeral B.1.4

B.3.1.3. GENERACIÓN.

B.3.1.3.1. Costo trimestral Generación Externa.

Para cada uno de los horarios tarifarios "i" (Pico, Valle y Horas Restantes) el costo se calcula de la siguiente manera:

$CEGEi = \$PEGEi * EGEi$; si $\$PEGEi$ es menor o igual que $\$PLEMEMi$.

$CEGEi = \$PLEMEMi * EGEi$; si $\$PEGEi$ es mayor que $\$PLEMEMi$.

Donde:

CEGEi: Costo por la energía en el horario "i" para el trimestre transcurrido.



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

\$PEGE_i: Precio unitario de la energía según detalle en el punto B.1.3.1. del presente para el horario "i", previsto para el trimestre transcurrido.

EGE_i: Energía para el trimestre transcurrido en el horario "i", de acuerdo a lo especificado en el punto B.2.3.1. del presente.

\$PLEMEM_i: Precio unitario límite por Energía en el MEM, definido en el numeral B.3.1.a.1

B.3.1.3.2. Costo trimestral por Generación Propia.

a) Para el período que va desde la vigencia de la presente resolución y por los 4 trimestres siguientes, el costo se calculará de la siguiente manera:

$$CEGP_i = \$CGE * EGPI$$

Donde:

\$CGE: *Costo de la Generación Eficiente*, expresado en \$/kWh, correspondiente con la generación.

EGP_i: La Energía a considerar será la total proyectada generar por banda horaria para *el trimestre que se inicia*, o para igual trimestre del año anterior al que se inicia si no se contara con el dato proyectado.

B.3.1.3.3. Costo trimestral por Generación Propia El Bolsón.

Desde la entrada en vigencia del presente Anexo y hasta tanto se reglamente el nuevo procedimiento de reconocimiento de costos de generación de El Bolsón a aplicar en el presente quinquenio, se mantendrá el procedimiento de reconocimiento actual (Resolución EPRE N° 282/18 y demás normativa y disposiciones complementarias).

B.3.2. COSTOS DE LA POTENCIA.

CARGOS POR POTENCIA DESPACHADA: MEM, CONTRATOS Y GENERACIÓN.



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

B.3.2.1. MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Cargo por Potencia

$$CPDESPMEM = \$PBASmem * PMDem$$

Donde:

CPDESPMEM: Costo de la potencia Despachada en el MEM para el trimestre transcurrido.

\$PBASmem: Precio de la Potencia Despachada Base publicado en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el trimestre transcurrido.

PMDem: Potencia Media Demandada al Mercado Eléctrico Mayorista para el trimestre transcurrido.

B.3.2.2. CONTRATOS CELEBRADOS POR LA DISTRIBUIDORA EDERSA.

Cargo por Potencia.

Para los casos en que dichos contratos prevean consideración de Potencia a abastecer.

$$CPDESPC = \$PBASmem * PMDGE * RELmem * RMPC$$

Donde:

CPDESPC: Costo de la potencia Despachada para el Contrato para el trimestre transcurrido.

\$PBASmem: Precio de la Potencia Despachada (Base) publicado en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el trimestre transcurrido.

RMPC: Sumatoria de las potencias máximas consideradas por Contrato para el trimestre transcurrido.

RELmem: factor que relaciona la Potencia Máxima de LA DISTRIBUIDORA (EDERSA) con PMDC.



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

B.3.2.3. GENERACIÓN.

Cargo por Potencia.

Para los casos en que dichos contratos prevean consideración de Potencia a abastecer.

$$CPDESPGE = \$PBASmem * RMPGE * RELmem$$

Donde:

CPDESPGE = Costo de la potencia Despachada para la Generación Eléctrica para el trimestre transcurrido.

PMDGE: Potencia media despachada en horas fuera de valle de días hábiles, proyectada para el trimestre transcurrido.

\$PBASmem: Precio de la Potencia Despachada publicado en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el trimestre transcurrido.

RELmem: factor que relaciona la Potencia Máxima de LA DISTRIBUIDORA (EDERSA) con la Potencia Media Demandada prevista para el trimestre transcurrido.

RMPGE: Sumatoria de las potencias máximas para el trimestre transcurrido.

B.3.3. COSTOS ASOCIADOS A LA ENERGÍA.

B.3.3.1. SOBRECOSTO POR PRECIO LOCAL PARA EDERSA.

Se considera el valor establecido para Río Negro en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el trimestre transcurrido en el MEM, planilla SOBRECOSTOS POR PRECIOS LOCALES, columna SALDO FONDO DE ESTABILIZACION.

B.3.3.2. Cargos Variables por Transporte de Energía por los Contratos a Término en el MEM.



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

Cargo trimestral facturado por CAMMESA que remunera el transporte de la energía abastecida por los Contratos de la Distribuidora EDERSA para el trimestre transcurrido.

B.3.3.3. Gastos Administrativos de CAMMESA por Abastecimiento del MEM.

Sumatoria de lo facturado por CAMMESA en concepto de gastos y/o inversiones de CAMMESA de acuerdo a los valores determinados y publicados por este organismo en los documentos de transacciones económicas.

B.3.3.4. Fondo Nacional de la Energía.

Carga impositiva nacional que debe tributar la Distribuidora al Fondo Nacional de la Energía Eléctrica creado por Ley N° 24.065, por la energía real registrada demandada exceptuada la Generación Propia para el trimestre transcurrido.

B.3.3.5. Generación Forzada.

Costo reconocido que surge por restricciones en el sistema de transporte y que provocan déficit en los perfiles de tensión y reactivo del nodo de la Distribuidora EDERSA, en la medida que no sean producto de la ineficiencia técnica/operativa de la Distribuidora EDERSA.

B.3.3.6. Sobrecostos por combustibles.

Costos por las tasas aplicadas a los combustibles líquidos y de gas natural definidos por la SEN.

B.3.4. CARGOS POR EL USO DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE OTROS AGENTES.

B.3.4.1. MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM):

B.3.4.1.a Costo Transporte en Alta Tensión para el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

CTATTmem = CCATTmem + CASTmem + CASTM mem + TE



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

Donde:

CTATT : Costo de Transporte en Alta Tensión asignado al trimestre transcurrido.

CCATTmem: Sumatoria de los valores facturados por CAMMESA para el trimestre transcurrido en el concepto CARGOS EN SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION.

CASTmem: Canon por Ampliaciones Mayores por Concurso Público Obras en el Sistema de transporte del MEM, valor anual definido por el ENRE por obras que afectan a Distribuidora EDESA y que resultan en un beneficio a los usuarios finales de esta. Costo asignable trimestralmente.

CASTM mem: Canon por Ampliaciones Menor por obras en el Sistema de transporte de la Distro Comahue, valor anual definido por el EPRE por obras que afectan a Distribuidora EDESA y que resultan en un beneficio a los usuarios finales de esta. Costo asignable trimestralmente.

TE: impuesto que transfiere el MEM a las Distribuidoras por las actividades de Regulación del ENRE a los actores del mercado (\$/año). Costo asignable trimestralmente.

B.3.4.1.b. Costo Transporte de DistroComahue.

Para el transporte de energía abastecida a Distribuidora EDESA por la Distribución Troncal el costo se calcula de la siguiente manera:

$$CTDCTmem = CCDCTmem + CTPAFTTmem + CASDCmem + CASDCM mem - CCS_k$$

Donde:

CTDCTmem: Costo de Transporte por distribución troncal asignado al trimestre transcurrido.

CCDCTmem: Sumatoria de los valores facturados por CAMMESA para el trimestre transcurrido como concepto CARGOS DE TRANSPORTE EN DISTRIBUCION TRONCAL.



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

CTPAFTTmemi: Sumatoria de los valores proyectados por CAMMESA para el trimestre transcurrido en el concepto CARGOS POR TRANSPORTE PAFTT – (Prestación Adicional de la Función de Transporte).

CASDCmem: Canon por Ampliaciones Mayores por Concurso Público por obras en el Sistema de transporte de la Distro Comahue, valor anual definido por el ENRE por obras que afectan a Distribuidora EDESA y que resultan en un beneficio a los usuarios finales de esta. Costo asignable trimestralmente.

CASDCM mem: Canon por Ampliaciones Menor por obras en el Sistema de transporte de la Distro Comahue, valor anual definido por el EPRE por obras que afectan a LA DISTRIBUIDORA (EDESA) y que resultan en un beneficio a los usuarios finales de esta. Costo asignable trimestralmente.

CASTCP: Los costos de operación y mantenimiento que sean retribuidos por las ampliaciones en el Sistema de transporte que se realicen a través de los Contratos entre Partes, serán reconocidos en la medida que la Distribuidora EDESA presente el detalle desagregado de las instalaciones y de los montos asociados a su operación y mantenimiento vinculados a este tipo de ampliaciones al sistema de transporte.

CCSk: Créditos por Calidad de Servicio por transporte en AT, DISTRO, PAFTT.

B.3.4.2. PAFTT – Prestación de la Función de Transporte – facturada directamente por el prestador.

B.3.5. COSTOS ASOCIADOS A LA POTENCIA.

B.3.5.1. CRÉDITOS POR ALIVIO DE CARGA.

Los créditos que recibe Distribuidora EDESA por su participación en el alivio de cargas por actuación de relés de subfrecuencia, ante la ineficiencia técnica de otros distribuidores. (\$/trimestre).

B.6. PLAZOS Y FORMAS DE PRESENTACIÓN DE LA DOCUMENTACIÓN POR PARTE DE LA DISTRIBUIDORA (EDESA)



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

B.6.1. PLAZOS PARA PRESENTACIÓN DE LA DOCUMENTACIÓN.

B.6.1.a. AJUSTE DEL COSTO DE ABASTECIMIENTO TRIMESTRAL.

La solicitud de ajuste de costo de abastecimiento, acompañada de toda la documentación que la avale, deberá ser presentada formalmente por la Distribuidora EDERSA ante el EPRE según el siguiente esquema de fechas:

TRIMESTRE	FECHA DE PRESENTACION
Noviembre-Diciembre-Enero	Antes de cada 10 de Marzo
Febrero-Marzo-Abril	Antes de cada 10 de Junio
Mayo-Junio-Julio	Antes de cada 10 de Septiembre
Agosto-Septiembre-Octubre	Antes de cada 10 de Diciembre

Es facultativo para la Distribuidora solicitar el procedimiento de ajuste de costo de abastecimiento. Todo incumplimiento implicará la pérdida del derecho.

B.6.1.b. ACTUALIZACIÓN TRIMESTRAL DEL COSTO DE ABASTECIMIENTO TRIMESTRAL.

La solicitud de actualización trimestral del Cuadro Tarifario, acompañada de la documentación que la avale, deberá ser presentada formalmente por la Distribuidora EDERSA ante el EPRE, según el siguiente esquema de fechas:

TRIMESTRE	FECHA DE PRESENTACION
Noviembre-Diciembre-Enero	Antes de cada 15 de Octubre
Febrero-Marzo-Abril	Antes de cada 15 de Enero
Mayo-Junio-Julio	Antes de cada 15 de Abril
Agosto-Septiembre-Octubre	Antes de cada 15 de Julio

B.6.2. SOBRE LA DOCUMENTACIÓN PRESENTADA.

Toda la información solicitada precedentemente deberá ser avalada por la documentación técnica necesaria para su análisis.

De verificarse dilaciones u omisión en llevar a cabo la presentación de la actualización correspondiente o la documentación que avala la misma, este Ente dispondrá la aplicación de una sanción de multa (numeral 6.3 y/o 6.7 del

Expte. EPRE N° 30190 - 86 de 115



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

Subanexo 3 del Contrato de Concesión, según corresponda), como así también las medidas que resulten necesarias en resguardo de los derechos de los usuarios del servicio público de distribución de energía eléctrica.

A handwritten signature in black ink, consisting of a large, stylized letter 'M' with a long horizontal stroke extending to the left.



ANEXO III
Vigencia 01/12/21 al 31/12/21

COSTOS DE DISTRIBUCIÓN REDUCIDOS POR PERDIDAS A NIVEL DE SUMINISTRO

ETAPA	COSTOS DE DISTRIBUCIÓN Red. a Nivel de Suministro \$/kw_mes													
	Red AT		Transf AT/ST		Red ST		Transf ST/MT		Red MT		Transf MT/BT		Red BT	
RED AT	\$CDAT_0	6,5463	\$CDAT_1	6,5463	\$CDAT_2	6,5826	\$CDAT_3	6,8874	\$CDAT_4	6,9389	\$CDAT_5	7,0626	\$CDAT_6	7,3999
TP AT/ST	\$CDATST_1	7,3828	\$CDATST_2	7,3828	\$CDATST_3	7,4001	\$CDATST_4	7,7949	\$CDATST_5	7,9338	\$CDATST_6	156,6835	\$CDATST_7	166,2428
RED ST	\$CDST_1	147,8791	\$CDST_2	147,8791	\$CDST_3	147,9999	\$CDST_4	156,8882	\$CDST_5	156,8882	\$CDST_6	156,8882	\$CDST_7	156,8882
TRANSFORMACION ST/MT	\$CDSTMT_1	88,7709	\$CDSTMT_2	88,7709	\$CDSTMT_3	88,7709	\$CDSTMT_4	93,5074	\$CDSTMT_5	93,5074	\$CDSTMT_6	232,8352	\$CDSTMT_7	243,9576
RED MT	\$CDMT_1		\$CDMT_2		\$CDMT_3		\$CDMT_4		\$CDMT_5		\$CDMT_6		\$CDMT_7	
TRANSFORMACION MT/BT	\$CDMTBT_1		\$CDMTBT_2		\$CDMTBT_3		\$CDMTBT_4		\$CDMTBT_5		\$CDMTBT_6		\$CDMTBT_7	
RED BT	\$CDBT_1		\$CDBT_2		\$CDBT_3		\$CDBT_4		\$CDBT_5		\$CDBT_6		\$CDBT_7	

COSTOS DE GESTION COMERCIAL POR CATEGORIAS TARIFARIAS

CATEGORIAS TARIFARIAS	RESIDENCIALES		GENERALES	
	CGC [\$/Usu_mes]	CATEGORIAS TARIFARIAS	CGC [\$/Usu_mes]	CATEGORIAS TARIFARIAS
T1R1 monofásico	309,01	T1G1 monofásico	221,89	
T1R1 trifásico	395,80	T1G1 trifásico	308,68	
T1R2 monofásico	157,50	T1G2 monofásico	522,51	
T1R2 trifásico	244,29	T1G2 trifásico	609,30	

ALUMBRADO PUBLICO	
CATEGORIAS TARIFARIAS	CGC [\$/Usu_mes]
T1 Alumbrado Público	197,00
T2 Alumbrado Público	3826,48

CATEGORIAS TARIFARIAS	TARIFAS T2		
	CGC [\$/Usu_mes]	CATEGORIAS TARIFARIAS	
T2 en BT menor a 50 kW	3826,48	T2GE en BT menor a 50 kW	4856,48
T2 en BT > a 50 y < 300 kW en bornes o red	13855,11	T2GE en BT > a 50 y < 300 kW en bornes o red	14885,11
T2 en BT mas de 300 kW en bornes o red	18446,40	T2GE en BT mas de 300 kW en bornes o red	19476,40
T2 en MT > a 50 y < 300 kW en bornes o red	18446,40	T2GE en MT > a 50 y < 300 kW en bornes o red	19476,40
T2 en MT > 300 kW en red o bornes	18446,40	T2GE en MT > 300 kW en red o bornes	19476,40
T2 en ST > a 50 y < 300 kW en bornes o red	18446,40	T2GE en ST > a 50 y < 300 kW en bornes o red	19476,40
T2 en ST > 300 kW en bornes o red	18446,40	T2GE en ST > 300 kW en bornes o red	19476,40
T2 en AT > 300 kW en bornes o red	18446,40	T2GE en AT > 300 kW en bornes o red	19476,40



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

ANEXO IV

Vigencia 01/01/22 al 31/10/22

ETAPA	COSTOS DE DISTRIBUCIÓN Red. a Nivel de Suministro \$/kw_mes													
	Red AT	Transf. AT/ST	Red ST	Transf. ST/MT	Red MT	Transf. MT/BT	Red BT							
RED AT	\$CDAT_0	9,4318	\$CDAT_1	9,4318	\$CDAT_2	9,4863	\$CDAT_3	9,4924	\$CDAT_4	9,8989	\$CDAT_5	10,1771	\$CDAT_6	10,6632
TPA/ST	\$CDATST_1	9,7863	\$CDATST_2	9,8419	\$CDATST_3	9,8493	\$CDATST_4	10,3748	\$CDATST_5	10,6597	\$CDATST_6	11,0641	\$CDATST_7	11,0641
RED ST	\$CDST_1	180,1671	\$CDST_2	180,1671	\$CDST_3	180,2996	\$CDST_4	200,4833	\$CDST_5	204,0247	\$CDST_6	213,7709	\$CDST_7	213,7709
TRANSFORMACION ST/MT	\$CDSTMT_1		\$CDSTMT_2		\$CDSTMT_3	116,7534	\$CDSTMT_4	122,9831	\$CDSTMT_5	126,1742	\$CDSTMT_6	131,1637	\$CDSTMT_7	131,1637
RED MT	\$CDMT_1		\$CDMT_2		\$CDMT_3		\$CDMT_4	303,9697	\$CDMT_5	309,3762	\$CDMT_6	324,1639	\$CDMT_7	324,1639
TRANSFORMACION MT/BT	\$CDMTMT_1		\$CDMTMT_2		\$CDMTMT_3		\$CDMTMT_4		\$CDMTMT_5	226,9460	\$CDMTMT_6	237,7871	\$CDMTMT_7	237,7871
RED BT	\$CDBT_1		\$CDBT_2		\$CDBT_3		\$CDBT_4		\$CDBT_5		\$CDBT_6	511,0117	\$CDBT_7	511,0117

RESIDENCIALES	GENERALES			CGC	CGC [\$/Usu_mes]	CGC [\$/Usu_mes]
	CGC [\$/Usu_mes]	COSTOS DE GESTION COMERCIAL	CGC [\$/Usu_mes]			
COSTOS GESTION COM.						
T1R1 monofásico	332,36	T1G1 monofásico	\$CGCT1G1.m	237,79	T1 Alumbrado Público	\$CGCT1AP
T1R1 trifásico	418,15	T1G1 trifásico	\$CGCT1G1.t	324,68	T2 Alumbrado Público	\$CGCT2AP
T1R2.1 monofásico	167,90	T1G2 monofásico	\$CGCT1G2.m	664,12		
T1R2.1 trifásico	264,69	T1G2 trifásico	\$CGCT1G2.t	660,91		
					ALUMBRADO PUBLICO	
					COSTOS GESTION COM.	
						CGC [\$/Usu_mes]
						208,86
						4129,12

T2	COSTOS GESTION COM.	CGC [\$/Usu_mes]	CGC [\$/Usu_mes]
T2 en BT menor a 50 kW	\$CGCT2_1BT	4129,12	
T2 en BT > a 50 y < 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_2BT	15015,14	
T2 en BT mas de 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_3BT	19998,95	
T2 en MT > a 50 y < 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_2MT	19998,95	
T2 en MT > 300 kW en red o bornes	\$CGCT2_3MT	19998,95	
T2 en ST > a 50 y < 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_2ST	19998,95	
T2 en ST > 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_3ST	19998,95	
T2 en AT > 300 kW en bornes o red	CGC [\$/Usu_mes]		
COSTOS GESTION COMERCIAL Gestion de Energia			
T2GE en BT menor a 50 kW	\$CGGT2_1BT	5169,12	
T2GE en BT > a 50 y < 300 kW en bornes o red	\$CGGT2_2BT	16045,14	
T2GE en BT mas de 300 kW en bornes o red	\$CGGT2_3BT	21028,95	
T2GE en MT > a 50 y < 300 kW en bornes o red	\$CGGT2_2MT	21028,95	
T2GE en MT > 300 kW en red o bornes	\$CGGT2_3MT	21028,95	
T2GE en ST > a 50 y < 300 kW en bornes o red	\$CGGT2_2ST	21028,95	
T2GE en ST > 300 kW en bornes o red	\$CGGT2_3ST	21028,95	
T2GE en AT > 300 kW en bornes o red	\$CGGT2_3AT	21028,95	



ANEXO VI

Vigencia 01/11/23 al 31/10/24

COSTOS DE DISTRIBUCIÓN Red.a Nivel de Suministro \$/kw_mies

ETAPA	Red AT	Transf AT/ST	Red ST	Transf ST/MT	Red MT	Transf MT/BT	Red BT
RED AT	\$CDAT_0	9,0865	\$CDAT_2	9,1371	\$CDAT_4	9,6319	\$CDAT_6
TRAF/ST	\$CDATST_1	9,4287	\$CDATST_2	9,4802	\$CDATST_4	9,9936	\$CDATST_6
RED ST			\$CDST_2	184,7003	\$CDST_4	184,7011	\$CDST_6
TRANSFORMACION ST/MT			\$CDSTMT_3	119,6324	\$CDSTMT_4	124,9623	\$CDSTMT_6
RED MT					\$CDMT_4	284,0808	\$CDMT_6
TRANSFORMACION MT/BT						\$CDMTBT_5	\$CDMTBT_6
RED BT							\$CDBT_6

COSTOS GESTION COM.	RESIDENCIALES		GENERALES		CGC	CGC [\$/Usu_mes]
	CGC [\$/Usu_mes]	CGC	CGC	CGC [\$/Usu_mes]		
TIR1 monofásico	\$CGCTIR1.m	327,81	\$CGCTIG1.m	242,86	T1 Alumbrado Público	\$CGCT1AP
TIR1 trifásico	\$CGCTIR1.t	414,60	\$CGCTIG1.t	329,65	T2 Alumbrado Público	\$CGCT2AP
TIR2.1 monofásico	\$CGCTIR2.m	165,88	\$CGCTIG2.m	67,37		
TIR2.1 trifásico	\$CGCTIR2.t	252,67	\$CGCTIG2.t	664,16		

COSTOS GESTION COM.	T2		CGC	CGC [\$/Usu_mes]
	CGC	CGC [\$/Usu_mes]		
T2 en BT menor a 50 kW	\$CGCT2_1BT	4214,98		
T2 en BT > a 50 y < 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_2BT	15353,24		
T2 en BT mas de 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_3BT	20481,93		
T2 en MT > a 50 y < 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_2MT	18710,50		
T2 en MT > 300 kW en red o bornes	\$CGCT2_3MT	18710,50		
T2 en ST > a 50 y < 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_2ST	18710,50		
T2 en ST > 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_3ST	18710,50		
T2 en AT > 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_3AT	18710,50		
COSTOS GESTION COMERCIAL Gestion de Energia	CGC [\$/Usu_mes]			
T2GE en BT menor a 50 kW	\$CGCT2_1BT	5244,98		
T2GE en BT > a 50 y < 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_2BT	16383,24		
T2GE en BT mas de 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_3BT	21511,93		
T2GE en MT > a 50 y < 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_2MT	21511,93		
T2GE en MT > 300 kW en red o bornes	\$CGCT2_3MT	21511,93		
T2GE en ST > a 50 y < 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_2ST	21511,93		
T2GE en ST > 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_3ST	21511,93		
T2GE en AT > 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_3AT	21511,93		



ANEXO VII

Vigencia 01/11/24 al 31/10/25

COSTOS DE DISTRIBUCIÓN Red. a Nivel de Suministro \$/kw_mes

ETAPA	Red AT	Transf AT/ST	Red ST	Transf ST/MT	Red MT	Transf MT/BT	Red BT
RED AT	\$CDAT_0 8,9346	\$CDAT_1 8,9346	\$CDAT_2 8,9854	\$CDAT_3 8,9921	\$CDAT_4 9,4719	\$CDAT_5 9,6407	\$CDAT_6 10,1012
TPA/ST		\$CDAT_1 9,2690	\$CDAT_2 9,3217	\$CDAT_3 9,3267	\$CDAT_4 9,8264	\$CDAT_5 10,0015	\$CDAT_6 10,4792
RED ST			\$CDST_2 186,5527	\$CDST_3 186,6924	\$CDST_4 196,6538	\$CDST_5 200,1575	\$CDST_6 209,7189
TRANSFORMACION ST/MT				\$CDS_TMT_3 118,0447	\$CDS_TMT_4 124,3432	\$CDS_TMT_5 126,5586	\$CDS_TMT_6 132,6043
RED MT					\$CDMT_4 290,3344	\$CDMT_5 295,5071	\$CDMT_6 309,6233
TRANSFORMACION MT/BT						\$CDMTBT_5 221,4938	\$CDMTBT_6 231,7601
RED BT							\$CDBT_6 503,2632

RESIDENCIALES		GENERALES		ALUMBRADO PUBLICO	
COSTOS GESTION COM.	CGC [\$/Usu_mes]	COSTOS DE GESTION COMERCIAL	CGC [\$/Usu_mes]	COSTOS GESTION COM.	CGC [\$/Usu_mes]
T1R1 monofásico	\$CGCT1R1.m 325,07	T1G1 monofásico	\$CGCT1G1.m 243,86	T1 Alumbrado Público	\$CGCT1AP 205,61
T1R1 trifásico	\$CGCT1R1.t 411,86	T1G1 trifásico	\$CGCT1G1.t 330,65	T2 Alumbrado Público	\$CGCT2AP 4201,24
T1R2.1 monofásico	\$CGCT1R2.m 164,65	T1G2 monofásico	\$CGCT1G2.m 579,99		
T1R2.1 trifásico	\$CGCT1R2.t 251,44	T1G2 trifásico	\$CGCT1G2.t 666,78		

T2	COSTOS GESTION COM.	CGC [\$/Usu_mes]
T2 en BT menor a 50 kW	\$CGCT2_1BT	4201,24
T2 en BT > a 50 y < 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_2BT	16304,20
T2 en BT mas de 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_3BT	20375,22
T2 en MT > a 50 y < 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_2MT	20375,22
T2 en MT > 300 kW en red o bornes	\$CGCT2_3MT	20375,22
T2 en ST > a 50 y < 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_2ST	20375,22
T2 en ST > 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_3ST	20375,22
T2 en AT > 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_3AT	20375,22
COSTOS GESTION COMERCIAL Gestion de Energía CGC [\$/Usu_mes]		
T2GE en BT menor a 50 kW	\$CGCT2_1BT	5231,24
T2GE en BT > a 50 y < 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_2BT	16334,20
T2GE en BT mas de 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_3BT	21405,22
T2GE en MT > a 50 y < 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_2MT	21405,22
T2GE en MT > 300 kW en red o bornes	\$CGCT2_3MT	21405,22
T2GE en ST > a 50 y < 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_2ST	21405,22
T2GE en ST > 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_3ST	21405,22
T2GE en AT > 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_3AT	21405,22



ANEXO VIII

Vigencia 01/11/25 al 31/10/26

COSTOS DE DISTRIBUCIÓN Red. a Nivel de Suministro \$/kw_mes

ETAPA	Transf. AT/ST		Red AT		Red ST		Transf. ST/MT		Red MT		Transf. MT/BT		Red BT	
	\$CDAT_1	8,7950	\$CDAT_0	8,7950	\$CDAT_2	8,8449	\$CDAT_3	8,8516	\$CDAT_4	9,238	\$CDAT_5	9,4900	\$CDAT_6	9,9433
RED AT	\$CDAT_1	8,7950	\$CDAT_0	8,7950	\$CDAT_2	8,8449	\$CDAT_3	8,8516	\$CDAT_4	9,238	\$CDAT_5	9,4900	\$CDAT_6	9,9433
TFA/ST	\$CDATST_1	9,1272	\$CDATST_2	9,1790	\$CDATST_3	9,1859	\$CDATST_4	9,6760	\$CDATST_5	9,6760	\$CDATST_6	9,8484	\$CDATST_7	10,3189
RED ST	\$CDST_1	187,0932	\$CDST_2	187,0932	\$CDST_3	187,2333	\$CDST_4	197,2236	\$CDST_5	197,2236	\$CDST_6	200,7374	\$CDST_7	210,3265
TRANSFORMACION ST/MT	\$CDSTMT_1	117,3677	\$CDSTMT_2	117,3677	\$CDSTMT_3	117,3677	\$CDSTMT_4	123,6301	\$CDSTMT_5	123,6301	\$CDSTMT_6	125,8328	\$CDSTMT_7	131,8438
RED MT	\$CDMT_1	288,4488	\$CDMT_2	288,4488	\$CDMT_3	288,4488	\$CDMT_4	288,4488	\$CDMT_5	288,4488	\$CDMT_6	288,4488	\$CDMT_7	307,6125
TRANSFORMACION MT/BT	\$CDMTBT_1	219,7724	\$CDMTBT_2	219,7724	\$CDMTBT_3	219,7724	\$CDMTBT_4	219,7724	\$CDMTBT_5	219,7724	\$CDMTBT_6	219,7724	\$CDMTBT_7	230,2708
RED BT	\$CDBT_1	501,4669	\$CDBT_2	501,4669	\$CDBT_3	501,4669	\$CDBT_4	501,4669	\$CDBT_5	501,4669	\$CDBT_6	501,4669	\$CDBT_7	501,4669

RESIDENCIALES

GENERALES

ALUMBRADO PÚBLICO

COSTOS GESTION COM.	CGC [\$/Usu_mes]	COSTOS DE GESTION COMERCIAL	CGC [\$/Usu_mes]	CGC [\$/Usu_mes]	COSTOS GESTION COM.	CGC [\$/Usu_mes]	
							T1G1 monofásico
T1R1 monofásico	321,30	T1G1 monofásico	\$CGCT1G1.m	243,97	T1 Alumbrado Público	\$CGCT1AP	203,80
T1R1 trifásico	408,09	T1G1 trifásico	\$CGCT1G1.t	330,76	T2 Alumbrado Público	\$CGCT2AP	4194,49
T1R2.1 monofásico	162,97	T1G2 monofásico	\$CGCT1G2.m	580,29			
T1R2.1 trifásico	249,76	T1G2 trifásico	\$CGCT1G2.t	667,08			

T2 COSTOS GESTION COM.	CGC [\$/Usu_mes]	CGC [\$/Usu_mes]
T2 en BT menor a 60 kW	\$CGCT2_1BT	4194,49
T2 en BT > a 60 y < 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_2BT	16260,42
T2 en BT mas de 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_3BT	20224,19
T2 en MT > a 60 y < 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_2MT	18542,58
T2 en MT > 300 kW en red o bornes	\$CGCT2_3MT	18542,58
T2 en ST > a 60 y < 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_2ST	18542,58
T2 en ST > 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_3AT	18542,58
T2 en AT > 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_3AT	18542,58
COSTOS GESTION COMERCIAL Gestion de Energia		
T2GE en BT menor a 60 kW	\$CGCT2_1BT	5224,49
T2GE en BT > a 60 y < 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_2BT	16290,42
T2GE en BT mas de 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_3BT	21254,19
T2GE en MT > a 60 y < 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_2MT	21254,19
T2GE en MT > 300 kW en red o bornes	\$CGCT2_3MT	21254,19
T2GE en ST > a 60 y < 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_2ST	21254,19
T2GE en ST > 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_3AT	21254,19
T2GE en AT > 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_3AT	21254,19



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

ANEXO IX

Detalle de Obras Especiales

Orden	Obra	Justificación Técnica	Tensión	Cantidad	Unidad	Monto de la obra (ARS)	1/11/2021 al 31-10-2022	1/11/2022 al 31-10-2023	1/11/2023 al 31-10-2024
1	Soterramiento Alim 13,2 KV N° 3 y 5 y IMT KV salidas Alto Valle - Cipolletti	Cafiero Chiquín Continuidad de Obras reconocidas Trimestralmente en ajuste Tarifarios y conduidas en el quinquenio 2016-2021.	MT	1	km	\$ 99.473.659,41			24.868.415
2	ET 33/13,2 KV LAS PERLAS 10 MVA	Aumento de la capacidad de potencia para la demanda 2022/2026	MT/MT	10	MVA	\$ 37.302.622,28	37.302.622		
3	UMT 33 KV Alto Valle - Las Perlas Trifásica convencional Postación mixta 3 x 120 mm2	Aumento de la capacidad de potencia en la subtransmisión mejorando la confiabilidad ante Cortes en la Línea 13,2 KV CALF Las Perlas	MT	35	km	\$ 63.726.407,35			31.863.294
4	Interconexión El Cuy y Cerro Policía Trifásica Convencional Postación madera 3 x 95 mm2	Art 41 Dec 1291/95 conveniencia técnica actual de Interconexión Generación Aislada	MT	100	km	\$ 155.216.965,11		77.498.433	77.498.433
5	ET 33/13,2 KV El Cuy 5 MVA	Art 41 Dec 1291/95 conveniencia técnica actual de Interconexión Generación Aislada	MT	45	km	\$ 63.353.588,82			63.353.569
6	IMTR 19 KV Maquirichao El Cahn Monofásica Convencional Postación madera 1 x 50 mm2	Art 41 Dec 1291/95 conveniencia técnica actual de Interconexión Generación Aislada	MT/MT	5	MVA	\$ 18.651.311,14			18.651.311
7	Nueva UMT 33 KV Meniccos - Sierra Colorada Trifásica Convencional Postación madera 3 x 50 mm2	Art 41 Dec 1291/95 conveniencia técnica actual de Interconexión Generación Aislada	MT	90	km	\$ 57.821.250,98			
		Aumento de la capacidad de potencia para la demanda 2022/2026	MT	25	km	\$ 30.456.167,68			
Totales de Obras Especiales del quinquenio						516.001.854	37.302.622	77.696.433	216.344.932



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

ANEXO X

Resumen de exposiciones de la Audiencia Pública realizada 26/07/2021

1) Sr. Claudio Bulacio en representación de la Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina (ADEERA).

Tras realizar una prevé presentación de la asociación (ADEERA), lleva a cabo un análisis de los principios tarifarios previstos por Ley Nacional N° 24.065 de Marco Regulatorio Eléctrico y la relevancia de éstos para la determinación de la remuneración de los distribuidores.

Menciona la composición de la factura del servicio del usuario final y los porcentajes que cada uno de sus componentes representa sobre el monto final; remite seguidamente a un estudio realizado por ADEERA respecto de Tarifa Social hasta el año 2019.

Destaca el atraso en cuanto a la actualización del Valor Agregado de Distribución (VAD) y considera razonable prever ajustes del VAD cada tres o seis meses por la situación macroeconómica, tal como lo ha hecho la Provincia de Mendoza entre otras.

- Respuesta: La Ley J N° 2.902 de Marco Regulatorio de la Provincia de Río Negro prevé al margen de la revisión tarifaria quinquenal, que ante situaciones objetivas y justificadas, la Distribuidora o el Ente Regulador insten el procedimiento de revisión tarifaria. En el transcurso del quinquenio 2016-2021 la Distribuidora EDERSA no solicitó en ninguna oportunidad la revisión/actualización de sus tarifas, siendo el propio Ente Regulador mediante Resoluciones N° Resoluciones EPRE N° 32/21, 51/21 y 94/21 quien articulo un procedimiento de revisión fundado en la variación de los precios de los insumos y su impacto en los costos operativos no salariales.

Por último, destaca que la inversión en redes debe ser constante en el tiempo, para sostener y mejorar la calidad del servicio que se presta; para lo cual considera que los ingresos se deben ajustar a la realidad de los costos, tanto en magnitud como en oportunidad.

- Respuesta: Aclarar al Sr. Bulacio que el modelo tarifario instituido por la Ley Nacional N° 24.065, al cual adhiere la Provincia de Río Negro, es el denominado "Price Cap" o "Precios Máximos". En virtud de este modelo y los principios



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

tarifarios también previstos en la normativa nacional, el Ente Regulador reconoce sólo los costos eficientes para la prestación del servicio proyectado hasta el fin del periodo tarifario, determinados en función de alguna metodología técnica (Red Adaptada a la Demanda, Modelo de Empresa Eficiente, Benchmarking, etc.). Por lo expuesto, se rechaza la mención al reconocimiento de costos reales del distribuidor.

2) Sr. Jaime Flores, como particular interesado.

Comienza su exposición, relatando la situación particular de Balsa Las Perlas, donde se encuentran comprendidos catorce (14) barrios. Seguidamente, critica en general la calidad del servicio prestado por la empresa EDERSA en todo Balsa Las Perlas.

Hace mención al convenio firmado el 30/03/2015 entre la Secretaría de Estado de Energía, el EPRE, la Municipalidad de Cipolletti y EDERSA para la regularización del servicio en Balsa Las Perlas y denuncia incumplimiento generalizado y errónea interpretación del convenio, como así también falta de obras comprometidas en el Barrio Puente Santa Mónica. Destaca que incluso en los barrios que han sido regularizados, conviven instalaciones (seccionadores) y conexiones irregulares.

- Respuesta: Los incumplimientos denunciados por el Sr. Jaime Flores resultan ajenos al objeto de esta Audiencia Pública; sin perjuicio de esto, serán analizados a la brevedad por el Área de Seguridad Pública y Calidad de Servicio.

3) Sr. Franco Susca en representación de Cámara de Comercio, Industria y Producción de Villa Regina.

En primer término, se realiza un rechazo general al pedido de aumento solicitado por la Distribuidora EDERSA y solicita al Ente Regulador que en cumplimiento del Art. 36° inc. c) del Contrato de Concesión de la Distribuidora EDERSA, intime a regularizar la deuda que mantiene con CAMMESA, por considerarla un incumplimiento a sus obligaciones sustanciales.

- Respuesta: La deuda que mantiene la Distribuidora EDERSA con la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA) resulta ajeno al objeto de esta audiencia. Por otro lado, el Art. 36 inc. c) del Contrato de Concesión se refiere a la medida a aplicar en el supuesto que las multas

RIO NEGRO



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

acumuladas alcancen determinada magnitud, nada tiene que ver con deudas acumuladas por la distribuidora o incumplimiento ante CAMMESA. No obstante, se recuerda que la Distribuidora y CAMMESA han negado responder pedidos formales de información, aduciendo que la deuda es un asunto entre privados. Con los antecedentes obrantes en este Ente Regulador, la Dirección de Personas Jurídicas solicitó en 2019 la intervención judicial de EDESA, la cual fue rechazada y en su lugar se autorizó un veedor judicial para comprender el origen de la deuda impaga con CAMMESA. Dicho proceso, luego de varios recursos por parte de EDESA, concluyó finalmente en 2020 donde el informe del Veedor consignó que no era un acto ilegal, aunque sí cuestionable por ser un servicio público. Se informa que en 2021 la Secretaría de Estado de Energía de la Provincia se encuentra siguiendo el proceso de negociación en el marco de las Resoluciones SE N° 40/21 y 371/21 para que la empresa EDESA regularice su situación de morosidad respecto del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

Insta al Ente Regulador a convocar a Concurso Público Internacional con motivo del Periodo de Gestión para la venta del paquete accionario mayoritario.

- **Respuesta:** La convocatoria a Concurso Público Internacional con motivo del vencimiento del Primer Periodo de Gestión es una cuestión, en principio ajena al objeto de esta audiencia y revisión tarifaria. Sin embargo, se prevé en la resolución por la cual se aprueba la tarifa de la distribuidora EDESA para el quinquenio 2021-2026 que se llevarán a cabo las tareas necesarias para que, previa intervención del Poder Concedente, se defina cómo se llevará a cabo el Concurso Público Internacional y se de finalmente inicio al 2° Periodo de Gestión de la distribuidora EDESA.

Pide se exija a la Distribuidora la realización de la Campaña de Medición obligatoria, habiendo mediado reconocimiento tarifario, para así conocer la modalidad de consumo de los usuarios y posibilitar un adecuado diseño del sistema de distribución.

- **Respuesta:** La empresa EDESA incumplió la obligación prevista por Resolución EPRE N° 48/08 respecto de la obligatoriedad de ejecutar la Campaña de Medición correspondiente al periodo 2016-2021. En las actuaciones identificadas como Expte. EPRE N° 24443/15 ha tramitado el análisis de los incumplimientos, resultando en la aplicación de una sanción de multa por un valor de \$2.256.500 y disponiéndose el descuento de la tarifa correspondiente a la 5ta Revisión Tarifaria Ordinaria por un valor actualizado de \$16.814.134 por la falta de aplicación de los recursos reconocidos por Resolución EPRE N° 175/17.



Provincia de Río Negro
**ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD**

Rechazan los ajustes semestrales en las tarifas, propuestos por la Distribuidora EDERSA.

- **Respuesta:** Coincidimos que este tipo de ajustes no encuentra sustento legal en ninguna norma del Marco Regulatorio Eléctrico Provincia.; por el contrario, la Ley J N° 2.902 distingue claramente un mecanismo ordinario (revisión quinquenal) y otros extraordinarios (reconocimiento tarifario de mayores costos laborales, reconocimientos tarifarios por causas objetivas y justificadas, etc.), por lo que no se considera necesario, oportuno, ni inconveniente contar con una metodología de ajuste semestral.

Manifiestan que las pérdidas técnicas cuyo reconocimiento pretende el Distribuidor, resultan similares a las solicitadas en el marco de la 4ta revisión tarifaria ordinaria; y respecto a las pérdidas no técnicas, EDERSA pretende su reconocimiento.

- **Respuesta:** En cuanto a las pérdidas técnicas, se describe en el dictamen técnico su análisis y consideración, destacando que las mismas se ajustan a las pérdidas propias de una red adaptada a la demanda y considerada a nuevo. Por otro lado, se analizará el impacto del costo que insume la energía consumida por conexiones irregulares e ilegales.

Inclusión de inversiones futuras en la tarifa, que serían ejecutadas a partir de su financiación por la tarifa que abonen los usuarios y no se garantiza su concreción.

- **Respuesta:** Las inversiones pretendidas por la distribuidora EDERSA que se consideran necesarias en virtud del estudio de Red Adaptada a la Demanda, pasan a integrar el VNR y no se remuneran en forma distinta. En cuanto al Plan de Inversiones Especiales aprobado por el Ente Regulador en el marco de esta 5ta Revisión Tarifaria Ordinaria, se aclara que: i) existe un cronograma de ejecución comprometido por la Distribuidora; ii) recién cuando se verifique su puesta en servicio, serán consideradas en el VNR al igual que las restantes obras e instalaciones eléctricas.

Cuestionan la tasa de rentabilidad, por entender que se encuentra sobreestimada y solicitan especial énfasis en el análisis de la prima de riesgo considerada.

- **Respuesta:** Se ha llevado a cabo un análisis de los distintos datos considerados por la distribuidora EDERSA en su propuesta tarifaria para el cálculo de la Tasa WACC, como así también los valores y series de tiempo, realizándose los



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

ajustes que se consideran necesarios para su correcto cálculo. Asimismo, se ha estudiado en forma pormenorizada cómo considerar el riesgo país y su impacto en el método de cálculo.

Rechazan que EDERSA pretenda incluir en tarifa la Tasa de Fiscalización y Control del Ente Regulador.

- Respuesta: Al igual que en anteriores revisiones tarifarias, esta pretensión ha sido rechazada con fundamento en que la Tasa de Fiscalización y Control del EPRE debe ser absorbida por la rentabilidad de la empresa, no resultando trasladable a la tarifa del usuario.

Señalan que la empresa en su propuesta tarifaria presenta una estructura salarial excesiva en cuanto al número y remuneración.

- Respuesta: A raíz de lo solicitado por los usuarios, se ha llevado a cabo una revisión de la metodología de Modelo de Empresa Ideal o Eficiente (MEI)⁴ empleada por el EPRE para determinar los costos de explotación técnico y comercial a asignar a la tarifa. También se ha requerido información a los sindicatos FATLyF y APUAYE para determinar la remuneración de las distintas categorías del modelo MEI.

La presentación por escrito de la Cámara de Comercio, Industria y Producción de Villa Regina se extiende más allá de lo expuesto en la audiencia pública, puntualizando treinta y seis (36) propuestas o solicitudes al Ente Regulador y críticas a la propuesta tarifaria de la Distribuidora.

4) Sr. Edgardo Miguel Grasso, en representación de la Cámara de Agricultura, Industria y Comercio de General Roca (CAIC).

Manifiestan el formal rechazo al aumento solicitado por la Distribuidora EDERSA. Tras repasar los fundamentos y particularidades de la metodología tarifaria aplicada por el Ente Regulador para determinar la tarifa usuario final, entienden que nada de esto se verifica por el desinterés de EDERSA en la correcta prestación del servicio.

Piden al Ente Regulador que contemple una serie de cuestiones:

⁴ Modelo desarrollado por consultora BA Energy Solutions en Expte. EPRE N° 22372 "CONTRATACIÓN CONSULTORA ESPECIALIZADA EN TEMAS TARIFARIOS".



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

- Entienden que se encuentra sobredimensionada la dotación de personal de la empresa ideal, por lo que recomiendan al Ente Regulador realizar un estudio pormenorizado de los puestos, funciones y remuneración acordes a las abonadas en la región.
- - Respuesta: A raíz de lo solicitado por los usuarios, se ha llevado a cabo una revisión de la metodología de Modelo de Empresa Ideal o Eficiente (MEI)⁵ empleada por el EPRE para determinar los costos de explotación técnico y comercial a asignar a la tarifa. También se ha requerido información a los sindicatos FATLyF y APUAYE para determinar la remuneración de las distintas categorías del modelo MEI.
- En materia de inversiones, la empresa propone un plan que se abona a través de la tarifa, pero pocas veces se cumple por no resultar exigibles. Piden que se exija un cronograma y definir las consecuencias del incumplimiento.
 - Respuesta: Respecto del plan de inversiones propuesto por la Distribuidora, este Ente ha distinguido cuáles serán consideradas como "*Inversiones especiales*" a través de la tarifa, aceptando el cronograma de ejecución propuesto por EDESA en su propuesta y estipulando que no serán incorporadas en el VNR hasta tanto no se verifique su puesta en servicio por la Secretaría de Estado de Energía de la Provincia.
- Pérdida técnica y no técnica. Piden estudio técnico que avale esto.
 - Respuesta: El estudio técnico se encuentra incorporado en las actuaciones de autos y es resultado del estudio de Red Adaptada a la Demanda (RAD). Este tipo de planteo ya ha sido objeto de respuesta.
- Generación aislada de El Bolsón. Dice que se abonó en tarifa la interconexión de dicha localidad y nunca se concretó.
 - Respuesta: Nunca se ha trasladado a tarifa el valor de la interconexión de la zona de El Bolsón al SADI o MEM. La obra de interconexión Cohihue-Glondrina-Bolson, con las limitaciones técnicas que presenta, fue financiada con fondos FEDEI. Precisamente, como la interconexión actual no permite garantizar el abastecimiento seguro y regular de la zona, es que se mantiene el reconocimiento en tarifa de la generación térmica.

⁵ Modelo desarrollado por consultora BA Energy Solutions en Expte. EPRE N° 22372 "CONTRATACIÓN CONSULTORA ESPECIALIZADA EN TEMAS TARIFARIOS".



Provincia de Río Negro
**ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD**

- Dicen que la proyección de demanda no encuentra sustento, debido a la falta de realización de campañas de medición.
 - Respuesta: La campaña de medición no tienen necesaria correlación con la proyección de demanda. El Ente Regulador realizó su propio análisis para validar la proyección de demanda consignada por la Distribuidora en su propuesta, la cual fue ajustada a partir de a) Plan Director de la Provincia de Río Negro al 2030 y b) Declaraciones Juradas mensuales de demanda media desagregada (DMD) presentadas por la Distribuidora a CAMMESA.
- Piden ser revise la base de capital y el plan de inversiones, como así también los cálculos en la base de capital.
 - Respuesta: Todo esto ha sido objeto de análisis por parte del Ente Regulador al estudiar la propuesta tarifaria de la Distribuidora EDERSA para la 5ta Revisión Tarifaria Ordinaria.
- Entienden que no corresponden los ajustes tarifarios semestrales, por no estar contemplados en la Ley y por existir la posibilidad de una revisión tarifaria extraordinaria.
 - Respuesta: El Ente Regulador comparte esta noción, motivo por el cual se rechaza la pretensión de la Distribuidora EDERSA de incorporar revisiones tarifarias semestrales, sin previa audiencia pública.
- Tasa de rentabilidad. Muy por encima de lo solicitado por empresas similares de otras jurisdicciones.
 - Respuesta: Se ha llevado a cabo un análisis de los distintos datos considerados por la distribuidora EDERSA en su propuesta tarifaria para el cálculo de la Tasa WACC, como así también los valores y series de tiempo, realizándose los ajustes que se consideran necesarios para su correcto cálculo. Asimismo, se ha estudiado en forma pormenorizada cómo considerar el riesgo país y su impacto en el método de cálculo.
- Sobredimensionamiento de los costos, solicitan análisis detallado de los costos operativos.



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

- Respuesta: Se ha llevado a cabo el análisis de los costos operativos y de explotación comercial, a través de la metodología de Modelo de Empresa Eficiente (MEI).
- Solicitan se consideren declaraciones variables, con modificaciones semestrales.
 - Respuesta: Se reconoció en la 4ta RTO de la distribuidora EDERSA (Res. EPRE N° 175/17), la posibilidad que las declaraciones de potencia sean variables; el usuario puede declarar variaciones mensuales, bimestrales, trimestrales, cuatrimestrales, semestrales o anual. Sin embargo, estas declaraciones variables sólo se pueden realizar una sola vez al año, debido a que los costos son anuales (VAD anual para cálculo tarifario) y la Distribuidora debe recuperar los mismos en el transcurso del año.
- Revisión de los kdvs por entender que resultan excesivos
 - Respuesta: Los kdvs no pueden resultar excesivos, porque no son un cargo en sí mismos, sino que es la fórmula que permite distribuir a lo largo del año la estacionalidad de la actividad. Los kdvs se relacionan con una cuestión más bien financiera, es decir, cómo el usuario abonará a la distribuir el cargo por uso de red (CUR) a lo largo del año, en virtud de la estacionalidad de su declaración de potencia.
- Dar participación a la Cámara CAIC en los estudios para determinar el pase a tarifa de los incrementos salariales.
 - Respuesta: El procedimiento de reconocimiento tarifario de los mayores costos laborales previsto por Art. 51° de la Ley J N° 2.902 no prevé que se deba dar intervención a terceros. La Cámara de Agricultura, Industria y Comercio de General Roca (CAIC) podrá eventualmente tomar vista de las actuaciones y presentar los recursos que estime pertinentes.
- Modificación al sistema SARA 3.0 de atención al cliente, de forma tal de permitir al usuario según el segmento acceder a una atención personalizada.
 - Respuesta: El sistema SARA se prevé a los fines de agilizar cierto tipo de trámites comerciales, o poner en conocimiento de la distribuidora situaciones particulares (pagos realizados, interrupciones de suministro, etc.). La atención personalizada se focaliza en las sucursales o centros de gestión; de lo contrario, debería preverse personal adicional y el costo



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

asociado para ello. Se estudiará en futuras revisiones el costo comercial asociado a lo solicitado, su impacto tarifario y asignación a los usuarios.

- Desagregar en la factura, tal como lo dispuso Resolución EPRE N° 175/17 los incrementos tarifarios posteriores.
 - Respuesta: Mediante Anexo I "Régimen Tarifario" de la Resolución EPRE N° 175/17 se consagró la intención del EPRE de desagregar los incrementos tarifarios posteriores mediante un cargo distinto al cargo fijo (CF) y cargo variable (CV). Sin embargo, debido a la dificultad técnica que representa, no se reglamentó ni se implementó en el transcurso del quinquenio 2016-2021, motivo por el cual se elimina esta previsión a partir del quinquenio 2021-2026.
- Prever un tercer vencimiento para clientes T2.
 - Respuesta: Será objeto de análisis en futuras revisiones tarifarias.
- Apertura de los intereses cobrados por mora que impactan en la próxima factura.
 - Respuesta: Se desconoce el grado de apertura pretendido. Cualquier usuario tiene derecho de concurrir a la sucursal de la Distribuidora y exigir que se le brinde por escrito un detalle de los intereses que se le pretende cobrar por mora o pago fuera de término.
- Analizar el cobro de multas cuando el consumo no supera la máxima capacidad contratada.
 - Respuesta: Entendemos que la afirmación se refiere al cobro de una penalidad, cuando el usuario consume una potencia superior a la contratada. Esta circunstancia se encuentra expresamente prevista en el Régimen Tarifario de todas las distribuidoras provinciales y encuentra su fundamento, en la necesidad de que la red eléctrica de distribución se encuentre correctamente dimensionada. En el supuesto que un usuario declare menos potencia que la que efectivamente utiliza, esto perjudica la red y por eso corresponde el cobro de una penalidad, para estimular al usuario a que ajuste su declaración de potencia.



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

- Modificación de la variación de tensión admitida en redes rurales (10%) ya que la misma es demasiado elevada para el normal funcionamiento de equipos en área rurales, además de impedir nuevos emprendimientos o mejoras tecnológicas.
 - Respuesta: Esta modificación, al estar vinculada con los niveles de tolerancia admitidos por el Contrato de Concesión en materia de calidad de servicio y producto técnico, sólo puede ser llevado a cabo por el Ente Regulador a través del Periodo de Gestión, o en todo caso, mediante renegociación de los términos del Contrato de Concesión que lleve a cabo el Poder Concedente.

5) Sra. Verónica Barrera, en representación de la Subsecretaria de El Cóndor y Costa Atlántica, dependiente de la Municipalidad de Viedma.

La Sra. Barrera comienza su exposición, narrando los inconvenientes advertidos en cuanto el servicio de distribución de energía eléctrica prestado por la empresa EDERSA durante los últimos 10 años en la zona atlántica.

Menciona que desde 2017 vienen solicitando cambios de instalaciones y renovación en la provisión de mayor potencia, en reemplazo de material que ya se encuentra obsoleto. Trae a colación el corte acontecido en marzo del año 2021, que duró aproximadamente 10 horas, ocasionando incontables inconvenientes en la zona y por último, cierra concluyendo que los inconvenientes son producto de una clara falta de inversión en la zona.

- Respuesta: Es obligación fundamental prevista en la Ley J N° 2.902 y Contrato de Concesión de la distribuidora EDERSA llevar a cabo todas las inversiones necesarias para la correcta prestación del servicio, de acuerdo a los niveles de calidad previstos regulatoriamente. Desde el EPRE se ha tomado conocimiento de la particularidad del evento climático denominado "niebla salina" y se ha incorporado al estudio de Red Adaptada a la Demanda (RAD) las protecciones necesarias. Por este motivo, aunque el evento resulte ocasional, cualquier inconveniente en la calidad será penalizable y no podrá ser considerado como caso fortuito o fuerza mayor.

6) Sr. Carlos Zanardi en representación del Consorcio de Regantes de Allen y Fernández Oro.



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

El expositor realiza en primer término una crítica generalizada al aumento tarifario pretendido por la distribuidora, considerándolo desproporcionado, motivo por el cual lo desaprueban.

Ven que la distribuidora lleva adelante un negocio financiero, al no pagar a CAMMESA el costo de abastecimiento y, por otro lado, aporta recursos a otros emprendimientos de sus accionistas por fuera de la provincia de río negro.

Señalan que la Campaña de Medición no se ha realizado adecuadamente y que le corresponde al Ente Regulador adoptar las medidas pertinentes.

- **Respuesta:** Reiteramos que la empresa EDERSA incumplió la obligación prevista por Resolución EPRE N° 48/08 respecto de la obligatoriedad de ejecutar la Campaña de Medición correspondiente al período 2016-2021. En las actuaciones identificadas como Expte. EPRE N° 24443/15 ha tramitado el análisis de los incumplimientos, resultando en la aplicación de una sanción de multa por un valor de \$2.256.500 y disponiéndose el descuento de la tarifa correspondiente a la 5ta Revisión Tarifaria Ordinaria por un valor actualizado de \$16.814.134 por la falta de aplicación de los recursos reconocidos por Resolución EPRE N° 175/17.

Observan una falta de mantenimiento de las instalaciones de distribución; por otro lado, crítica los mecanismos de control del Ente Regulador y reclaman mayor participación de los usuarios.

- **Respuesta:** En cuanto a la falta de mantenimiento de las instalaciones por parte de la distribuidora, esto necesariamente repercute en una prestación deficiente del servicio. El modelo regulatorio en principio, se encuentra diseñado para que el control que lleve a cabo la autoridad de contralor (Ente Regulador) sea ex post, o también denominado control por resultado. En virtud de este control, las sanciones que se apliquen al concesionario por la deficiente prestación del servicio, tienen por finalidad incentivar al mismo a invertir. Respecto del reclamo de mayor participación en favor de los usuarios, este organismo cumple en dar a publicidad todas sus resoluciones siendo la información a los usuarios la principal forma de garantizarles participación; por otro lado, la audiencia pública es un requisito ineludible para la determinación de una modificación tarifaria integral. En cuanto a la participación de asociaciones de usuarios directamente en el Ente Regulador, esta situación no se encuentra prevista por la Ley J N° 2.986 de creación del EPRE; sin embargo, este órgano siempre ha demostrado



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

su predisposición de reunirse con los usuarios, recabar sus inquietudes e incluso formar comisiones de estudio para cuestiones específicas.

Exige mayor transparencia e información en las páginas oficiales de EDERSA y del EPRE, asimismo solicita se informe la evolución de la gestión y los balances de la empresa.

- Respuesta: Se tomará en cuenta esta petición, a los efectos de analizar cambios en la página web del Ente Regulador.

En materia de inversiones, reclama que aparezca el detalle de las mismas en una página web y que se informe el grado de avance.

- Respuesta: Se tomará en cuenta esta petición, a los efectos de analizar cambios en la página web del Ente Regulador.

Exige que se informe la incidencia real del aumento de personal laboral.

- Respuesta: Toda la información vinculada al cálculo de la dotación de la empresa (a través del Modelo de Empresa Ideal) y masa salarial se encuentra en las actuaciones de autos, las cuales son públicas y de libre consulta por cualquier interesado. Asimismo, los expedientes donde se analizan las peticiones de las distribuidoras de reconocimientos tarifarios motivados en los incrementos de los costos salariales fundado en Art. 51° de la Ley J N° 2.902 también se encuentran a disposición.

Rechazan el mecanismo de actualización trimestral o semestral propuesto por la distribuidora, a través de un índice.

- Respuesta: Coincidimos que este tipo de ajustes no encuentra sustento legal en ninguna norma del Marco Regulatorio Eléctrico Provincial; por el contrario, la Ley J N° 2.902 distingue claramente un mecanismo ordinario (revisión quinquenal) y otros extraordinarios (reconocimiento tarifario de mayores costos laborales, reconocimientos tarifarios por causas objetivas y justificadas, etc.), por lo que no se considera necesario, oportuno, ni inconveniente contar con una metodología de ajuste semestral.

Respecto de la generación aislada, afirma que no se dio cumplimiento a lo dispuesto en la última revisión tarifaria.



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

- **Respuesta:** Tratando de comprender lo afirmado por el expositor, se entiende que se refiere a la metodología de reconocimiento tarifario del costo de abastecimiento de la localidad de El Bolsón, el cual fue definido por Anexo II de la Resolución EPRE N° 175/17 (4ta Revisión Tarifaria Ordinaria) en dos momentos, un período de transición y un segundo período, donde se presuponía concretada la interconexión al SAD en forma satisfactoria. Por Resolución EPRE N° 282/18 se suspendió la vigencia del segundo período o momento, debido a que se verificaron imposibilidades técnicas para tener por acreditados los presupuestos que garantizaban precisamente, el abastecimiento seguro de la demanda de El Bolsón.

7) Sr. Sebastián Hernández, en representación de la Federación de Productores de Frutas de Río Negro y Neuquén.

Manifiesta el rechazo a los aumentos solicitados por la distribuidora EDERSA, por considerarlos excesivos, abusivos e injustificados. Seguidamente, objeta que el plan de inversiones no sea exigible, ni se conozca el mismo.

Crítica el análisis de crecimiento de la demanda realizado por la distribuidora, como así también la falta de ejecución de la Campaña de Medición que fuera trasladada oportunamente en tarifa.

En cuanto a la evolución de los costos, afirma que no encuentran sustento empírico. Por otro lado, crítica la tasa de rentabilidad solicitada por la concesionaria, entendiendo que se encuentra muy por encima de lo otorgado en revisiones anteriores.

Manifiesta su rechazo al pedido de revisiones tarifarias semestrales, existiendo mecanismos reconocidos por Arts. 45 y 48 de la Ley J N° 2.902.

En cuanto a las pérdidas no técnicas, crítica que la propuesta pretenda su reconocimiento en tarifa, considerando que debería correr por cuenta de la empresa, quien deberá tomar los recaudos pertinentes al igual que todo lo relacionado con robo de cables y conductores.

Plantea la necesidad para la Tarifa Riego Agrícola para T1, de mantener el valor diferencial. A su vez, exige más participación del usuario en cuanto a los aumentos de la Tarifa Usuario Final y solicitan el cabal cumplimiento de la Ley Provincial N° 4617/10.



Provincia de Río Negro
**ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD**

- Respuesta: Atento a que se reiteran críticas y observaciones planteadas por otros expositores, por cuestión de brevedad se remite a las respuestas precedentemente brindadas.

8) Sr. Baltazar Fuentes Rivas, como particular interesado:

El expositor lleva adelante una crítica generalizada al mercado eléctrico argentino, por privilegiar la generación térmica (65%), incidiendo ello en el costo de la Tarifa Usuario Final.

Tras explicar la composición de la tarifa y repaso de normativa legal, hace mención a los aumentos tarifarios por incremento de costos laborales.

Crítica la deuda que mantiene EDERSA con CAMMESA, señalando que el atraso asciende a 27 meses al 30/09/2020.

De acuerdo a estudios propios, considera que el aumento promedio solicitado por la empresa EDERSA asciende a un 81,7%.

- Respuesta: Atento a que se reiteran críticas y observaciones planteadas por otros expositores, por cuestión de brevedad se remite a las respuestas precedentemente brindadas.

Por último, solicita la incorporación de las Entidades de Bien Público, con una tarifa diferenciada.

- Respuesta: El Congreso de la Nación, mediante la sanción de la Ley N° 27.218 instituye un Régimen Tarifario Específico para el servicio público respecto de Entidades de Bien Público e invita a las Provincias a adherir. La Provincia de Río Negro adhirió por la Ley N° 5.150 a las disposiciones de la Ley Nacional N° 27.218. Esta tarifa diferenciada se encuentra vigente en los cuadros tarifarios de las tres distribuidoras eléctricas provinciales, respetando los preceptos de la normativa nacional que dispuso su creación y demás reglamentación. Para mayor información, consultar el sitio web del EPRE <https://eprern.gov.ar/entidadesbienpublico.html>

9) Sra. Adriana Claudia Santagati, en su carácter de Defensora del Pueblo de Río Negro.



Provincia de Río Negro
**ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD**

La Sra. Defensora del Pueblo de la Provincia de Río Negro comienza su exposición desarrollando el concepto de "pobreza energética", explicando que se trata de hogares que no pueden afrontar el pago del servicio o deben destinar un excesivo porcentaje de sus ingresos para contar con el mismo.

Seguidamente, rechaza el aumento tarifario pretendido por la Distribuidora, entendiendo que no existen motivos que lo justifiquen, atento a que la concesionaria ha cobrado el costo de la energía e incumplido a su proveedor CAMMESA; seguidamente da cuenta de la deficiente calidad del servicio prestado por EDERSA en el último quinquenio.

Solicitan una revaluación de la segmentación tarifaria, con el fin de volver a un esquema de tarifa social simple, integrada y accesible que beneficie a los sectores más vulnerables.

- Respuesta: Las subcategorías tarifarias para Usuarios Residenciales (T1R) y Usuarios Generales (T1G) han sido simplificadas; asimismo, se ha comprobado que el aumento tarifario que se implemente sea en forma escalonada a fin de evitar un mayor impacto en el poder adquisitivo de los usuarios. Respecto de la Tarifa Social Provincial de Electricidad, se destaca que el Ente Regulador trabaja en forma coordinada con las Distribuidoras para mantener un padrón actualizado y procurar que este beneficio alcance a todos aquellos que lo necesiten. Por otro lado, existe el beneficio en favor de usuarios electrodependientes y subsidios provinciales orientados a beneficiar usuarios de pequeños consumos, jubilados y pensionados, discapacitados, excombatientes de Malvinas; entidades de bien público; asociaciones civiles que asisten a enfermos; asociaciones civiles que fomentan el deporte de jóvenes, bibliotecas populares, cooperativas de agua, etc.

Por último, concluye que EDERSA debe cancelar las deudas contraídas con CAMMESA, debe rendir cuentas de ello al Ente Regulador, concretar un plan de inversiones especialmente en El bolsón, Línea Sur y Zona Atlántica asumiendo los costos que este demande, siendo monitoreado y evaluado semestralmente por la autoridad regulatoria.

- Respuesta: La deuda que mantiene la Distribuidora EDERSA con la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA) resulta ajeno al objeto de esta audiencia, como a la potestad del Ente Regulador exigir su saneamiento. No obstante, se informa que actualmente el Ente Regulador y la Secretaría de Estado de Energía de la Provincia se encuentran participando de



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

un proceso de negociación en el marco de las Resoluciones SE N° 40/21 y 371/21 para que la empresa EDERSA regularice su situación de morosidad respecto del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). En cuanto al plan de inversiones exigido, este Ente no cuenta con potestad para instruir a la Distribuidora qué inversiones debe llevar a cabo, cuándo y dónde; no obstante, si puede requerirse información para monitorearse el flujo de inversiones, su destino y oportunidad, poniendo en conocimiento de los usuarios el resultado del análisis que se lleve a cabo.

10) Jorge Walter Pascualini Stettler en representación de la Federación Argentina de Trabajadores de Luz y Fuerza (FATLyF).

El expositor realiza la presentación de la Federación Argentina de Trabajadores de Luz y Fuerza a la cual representa, explica el contexto de pandemia signado por el congelamiento de tarifas, devaluación de la moneda y desfasaje de costos, destacando cómo estas circunstancias afectan a las empresas distribuidoras.

Explica la composición de la tarifa, menciona la accesibilidad (tanto física, como económica) y sustentabilidad del servicio eléctrico y destaca que no pueden verificarse tales condiciones sin un precio adecuado. Entiende que debe garantizarse un justo equilibrio entre calidad de servicio, plan de renovación de activos y mayor nivel de inversiones y obras.

En cuanto a la propuesta tarifaria de la Distribuidora EDERSA, señala que apoyan el incremento de valor agregado de distribución (VAD) solicitado.

- Respuesta: Corresponde aclarar que las tarifa de ninguna de las Distribuidoras que prestan el servicio en la jurisdicción de la Provincia de Río Negro se vieron alcanzadas por una medida de congelamiento tarifario, no habiendo la Provincia de Río Negro adherido a la Ley Nacional N° 27.541. Muy por el contrario, ante la firma de las Actas Acuerdo por incremento salarial entre las entidades sindicales (FATLyF y APUAYE) con la empresa EDERSA, las mismas se han trasladado inmediatamente a tarifa, cumpliendo con lo dispuesto por Art. 51° de la Ley J N° 2.902.

11) Sr. Pedro Pesatti, en su carácter de Intendente de ciudad de Viedma.

Inicia su exposición el Sr. Pesatti, rechazando en nombre del municipio de Viedma la pretensión tarifaria de la empresa EDERSA. En este sentido, destaca la falta de



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

autocrítica por parte de la empresa en cuanto a inversiones y calidad de servicio prestado, atento a la deficiente calidad del servicio prestado.

Observa una falta de proporción entre cumplimiento de usuarios y cumplimiento de la concesionaria, asimismo menciona la deuda que mantiene EDERSA con CAMMESA, la cual considera gravísima.

Subraya que la calidad del servicio, es la cuestión central para analizar si corresponde hacer lugar a la pretensión tarifaria de la distribuidora. Afirma que el aumento pretendido, no está con consonancia con el contexto económico y social actual.

Manifiesta su adhesión a la exposición de la Defensora del Pueblo de Río Negro y enfatiza su preocupación por la falta de garantía de mejora del servicio, debido a la falta de inversiones comprometidas.

- Respuesta: Atento a que se reiteran críticas y observaciones planteadas por otros expositores, por cuestión de brevedad se remite a las respuestas precedentemente brindadas.

12) Sr. Miguel Antonio Sabbadini, en representación de la Cámara Argentina de Fruticultores Integrados (CAFI).

Solicita a las autoridades del Ente Regulador, el rechazo al aumento de la propuesta tarifaria de la distribuidora.

Por otro lado, considera que el costo del capital se encuentra sobrevaluado, pidiendo al Ente Regulador que revise lo presentado por EDERSA, como así también se evidencia excesiva la tasa de rentabilidad solicitada, resultando superior incluso respecto de las aprobadas por otros entes reguladores.

- Respuesta: Ha sido objeto de análisis y ajuste por parte de este Ente, tanto la definición de las instalaciones eléctricas necesarias para la correcta prestación del servicio, como el costo de capital y método de cálculo de la Tasa de Rentabilidad, al analizar la propuesta tarifaria de la distribuidora y elaborar los estudios propios.

La proyección de la demanda realizada por EDERSA, se aprecia 33% superior a la curva histórica, por lo que se pide su análisis. A su vez, critica al nivel de pérdidas técnicas pretendido por la distribuidora y plantean no automatizar los aumentos, es



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

decir, que las Revisiones Tarifarias Extraordinarias sean con audiencia pública para autorizar los aumentos al VAD no laboral.

- Respuesta: Atento a que se reiteran críticas y observaciones planteadas por otros expositores, por cuestión de brevedad se remite a las respuestas precedentemente brindadas.

Solicitan publicación de multas y sanciones por falta de calidad de servicio, que estén disponibles en página web del EPRE o plataformas afines.

- Respuesta: Si bien se trata de una cuestión ajena al procedimiento de revisión tarifaria, se analizará la propuesta siendo que se vincula a la información a brindar a los usuarios.

Plantean la necesidad de equiparar los índices de tolerancia de calidad, entre zona rural y zona urbana.

- Respuesta: Esta modificación, al estar vinculada con los niveles de tolerancia admitidos por el Contrato de Concesión en materia de calidad de servicio y producto técnico, sólo puede ser llevado a cabo por el Ente Regulador a través del Periodo de Gestión, o en todo caso, mediante renegociación de los términos del Contrato de Concesión que lleve a cabo el Poder Concedente.

13) Sr. Carlos Alberto Borocci, en representación de la Asociación de Productores del Alto Valle.

El expositor comienza haciendo mención a la evolución del aumento pretendido por la distribuidora y expresa su rechazo al mismo.

Vinculado a la tasa de retorno, explica que el paquete de inversiones ocasiona un incremento en esta tasa, lo cual hace que se tergiverse la misma. Entiende que no corresponde su inclusión, crítica la fórmula y manifiesta que la empresa debe asumir esos riesgos y no trasladarlo a los usuarios.

- Respuesta: Atento a que se reiteran críticas y observaciones planteadas por otros expositores, por cuestión de brevedad se remite a las respuestas precedentemente brindadas.

Pérdidas no técnicas y robo de cables, considera que no debe ser soportado por el usuario, sino asumido como riesgo de la empresa.



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

- Respuesta: Atento a que se reiteran críticas y observaciones planteadas por otros expositores, por cuestión de brevedad se remite a las respuestas precedentemente brindadas.

Con relación a la Campaña de Medición, crítica a la falta de realización, lo cual no permite conocer la demanda y por consiguiente, llevar a cabo un diseño de red eficiente, lo cual es fundamental para cualquier empresa.

- Respuesta: Atento a que se reiteran críticas y observaciones planteadas por otros expositores, por cuestión de brevedad se remite a las respuestas precedentemente brindadas.

Caso concreto de El Bolsón, relacionado con generación aislada. Reitera al igual que otros expositores, la crítica por los mayores costos asociados a la generación de esta localidad, denuncia incumplimiento permanente, inversiones no realizadas, falta de interconexión, aportes provinciales, entre otros aspectos.

- Respuesta: Atento a que se reiteran críticas y observaciones planteadas por otros expositores, por cuestión de brevedad se remite a las respuestas precedentemente brindadas.

Con relación a la categoría tarifaria de Riesgo agrícola, piden mantener tarifas estacionales, declaraciones variables, subsidios y revisar los valores de kdV por resultar excesivos.

- Respuesta: Efectivamente, se mantienen las tarifas estacionales para la subcategoría de Riego Agrícola, los subsidios siguen vigentes, al igual que las declaraciones variables de potencia debiendo llevarse a cabo una vez al año. Los valores de kdV han sido revisados en función de la nueva tarifa aprobada, sin embargo, corresponde remitir a las aclaraciones realizadas oportunamente a las mismas observaciones efectuadas por otros expositores.

Objeta que se haya autorizado el intercambio de multas por electrificación de loteos. Solicita que se asigne a las multas el destino previsto por contrato de concesión.

- Respuesta: Si bien se trata de una cuestión ajena al procedimiento de revisión tarifaria, se responde que es potestad del Ente Regulador sopesar la oportunidad, mérito y conveniencia del destino de las multas, cuando se trata de aquellas que no tienen un destinatario específico de acuerdo a lo dispuesto por



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

el Contrato de Concesión de la distribuidora y la reglamentación vigente. Corresponde dejar en claro, que las multas comprendidas en el "Plan de Regularización de Barrios Populares" no fueron aplicadas a EDERSA por deficiente calidad de servicio técnico o producto técnico prestado a los usuarios; salvo aquellas que representan un monto tan insignificante, que ni si quiera se justifica su acreditación en la facturación del usuario.

La Provincia de Río Negro cobra ingresos brutos sobre la venta de energía, entendiéndose que no corresponde por ley nacional; solicitan se regularice esta situación.

- Respuesta: Si bien se trata de una cuestión ajena al procedimiento de revisión tarifaria, se menciona a título informativo que sobre la factura de compra de energía, potencia y transporte que emite CAMMESA a las distribuidoras provinciales, no recae el impuesto de ingresos brutos provincial. Distinto es la actividad de distribución de energía eléctrica que presta la empresa EDERSA, el hecho imponible es la actividad de distribución y la base imponible se encuentra determinada por legislación provincial.

Exigen que no se traslade la tasa de fiscalización del Ente Regulador a tarifa, citando como antecedente un fallo de la justicia de San Carlos de Bariloche. También menciona la deuda que mantiene la empresa EDERSA con CAMMESA y crítica que se permita.

- Respuesta: Atento a que se reiteran críticas y observaciones planteadas por otros expositores, por cuestión de brevedad se remite a las respuestas precedentemente brindadas.

Solicita mayor información en canales institucionales del EPRE.

- Respuesta: Si bien se trata de una cuestión ajena al procedimiento de revisión tarifaria, se analizará de qué forma brindar mayor información a través de la página web del Ente Regulador y redes sociales, que interese especialmente a los usuarios.



Provincia de Río Negro
ENTE PROVINCIAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

ANEXO XI

Informe Técnico

- Copia del informe obrante a fs. 897-1027 -



5ª REVISIÓN TARIFARIA DE LA DISTRIBUIDORA

Propuesta de Cuadro Tarifario

Área Técnica EPRE

A handwritten signature consisting of a stylized 'K' followed by a curved line, with a large arrow pointing to the right.

Contenido

1. INTRODUCCIÓN	4
2. ESQUEMA DE TRABAJO	5
3. DESARROLLO	6
3.1 CONCEPTOS GENERALES	6
3.2. MODELO TARIFARIO ADOPTADO POR EL EPRE	7
3.2.1 CAMPAÑA DE MEDICIÓN	7
3.2.2 DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE ABASTECIMIENTO.....	12
3.2.3 DETERMINACIÓN DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN.....	14
3.2.3.A Estudio de Proyección de Demanda.....	15
3.2.3.B Balance de energía y potencia.....	17
3.2.3.C Factores de pérdidas de potencia	19
3.2.3.D Red Adaptada a la Demanda de LA DISTRIBUIDORA	20
3.2.3.E Instalaciones Eléctricas ejecutadas por la Provincia de Río Negro	29
3.2.3.F Obras Especiales del Quinquenio 2021/2026.....	30
3.2.3.G Determinación del Valor Nuevo de Reemplazo.....	34
3.2.3.H Determinación de los VNR del Quinquenio	40
3.2.3.J VNR Eléctrico	40
3.2.3.K VNR NO Eléctrico	41
3.2.3.L Tasa de Rentabilidad.....	42
3.2.3.M Costo de Capital.....	42
3.2.3.N Costos de Explotación	44
3.2.3.N.1 Cálculo de la Dotación y Organigrama.....	46
3.2.3.N.2 Dotación vehicular	59
3.2.3.N.3 Costos de Explotación por Rubro de gasto	61
3.2.3.N.4 Cálculo de la tasa de Conexión, Aviso de suspensión, de Rehabilitación Y de Reconexión.....	69
3.2.3.N.5 Costo Total de la Empresa Eficiente a trasladar a la Tarifa Usuario Final.....	70
3.2.3.M Determinación del Costo de Redes.....	71
3.2.3.M.1 Determinación del Cargo de Distribución.....	71
3.2.3.M.2 Determinación de Costos por la Gestión Comercial	72
3.2.4 RÉGIMEN TARIFARIO.....	72
3.2.4.A Categorías Tarifarias.....	74
3.2.4.B Definición de los Cargos Tarifarios	84
3.2.4.C Definición de Fórmulas Tarifarias.....	89
4. CONCLUSIONES	91
4.1 CONSIDERACIONES PARA EL COSTO DE ABASTECIMIENTO	92
4.2 CONSIDERACIONES PARA LA DETERMINACIÓN DEL VAD	92
4.3 CONSIDERACIONES EN LA CAMPAÑA DE MEDICIÓN	94



A.T.

E.P.R.E.

1. INTRODUCCIÓN

En este documento se presenta una propuesta de Tarifa a Usuario Final (TUF) para el mercado de LA DISTRIBUIDORA (EdERSA), para su quinto período tarifario – 5ª Revisión Tarifaria, 2021/2026-. Esta tarifa es el resultado de la aplicación del modelo tarifario ya implementado en las sucesivas y anteriores revisiones tarifarias provinciales, fundamentado en los documentos elaborados por:

Previo a la realización de los trabajos técnicos, el personal del EPRE participo de un Coaching contratado con el Instituto de Energía eléctrica de San Juan (IEE), dependiente de la Universidad Nacional de San Juan y del CONICET, a fin de profundizar y actualizar los conocimientos profesionales en temas técnicos y regulatorios.

El desarrollo del trabajo está estructurado a partir de un esquema que respeta el Modelo Tarifario antes citado, adaptado por el Área Técnica a las condiciones que requería esta Revisión y como se dijo, tomando las conclusiones de estudios propios técnicos de distintas Áreas del EPRE.

Estos estudios fueron elaborados en su totalidad por el personal del EPRE (Red Adaptada a la Demanda, Modelo Empresa Eficiente, Costo de Abastecimiento, Valor Agregado de Distribución, Modelo de Cálculo, Cuadro Tarifario).

Con respecto a la tasa WACC el directorio del EPRE solicito al citado IEE de San Juan que validara los argumentos elaborados por el Directorio con respecto al impacto del riesgo país sobre los distintos sectores de la industria, concluyendo que dicho impacto es diferente para cada uno de los sectores, entre ellos el de energía eléctrica. La validación incluyo aspectos metodológicos y de cálculo.

El esquema de trabajo se basó en el desarrollo de distintos módulos que, a partir de su interacción, conformaron la TUF teniendo en cuenta para ello las condiciones de borde antes mencionadas más las exposiciones vertidas en la Audiencia Pública que tienen un efecto concreto sobre las definiciones técnicas de las tarifas y que se detallarán para cada tema en particular.

Como cierre del dictamen se describen las conclusiones y recomendaciones del Área Técnica de manera de que el Directorio y demás sectores intervinientes cuenten con más elementos para determinar la tarifa para el 5º periodo quinquenal en el Área de Concesión de LA DISTRIBUIDORA.

A.T.

E.P.R.E.

Handwritten signature and an arrow pointing to the right.



2. ESQUEMA DE TRABAJO

El proceso técnico llevado a cabo por el Área Técnica (AT) para la determinación del presente Cuadro Tarifario abarcó los siguientes aspectos:

- Campaña de Medición
- Determinación de los Costos de Abastecimiento
- Determinación del Valor Agregado de Distribución
- Régimen Tarifario
- Categorías Tarifarias
- Consideraciones

3. DESARROLLO

3.1 CONCEPTOS GENERALES

El cuadro propuesto se ha desarrollado teniendo en cuenta los Artículos Tarifarios de la Ley Provincial N° 2902 y sus Artículos Reglamentados por el Decreto 1291/95 del Marco Regulatorio Eléctrico de la Provincia de Río Negro, que en sus aspectos conceptuales establece que la Tarifa a Usuario Final (TUF) establecida por el EPRE debe ser justa y razonable Artículo N° 41, estableciendo el límite que como Costo de Abastecimiento puede ser trasladado a la TUF, la prohibición de apropiación de costos de una categoría a otra, Art. N° 43, y la necesidad de que las prestadoras de servicios públicos de distribución de la energía eléctrica puedan obtener una tasa de rentabilidad en un marco de costos eficientes. En conclusión, el resultado de la propuesta persigue el objetivo de evitar discriminaciones o subjetividades entre y hacia los usuarios, así como también asegurar los reconocimientos de los costos eficientes del servicio eléctrico cumpliendo la calidad de servicio establecida por el contrato de concesión y sustentable para LA DISTRIBUIDORA.

En el caso particular del presente estudio, el cálculo tarifario ha considerado lo dispuesto por el Art. N° 41 del Dec. Reglamentario N° 1291/95, sobre la consideración de la expansión de la demanda en el período quinquenal.

El cálculo de la TUF se realiza sobre la base de una empresa eficiente que opera una red de distribución que en todos sus niveles de tensión se encuentran técnicamente adaptada a las necesidades de la demanda y económicamente valorizada a nuevo, entendiendo como tal, a la red eléctrica que permita abastecer las necesidades de los usuarios al mínimo costo presente y a lo largo del quinquenio 2021/2026 y respetando los niveles de calidad de servicio previstos en el contrato de concesión.

Los costos de capital de las instalaciones se definen sobre una base de capital regulada, la cual es compuesta por las instalaciones de la red adaptada valorizada a nuevo; los costos de explotación se determinarán sobre la base de las necesidades estándares de esa red adaptada valorizada a nuevo y gestionada satisfactoriamente por un operador prudente y eficiente, las pérdidas técnicas son calculadas sobre la base de la red adaptada, mientras que los costos de comercialización son calculados sobre la base de la identificación de las actividades típicas asociadas.

La asignación de estos costos se efectúa de acuerdo con la responsabilidad que les compete a las distintas modalidades de consumo detectadas a partir de la Campaña de Medición y se traducen en montos asociados a los distintos cargos tarifarios.

A.T.

E.P.R.E.

3.2. MODELO TARIFARIO ADOPTADO POR EL EPRE

La TUF se compone de dos términos excluyentes, el Costo de Abastecimiento y el Valor Agregado de Distribución.

Con el fin de obtener la valorización de estos se efectúan una serie de actividades técnicas las cuales se exponen en sus aspectos más relevantes a continuación, siguiendo los temas antes citados.

Durante la explicación metodológica de este trabajo, a continuación se detallan los años tarifarios de estudio y los correspondientes períodos de aplicación quinquenal. De aquí en adelante, solamente nos referenciaremos a los Año tarifarios de Estudio:

Año 1: 1/11/2021-30/10/22

Año 2: 1/11/2022-30/10/23

Año 3: 1/11/2023-30/10/24

Año 4: 1/11/2024-30/10/25

Año 5: 1/11/2025-30/10/26

3.2.1 Campaña de Medición

Conceptos Generales

La gestión de una empresa prestadora del servicio público de distribución de energía eléctrica se ve reconocida económicamente a través de la Tarifa a Usuario Final que se aplica a su mercado, sea este cautivo o no (peaje), es decir que a través de ella percibe los ingresos necesarios para funcionar y contar con una rentabilidad.

Según el Art. 41°, inc. b), puntos 1, 2 y 3 del Decreto Reglamentario N° 1291/95, la estructura tarifaria se determina según: la magnitud del consumo, el nivel de tensión del suministro, y el comportamiento típico de los consumos. Ello determina los factores objetivos de asignación de costos que debe pagar el usuario del servicio público de distribución de energía eléctrica.

Una vez calculados los costos que insume la gestión técnica eficiente de LA DISTRIBUIDORA para su Área de Concesión, es necesario definir la estructura tarifaria a adoptar y las categorías a las cuales se van a aplicar dichas estructuras.

Las estructuras tarifarias son la consecuencia de asumir desde el cálculo tarifario los cargos que garantizarán los ingresos de LA DISTRIBUIDORA según las categorías tarifarias que se definan.

Estas categorías tarifarias a su vez representan las distintas modalidades de consumos, tal lo requiere el Art. 41° citado precedentemente, a partir de las cuáles se determinan las responsabilidades en los costos asociados a la prestación del servicio público de distribución de electricidad.

Esta premisa garantiza simultáneamente lo previsto en el Marco Regulatorio Eléctrico de la Provincia, respecto a que cada usuario o grupo de usuarios con igual o similar modalidad de consumo debe abonar lo mismo por los costos que ocasiona. (Ley J N° 2.902, Art. 43°).

El resultado del diseño de la red depende del mercado eléctrico existente con su localización geográfica, a la cual debe asignársele su modalidad de consumo para poder determinar las demandas en juego. El mismo fundamento se traslada una vez obtenidos los costos de gestión para poder asignar a los usuarios. Como estos deben abonar por su responsabilidad, es necesario hallar ese parámetro y la herramienta indispensable para esta asignación es la Campaña de Medición del comportamiento típico de los usuarios.

Este Ente ha determinado para la Cuarta Revisión Tarifaria, que inició con la aplicación de la Resolución EPRE N° 175/17, la cantidad de registradores y la selección de la muestra en el plazo acordado. Sin embargo, LA DISTRIBUIDORA no efectuó la Campaña de Medición prevista por la citada resolución, obrando los antecedentes en el Expte. EPRE N° 24443/15.

Mediante Resolución EPRE N° 48/08 este Ente dispuso la obligatoriedad a cargo de las Distribuidoras Provinciales de llevar a cabo las campañas de medición, estableciendo paralelamente la obligación de reconocer los costos asociados a la campaña en tarifa.

No obstante, lo señalado precedentemente, el informe incorporado a las actuaciones EPRE N° 24443/15 determinó nuevos factores de asignaciones de costos y nuevas estructuras tarifarias, aplicables solamente para Residenciales y Generales, durante el quinquenio 2021/2026. (**ANEXO I-1, Factores de Responsabilidad por Niveles de Tensión**). Por otra parte, y habiéndose verificado el incumplimiento por parte de LA DISTRIBUIDORA a su obligación sustancial en los términos del Contrato de Concesión de ejecutar la Campaña de Medición, período 2016 – 2020 (Expte. EPRE N° 24443/15 “CAMPAÑA DE MEDICION – Cuadro Tarifario 2016-2020 – Distribuidora EdERSA”) a pesar de habersele dotado de los recursos económicos necesarios a través de la tarifa definida por Res. EPRE N° 175/17, se

A.T.

E.P.R.E.



vislumbra una situación irregular, nunca antes analizada desde el punto de vista regulatorio, en consecuencia, mediante el dictado de la Resolución EPRE N° 287/21, se dispuso en sus artículos 4°, 5° y 6° la elaboración de un informe que tuvo por objeto: i) identificar oportunidad y quantum del reconocimiento tarifario por Campaña de Medición 2016-2021, mínimamente haciendo alusión a los Cuadros Tarifarios aplicados con posterioridad a la entrada en vigencia de la Resolución EPRE N° 175/17; ii) proponer metodología de actualización de los valores monetarios, teniendo en cuenta la depreciación de los mismos por el transcurso del tiempo, siendo éste otro factor que repercute en el mayor empobrecimiento de los usuarios y el correlativo mayor enriquecimiento de LA DISTRIBUIDORA; iii) aplicar la metodología propuesta en el punto ii) en cada oportunidad en que se percibió el reconocimiento tarifario e indicar el monto total actualizado resultante; iv) proponer esquema para su restitución por parte de LA DISTRIBUIDORA a los Usuarios, ya sea a través de un descuento en el costo de abastecimiento trimestral, en oportunidad de definirse la tarifa para el quinquenio 2021-2026, etc.

En ese sentido, se dispuso recupero de los recursos económicos que fueran percibidos a través de la tarifa definida por Resolución EPRE N° 175/17 y que no fueran destinados al fin específico para el cual fueron otorgados, de acuerdo a las consideraciones efectuadas.

Con el objeto de mitigar la falta de datos correspondientes a la Campaña de Medición período 2016-2021 conforme las constancias obrantes en las citadas actuaciones, se encomendó al Área Técnica que elabore un informe con el propósito de definir técnicamente los parámetros de asignación a emplearse en la 5ta Revisión Tarifaria Ordinaria, de acuerdo con las consideraciones efectuadas.

La metodología general de Campaña de Medición que fuera desarrollada para el EPRE y expuesta ampliamente en los Exptes. 15427/09 y 19731/2011 fue la base para el cálculo realizado. Resumidamente, en esta metodología se obtienen los parámetros mediante una correlación lineal, utilizando la correspondiente variable dependiente Y (Potencia máxima, Potencia de Simultaneidad, Energía consumida en cada banda, etc.) con la variable independiente X (Energía Total), correlacionando a todos los usuarios del módulo, excepto a aquellos que registraron valores inusuales.

Dadas las circunstancias, las curvas antes mencionadas surgen del procesamiento efectuado en el marco de la RTO anterior y para obtener los parámetros característicos de la 5ta RTO de Edersa, se definió la Energía Total de cada usuario característico del nuevo mercado. Se empleó el mercado de Edersa del año 2019 y con la nueva apertura tarifaria definida

para la 5ta RTO de Edersa se obtuvieron los parámetros a emplearse en la actual RTO.

Desarrollo de Campaña de Medición

Para la realización del estudio de Campaña de Medición se identifican dos etapas principales, las cuales se acordó efectuar en forma conjunta entre LA DISTRIBUIDORA y el EPRE, identificando claramente los alcances de cada uno:

1. Etapa Diseño: se determina la cantidad de registradores a emplear en el estudio; se determinan los usuarios seleccionados para la muestra y se realiza la instalación de los equipos registradores. Esta última tarea la realiza LA DISTRIBUIDORA, mientras que la primera la realiza el EPRE.
2. Etapa Procesamiento: se toman las lecturas de los registradores, se adecuan los nombres de los archivos para permitir el procesamiento, esta tarea la realiza LA DISTRIBUIDORA y el EPRE procesa los archivos mensualmente y determina los factores resultantes de la Campaña de Medición.

Asimismo, se estableció que la etapa 1 se realizaría cada 5 años con 1 año de anticipación a la RT correspondiente. Mientras que la etapa 2 se realizaría ininterrumpidamente.

Al momento de realizarse este documento la situación de este estudio es la siguiente: sobre la etapa 1, el EPRE cumplió en la determinación de la cantidad de registradores y la selección de la muestra en el plazo acordado pero LA DISTRIBUIDORA no efectuó la instalación correspondiente. Los antecedentes se encuentran en Expte. EPRE N° 24443/2015. En consecuencia, respecto a la etapa 2 del proceso de campaña de medición, LA DISTRIBUIDORA nunca procedió al envío mensual de los archivos informáticos.

En definitiva, producto de los incumplimientos en que incurrió LA DISTRIBUIDORA, el EPRE emitió la Resolución EPRE N° 287/21 sancionando el citado incumplimiento.

En función a la citada Resolución EPRE, y a las exposiciones vertidas en la audiencia Pública, el Área Técnica procedió a revisar la suma monetaria total reconocida desde 1/08/2017 al 31/10/2021, a través del dictado de las Resoluciones EPRE N° 175/17, 45/21, 52/21 y 94/21. De dicho análisis se adjunta en la siguiente Tabla el Monto total actualizado con índices IPIM a Ago-21, que los usuarios han abonado en los cargos fijos y variables de sus facturaciones.

A.T.

E.P.R.E.





Costo Reconocido en la 4° RTO (1-08-17 al 31/10/2021) por Campaña de Medición						
Mes de Reconocimiento tarifario	Costo de Lecturas de medidores CM [\$/mes]	Costo de Equipamiento [\$/mes]	Total de Reconocimiento Tarifario	Resolución EPRE de Reconocimiento Tarifario	Índice IPIM mes/IPIM Oct-21	Reconocimiento-21 [\$/mes]
ago-17	\$ 88.308	\$ 28.692	\$ 117.000	Resolución EPRE N° 175-17	4,95	\$ 579.614
sep-17	\$ 88.308	\$ 28.692	\$ 117.000	Resolución EPRE N° 175-17	4,90	\$ 573.876
oct-17	\$ 88.308	\$ 28.692	\$ 117.000	Resolución EPRE N° 175-17	4,83	\$ 565.571
nov-17	\$ 88.308	\$ 28.692	\$ 117.000	Resolución EPRE N° 175-17	4,76	\$ 556.969
dic-17	\$ 88.308	\$ 28.692	\$ 117.000	Resolución EPRE N° 175-17	4,68	\$ 547.972
ene-18	\$ 88.308	\$ 28.692	\$ 117.000	Resolución EPRE N° 175-17	4,48	\$ 524.029
feb-18	\$ 88.308	\$ 28.692	\$ 117.000	Resolución EPRE N° 175-17	4,27	\$ 499.801
mar-18	\$ 88.308	\$ 28.692	\$ 117.000	Resolución EPRE N° 175-17	4,19	\$ 490.311
abr-18	\$ 88.308	\$ 28.692	\$ 117.000	Resolución EPRE N° 175-17	4,12	\$ 481.674
may-18	\$ 88.308	\$ 28.692	\$ 117.000	Resolución EPRE N° 175-17	3,83	\$ 448.032
jun-18	\$ 88.308	\$ 28.692	\$ 117.000	Resolución EPRE N° 175-17	3,59	\$ 420.560
jul-18	\$ 88.308	\$ 28.692	\$ 117.000	Resolución EPRE N° 175-17	3,43	\$ 401.561
ago-18	\$ 88.308	\$ 28.692	\$ 117.000	Resolución EPRE N° 175-17	3,27	\$ 382.824
sep-18	\$ 88.308	\$ 28.692	\$ 117.000	Resolución EPRE N° 175-17	2,82	\$ 329.900
oct-18	\$ 88.308	\$ 28.692	\$ 117.000	Resolución EPRE N° 175-17	2,74	\$ 320.216
nov-18	\$ 88.308	\$ 28.692	\$ 117.000	Resolución EPRE N° 175-17	2,73	\$ 319.873
dic-18	\$ 88.308	\$ 28.692	\$ 117.000	Resolución EPRE N° 175-17	2,70	\$ 315.837
ene-19	\$ 88.308	\$ 28.692	\$ 117.000	Resolución EPRE N° 175-17	2,68	\$ 314.048
feb-19	\$ 88.308	\$ 28.692	\$ 117.000	Resolución EPRE N° 175-17	2,60	\$ 303.828
mar-19	\$ 88.308	\$ 28.692	\$ 117.000	Resolución EPRE N° 175-17	2,49	\$ 291.844
abr-19	\$ 88.308	\$ 28.692	\$ 117.000	Resolución EPRE N° 175-17	2,39	\$ 279.056
may-19	\$ 88.308	\$ 28.692	\$ 117.000	Resolución EPRE N° 175-17	2,27	\$ 265.902
jun-19	\$ 88.308	\$ 28.692	\$ 117.000	Resolución EPRE N° 175-17	2,24	\$ 261.578
jul-19	\$ 88.308	\$ 28.692	\$ 117.000	Resolución EPRE N° 175-17	2,23	\$ 261.376
ago-19	\$ 88.308	\$ 28.692	\$ 117.000	Resolución EPRE N° 175-17	2,01	\$ 235.022
sep-19	\$ 88.308	\$ 28.692	\$ 117.000	Resolución EPRE N° 175-17	1,93	\$ 225.620
oct-19	\$ 88.308	\$ 28.692	\$ 117.000	Resolución EPRE N° 175-17	1,86	\$ 217.755
nov-19	\$ 88.308	\$ 28.692	\$ 117.000	Resolución EPRE N° 175-17	1,77	\$ 206.621
dic-19	\$ 88.308	\$ 28.692	\$ 117.000	Resolución EPRE N° 175-17	1,70	\$ 199.276
ene-20	\$ 88.308	\$ 28.692	\$ 117.000	Resolución EPRE N° 175-17	1,68	\$ 196.320
feb-20	\$ 88.308	\$ 28.692	\$ 117.000	Resolución EPRE N° 175-17	1,66	\$ 194.151
mar-20	\$ 88.308	\$ 28.692	\$ 117.000	Resolución EPRE N° 175-17	1,64	\$ 192.308
abr-20	\$ 88.308	\$ 28.692	\$ 117.000	Resolución EPRE N° 175-17	1,67	\$ 194.832
may-20	\$ 88.308	\$ 28.692	\$ 117.000	Resolución EPRE N° 175-17	1,66	\$ 194.122
jun-20	\$ 88.308	\$ 28.692	\$ 117.000	Resolución EPRE N° 175-17	1,60	\$ 187.269
jul-20	\$ 88.308	\$ 28.692	\$ 117.000	Resolución EPRE N° 175-17	1,55	\$ 180.881
ago-20	\$ 88.308	\$ 28.692	\$ 117.000	Resolución EPRE N° 175-17	1,49	\$ 173.750
sep-20	\$ 88.308	\$ 28.692	\$ 117.000	Resolución EPRE N° 175-17	1,43	\$ 167.560
oct-20	\$ 88.308	\$ 28.692	\$ 117.000	Resolución EPRE N° 175-17	1,37	\$ 160.092
nov-20	\$ 88.308	\$ 28.692	\$ 117.000	Resolución EPRE N° 175-17	1,31	\$ 153.681
dic-20	\$ 88.308	\$ 28.692	\$ 117.000	Resolución EPRE N° 175-17	1,26	\$ 147.202
ene-21	\$ 88.308	\$ 28.692	\$ 117.000	Resolución EPRE N° 175-17	1,19	\$ 139.452
feb-21	\$ 251.597	\$ 81.745	\$ 333.341	Resolución EPRE N° 45-21	1,12	\$ 374.508
mar-21	\$ 279.750	\$ 90.892	\$ 370.642	Resolución EPRE N° 52-21	1,08	\$ 400.820
abr-21	\$ 307.903	\$ 100.039	\$ 407.942	Resolución EPRE N° 94-21	1,05	\$ 427.385
may-21	\$ 307.903	\$ 100.039	\$ 407.942	Resolución EPRE N° 94-21	1,03	\$ 421.088
jun-21	\$ 307.903	\$ 100.039	\$ 407.942	Resolución EPRE N° 94-21	1,03	\$ 420.712
jul-21	\$ 307.903	\$ 100.039	\$ 407.942	Resolución EPRE N° 94-21	1,02	\$ 417.065
ago-21	\$ 307.903	\$ 100.039	\$ 407.942	Resolución EPRE N° 94-21	1,03	\$ 418.189
sep-21	\$ 307.903	\$ 100.039	\$ 407.942	Resolución EPRE N° 94-21	1,02	\$ 416.101
oct-21	\$ 307.903	\$ 100.039	\$ 407.942	Resolución EPRE N° 94-21	1,02	\$ 416.101
Totales						\$ 16.814.134

Tabla 1: Costo Reconocido en la 4° RTO

Con el objeto de actualizar los factores de asignación de costos que intervienen en las fórmulas tarifarias de los cargos fijos y variables, se incorpora en el Expte. 24443/15 "Campaña de Medición – cuadro tarifario 2016/2020". De dicho informe se presentan los valores resultantes que intervienen en las fórmulas de cálculos tarifarias como **ANEXO I-1** que contienen los parámetros utilizados para el cálculo de la Tarifa a Usuario Final.

Los mismos son los siguientes:

- Factores de Asignación para la compra de potencia y uso el sistema de transporte.
- Factores de Simultaneidad de las instalaciones.
- Parámetros de Pequeñas Demandas.
- Factores de Responsabilidad de la categoría en cada nivel de tensión.

3.2.2 Determinación de los Costos de Abastecimiento

Propuesta de LA DISTRIBUIDORA

La ley 2902 y su decreto reglamentario 1291/95, artículos 44 y 47, y el art. 31 del Contrato de Concesión establecen las pautas para la presentación de la Propuesta Tarifaria que debe cumplimentar LA DISTRIBUIDORA.

En la Propuesta Tarifaria de LA DISTRIBUIDORA se incluye la definición del Costo de Abastecimiento para el período, la cual reproduce el procedimiento aprobado en la anterior Revisión Tarifaria (Resolución EPRE N° 175/17).

Audiencia Pública

La única mención de los participantes de la Audiencia Pública estuvo referida a la deuda de LA DISTRIBUIDORA con CAMMESA por la compra en el Mercado Eléctrico Mayorista.

Propuesta del Área Técnica del Cuadro de Costos de Abastecimiento

A efectos de diseñar el nuevo Cuadro de Costos de Abastecimiento para la 5ª Revisión Tarifaria de LA DISTRIBUIDORA se tuvieron en cuenta lo reglamentado por el EPRE a través de las Resoluciones N° 42/02, 178/02, 358/17, 175/17, 282/18, modificatorias y complementarias.

A.T.

E.P.R.E.

A handwritten signature in black ink, consisting of several loops and a long horizontal stroke, followed by a curved arrow pointing downwards and to the right.

El cuadro de abastecimiento se integra con los costos reconocidos para las distintas fuentes de abastecimiento que hacen al abastecimiento del mercado de dicha Distribuidora más aquellos costos que por sus características corresponden sean asociados a este concepto, como los nuevos costos que la Secretaría de Energía de la Nación apruebe con posterioridad a la sanción de esta reglamentación y el traslado de multas de calidad de servicio en el Sistema Troncal y Prestación Adicional de la Función Técnica de Transporte en el Mercado Eléctrico Mayorista.

Como aspectos relevantes que se consideraron para determinar la composición y metodología de cálculo, se tienen los siguientes:

Aspectos relevantes:

- Por definiciones de Red Adaptada a la Demanda, las localidades de El Caín, Cerro Policía y El Cuy deben ser abastecidas a través de líneas de interconexión, por ser la opción técnica y económica más aceptable. El Costo de Abastecimiento asociado a dichas localidades, entonces, surgirá de los precios que se establezcan en el Mercado Eléctrico Mayorista para los nodos frontera entre el Transporte y la Concesionaria.
- Los datos físicos a considerar para esas localidades serán los asociados a las energías proyectadas para el trimestre en análisis, y en caso de no contarse con dicho dato, los verificados para igual trimestre del año anterior.
- En el caso de reconocerse la Generación Propia de la Concesionaria, el monto a tener en cuenta será el que surja del costo variable eficiente para cada fuente existente o nueva, aplicado a la energía proyectada para el trimestre en análisis, y en caso de no contarse con dicho dato, la verificada para igual trimestre del año anterior.
- El Costo de abastecimiento del Nodo El Bolsón-Comarca Andina se define considerando las fuentes actuales de abastecimiento (MEM y Generación Propia). A partir de la efectiva vinculación al SADI, se procederá a reconocer el abastecimiento del Nodo El Bolsón al precio del Mercado Eléctrico Mayorista. Asimismo, se analizará en ese momento, si corresponde el reconocimiento de una Potencia con carácter de Reserva Fría.

Desde la entrada en vigencia del nuevo "Procedimiento de Determinación de Costos de Abastecimiento", y hasta tanto se reglamente el nuevo procedimiento de reconocimiento de costos de

generación de El Bolsón-Comarca Andina a aplicar en el presente quinquenio, se mantendrá el procedimiento de reconocimiento actual (Resolución EPRE N° 282/18 y demás normativa y disposiciones complementarias).

- Se establece que la asignación por el reconocimiento de multas de calidad de servicio en el Sistema de Alta Tensión, Transporte Troncal y Prestación Adicional de la Función Técnica de Transporte en el Mercado Eléctrico Mayorista se efectúe en el ajuste del costo de abastecimiento del trimestre correspondiente o en el costo de abastecimiento proyectado posterior a la Resolución ENRE emitida.
- Para la estructura de los cuadros de abastecimiento se consideran los Precios Unitarios de las distintas fuentes de abastecimiento intervinientes, los costos de transporte, los Datos Físicos relacionados con los aportes de dichas fuentes, las ecuaciones que permiten obtener el costo trimestral por consideración de precios y cantidades físicas, y finalmente las ecuaciones para su asignación a la potencia y energía.
- Para los nuevos costos que Secretaria de Energía de la Nación apruebe con posterioridad a la sanción de la reglamentación del Costo de Abastecimiento, estos serán incorporados conforme a la naturaleza que los genera, previa autorización del Ente.
- El Ajuste trimestral por costos de abastecimiento será aplicable en cada uno de los trimestres tarifarios en análisis, para aquellos casos dónde LA DISTRIBUIDORA lo solicite debidamente al EPRE y/o el EPRE así lo establezca.

A partir de estas consideraciones, se adjunta el **ANEXO II: Procedimiento para la determinación del costo de abastecimiento.**

3.2.3 Determinación del Valor Agregado de Distribución

El Valor Agregado de Distribución es el concepto que remunera la gestión de LA DISTRIBUIDORA y lo hace a partir de capitalizar los activos de la empresa de acuerdo con la vida útil regulatoria, los costos de las pérdidas técnicas de la transmisión de potencia, y los costos de explotación, que se integran con los costos de personal y los costos materiales destinados a la gestión técnica y comercial afectada a la prestación del Servicio Eléctrico.

Este Valor Agregado de Distribución debe responder a las premisas de la Ley, esto es, costos mínimos compatibles con la sustentabilidad del servicio y las reglamentaciones emanadas del Ente Regulador.

A.T.

E.P.R.E.

Los costos de gestión empresarial deben responder a costos eficientes para ejercer la actividad.

Esta actividad se traduce en dos aspectos emergentes como lo son el operar una Red Adaptada a la Demanda que se diseña para cumplir con los indicadores de calidad establecidos en el contrato de concesión. Esta red se valoriza a nuevo para prestar el servicio eléctrico en el Área de Concesión, y el de actuar comercialmente para recuperar todos los costos que la gestión integral le provoca, obteniendo una rentabilidad en un marco de operación eficiente.

El modelo tarifario adoptado por el E.P.R.E. sigue estas pautas al igual que en las revisiones tarifarias anteriores, es decir, costos de gestión de una empresa modelo Eficiente (MEI) que gestiona una Red Adaptada a Demanda, valorizada según el Valor Nuevo de Reemplazo más una rentabilidad tal lo estipula el Art. N° 42 de la Ley.

Los conceptos tarifarios específicos que hacen a la determinación del Valor Agregado de Distribución son el Costo de Distribución y los gastos por la actividad comercial.

EL Costo de Distribución es el resultado de obtener la anualidad económica, compuesta por la rentabilidad del capital y las amortizaciones, y los costos de gestión de LA DISTRIBUIDORA. Este costo de distribución incluye el Costo de Desarrollo de Redes.

Los costos relativos a la actividad comercial están referidos a los ingresos necesarios para contar con el equipamiento de medición, efectuar las tareas de lectura, facturación y cobro de la energía y potencia abastecida a los usuarios.

Los fundamentos de la adopción del presente modelo tarifario han sido largamente expuestos en la 1ª Revisión Tarifaria de LA DISTRIBUIDORA, por lo cual no se tratan en el presente documento y sí se profundiza en los criterios técnicos seguidos que significan mejoras o innovaciones.

3.2.3.A ESTUDIO DE PROYECCIÓN DE DEMANDA

El Estudio llevado a cabo por el EPRE se denomina *“Análisis prescriptivo sobre la demanda 2026”*.

El citado informe fue elaborado en función de: a) Proyección de la demanda presentada por EdERSA al 2030; b) Plan Director de la Provincia de Río Negro al 2030 (informes aprobados); y c) Declaraciones Juradas mensuales de demanda media desagregada (DMD); energía facturada (MWh) aprobados provisoriamente por el EPRE en el Área Técnica para el periodo

enero 2016 a julio 2021; sujeta a la auditoria anual de CAMMESA para su aprobación final.

Este informe grafica las demandas facturadas por LA DISTRIBUIDORA hasta abril 2020, y las proyectadas por la propia DISTRIBUIDORA y el Plan Director Provincial, desde 2021 hasta 2026. Asimismo, se presenta una evolución de la demanda de energía eléctrica nacional y de la propia DISTRIBUIDORA.

Como resultado se observa en primer término que la tasa de crecimiento anual (en base a la pendiente del ajuste de la tendencia lineal), resulta levemente superior a la media nacional en la Distribuidora EdERSA.

En un segundo análisis, es mayor tasa de crecimiento anual en la demanda a nivel residencial en EdERSA, pero con una menor tasa de participación con respecto a la media nacional previo al COVID-19. Esto podría ser explicado parcialmente, por una mayor proporción de actividad económica en la demanda eléctrica en Río Negro con relación a la media nacional y el impacto negativo de la crisis frutícola entre 2015 y 2018 (periodo de mayor abandono de hectáreas productivas, manteniéndose estable desde 2019 en adelante).

Sobre el aumento de usuarios desde 2017 en adelante -particularmente a nivel residencial-, con 250.158 usuarios totales en 2020, la mayor cantidad de usuarios residenciales explicaría en principio, la tasa de crecimiento del 4.1% anual en la demanda de este sector que es superior al 2.5% en la media nacional.

Según lo explicado, el informe concluye en el pronóstico de demanda de energía eléctrica y de cantidad de usuarios, para el próximo quinquenio.

Las variaciones porcentuales comparando año a año del quinquenio 2021-2026 son del 5,03 %, 2,37 %, 2,32 %, 2,32 %, 2,27 % en lo que respecta al crecimiento anual del número de usuarios y del 2,78 %, 2,58%, 2,20%, 3,08 %, 3,04% en lo concerniente a la evolución de la cantidad de energía consumida.

En el informe adjunto al presente, denominado "Análisis Prescriptivo sobre la demanda 2026", se detalla la metodología de estudio y la información sobre cantidad de usuarios proyectados por categorías o segmentos.

En el **ANEXO III-1** se exponen los mercados de usuarios utilizados para los cálculos de los cargos tarifarios.

A.T.

E.P.R.E.

3.2.3.B BALANCE DE ENERGÍA Y POTENCIA

El balance de potencia y energía por estadio de distribución, y para todo el sistema resulta necesario, para uso posterior en la determinación de los cuadros tarifarios.

Propuesta de LA DISTRIBUIDORA:

Pérdidas de energía:

En su presentación la Distribuidora (**ANEXO 2 - Edersa VNR Perdidas y Balance.pdf**; página 87), el cuadro resumen indica en promedio una pérdida técnica de 9.28% y la no técnica del 3.42%, incluyendo en su tarifa solicitada una pérdida total del 12.70%.

Detalle	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Promedio
Perdidas	12,72%	12,64%	12,64%	12,70%	12,80%	12,70%
No técnicas	3,90%	3,60%	3,37%	3,19%	3,04%	3,42%
Técnicas	8,82%	9,04%	9,27%	9,51%	9,76%	9,28%
Perdidas [MWh]	173.562	178.640	185.245	192.971	201.710	186.426
No Técnicas [MWh]	53.250	50.884	49.354	48.407	47.897	49.958
Técnicas [MWh]	120.312	127.756	135.891	144.564	153.813	136.467

Tabla 2: Pérdida de Energía

Según continúa describiendo la propuesta en el 5.3.1.2 Modelización del archivo "**ANEXO 2 EdERSA VNR Pérdidas y Balances.pdf**" en CD fs. 86 las pérdidas no técnicas tienen motivos GESTIONABLES, NO GESTIONABLES y de GESTION CONDICIONADA, allí esgrimidos.

Respecto a la pérdida no técnica de energía gestionable, LA DISTRIBUIDORA incorporó también en concepto de procedimiento de fraude/hurto de energía un costo asociado a realizar una acción de recuperación de pérdida no técnica gestionable, sin brindar mayores explicaciones sobre la relación existentes sobre ambos conceptos tarifarios.

El criterio del Área Técnica, es considerar solamente como recurso de mano de obra directo y el material asociado a recuperar las pérdidas no técnicas gestionables o de recuperación de venta de energía descrito en el punto identificado como "2.5.1 Gestión de recuperación de energía" integrándolo al estudio de "Costos de explotación eficiente" (**ANEXO VI**). En función a este concepto, resulta el Balance de Energía y Potencia que se expone en el **ANEXO III-I-2**.

A su vez el Área Técnica, reafirmando el concepto regulatorio sostenido por el EPRE desde la Primer Revisión Tarifaria, Resolución EPRE N° 648/02 y bajo los lineamientos de reconocimientos de costos previstos por el Art. 41 Dec. Reglamentario 1291/95 no considera estos costos de pérdidas no técnicas del tipo no gestionables y/o de gestión condicionada, dentro del cálculo tarifario. Bajo este fundamento la presentación de LA DISTRIBUIDORA al respecto presenta un análisis y una estimación de pérdida no técnica, careciendo a su vez la misma de un sustento que prevea el marco regulatorio provincial. Esto último se debe a que en definitiva la pretensión de LA DISTRIBUIDORA es que todos los usuarios del servicio abonen un costo que no responde a la naturaleza de la prestación del servicio

De acuerdo a ello el Área Técnica no considera la incorporación en el cálculo de los factores de pérdidas que abonan los usuarios ningún porcentaje de pérdidas no técnicas producto de "tomas de terreno" en asentamientos poblacionales que ocurren o pueden ocurrir durante el transcurso del quinquenio venidero en la provincia de Río Negro.

En resumen, según entiende el Área Técnica de la presentación realizada por LA DISTRIBUIDORA en la hoja de cálculo Base del archivo "Edersa-Pérdidas.xls" con el cual se determinó la tarifa solicita, indica como porcentaje promedio de pérdidas totales de energía eléctrica el 12,7 % en el quinquenio 2021 2026 con un valor promedio de 185.226 MWh.

El Estudio de red adaptada a la demanda, preparado por el EPRE, considera un valor de pérdida técnica de 117.193 MWh año para los flujos de energías que se originan por las demandas de los usuarios de LA DISTRIBUIDORA (solicitado 136.467 MWh). Esta cantidad física representa 8.84% con relación a la energía comprada (Referenciado por LA DISTRIBUIDORA 9.28%). El impacto es diferente en los segmentos de tensión; que, a manera de ejemplo, en RED MT es 5.18%, en MT/BT 7.28% y en RED BT del 11.05%. A continuación, se presentan las pérdidas técnicas por nivel de tensión.

A.T.

E.P.R.E.

ETAPA	UNIDADES	FPE	REF. NIVEL COMPRA	
RED AT	°/1	1,000	cFPEBT_AT	1,0000
AT/ST	°/1	1,000	cFPEBT_ATST	1,0000
RED 33 KV	°/1	1,005	cFPEBT_ST	1,0047
ST/MT	°/1	1,001	cFPEBT_STMT	1,0057
RED MT	°/1	1,046	cFPEBT_MT	1,0518
MT/BT	°/1	1,020	cFPEBT_MBT	1,0728
RED BT	°/1	1,035	cFPEBT_BT	1,1105

Tabla 3: Pérdidas Técnicas por Nivel de Tensión

3.2.3.C FACTORES DE PÉRDIDAS DE POTENCIA

Según entiende el Área Técnica, en función al análisis realizado a la hoja de cálculo "Pérdida Reconocida" en el archivo EdERSA-Modelo V1.xls, los porcentajes de pérdida de potencia propuestos por LA DISTRIBUIDORA se desprenden, mediante la utilización de factores de carga por niveles de tensión, de los porcentajes de pérdidas de energía eléctrica, conteniendo en consecuencia conceptos análogos de pérdidas técnicas y no técnicas.

Las consideraciones del Área Técnica sobre las pérdidas no técnicas de potencia propuestas por LA DISTRIBUIDORA, también son similares a las expuestas anteriormente en relación a las pérdidas no técnicas de energía.

El Área Técnica considera incorporar como factores de pérdidas durante la aplicación de los cuadros tarifarios en el próximo quinquenio, los resultantes de la metodología explicada en el Informe N° 2 "Solución a zonas críticas y adaptación 2021" en la obtención de los porcentajes de flujos de energías de pérdidas técnicas.

La pérdida de potencia se proyecta en 29.9 MW que representa 9.85% en la RED. El impacto es diferente en cada nivel, en el más bajo de RD BT es 13.06% como se observa en la siguiente tabla.

ETAPA	UNIDADES	FPP	REF. NIVEL COMPRA
RED AT	°/1	1,000	
AT/ST	°/1	1,000	1,0000
RED 33 KV	°/1	1,006	1,0057
ST/MT	°/1	1,001	1,0064
RED MT	°/1	1,053	1,0601
MT/BT	°/1	1,017817	1,0790
RED BT	°/1	1,047769	1,1306

Tabla 4: Pérdidas de potencia

Tanto los factores de pérdidas técnicas de energía para los diferentes niveles de tensión en energía y potencia, se muestran en el **ANEXO III-I-1** y los mismos se mantendrán constantes durante la aplicación de los cuadros tarifarios del próximo quinquenio.

3.2.3.D RED ADAPTADA A LA DEMANDA DE LA DISTRIBUIDORA

El estudio y análisis de las instalaciones eléctricas de LA DISTRIBUIDORA, se efectuó en función al estudio de proyección de demandas descrito en el inciso A y del Informe del Plan Director Provincial. El mismo se basó en:

- Análisis de la documentación presentada por LA DISTRIBUIDORA en la carpeta "ANEXO 2 Soporte VNR y pérdidas adaptado"
- El estudio eléctrico de todas las instalaciones eléctricas incorporadas por LA DISTRIBUIDORA en la base de datos Map Info, la cual es actualizada al EPRE periódicamente.
- El citado Estudio Eléctrico fue realizado mediante la utilización del Soft de Cálculo Dig Silent, al cual se importaron las bases de datos con la información de LA DISTRIBUIDORA
- El Estudio realizado por el Consultor Asinelsa en el marco de la Anterior Revisión Tarifaria Expte EPRE N° 24998

En función a cada uno de los puntos señalados se elaboró un Informe de situación actual de las redes eléctricas identificando los puntos de las mismas que deberán ser monitoreados y evaluados de acuerdo al procedimiento técnico que acompañará la presente Resolución (Informe N° 1 zonas Críticas Red Real EdERSA con demandas a 2021)

A.T.

E.P.R.E.

Redes de BT (0,380/0,220 kV)

En el marco de la 4° RTO de LA DISTRIBUIDORA EdERSA, el EPRE procedió a la contratación de la Empresa Asinelsa S.A con el objeto de realizar el Estudio de Red Adaptada óptima a la Demanda, con su correspondiente VNR, desde los niveles de tensión de 132 kV hasta las Acometidas y Medidores de los Usuarios conectados en Baja Tensión (220 V, 380V) y en Media Tensión (13,2 kV).

De acuerdo a lo anteriormente señalado, el estudio de las Redes de Distribución en Baja Tensión (380 V, 220 V), desde los elementos de protección de cada salida de baja tensión conectada a la respectiva SET MT/BT hasta cada uno de los morsetos de las conexiones con las acometidas de los puntos de suministros, fue realizado bajo los siguientes conceptos técnicos descritos e incorporados al Expte. EPRE N° 24998/16 a saber:

- 1) El Diseño de la red de BT fue realizado en función a redes representativas de baja tensión, debido a que, tal lo explicita el mismo Informe del Consultor, precisa que la base de datos de redes reales de BT no pudieron ser convertidas e importadas al Soft de optimización de redes eléctricas utilizado en aquella oportunidad, SIDAC.
- 2) Se utilizaron Sistemas Eléctricos Representativos (SER) para estudiar la red adaptada a la demanda en las zonas o ejidos urbanos para los niveles de baja tensión. Por su parte en las zonas rurales el estudio realizado en aquella oportunidad estimó la dimensión de la red de BT en función a la longitud y las características técnicas con las cuales contaba la red en aquel momento del año 2016 fs. 1993 Expte EPRE N° 24998.
- 3) En forma previa a la implementación de los SER, la empresa encargada del estudio, Asinelsa SA, procedió a la zonificación eléctrica del área de concesión de LA DISTRIBUIDORA desagregándolas en ATDs (áreas típicas de distribución) y seleccionando dentro de cada una de ellas ATS, Áreas Típicas Seleccionadas.
- 4) De acuerdo a las potencias de cada uno de los puntos de suministros georreferenciados, se determinaron las ATSS de Alta, Media y Baja densidad de cargas y las Áreas Rurales, todas ellas expresadas en kW/m².
- 5) Por último se diseñó en aquella ocasión una red eléctrica de BT en cada una de las ATS, considerando distintos tipos de arquitecturas y configuración las cuales no cambian de tecnología adoptada ni la configuración catastral de las redes en 10 años, fs. 1980 Expte

24998 respetando al mismo tiempo los niveles de calidad de servicio previstos por el ANEXO 3 del contrato de concesión.

Las proyecciones realizadas en la oportunidad de la anterior Revisión tarifaria, en los consumos facturados de los años 2019, 2020 y 2021 determinaron energías anuales de 1.579, 1641 y 1.707 GWh respectivamente. Estos cuantos de energía proyectados contienen una demanda asociada de potencia y usuarios de 311, 322 y 335 MW y 224.556, 228.825 y 233.182 usuarios.

Las proyecciones aquí detalladas y determinadas en el estudio a fs. 1666/1745 del Expte EPRE N° 24998 resultaron a la fecha superiores a las cantidades realmente facturadas por LA DISTRIBUIDORA EdERSA en los años correspondientes, tal como se verifica del estudio actual de proyección de demandas.

Continuando con el resultado obtenido en la 4° RTO en aquella oportunidad para la determinación de la red eléctrica en BT en el año 2017, figuran a fs. 1993 Expte EPRE N° 24998 las siguientes cantidades de redes:

- Red de BT Urbana: 2440 km
- Red de BT Rural : 2085 km
- **Total de Long: 4525 km**

En función al pronóstico de demanda de aquel estudio el consultor Asinelsa -Sigla previó al año **2021**, los siguientes resultados:

- Red de BT Urbana: 2701,4 km
- Red de BT Rural: no fue proyectada la cantidad esperada. Según el mismo criterio del estudio anterior, el cual considera que la longitud, secciones y tipo de material de los conductores en BT reales son los necesarios para el suministro eléctrico de la dispersión de usuarios rurales. se puede asumir una longitud de red de BT similar a la longitud de red real del año 2021, con similares características técnicas determinadas en el estudio de la 4° RTO, esto es: Red de BT Rural: 2384 km
- **Total de Long: 5085,4 km**

A.T.

E.P.R.E.

Respecto a la tecnología constructiva determinada en el estudio de la 4° RTO fue la siguiente:

- Red de BT Urbana: conductor de Aluminio Preensamblado en postación Mixta 30% H° A° 70 % Madera compartida de con la red de MT y de AP en un 40 %
- Zonas de Alta, media Alta, media Baja y Baja Densidad: 2726 km
- Red Preensamblada Al 3 x 50 mm²/ 50 mm²: 2726 km
- Red de BT Rural: 2384 km
- Red Preensamblada Al 3 x 50/50: 229 km
- Red Preensamblada Al 3 x 35/35: 1348 km
- Red Preensamblada Al 3 x 25/25: 532 km
- Red Preensamblada Al 3 x 16 /16: 275 km

Propuesta de LA DISTRIBUIDORA en la 5° RTO 2021/2026

La DISTRIBUIDOR EdERSA incorporó en su propuesta para el Año 1 un total de 5246 km (1879 km urbanos y 3368 km rurales) hasta un total en el Año 5 de 5514 (1976 km urbanos y 3538 km rurales) de redes de BT

Asimismo, la información de las redes reales que la propia DISTRIBUIDORA presenta el soft GIS alcanza los 5025 km de redes de BT, considerando un mercado de energía eléctrica facturada de 1198 GWh y 231.850 Usuarios en BT.

Estudio del Área Técnica en la 5° RTO 2021/2026:

Una vez hecho un repaso del estudio y la determinación de la red adaptada a la demanda en baja tensión en ocasión de la 4° RTO, y bajo el fundamento que el comportamiento efectivo de la demanda en los niveles de baja tensión resultó inferior al oportunamente proyectado, tal lo expresado con anterioridad, el Área Técnica propone:

- a) Incorporar las cantidades físicas de instalaciones previstas en la 4° RTO para el último año de ese quinquenio (2021)
- b) Mantener los mismos diseños constructivos previstos en aquel estudio.
- c) Las longitudes de redes de BT a incorporar en la determinación de los VNR en cada año del quinquenio se muestran a continuación:

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Long Urbana	2.772	2.842	2.913	2.983	3.054
Long Rural	2.452	2.521	2.589	2.658	2.726
Total Red BT	5.224	5.363	5.502	5.641	5.779

Tabla 5: Longitudes de redes de BT

- d) En el año 2020, año en el cual se obtuvieron los datos reales de las redes de BT de LA DISTRIBUIDORA, la red de BT contaba con una longitud total de 5055,36 km.
- e) Las diferencias resultantes entre las cantidades de longitudes urbanas y rurales proyectadas para los años 1, 2, 3, 4 y 5 tanto por el Área Técnica como las propuestas por LA DISTRIBUIDORA en su presentación, pueden deberse a las distintas hipótesis de cálculo de densidades de kW de potencia/km² de superficie el área de concesión y a los respectivos crecimientos de demandas en baja tensión consideradas por ambos estudios.
- f) El Área Técnica no encontró la descripción explícita de los fundamentos adoptados por LA DISTRIBUIDORA en la conclusión de las cantidades de longitudes de redes de BT tanto en zona urbana como rural.
- g) En el caso del Área Técnica el crecimiento promedio de las longitudes en las zonificaciones urbana y rural responde a la razón de crecimiento del número de usuarios en el quinquenio y Técnica la hipótesis de cálculo mantuvo tanto las definiciones de kW/km² de zonificación urbanos rurales como el incremento promedio de longitudes de redes de BT previstas por el estudio realizado en la 4° RTO (Expte. EPRE N° 24998)

El detalle para cada uno de los años del quinquenio, junto a su correspondiente valorización económica se encuentra incorporado en el **ANEXO III-3-7**.

Medición y acometidas

Respecto a las cantidades de las mismas fueron ajustadas al mercado de usuarios según las cantidades enumeradas en el **ANEXO III-3-8** al dictamen técnico legal

El detalle del ítem de materiales que componen la acometida y los tipos de medidores en cada tipo de punto de suministro (monofásico, trifásico), en BT, respeta el detalle presentado por LA DISTRIBUIDORA en su propuesta tarifaria.

A.T.

E.P.R.E.

Las acometidas a los puntos de suministros de MT con cabina de operación y medición del Tipo Interior, en cabinas a nivel de 13,2 kV, las mismas respetan las prescripciones determinadas por la Asociación Electrotécnica de Argentina (AEA) en la Norma AEA 95401, en su punto 7.2 "Centros con Instalaciones de Interior" mientras que las acometidas a los puntos de suministros con equipamiento de operación y medición aéreos en MT respetan lo dispuesto por la AEA en el punto 7.6 "Instalaciones de Exterior"

Respecto a la cantidad y tipo de medición de los usuarios UGER, los mismos fueron actualizados en función a los establecidos por las Resoluciones EPRE N° 64/17, 63/18 y 169/20 para mediciones con registros horarios de potencias y energía activas y reactivas entrantes y salientes

Instalaciones Eléctricas de 132, 66 y 33 kV y COD

En estos niveles de tensión los criterios de adaptación utilizados por el Área Técnica para el desarrollo de las redes eléctricas tienen como factor común el análisis de la demanda de electricidad ocurrida en las redes de La Distribuidora durante el año 2021 y considerando su evolución al año 2026.

El estudio de adaptación de instalaciones de líneas y estaciones transformadoras comprendió los siguientes conceptos:

Líneas Aéreas de 132 kV:

- Los tipos de Postación y secciones de conductores de las trazas de LAT 132 kV corresponden a diseño constructivo que actualmente se encuentra en servicio.
- Las instalaciones de 132 kV del año 2021 consideran el incremento de demanda previsto al año 2026 inclusive
- En forma análoga a anteriores revisiones tarifarias, el dimensionamiento de la longitud del sistema eléctrico en 132 kV fue ajustado en función a la demanda eléctrica propia de LA DISTRIBUIDORA en esta parte del sistema eléctrico. Por consiguiente, en estos tramos de líneas de 132 kV ET Choele Choele - Playa de Maniobras de Céspedes y ET Alicurá-ET Pilcaniyeu, las longitudes resultantes representan los flujos de potencia de las demandas del Valle Medio y la línea sur rionegrina¹.

Los resultados técnicos económicos en este nivel de tensión se muestran en el **ANEXO III-3 Cuadros 1 al 5** para cada uno de los años del quinquenio

¹ El análisis de flujos de potencia fueron realizados con el soft Digsilent en condiciones normales de funcionamiento para una demanda promedio anual 2021

Playa de Maniobras y EETT 132 kV

En todos estos criterios la adaptación se mantuvieron los conceptos similares al dimensionamiento expuesto para las líneas de 132 kV, es decir que el dimensionamiento de las instalaciones de la Playa de Maniobras Céspedes y la ET4 Pilcaniyeu² se determinó en función a los flujos de potencias e infraestructura destinada solamente al abastecimiento de la demanda de La Distribuidora EdERSA.

- Se consideran los sitios de emplazamientos actuales de las EETT
- Se respetan la cantidad de campos en playa (salida / entrada, de transformación, etc.) actuales.
- Se consideran los elementos de protección y maniobra de acuerdo a los esquemas unifilares de la EETT, con tecnología actual de adquisición a fin de incorporarse a un Valor Nuevo de Reemplazo
- Módulo de transformación adaptada a la demanda de potencia máxima ocurrida a la fecha
- Módulo de dimensión del predio, infraestructura civil y auxiliar, adaptado a la potencia instalada y los niveles de tensión de maniobra.
- Las razones de los flujos de potencia utilizados en el dimensionamiento de las instalaciones propias de su demanda fueron de 10 MVA/20 MVA para la Playa de Maniobras de 132 kV Céspedes y de 7,65 MVA/60 MVA para la ET Pilcaniyeu
- En el caso de la ET Pilcaniyeu se consideró un transformador de 132/33/13 de 10 MVA como reserva fría en caso de una condición N-1 en el Transformador de operación en régimen permanente.

Los Resultados técnicos y económicos pueden observarse en el **ANEXO III-3 1 Cuadros 7 al 11.**

Nivel de Tensión 66 kV y 33 kV

Líneas Aéreas de 66-33 kV:

- En estos sistemas de subtransmisión se realizó el estudio de flujos de cargas tanto en condiciones de régimen permanente como en condiciones de N-1 mediante el soft DigSilent.
- Los tipos de Postación de las trazas de 66 y 33 kV corresponden a diseño constructivo que actualmente se encuentra en servicio.
- Longitudes de trazas en régimen permanente de 66 y 33 kV son las reales

² Idem Nota anterior

- Análisis de la Respuesta a Nota EPRE AV 760/20. Se incluyeron las instalaciones de 33 kV omitidas en la primera presentación
- Secciones y material de conductores según el siguiente detalle resultado del estudio de red adaptada a los flujos de potencia de la demanda de LA DISTRIBUIDORA y especialmente según las condiciones climáticas de niebla salina los siguientes tramos de líneas fueron considerados con aislación polimérica de alta polución:

a) Total 80,2 km (ET4 SAE-Pto. SAE, ET4SAO-ET2SAO, ET4SAO-ET2LG, ET4SAO-Pto. De Seccionamiento en 33 kV)

b) Los primeros 30 km de la línea ET4SAO-ET3 Valcheta desde su inicio en ET4SAO

- Las contingencias debidas a este fenómeno climático en estos tramos de líneas no deberían ser consideradas como caso de fuerza mayor
- Se verificó el resultado de flujos de potencia mostrado por LA DISTRIBUIDORA como "Alto_Valle_Medio-66 kV_EdERSA.pdf" coincidiendo en los resultados y especificando que:
 - En el tramo de LAT 66 kV ET4Cipolletti-ET3 Allen solamente circula la potencia necesaria para abastecer la ET3 Guerrico. En consecuencia, la Localidad de Allen es abastecida totalmente en condiciones normales y permanentes desde el TP 132 kV ubicado en la ET4AL propiedad de la TRANSPORTISTA Transcomahue S.A.
 - En condiciones normales, el flujo de potencia necesario para abastecer a las ET3 Guerrico, ET3 Ing. Huergo, ET3 Chelforó y ET3 Chimpay II solamente circulan por los tramos de LAT de 66 kV ET4 Cipolletti ET3 Guerrico, ET4 Villa Regina-ET3 Ing. Huergo y ET4 Regina ET3 Chimpay II respectivamente
 - En función a lo expuesto los siguientes tramos de LAT de 66 kV son validados para considerarse a VNR, pero como función de respaldo en condiciones N-1:

ET4 Gral. Roca Pto. Seccionamiento

Pto. De Seccionamiento Gral. Roca-ET3 Guerrico

Pto. De Seccionamiento Gral. Roca-ET3 Huergo

ET3 Chimpay-ET3 Chimpay II

El Detalle del dimensionamiento incorporado al cómputo de instalaciones de la RAD se detalla en el **ANEXO III-2 cuadros 1 al 5 para LAT 66 kV y en el ANEXO III 3-4 cuadros 1 al 5 para las LMT 33 Kv.**

EETT Transformación 66 kV/13,2 kV 33 kV/13,2 kV

- Se consideran los actuales sitios de emplazamientos
- Se respeta la cantidad actual de campos en playa (salida / entrada, de transformación, acoplamiento, etc.).
- Se consideran los elementos de protección y maniobra de acuerdo a los correspondientes esquemas unifilares de la EETT.
- Módulo de transformación adaptada a la demanda de potencia máxima ocurrida en el año 2019 con un porcentaje mínimo de 10 % de reserva
- Análisis de la Respuesta a Nota EPRE AV 760/20. Se incluyeron las instalaciones de 66 y 33 kV omitidas por LA DISTRIBUIDORA en la primera presentación de la propuesta
- Con fundamento en el estudio de flujos de potencias presentado por LA DISTRIBUIDORA en el archivo "Alto_Valle_Medio-66_EdERSA.pdf" y verificado por los estudios del Dpto. Tarifas del EPRE, los TPs ubicados en la ET Allen actúan como reserva fría en caso de condiciones de N-1 en las líneas de 132 kV ET4 Cipolletti-ET4Allen y/o ET4 Allen-ET4Gral. Roca propiedad de la TRANSPORTISTA TRANSCOMAHUE SA. Por consiguiente, los transformadores de potencia citados en conjunto con sus equipos de potencia y de protección y medición, se consideran como parte del VNR adaptado a la demanda bajo esta condición de funcionamiento.
- Se incorporaron dos (2) unidades de transformación móviles UTM de 66/13 y de (2) UTM 33/13 en carácter de Reserva en Frío ante fallas de algún transformador en el sistema de 66 y 33 kV, para garantizar la continuidad del servicio en condiciones N-1
- En forma similar a las consideraciones realizadas en las instalaciones de líneas respecto a la niebla salina en la zona atlántica, los TP instalados en ET2 LG (2), ET2LG SUR, ET2SAE (2) ET2 SAO poseen aislación de alta polución en sus aisladores pasa tapas. Las contingencias debidas a este fenómeno climático no deberían ser consideradas como caso de fuerza mayor

A.T.

E.P.R.E.

El Detalle del dimensionamiento incorporado al cómputo de instalaciones de la RAD se detalla en el **ANEXO III-3-3 cuadros 7 al 11 para ET 66 kV y en el ANEXO III-3-5 cuadros 1 al 5 para las ET 33 kV**

Centro de Tele Operación de LA DISTRIBUIDORA (COD)

En función a la tecnología y componentes que presentó La Distribuidora en su propuesta tarifaria, el Área Técnica consideró la incorporación al VNR del equipamiento actual para su la operación y medición a distancia de las instalaciones eléctricas en 132 y 66 kV propias de la RAD de La Distribuidora.

En el **ANEXO III-3-6** se detalla por ubicación eléctrica el monto destinado a equipamiento para la tele supervisión.

Nivel de Tensión 13, 2 y 13,2/0,380 kV

Por último, el resultado del estudio en estos niveles de tensión de la red de distribución es descripto íntegramente a través de tres informes adjuntos al presente dictamen.

Las cantidades físicas resultantes de líneas eléctricas, subestaciones de transformación, y equipos y elementos de operación son mostradas en detalle en los informes adjuntos.

3.2.3.E INSTALACIONES ELÉCTRICAS EJECUTADAS POR LA PROVINCIA DE RÍO NEGRO

Respecto a la consideración de este tipo de Obras financiadas con fondos FEDEI, su efecto en el resultado de la TUF y el tratamiento económico en la metodología de reconocimiento del costo de capital, fue tratado específicamente en oportunidad de la 4° RTO (Expte EPRE N° 24998)

De esta forma, el Área Técnica tenía computado en el detalle del VNR una valorización monetaria por \$284.158.733 de Obras realizadas con fondos FEDEI

Manteniendo la misma metodología de valorización que las obras eléctricas que ejecuta LA DISTRIBUIDORA, pero reconociendo solamente su amortización a valor nuevo, el detalle contabilizado hasta la 4° RTO, a valores presentes asciende a los \$ 1.345.294.508.

En un siguiente paso al resultado económico mostrado se les adiciona las siguientes valorizaciones de instalaciones ejecutadas por la Secretaría de Energía de la Provincia durante el período 2016 al presente y cuyos montos informados son debidamente actualizados a valor presente, a saber:

- Proyecto eléctrico UDG 12 Distrito Noroeste de Cipolletti: \$ 8.004.000 finalizado 8/11/2019
- Proyecto de electrificación en MT zona rural El Treinta y Ferri, Cipolletti, provincia de Río Negro: \$ 1.874.847 20/02/2021
- Proyecto eléctrico UDG 07 Distrito Noroeste de Cipolletti: \$ 3.200.000 finalizado 1/08/2018

Nota 1: La SE de Río Negro informó que el proyecto “Red Eléctrica B° San José, Maquinchao” está en proceso de licitación, razón por la cual no fue computado para el estudio de la presente revisión Tarifaria

El resultado final del VNR de instalaciones eléctricas ejecutadas con fondos FEDEI es el mostrado en el **ANEXO IV**.

3.2.3.F OBRAS ESPECIALES DEL QUINQUENIO 2021/2026

En su propuesta tarifaria LA DISTRIBUIDORA incorporó un listado de obras a ejecutar, denominando al mismo “Inversiones Especiales”. Según la propuesta las mismas serán ejecutadas durante cada período anual del próximo quinquenio, según se describe en el punto 7.1 Obras Especiales respaldado por un archivo informático “Inversiones Especiales 2021-2026.xls”.

Al respecto LA DISTRIBUIDORA propone una metodología de incorporación de los costos de obras en cada uno de los VNR anuales, similar a la metodología de reconocimiento tarifario de las instalaciones actuales valorizadas a nuevo. Esto significa que el recupero monetario de la inversión asociada a cada obra, respeta, en su recupero económico, las vidas útiles promedio de las instalaciones actuales, que en promedio rondan los 30 años.

La metodología propuesta, resume entonces en la formación de cinco (5) VNR, desde el año 2022 al año 2026, y a cada uno de estos VNR se les adiciona la inversión especial que se propone ejecutar correspondiente al año anterior, valorizados todos ellos al mismo costo unitario de instalación.

Al respecto el Área Técnica procedió al estudio y análisis de:

- La definición conceptual de Inversiones Especiales en el marco de una revisión tarifaria quinquenal
- La metodología de incorporación de costos asociados a cada una de las obras

A.T.

E.P.R.E.





- Los motivos o justificaciones que según LA DISTRIBUIDORA, fundamentaron sus incorporaciones a cada uno de los VNR anuales
- La omisión en la propuesta tarifaria de un documento reglamentario de control efectivo de ejecución de las mismas.

A modo de repaso, el Área Técnica comienza su análisis sosteniendo que la determinación tarifaria prevista por el marco regulatorio provincial y cuyo resultado económico el usuario finalmente abona en su facturación, contiene el concepto monetario anual de Costo de Capital o anualidad, compuesto de la suma de:

- Amortización anual de las instalaciones eléctricas valorizadas a nuevo VNR previsto por el Art. 41 Ley 2902
- Rentabilidad Anual de LA DISTRIBUIDORA previsto por el Art. 42 Ley 2902

Por consiguiente, el usuario abona por el concepto monetario de amortización anual de VNR, y mediante el mismo LA DISTRIBUIDORA debe realizar las Obras Anuales de Reemplazo necesarias para mantener a nuevo las instalaciones eléctricas y realizar las obras que requieren la demanda de potencia de los usuarios.

Adicionalmente, durante un quinquenio tarifario, al sistema eléctrico de distribución pueden agregársele proyectos de Obras eléctricas especiales con su justificación técnica y legal, como ser:

- Asegurar la confiabilidad del servicio en distintos puntos del sistema de distribución, ante eventuales contingencias en el sistema de transporte nacional de energía eléctrica.
- Disminuir costos en el abastecimiento de la demanda en parajes aislados del sistema interconectado nacional
- Incorporación de tecnologías operativas que mejoren tiempos de restitución del servicio eléctrico

Retomando la propuesta tarifaria de LA DISTRIBUIDORA, en la misma se incorporaron sin clasificación alguna y como Inversiones Especiales ambos tipos de Obras anteriormente descritas, esto es Obras Anuales de reemplazo por requerimiento de la demanda y las Obras Especiales que pueden ser necesarias durante un quinquenio.

Al respecto el resultado final del estudio realizado por el Área Técnica también tuvo en cuenta las conclusiones extraídas desde la respuesta de LA

DISTRIBUIDORA según Nota GG N° 060/21 a la Nota EPRE N° 539/21, los Informes adjuntos denominados "Zonas críticas red real EdERSA con demandas del Plan Director para el año 2021" y "Solución a zonas críticas red real EdERSA con demandas del Plan Director para el año 2021 y adaptación de la red", la Nota N° 183/21 emitida por la Secretaria de Estado de Río Negro, las propias emanadas desde el Plan Director Provincial 2021/2030 y las exposiciones al respecto vertidas en la Audiencia Pública.

Ambos tipos de Obras descritas fueron consideradas por el Área Técnica en el cálculo de los VNR Anuales utilizando una metodología similar de reconocimiento de las mismas que la propuesta por LA DISTRIBUIDORA, La única diferencia es la forma de control de la efectiva ejecución de las mismas, esto es:

- Las primeras, Obras Anuales de Reemplazo y obras por requerimiento de demanda por requerimiento de la Demanda son y serán indirectamente controladas mediante el propio control de la calidad de servicio y seguridad publica previstas en el Contrato de Concesión
- Las Segundas, Obras Especiales estarán controladas en forma directa a fin de verificar si fue efectiva ejecución previa a su incorporación al VNR.

a) Obras Anuales de Reemplazo por requerimiento de la Demanda

Sobre el listado de las mismas se respetan los plazos de ejecución establecidos por LA DISTRIBUIDORA en la propuesta tarifaria y la valorización realizada en la misma propuesta tarifaria. Al momento de realizarse el presente cálculo, cada uno de los montos de obras presentados fueron actualizados por el indicador IPIM a Agosto-21

Se acompaña como **ANEXO VIII** el listado de Obras Anuales de Reemplazo por requerimiento de la Demanda que el Dpto. Tarifas considera para cada uno de los años del quinquenio óptimas y necesarias para la sustentabilidad técnica y tecnológica, asegurando la calidad del servicio para la actual y futura demanda proyectada en el período quinquenal.

b) Obras Especiales

En forma complementaria se adjunta el listado definitivo de las obras denominadas Obras Especiales que también son incorporadas por el Área Técnica al cálculo del VAD atento a lo señalado por la Secretaria de Estado de la Provincia de Río Negro.

A.T.

E.P.R.E.



Las Obras detalladas por instrucción de la Secretaría de Estado de Energía de Río Negro, fueron propuestas a su vez por LA DISTRIBUIDORA, a excepción del tendido de 35 km en 33 kV que abastece a la localidad de Las Perlas a través de la margen sur del Río Negro. Las mismas son las siguientes junto a su justificación de reconocimiento tarifario:

1. Soterramiento Alim 13,2 kV N° 3 y 5 y LMT kV salidas Alto Valle – Cipolletti – culminación de Obras iniciadas durante el quinquenio Actual
2. ET 33/13,2 kV LAS PERLAS 10 MVA – aumento de la Capacidad de potencia en el Barrio Las Perlas de Cipolletti
3. LMT 33 KV Alto Valle - Las Perlas Trifásica convencional Postación mixta 3 x 120 mm² aumento de la Capacidad de potencia en el Barrio Las Perlas de Cipolletti y de la confiabilidad del suministro eléctrico
4. 100 km Interconexión El Cuy y Cerro Policía Trifásica Convencional - Art 41 Dec 1291/95 conveniencia técnica actual de interconexión Generación Aislada
5. 45 km de LMT de Interconexión El Cuy y Cerro Policía Trifásica Convencional y la ET 33/13,2 KV 5 MVA para la interconexión de El Cuy y Cerro Policía - Art 41 Dec 1291/95 conveniencia técnica actual de interconexión Generación Aislada
6. LMTR 19 kV Maquinchao El Cain Monofásica Convencional - Art 41 Dec 1291/95 conveniencia técnica actual de interconexión Generación Aislada.
7. Nueva LMT 33 KV Menucos -Sierra Colorada Trifásica Convencional - Aumento de la capacidad de potencia para la demanda 2022/2026

En función que el cronograma de Obras anuales comprende la puesta en servicio de obras durante los años 1, 2, 3 4 y 5 del quinquenio, las obras a realizarse en el año 5, último período tarifario, la correspondiente certificación e incorporación al cálculo tarifario se realizará en forma conjunta con la próxima sexta revisión tarifaria de LA DISTRIBUIDORA

Sobre el detalle de cada una de estas Obras Especiales, el Área técnica ha considerado lo siguiente:

- El mismo cronograma anual de ejecución de obras previsto por LA DISTRIBUIDORA para cada una de las obras especiales mostradas
- El mismo costo unitario original propuesto por LA DISTRIBUIDORA, actualizado a Ago/21 mediante indicadores IPIM, Y adicionándose un 2,9 % de interés intercalar al monto total de la inversión.

Respecto a la forma de control de ejecución en este tipo de obras y ante lo expuesto en la Audiencia Pública al respecto, el Área Técnica propone que cada uno de los VNR anuales, y sus correspondientes cargos de distribución y de gestión comercial determinados por la Resolución EPRE se incorporen a las fórmulas de cálculo de los cuadros tarifarios trimestrales inmediatamente posteriores, si y solo si en forma previa exista una certificación de la Secretaria de Energía eléctrica de Río Negro sobre el cumplimiento de puesta en servicio de la/s obra/s en cuestión.

La propuesta de Obras por parte de LA DISTRIBUIDORA para ejecutar durante el quinquenio tarifario alcanzó al momento de su presentación alcanzó un total de \$ 908.868.638.

El Total de Obras aprobadas por el Área Técnica para ejecutar en el quinquenio 2021/2026 es de: \$ 1.207.294.598, de los cuales \$526.001.854 forman parte de las Obras Especiales **ANEXO IX** y de \$681.292.744 como parte de Obras Anuales de Reemplazo por requerimiento de la Demanda **ANEXO VIII**.

3.2.3.G DETERMINACIÓN DEL VALOR NUEVO DE REEMPLAZO

Costos unitarios de Instalaciones

Valorización de Instalaciones eléctricas de 132/66 y 33 kV

En estos niveles de tensión del sistema de distribución, LA DISTRIBUIDORA describe en el punto 4.2 de su informe "ANEXO 2 - Edersa VNR Perdidas y Balance.pdf" la metodología utilizada para valorizar:

- Las líneas de 132, 66 y 33 kV (en este último caso trifásicas)
- Las instalaciones de las EETT de 132/66/33 kV,
- El sistema de información SCADA y aparatos, herramientas que según LA DISTRIBUIDORA, resultan necesarias para garantizar la calidad del servicio

La metodología de valorización en estos niveles de tensión consideró las últimas valuaciones disponibles de las anteriores propuestas tarifarias quinquenales y las tasaciones de seguros para determinados activos.

En la planilla de cálculos denominada "Preciario General. xls" los precios de materiales están expresados en \$ o U\$S del año 1999 fueron actualizados a \$ de Dic-2015, mediante un coeficiente de tasa de cambio \$/U\$S de 14,06.

La Mano de obra de montaje y el transporte a cada lugar geográfico de la provincia fueron considerados como porcentajes de cada ítem de material.

A.T.

E.P.R.E.





Una vez obtenidos los costos unitarios por km de línea de acuerdo al diseño constructivo con fecha Dic-15, los mismos fueron actualizados a Jul-20 en función a los indicadores IPIM y CVS publicados por el Indec.

A continuación, pasamos a especificar el análisis realizado en cada nivel de tensión del sistema de distribución siguiendo la clasificación de la propuesta tarifaria.

El análisis y verificación consistió en la validación de costos de instalaciones en la República Argentina, teniendo en cuenta las tasas de cambio \$/U\$S históricas publicadas en la pag. WEB <https://www.cotizacion-dolar.com.ar/cotizaciones-dolar-historico.php>.

Por último los costos resultantes de la propuesta fueron verificados según costos estándar de obras de similares características técnicas en la República Argentina, publicados por ejemplo en <https://epec.com.ar/docs/anexos/AnexoIV-CostosOrientativosObras-Convocatoria2019.pdf>, y expresados en U\$S.

Respecto a los precios de materiales se tomó como base el Archivo denominado "Preciario General.xls", se chequearon y validaron los precios en dólares establecidos en las columnas de Interruptores y Tableros al año 2010

Sobre los conceptos de Mano de Obra y Flete del transporte del material, se consideraron válidos los porcentajes propuestos por LA DISTRIBUIDORA (entre el 3% y el 5 % para la mano de obra y entre el 2 y el 3 % para el transporte), empleados en el mismo archivo denominado "Preciario General.xls"

A fin de actualizar los precios en dólares del 1999 al 2015, el Dpto. de Tarifas modificó el factor 14,016 propuesto por LA DISTRIBUIDORA EdERSA como relación de las tasas de cambio de 1999 \$/U\$S a \$/U\$S dic 2015 por el factor 13,65: Esta modificación queda fundamentada en el estudio que surge de las tasas de cambio históricas en Argentina

Por último, los precios de materiales fueron actualizados por el Área Técnica desde diciembre 2015 a agosto-21 respetando la parametrización propuesta por LA DISTRIBUIDORA y publicada en la pág. WEB del INDEC (<https://www.indec.gob.ar/>) respecto a los coeficientes de variación salarial, índices de precios mayoristas, tasas de cambio, etc.

Valorización de Instalaciones de 13,2/0,380-0,220 kV

En el punto 4.1.2 de su informe "ANEXO 2 - Edersa VNR Perdidas y Balance.pdf" LA DISTRIBUIDORA realiza una memoria descriptiva de la Estructura de los Costos de acuerdo, según señala dicho informe, la modalidad de operación de EdERSA.

En una primera clasificación, los costos unitarios fueron divididos en:

- Costos directos de la Obra:
- Costos Indirectos de la Obra:
 - a) Costos directos, en los mismos se comprendieron a los costos de los materiales, el costo del transporte de los mismos, el costo del montaje de los materiales y de la inspección de la obra.
 - b) Costos indirectos: en esta clasificación se registraron costos de estudios técnicos, cargos generales a la obra y costos financieros

Respecto a los diseños constructivos empleados por LA DISTRIBUIDORA, los mismos incorporan:

- Un diseño con aislación de alta polución en 13,2 y 33 kV con el fin de mitigar el fenómeno climático "niebla salina".
- Factores de tiempos de obras por ejecución de las mismas en zona de montaña

Una vez descripta sintéticamente la propuesta de LA DISTRIBUIDORA, el Área Técnica procedió al análisis y verificación de cada uno de los costos unitarios considerados en cada nivel de tensión por LA DISTRIBUIDORA en su propuesta tarifaria, tanto en precios de materiales, mano de obra como en cantidad de material incorporado al cálculo unitario.

A.T.

E.P.R.E.

A handwritten signature consisting of a vertical line with a horizontal crossbar, followed by a large 'X' mark.

En estos niveles de tensión, el Dpto. de Tarifas también evaluó la presentación efectuada por LA DISTRIBUIDORA, pero considerando el archivo informático "VNR INSTALACIONES RD ADAPTADA V4.xls". En el mismo se presenta en una hoja de cálculo denominada "Parámetros", los índices de actualización considerados en concepto de precios de materiales y de la mano de obra asociada a cada uno de los diseños constructivos mostrados en las hojas "Montaje TTCC" y "Lista TTCC" incorporados en el mismo archivo .xls citado con anterioridad.

Respecto a instalaciones eléctricas del tipo aérea que se encuentran a una distancia aproximada de 500 m desde la costa atlántica en los distritos sucursales SAO, Sierra Grande, aquellas se han valorizado según el diseño con aislación de alta polución con el fin de mitigar el fenómeno climático "niebla salina". Al igual que en el caso de las instalaciones eléctricas en 33 kV, las interrupciones del servicio en este tipo de instalaciones y que puedan ser causa de una "niebla salina" no serán consideradas por el EPRE como casos de fuerza mayor.

En el **ANEXO III-3-9** se encuentra la valorización del VNR para las Líneas de 13,2, 7,62 kV junto a sus equipos asociados para la operación y maniobras de las mismas.

En el **ANEXO III-3-10** se encuentra la valorización del VNR para las Sub estaciones Transformadoras de 13,2, 7,62 Kv.

Ítem Precios de materiales

En este concepto integrante del costo unitario de instalaciones, la propuesta de LA DISTRIBUIDORA consistió en primer término, valorizar los precios en \$ a la fecha de la última compra registrada en un Código SAP (Sistema Informáticos de Recursos de la Empresa). Registrada la fecha y el monto unitario del producto, LA DISTRIBUIDORA convirtió a U\$/unidad según la TdC correspondiente a la fecha de compra del mismo. Por último la propuesta actualizó a 31/07/2020 los montos unitarios, considerando nuevamente la TdC al 31/07/2020.

Con el fin de validar los precios de los materiales que finalmente integrarán los costos unitarios a utilizar en la valorización a nuevo de la red adaptada a la demanda, VNR, el Área Técnica, actualizó la serie de TdC original propuesta por LA DISTRIBUIDORA, obteniendo de esta manera todos los precios unitarios a fecha 31/08/21.

Los precios de materiales así obtenidos, fueron debidamente verificados en un listado de precios de materiales, respondiendo a precios del mercado mayorista en la República Argentina. Todas las consultas realizadas en este estudio, ya sea vía mail, o vía consultas en páginas WEB se encuentran

registradas en la carpeta del servidor del EPRE denominada "Costos Unitarios", según la ruta informática T:\Area Tecnica\Revision Tarifaria\RT EdERSA\5° RTO 2021-2026\RAD.

Costo de la Mano de Obra

En este concepto económico LA DISTRIBUIDORA propuso un costo de hh en la hoja "costo de Hora Montaje", el cual considera el costo laboral según el convenio UOCRA, los precios de los elementos de seguridad, de movilidad, etc. a fecha 31/10/20

En forma análoga a lo expresado en el análisis de los precios de los materiales, el Dpto. de Tarifas verificó y actualizó todos los precios utilizados, de acuerdo a:

- Los costos laborales incorporados por LA DISTRIBUIDORA, según las Actas paritarias celebradas por la UOCRA el 9/04/2021.
- Los precios a Agosto-21 de los recursos e insumos de materiales necesarios para ejecutar las obras eléctricas.
- La cuadrilla de 7 personas de montaje propuesta por LA DISTRIBUIDORA, fue adaptada por el Área técnica a 5 personas, considerando de esta forma 1 Capataz, 2 Oficiales y 2 ayudantes. A esta Cuadrilla se adiciona el Representante Técnico el cual interactúa con el personal de supervisión de LA DISTRIBUIDORA.
- Los conceptos monetarios indirectos asociados a una empresa de montaje que se contrata para la ejecución de las obras de electricidad que forman parte del VNR, esto es el beneficio de contratista (15%), Gastos generales del contratista (5%) e ingresos brutos de la provincia de Río Negro (3%).

A.T.

E.P.R.E.



Costos de Transporte o Fletes de Materiales

LA DISTRIBUIDORA consideró que los precios de materiales que responden a la fecha de última compra de factura no poseen incorporados los costos del transporte desde la fábrica hasta la sede de LA DISTRIBUIDORA (Cipolletti). Por consiguiente, se adicionó un 3% a cada uno de los precios unitarios de los materiales. Este Dpto. valida el porcentaje utilizado para la valorización de este concepto monetario incorporado.

Gastos Generales asociados a la supervisión y ejecución de la Obra:

En función que la estructura de la empresa de LA DISTRIBUIDORA está solamente asociada a la operación y mantenimiento de redes eléctricas a nuevo adaptadas a la demanda, existen costos generales de la empresa asociados a la ejecución de las obras de este VNR. LA DISTRIBUIDORA propuso un 16 % sobre la suma de los conceptos anteriores.

Nota: LA DISTRIBUIDORA presentó a modo de resumen un detalle de costos unitarios de instalaciones diferenciando a los mismos por zonas geográficas: Zona alto valle, Zona Atlántica y Zona El Bolsón

Inspección de Obra, Estudios y Costos Financieros:

Por último además de los conceptos económicos detallados anteriormente que comprenden el VAD desde el punto de vista tarifario, LA DISTRIBUIDORA también incorporó los siguientes conceptos monetarios a los costos unitarios de instalación:

- Inspección de Obra
- Estudios

Estos conceptos son considerados como integrantes del costo unitario por el Dpto. de tarifas del EPRE de acuerdo con los siguientes criterios tarifarios:

Los costos de inspecciones de Obra y Estudios Técnicos no se encuentran incorporados en los costos de explotación del Modelo MEI ya que el modelo pese a que posee los Dptos. de Planificación e Ingeniería en la Gerencia de Transmisión e Ingeniería y las Secciones de Ingeniería y Obras en las Subgerencias de Cipolletti, Gral. Roca, Viedma y El Bolsón, todas ellas están destinadas a ampliaciones del sistema de distribución.

Por último, LA DISTRIBUIDORA incorporó costos financieros a los costos unitarios. En este caso el Dpto. de Tarifas no lo incorpora a estos últimos, debido a que la inversión de un VNR proviene justamente de la

amortización monetaria anual de estas instalaciones que la propia tarifa remunera. Por este motivo, no existe interés alguno que LA DISTRIBUIDORA deba abonar a un sistema financiero.

Una vez realizadas las modificaciones producto de las observaciones aquí realizadas, los costos unitarios de las instalaciones fueron utilizados para valorizar las longitudes de líneas, las cantidades y potencias de transformadores, los elementos de protección, maniobra compensación y regulación de tensiones se muestran en los **ANEXO III-3-7, III-3-8, III-3-9, III-3-10** para cada uno de los años 1, 2, 3, 4 y 5 del quinquenio.

3.2.3.H DETERMINACIÓN DE LOS VNR DEL QUINQUENIO

Como parte de actualizar la metodología de cálculo del Valor Agregado de Distribución, siempre teniendo en cuenta lo previsto por el Artículo 41 de la Ley 2902 y su Decreto Reglamentario, en esta oportunidad el Área Técnica del EPRE realizó el cálculo económico de un VNR actualizado en cantidades y dimensionamiento físico según lo exige la proyección de demanda de ese año del quinquenio.

La determinación de cada uno de los VNR quinquenales fue realizada en función a los estudios descriptos de las instalaciones eléctricas de la Red Adaptada a la Demanda, el plan de Obras Anuales de Reemplazo por requerimiento de la Demanda, Obras Especiales y las Obras ejecutadas por fondos FEDEI. Asimismo, en esta oportunidad se introducen al cálculo de VNR, los bienes asociados directamente a la prestación del servicio con vidas útiles superiores a 1 año y que se denominan VNR No eléctrico.

3.2.3.J VNR ELÉCTRICO

El Área Técnica denomina como VNR Eléctrico a la valorización a nuevo de todas las instalaciones eléctricas en todos sus niveles de tensión adaptadas a la demanda, junto al plan de Obras Anuales de reemplazo por requerimiento de la demanda, las Obras Especiales y las Obras ejecutadas por fondos FEDEI.

Por lo expresado el Área Técnica no incorpora a la base de capital regulado conceptos como activos de generación hidráulica, térmico y capital de trabajo

Cada uno de los VNR anuales, año 1, año 2, año 3, año 4 y año 5, son identificados por niveles de tensión y son utilizados a posteriori como base de capital regulada en los cálculos de los cargos de distribución tarifarios.

El detalle por nivel de tensión de los VNR se muestra en el **ANEXO IV**.

A.T.

E.P.R.E.



3.2.3.K VNR NO ELÉCTRICO

La denominación de VNR No eléctrico, está destinada a la valorización a nuevo de los equipamientos de medición de calidad de servicio, de campaña de medición de caracterización de cargas, de máquinas y herramientas, de hardware y de comunicación.

El equipamiento aquí reconocido a nuevo es el siguiente:

- a) Actividades regulatorias de Calidad de Servicio previstas por las Resoluciones EPRE N° 348/02, 350/02, 351/02, 311/11 y 323/11:
 - Equipamiento de Control del Producto Técnico: 137 equipos registradores con un juego de pinzas amperométricas, un localizador de posicionamiento georreferenciado (GPS), y un modem de comunicación con el enlace comunicacional correspondiente (GPRS). Estos equipos poseen una exactitud del sistema de medición de la tensión definida por clase 0,5 según norma IEC o IRAM.
 - Equipamiento de Control de la Calidad del Servicio Técnico: 325 equipos registradores de eventos en la red. Estos equipos son de tecnología inteligente.
- b) Campaña de Medición de Caracterización de Cargas eléctricas Resolución EPRE N° 48/08: 2000 equipos de medición con tecnología inteligente con perfiles horarios de potencias.
- c) Campaña de Medición de Cargas eléctricas en EETT o puntos de abastecimiento: LA DISTRIBUIDORA incorporó en el Archivo "2.1.11. Otras instalaciones vinculadas a las Redes.xls" 45 equipos registradores ubicados en forma permanente en puntos de medición ubicados en Estaciones Transformadoras. Estos equipos, fueron utilizados originalmente para el control de la Calidad del Producto Técnico en su Etapa 1 de control

Al Respecto, el Área Técnica propone respetar la incorporación propuesta por LA DISTRIBUIDORA, pero con el fin de utilizar los 45 equipos registradores en una Campaña de Medición de Cargas en EETT en los mismos puntos de medición, con una periodicidad de recolección procesamiento y envío de datos al EPRE que será reglamentada por una Resolución al respecto.

- d) Equipos de comunicaciones, instrumental propio de Laboratorios de ensayos de instalaciones y máquinas y herramientas para la operación y Mantenimiento
- e) A modo de resumen se exponen los VNR obtenidos para cada año del próximo quinquenio

VNR 5° RTO	Periodos anuales quinquenio 2021-2026				
	Año 1 [\$]	Año 2 [\$]	Año 3 [\$]	Año 4 [\$]	Año 5 [\$]
Costo de VNR Total [\$]	25.690.183.966	26.324.977.347	26.906.409.503	27.707.311.466	28.317.946.286

Tabla 6: VNR de los distintos periodos.

La valorización a nuevo de todo este equipamiento está incorporada en el **ANEXO IV**, para cada uno de los años del quinquenio.

3.2.3.L TASA DE RENTABILIDAD

El Informe elaborado e incorporado a este Expte. determinó una tasa de rentabilidad del 7,18 %, la cuál será aplicada a la base de capital, compuesta por el VNR Eléctrico y No Eléctrico, con el fin de determinar el costo de capital de instalaciones eléctricas EPRE.

3.2.3.M COSTO DE CAPITAL

Mediante la obtención de un VNR total (Eléctrico y No Eléctrico) para cada uno de los años del quinquenio y una tasa de rentabilidad constante a lo largo del mismo, el Área Técnica pasa a desarrollar la metodología de obtención del Costo de Capital asociado a cada uno de los años del quinquenio 2022/2026:

- a) Coincidiendo con la definición expuesta por LA DISTRIBUIDORA en la pág. 6 del Informe denominado EdERSA-Informe General.pdf, donde se expone que el destino de las amortizaciones, “..*permiten recuperar el capital inmovilizado y resultan el sustento de las inversiones necesarias que debe realizar la Distribuidora para que de esa manera se puedan reponer los bienes que por el simple transcurso del tiempo..se van deteriorando..*” al respecto la propuesta tarifaria presentó al 31 de Octubre del 2020 un costo de Capital resumido en \$/año 3.263.547.221 de los cuales \$/año 771.207.206 corresponden a las amortizaciones. Considerando este monto anual la suma monetaria destinada en el quinquenio para mantener a nuevo el VNR propuesto resultaría de \$ 3.869.180.734 en el quinquenio.

A.T.

E.P.R.E.

- b) Al respecto de lo descrito en el inciso anterior, al Área Técnica le llama la atención que en el flujo de fondo propuesto (hoja "Mod_financiero.xls" en el archivo EdERSA-Modelo v1.xls), LA DISTRIBUIDORA propone realizar una inversión en el quinquenio de \$ 2.043.931.737, dentro de un Modelo de Empresa Eficiente utilizar solo el 53% de las amortizaciones. Esto en referencia al Art 25 inc. f) del Contrato de Concesión, en materia de inversiones y mantenimiento; que son recursos originados al menos en las amortizaciones del costo de capital que se incluye en tarifa.
- c) En relación a la cantidad de años utilizados para la amortización tarifaria del VNR, se consideran la misma cantidad de años de vidas útiles regulatorias que las empleadas en la tarifa vigente
- d) Con los datos previstos en el inciso anterior, el segundo paso es considerar el VNR resultante de cada año del quinquenio es tomado como base para calcular el término de amortización anual del VNR, obteniendo así el concepto tarifario de amortización anual del VNR, con el que LA DISTRIBUIDORA debe disponer para invertir año tras año en las instalaciones eléctricas y el equipamiento asociado a fin de mantener las mismas en estado a nuevo.
- e) Obtenida la amortización anual del VNR, se discrimina el VNR de las instalaciones ejecutadas vía fondos FEDEI o por terceros y al resultado se aplica la tasa de rentabilidad determinada por el Estudio. Se obtiene así un monto anual de rentabilidad tal como lo requiere el Art. N° 42 de la Ley 2902
- f) Desde el concepto de cálculo tarifario, el total de la amortización del VNR corresponde al monto reinversión anual que LA DISTRIBUIDORA debe incorporar al sistema de distribución, operando siempre en un escenario de eficiencia.

Los Costos de Capital calculados sobre cada uno de los VNR que recordamos fueran valorizados al 31/8/2021, discriminados a su vez en Amortización el Capital y en remuneración anual, obtenidos para cada año e incorporados en la tarifa durante el quinquenio 2021/2022 es el siguiente:

ETAPA	Amortizaciones (VNR)	Rentabilidad (Art.42 L 2902)	Costo de Capital (Ck)
Año 1	\$ 792.672.183	\$ 1.202.359.081	\$ 1.995.031.264
Año 2	\$ 807.818.855	\$ 1.225.834.433	\$ 2.033.653.288
Año 3	\$ 824.065.109	\$ 1.252.084.415	\$ 2.076.149.524
Año 4	\$ 843.367.384	\$ 1.285.463.587	\$ 2.128.830.971
Año 5	\$ 862.416.069	\$ 1.317.294.945	\$ 2.179.711.014
Total 5ta RTO	\$ 4.130.339.600	\$ 6.283.036.461	\$ 10.413.376.061

Tabla 7: Costos de Capital

El Detalle de las sumas monetarias mostradas en la tabla anterior es presentado en el **ANEXO IV 1**.

3.2.3.N COSTOS DE EXPLOTACIÓN

En esta etapa del estudio tarifario se evalúan los costos de funcionamiento de una Empresa Eficiente con capacidad técnica y operativa de gestionar la Red de Distribución Nueva Adaptada a la Demanda de Electricidad (RAD) bajo el Marco Regulatorio eléctrico Provincial en la Provincia de Río Negro. El área de concesión de la Empresa comprende toda la provincia de Río Negro a excepción de los ejidos municipales de S.C. de Bariloche, Dina Huapi y Río Colorado. Los costos asociados a esta gestión eficiente integran la Tarifa a Usuario Final.

Para el cálculo de los costos de explotación técnica y comercial que corresponden reconocerse en el cuadro tarifario, se utilizó el Modelo de Empresa Eficiente (MEI). Este Modelo es el resultado del estudio realizado por la empresa BA Energy Solutions bajo Expte EPRE N° 22372 "Contratación Consultora especializada en temas tarifarios" y cuya metodología de cálculo es similar a la utilizada por el EPRE en las anteriores Revisiones Tarifarias de LAS DISTRIBUIDORAS provinciales.

En esta 5° Revisión Tarifaria, y considerando las exposiciones vertidas en la Audiencia Pública el Área Técnica procedió a revisar los indicadores de eficiencia del modelo MEI para cada uno de los años del quinquenio 2021/2026, a saber:

- Las ratios de eficiencia en las tareas de Operación, Inspecciones Preventivas, (Con Tensión) y Mantenimientos Preventivos y Correctivos (Sin Tensión) y que los mismos estén asociados a las instalaciones eléctricas valorizadas a nuevo incorporadas a la vez en el VNR

A.T.

E.P.R.E.

- Las ratios en cantidad de lecturas/día asociados a las actividades comerciales de toma de lectura.
- Los porcentajes de actividades o servicios prestados por empresas contratadas.
- Las nuevas formas de comunicaciones entre LA DISTRIBUIDORA y los Usuarios para los reclamos, la impresión y el reparto electrónico vía app de la factura.
- La mejora de la eficiencia por incorporación de inversiones tecnológicas consideradas en los VNR durante el transcurso del quinquenio 2021/2026.
- La tele lectura y la gestión de los valores de energía y potencia a la que podrán acceder si así lo requieren los Usuarios Tarifa T2 como además los usuarios T1.

Con el fin de comenzar la descripción del trabajo realizado, en primer lugar repasamos los lineamientos generales de la construcción del modelo, el cual responde como ya dijimos al utilizado por el EPRE en las anteriores revisiones tarifarias y actualmente contempla el costo laboral de 417 personas de dotación propia del Modelo MEI, según Resolución EPRE N° 115/20.

El desarrollo de los costos de explotación del Modelo MEI se basa en el análisis de cada una de las variables que se introducen al Modelo y la forma en que las mismas interactúan dentro de la estructura del Modelo MEI.

Las Variables de entrada al Modelo son las siguientes:

- La cantidad de usuarios para el quinquenio provenientes del estudio de proyección de la demanda por sucursal geográfica del área de concesión
- La cantidad y tipo de instalaciones provenientes del estudio de la red adaptada a la demanda para cada año del quinquenio.
- Los grados de tercerización de actividades técnicas y comerciales propias de la gestión del Modelo MEI
- Las remuneraciones brutas salariales resultado de los convenios colectivos de trabajo de las agrupaciones del sector eléctrico, y fuera de convenio.

Por su parte la estructura del Modelo MEI posee:

- Un Organigrama técnico de personal en cada sucursal coincidente con la disposición asignada por LA DISTRIBUIDORA en la Provincia
- Un Organigrama comercial de personal en cada sucursal coincidente con la disposición asignada por LA DISTRIBUIDORA en la Provincia
- Un Organigrama de apoyo de personal en la sede central de Cipolletti

- Un Dpto. técnico de Operación específico para la generación en la CT El Bolsón.
- Diez Estructuras o niveles jerárquicos para el personal propio y cinco categorizaciones según los CCT de Uocra para considerar el costo de servicios terciarizados
- El tipo de flota pesada y liviana destinada a cada actividad técnica, comercial y de apoyo
- Razones de eficiencia para la operación y mantenimiento tanto del personal propio como de servicios contratados, de las instalaciones eléctricas, para la atención comercial y para el uso horario del parque automotor
- La incorporación de actividades propias del control regulatorio
- La incorporación de actividades administrativas que realiza el personal propio del Modelo MEI no asociadas directamente con el servicio público de distribución, p. ej, PAFTT Céspedes Río Colorado y ALIPIBA.

3.2.3.N.1 CÁLCULO DE LA DOTACIÓN Y ORGANIGRAMA

Propuesta de LA DISTRIBUIDORA

En su presentación LA DISTRIBUIDORA incorporó una dotación total para el año 1 de 501 alcanzando los 515 empleados en el año 5. Más allá que la memoria descriptiva señala que el número de personas responde a una dotación eficiente, esta área no encontró en la misma, los parámetros o razones de eficiencia adoptados que fundamenten la optimización entre la dotación del personal propio, las cantidades de servicios tercerizados pretendidos y las cantidades de instalaciones de electricidad valorizadas a nuevo que resultan necesarias operar y mantener.

Asimismo, en el desarrollo de la propuesta LA DISTRIBUIDORA no incorporó detalle alguno sobre la disponibilidad de recursos a emplear a fin de dar cumplimiento a las Resoluciones vigentes por el EPRE sobre:

- Control de la Calidad de Servicio
- Campaña de Medición de caracterización de consumos de sus usuarios.
- Control de la Seguridad de las instalaciones en la vía pública

A.T.

E.P.R.E.





Análisis del Área Técnica:

Las dotaciones resultantes de la aplicación del Modelo MEI arrojan las siguientes cantidades de personal en relación de dependencia, dotación propia, y de personal tercerizado, agrupados por Gerencias y Sub Gerencias son las siguientes para cada uno de los Años 1, 2, 3, 4 y 5 del quinquenio:

Posición	nivel MEI	unidad	Estructura orgánica Año 1						Total	
			Gerencia Gral	Sub Gerencia Legales	Sub Gerencia de Control de Gestión	Gerencia de Finanzas	Gerencia Comercial	Gerencia de Transmisión		Gerencia de Distribución
Gerente General	N-1	[empleado]	1							1
Gerente	N-2	[empleado]				1	1	1	1	4
Subgerente	N-3	[empleado]		1	1				4	6
Jefe Departamento	N-4	[empleado]				3	2	4	11	20
Jefe Sección	N-5	[empleado]				3	4	4	33	44
Profesional	N-6	[empleado]		2	2	13	6	13	8	44
Supervisor	N-7	[empleado]						1		1
Empleado	N-8	[empleado]	1		2	9	5	37	58	112
Capataz	N-9	[empleado]					2	2	33	37
Operario	N-10	[empleado]					3	6	143	152
Dotación total Propia		[empleado]	2	3	5	29	23	68	291	421
Dotación Tercerizada							4		31	35
Total Empresa										456

Tabla 8: Cantidad de Personal Año 1

Posición	nivel MEI	unidad	Estructura orgánica Año 2						Total	
			Gerencia Gral	Sub Gerencia Legales	Sub Gerencia de Control de Gestión	Gerencia de Finanzas	Gerencia Comercial	Gerencia de Transmisión		Gerencia de Distribución
Gerente General	N-1	[empleado]	1	0	0	0	0	0	0	1
Gerente	N-2	[empleado]	0	0	0	1	1	1	1	4
Subgerente	N-3	[empleado]	0	1	1	0	0	0	4	6
Jefe Departamento	N-4	[empleado]	0	0	0	3	2	4	11	20
Jefe Sección	N-5	[empleado]	0	0	0	3	4	4	33	44
Profesional	N-6	[empleado]	0	2	2	13	6	14	8	45
Supervisor	N-7	[empleado]	0	0	0	0	0	1	0	1
Empleado	N-8	[empleado]	1	0	2	9	5	37	59	113
Capataz	N-9	[empleado]	0	0	0	0	2	2	33	37
Operario	N-10	[empleado]	0	0	0	0	3	7	141	151
Dotación total Propia		[empleado]	2	3	5	29	23	70	290	422
Dotación Tercerizada							4		31	35
Total Empresa										457

Tabla 9: Cantidad de Personal Año 2

Posición	nivel ME	unidad	Estructura orgánica Año 3							Total
			Gerencia Gral.	Sub Gerencia Legales	Sub Gerencia de Control de Gestión	Gerencia de Finanzas	Gerencia Comercial	Gerencia de Transmisión	Gerencia de Distribución	
Gerente General	N-1	[empleado]	1	0	0	0	0	0	0	1
Gerente	N-2	[empleado]	0	0	0	1	1	1	1	4
Subgerente	N-3	[empleado]	0	1	1	0	0	0	4	6
Jefe Departamento	N-4	[empleado]	0	0	0	3	2	4	11	20
Jefe Sección	N-5	[empleado]	0	0	0	3	5	4	33	45
Profesional	N-6	[empleado]	0	2	2	13	6	14	8	45
Supervisor	N-7	[empleado]	0	0	0	0	0	1	0	1
Empleado	N-8	[empleado]	1	1	2	9	5	37	60	115
Capataz	N-9	[empleado]	0	0	0	0	2	2	32	36
Operario	N-10	[empleado]	0	0	0	0	3	7	141	151
Dotación total Propia		[empleado]	2	4	5	29	24	70	290	424
Dotación Tercerizada							4		32	36
Total Empresa										460

Tabla 10: Cantidad de Personal Año 3

Posición	nivel ME	unidad	Estructura orgánica Año 4							Total
			Gerencia Gral.	Sub Gerencia Legales	Sub Gerencia de Control de Gestión	Gerencia de Finanzas	Gerencia Comercial	Gerencia de Transmisión	Gerencia de Distribución	
Gerente General	N-1	[empleado]	1	0	0	0	0	0	0	1
Gerente	N-2	[empleado]	0	0	0	1	1	1	1	4
Subgerente	N-3	[empleado]	0	1	1	0	0	0	4	6
Jefe Departamento	N-4	[empleado]	0	0	0	3	2	4	11	20
Jefe Sección	N-5	[empleado]	0	0	0	3	5	4	33	45
Profesional	N-6	[empleado]	0	2	2	13	6	14	8	45
Supervisor	N-7	[empleado]	0	0	0	0	0	1	0	1
Empleado	N-8	[empleado]	1	1	2	9	5	38	62	118
Capataz	N-9	[empleado]	0	0	0	0	2	2	32	36
Operario	N-10	[empleado]	0	0	0	0	3	7	139	149
Dotación total Propia		[empleado]	2	4	5	29	24	71	290	425
Dotación Tercerizada							4		32	36
Total Empresa										461

Tabla 11: Cantidad de Personal Año 4

Posición	nivel ME	unidad	Estructura orgánica Año 5							Total
			Gerencia Gral.	Sub Gerencia Legales	Sub Gerencia de Control de Gestión	Gerencia de Finanzas	Gerencia Comercial	Gerencia de Transmisión	Gerencia de Distribución	
Gerente General	N-1	[empleado]	1	0	0	0	0	0	0	1
Gerente	N-2	[empleado]	0	0	0	1	1	1	1	4
Subgerente	N-3	[empleado]	0	1	1	0	0	0	4	6
Jefe Departamento	N-4	[empleado]	0	0	0	3	2	4	11	20
Jefe Sección	N-5	[empleado]	0	0	0	3	5	4	33	45
Profesional	N-6	[empleado]	0	2	2	13	6	14	8	45
Supervisor	N-7	[empleado]	0	0	0	0	0	1	0	1
Empleado	N-8	[empleado]	1	1	2	9	5	38	62	118
Capataz	N-9	[empleado]	0	0	0	0	2	2	32	36
Operario	N-10	[empleado]	0	0	0	0	3	7	140	150
Dotación total Propia		[empleado]	2	4	5	29	24	71	291	426
Dotación Tercerizada							4		32	36
Total Empresa										462

Tabla 12: Cantidad de Personal Año 5

A.T.

E.P.R.E.

Los resultados económicos obtenidos en la cantidad de personal son presentados en el **ANEXO VI**, cuadros 1.1.1/1.1.2/1.1.3/1.1.4/1.1.5 titulados Cálculo de la Dotación y Organigrama.

Determinada las cantidades de personal para cada uno de los años del quinquenio, posteriormente se fueron introduciendo las variables de entradas asociadas a la cantidad de usuarios y de instalaciones de cada año del quinquenio.

Aspectos principales del Modelo de empresa

El Área Técnica procedió a revisar los parámetros y ecuaciones de cálculo del Modelo MEI, a fin de asegurar la correspondiente eficiencia del mismo para el próximo quinquenio. A continuación, se señalan los siguientes aspectos:

- Para calcular las dotaciones de cada departamento el modelo de empresa eficiente utiliza indicadores de eficiencia que relacionan las cuadrillas necesarias de personal requerido para operar y mantener las instalaciones de distribución de electricidad que fueran diseñadas en la RAD y valorizadas a nuevo en el cálculo del VNR junto a la atención comercial de los usuarios abastecidos desde ellas.

De acuerdo con la actividad de estudio los indicadores se relacionan con: el tipo de la actividad (Comercial, Explotación), el número de acciones para cumplir una tarea y con el personal necesario para ejecutarla. Los indicadores de eficiencia contemplan criterios adaptados a la realidad de cada una de las geografías del área de concesión de LA DISTRIBUIDORA

- Uno de los aspectos expresados en el marco de la Audiencia Pública, fue la necesidad de revisar los parámetros de eficiencia que actualmente contiene el Modelo MEI y cuyos costos de explotación son finalmente reconocidos en las fórmulas de cálculo de cada categoría tarifaria.

Con el objeto de fundamentar los resultados obtenidos de las cantidades de personal detallados anteriormente para el año base, ya sean en relación de dependencia (propios) y o de servicios tercerizados, el Área Técnica realizó un análisis de la eficiencia del modelo MEI referencias en una banda de eficiencia de cantidad de usuarios del mercado respecto a la cantidad total de empleados necesarios. Esta banda de eficiencia justamente contempla las dispersiones que existen debido a las distintas superficies de las áreas de concesión de cada mercado eléctrico junto con las innovaciones tecnológicas de cada sistema de distribución

De esta forma el Área Técnica incorpora la dotación total obtenida de empleados del Modelo MEI en un rango de 600 a 800 usuarios por empleado considerado por el Instituto de Energía Eléctrica de San Juan como una banda óptima de eficiencia. IEESJ

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Proyección de Crecimiento de la Demanda [N° usuarios]	263.637	269.885	276.152	282.565	288.971
Evolución de la Dotación de Personal [N° Dotación]	456	457	460	461	462
Usuarios/personal del Modelo MEI	578,15	590,56	600,33	612,94	625,48

Los resultados aquí obtenidos muestran que la dotación de la MEI durante el transcurso del quinquenio 2021/2026 se adapta a partir del Año 3 a un marco de eficiencia requerida por el Art. N° 41 de la Ley 2902. Las razones por las cuales la dotación del personal del Modelo MEI para los años 1 y 2 se encuentra fuera de un marco de referencia se deben a que el Modelo MEI posee personal de operación de la CT El Bolsón y la atención permanente de las 24 hs/día de 2 personas en cada uno de los Distritos Operativos ubicados en la geografía Provincial en concepto de guardias de Reclamo de los usuarios

Asimismo, el Modelo MEI posee el desarrollo de actividades cuya naturaleza no facilitan establecer una ratio de eficiencia por unidades de actividad. En este tipo de actividades la cantidad de personal se define por la cantidad de usuarios

- Grado de participación del Contratista: para calcular los coeficientes de eficiencia que definen la cantidad de personal, el modelo de cálculo utiliza una expresión matemática que considera el grado de tercerización al que debe recurrir la empresa y las horas útiles disponible para realizar la tarea. Este porcentaje de participación del contratista es variable en función de aquellas tareas que por su especificidad corresponde sean subcontratadas a otras empresas específicas del rubro. Las tareas de operación y mantenimiento de las redes se ejecutan con los planteles propios del modelo de empresa eficiente mientras que las actividades de atención telefónica, de lectura, de reparto y cobranzas de facturas se efectúan completamente con servicios prestados por terceros.

En esta oportunidad se consideraron que por estrategia y conocimiento las actividades técnicas de operación y mantenimiento de las redes a nuevo sean ejecutadas por personal propio del Modelo MEI.

A.T.

E.P.R.E.

En las actividades del tipo comercial, solamente resultan asociadas a personas empleadas por servicios de terceros, las correspondientes a atención telefónica y recolección de lecturas de medición comercial.

- Corresponde mencionar que el cálculo de los costos de la dotación de personal, de materiales y de servicios tercerizados a contratar se incluyeron los asociados a las actividades de lecturas y preparación de datos vinculadas al Control de la Calidad Servicio y de Seguridad de instalaciones en la vía Pública que el EPRE controlará durante el próximo quinquenio a saber:
 - Actividades de Calidad de Servicio: En el cálculo de los costos que debe asumir el modelo de empresa eficiente están incorporados las actividades regulatorias de Calidad de Servicio previstas por las Resoluciones EPRE N° 348/02, 350/02, 351/02, 311/11 y 323/11: La empresa posee dentro de su Gerencia Comercial, un sector de calidad encargada de hacer cumplir las obligaciones previstas en el Contrato de Concesión y las Resoluciones EPRE citadas. Atento que estas actividades de la calidad de producto técnico requieren un análisis sobre la incorporación paulatina de los avances tecnológicos para su control y seguimiento, en esta oportunidad la campaña de medición del producto técnico considera anexar a cada equipo registrador un localizador de posicionamiento georreferenciado (GPS), un modem de comunicación con el enlace comunicacional correspondiente (GPRS) y un soft propio de utilización. El tipo y cantidad de equipamiento es incorporado al cálculo del VNR No eléctrico, mientras que la recolección y preparación de datos están a cargo del personal de O&M y de la Sección de Calidad de Servicio.
 - Respetando el cumplimiento del Art. N° 2 de la Resolución EPRE N° 323/11, el modelo de empresa eficiente incorpora en su cálculo tarifario los costos asociados al cumplimiento de la misma. Para ello el modelo de empresa reconoce la instalación fija de 2 equipos registradores por cada uno de los alimentadores de media tensión en forma conjunta con 100 equipos registradores cuya ubicación define el EPRE. En esta revisión tarifaria la cantidad de registradores totaliza las 300 unidades cuya recolección y preparación de datos están a cargo del personal de O&M y de la Sección de Calidad de Servicio. El costo de equipamiento está incorporado al cálculo del VNR No eléctrico.



A.T.

E.P.R.E.

- Actividades propias para la seguridad en la Vía Pública previstas por las Resoluciones EPRE N° 8/01, 11/01, 210/04, 134/05, 88/16, 27/17, 269/20 y complementarias y/o modificatorias. Se detallan los planes específicos básicos según Resolución EPRE 88/16 llevados a cabo por EdERSA con la especificación del proceso en el cual se desarrollan y concretan las acciones necesarias para velar por la seguridad pública en las instalaciones, operaciones y mantenimiento de las instalaciones

Plan de detección y corrección de anomalías en instalaciones en la vía pública

Período de información: Semestral.

El Plan de detección y corrección de anomalías en instalaciones en la vía pública se formaliza en el procedimiento "P11-MP06: Gestión de anomalías y reclamos vinculadas a la integridad de las personas en la vía pública", su desarrollo se mide con los siguientes indicadores:

- Índice de anomalías solucionadas = $\frac{\text{Anomalías detectadas}}{\text{Anomalías solucionadas (solución definitiva)}}$.
- Índice por tipo de anomalía = $\frac{\text{Tipo de anomalía más detectada}}{\text{Total de anomalías detectadas}}$.

Estos valores surgen a partir de datos proporcionados por:

- La actividad de operación y mantenimiento (mantenimiento preventivo y correctivo) de distribución y generación y transmisión de energía eléctrica, como así también de comercialización.
- Especificación que realice el ente regulador
- Detección de anomalías que realice un usuario o tercero (transeúnte) en el "SARA"

A.T.

E.P.R.E.

Handwritten signatures and initials, including a large signature and a smaller one to the right.

Plan de revisión de instalaciones por seguridad pública

Período de información: Semestral.

El Plan de revisión de instalaciones por seguridad pública se constituye en los procesos de Operación y mantenimiento de Distribución y Generación y Transmisión, su desarrollo se mide con los siguientes indicadores:

- Indicador de relevamiento de LBTs = $\text{Km de LBT relevados (aérea)} / \text{Km de LBT total (BT aérea)}$
- Indicador de relevamiento de LMTs = $\text{Km de LMT relevados (aérea)} / \text{Km de LMT total (MT aérea)}$
- Indicador de relevamiento de LATs = $\text{Km de LAT relevados (aérea)} / \text{Km de LAT total (AT aérea)}$
- Indicador de relevamiento de SETs = $\text{SETs relevados} / \text{SETs totales}$

Estos valores surgen a partir de datos proporcionados por:

- Cantidad de líneas bajo concesión de EdERSA (En Baja, Media y Alta Tensión)
- La actividad de operación y mantenimiento (mantenimiento preventivo y correctivo) de distribución y generación y transmisión de energía eléctrica.

Plan de control, registro, análisis y prevención de accidentes e incidentes

Período de información: Semestral.

El Plan de control, registro, análisis y prevención de accidentes e incidentes, se formaliza en el procedimiento "P14-MP06: Gestión Ante Accidentes e Incidentes de trabajo" y "P17-MP06_Requerimientos de seguridad, calidad, salud y medio ambiente para contratistas y proveedores", su desarrollo se mide con los siguientes indicadores:

- Índice de accidentes respecto al semestre anterior = $\text{Total de accidentes del semestre} / \text{Total de accidentes del semestre anterior}$
- Índice de incidentes respecto al semestre anterior = $\text{Total de incidentes del semestre} / \text{Total de incidentes del semestre anterior}$

Estos valores surgen a partir de datos proporcionados por:

- Reportes internos ante Accidentes / Incidentes
- Reportes externos ante Accidentes / Incidentes

A.T.

E.P.R.E.



Plan de atención de reclamos por seguridad pública.

Período de información: Mensual

El Plan de atención de reclamos por seguridad pública se formaliza en el procedimiento "P11-MP06: Gestión de anomalías y reclamos vinculados a la integridad de las personas en la vía pública", su desarrollo se mide con los siguientes indicadores:

- Índice de reclamos solucionados = $\frac{\text{Reclamos recibidos}}{\text{reclamos solucionados (solución definitiva)}}$
- Índice de normalización menor a 4 días = $\frac{\text{Reclamos solucionados}}{\text{Reclamos solucionados en los primeros 4 días}}$

Estos valores surgen a partir de datos proporcionados por:
Reportes que realice un usuario o tercero (transeúnte).

Plan de control de obras en la vía pública

Período de información: Mensual

El Plan de control de obras en la vía pública se formaliza en el proceso de Planificación y Desarrollo ("MP05: Manual de Planificación y Desarrollo"), su evolución se mide con los siguientes indicadores:

- Índice de Obras realizadas = $\frac{\text{Total de Obras en VP realizadas}}{\text{Total de Obras en VP programadas}}$
- Índice de Obras en VP supervisadas = $\frac{\text{Cantidad de OVP supervisadas con anomalías}}{\text{Cantidad de OVP supervisadas}}$

Estos valores surgen a partir de datos proporcionados por:

- Reportes generados en Planificación y Desarrollo a partir del registro "OI/OR/Planeamiento-<año>" y las Inspecciones que realizan en las obras mediante el registro "R1-MP05: Planilla de Inspección de obras".

A.T.

E.P.R.E.

Plan de relevamiento y normalización de líneas aéreas de Alta, Media y Baja tensión

Período de información: Semestral

El Plan de relevamiento y normalización de líneas aéreas de Alta, Media y Baja tensión se formaliza en los procesos de Operación y Mantenimiento de Distribución y Generación y Transmisión, su desarrollo se mide con los siguientes indicadores:

- Indicador de relevamiento de líneas = $\text{KM de líneas LBTs relevadas (aéreas)} / \text{KM de líneas LBTs planificadas a relevar (BT aéreas)}$
- Indicador de relevamiento de líneas = $\text{KM de líneas LMTs relevadas (aéreas)} / \text{KM de líneas LMTs planificadas a relevar (MT aéreas)}$
- Indicador de relevamiento de líneas = $\text{KM de líneas LATs relevadas (aéreas)} / \text{KM de líneas LATs planificadas a relevar (AT aéreas)}$
- Indicador de líneas relevadas = $\text{KM de líneas LBTs normalizadas (aérea)} / \text{KM de líneas LBTs planificadas a relevar (BT aéreas)}$
- Indicador de líneas relevadas = $\text{KM de líneas LMTs normalizadas (aérea)} / \text{KM de líneas LMTs planificadas a relevar (aéreas) (MT aéreas)}$
- Indicador de líneas relevadas = $\text{KM de líneas LATs normalizadas (aérea)} / \text{KM de líneas LATs planificadas a relevar (AT aéreas)}$

Estos valores surgen a partir de datos proporcionados por:

- Cantidad de líneas bajo concesión de EdERSA (En Baja, Media y Alta Tensión)
- La actividad de operación y mantenimiento (mantenimiento preventivo y correctivo) de distribución y generación y transmisión de energía eléctrica.

Plan de señalización en la vía pública

Período de información: Semestral

El Plan de señalización en la vía pública se formaliza en el procedimiento "P8-MP06_Señalización de Instalaciones por Seguridad", su desarrollo se mide con los siguientes indicadores:

- Índice de cartelería revisada = $\text{Cartelería revisada} / \text{Cartelería total}$
- Índice de cartelería renovada = $\text{Cartelería renovada} / \text{Cartelería total}$

Estos valores surgen a partir de datos proporcionados por:

- Relevamientos del sector de Seguridad y Medio Ambiente y registro en "R11-MP06_Registro de Instalaciones" (incluye requerimiento de Res. 269/20)

A.T.

E.P.R.E.

Plan de capacitación y habilitación del personal de la distribuidora y de sus contratistas, subcontratistas y proveedores que realicen tareas que incidan en la seguridad pública

Período de información: Semestral.

El Plan de capacitación y habilitación del personal de la distribuidora y de sus contratistas, subcontratistas y proveedores que realicen tareas que incidan en la seguridad pública se formaliza en el proceso de Recursos Humanos ("MP03: Manual de Procesos de Recursos Humanos"), su desarrollo se mide con los siguientes indicadores:

- Índice de horas de capacitación realizadas = Horas realizadas / Horas previstas para el año
- Índice de capacitación con respecto al año anterior = Horas realizadas / Horas realizadas el año anterior

Estos valores surgen a partir de datos proporcionados por:

- Las diversas capacitaciones generadas desde EdERSA (ya sea internas o externas) y su registro en el documento "R6-MP03: Plan Anual de Capacitación"

- o El modelo MEI, reconoce las mismas actividades y costos actualizados que los descritos e incorporados por LA DISTRIBUIDORA en su propuesta tarifaria en materia de Seguridad Pública. Las Actividades a desarrollar descritas como sistema de gestión Calidad y Seguridad Pública por LA DISTRIBUIDORA, fueron correspondientemente actualizadas monetariamente desde la fecha de presentación de la propuesta hasta el presente. A continuación, se señalan la descripción de gastos :

GASTOS DE MANTENIMIENTO DEL SISTEMA
<p align="center">Monitoreo y Gestión de Mejora</p> <ul style="list-style-type: none"> - Servicio de Asesoría para monitoreo y gestión de mejora (seguimiento de procesos)
<p align="center">Desarrollo de Mejora Continua</p> <ul style="list-style-type: none"> - Tratamiento de oportunidades de mejora según requisitos normativos propios del sistema de gestión
<p align="center">Capacitación al personal</p> <ul style="list-style-type: none"> - Según Plan de Capacitación de cada año y teniendo en cuenta personal involucrado (Riesgo Eléctrico, Postulados de Seguridad Pública, Fundamentos del SGCySP, Primeros auxilios y RCP. TCT, Trabajo en altura. Señalización en la vía Pública, Manejo de Hidrogrúa y equipos de izaje. Manejo defensivo. Orden y Limpieza)
<p align="center">Comunicación e información interna y externa de SP</p> <ul style="list-style-type: none"> - Según Políticas de Comunicación externa sobre difusión de los postulados básicos de la seguridad eléctrica, contingencias en la prestación del servicio, obras, políticas de SGCySP, información a contratistas y sociedad en general.- - Según Políticas de Comunicación interna, sobre contingencias, problemas y actividades operativas en general, postulados básicos de la seguridad eléctrica, plan de obras, normativa interna y externa, políticas y requisitos.

A.T.

E.P.R.E.

<p style="text-align: center;">Viáticos</p> <ul style="list-style-type: none"> - Los gastos aquí contemplados refieren según planificación anual de inspección de instalaciones, auditorías internas y externas. - Los gastos en relación al desarrollo de la mejora continua - Gastos erogados por traslado de capacitadores.
<p style="text-align: center;">Auditorías internas del sistema</p> <ul style="list-style-type: none"> - Gastos concernientes a equipo auditor interno y de asesoría.
<p style="text-align: center;">Cumplimiento de Requisitos Normativos</p> <ul style="list-style-type: none"> - Legales de índole Municipal, Provincial, Nacional, Identificación, análisis y tratamiento según criterio técnico legal: <ul style="list-style-type: none"> o Señalización y Cartelería. o Puesta a Tierra: medición y corrección de anomalías o Gestión y materiales para señalización de trabajos en la vía pública - Servicio de identificación, mantenimiento, actualización y asesoría de los requisitos legales mediante plataforma online
<p style="text-align: center;">Auditorías externas del sistema y Certificación</p> <ul style="list-style-type: none"> - Auditorías de mantenimiento y Auditoría principal de certificación en el periodo contemplado, según costos del Ente Certificador y Organismo Argentino de Acreditación

- o Asimismo, y en forma análoga al punto anterior, el modelo MEI incorporó idénticas actividades con sus costos actualizados, a los descriptos por LA DISTRIBUIDORA en su propuesta tarifaria en materia de Gestión Ambiental ISO 14001, incorporado al CD a fs. 86 en la propuesta tarifaria. Del mismo modo que las actividades del sistema de gestión Calidad y Seguridad Pública, el Área Técnica actualizó el costo monetario presentado por LA DISTRIBUIDORA desde el mes de presentación de la propuesta a los valores monetarios del presente. El listado de actividades descriptas por LA DISTRIBUIDORA es el siguiente:

DESCRIPCIÓN DE GASTOS DEL SGA
Desarrollo e implementación
Trámites habilitaciones, tasas y permisos
Planes de emergencia ambiental
Viáticos
Medición de parámetros ambientales
Auditorías internas del SGA
Manejo de combustibles y mejoramiento, auditorías, controles
Mantenimiento actualizado de Legislación

A.T.

E.P.R.E.


 Ing. MARCELO SANTARELLI
 RESPONSABLE
 Área Seguridad Pública y
 Calidad de Servicios
 E.P.R.E.

Auditorías externas del SGA y Certificación
Planes de Remediación
Disposición final de residuos especiales
Almacenaje de residuos

- Campaña de medición de caracterización de los consumos de los usuarios: la metodología de cálculo tarifario reconoce, tal lo establece la Resolución EPRE N° 48/08, una erogación anual que la empresa debe destinar a la logística de mantenimiento, lectura y envío de datos al EPRE, de cada una de las mediciones a realizar en los puntos de suministros de las categorías tarifarias T1 como las T2 seleccionados por el EPRE. En esta oportunidad el modelo de empresa eficiente reconoce una campaña de medición mensual en 2000 puntos de suministros (600 monofásicos, 1400 trifásicos) Los costos anuales asociados a la logística de lectura y envío de datos al EPRE están asignados a la telemedición de los mismos, a cargo de 1 profesional destinado a la supervisión de la misma.
- El costo de la reposición anual del equipamiento se encuentran incorporado al cálculo del VNR No eléctrico respetando todo ello lo establecido por el Artículo N° 1 de la Resolución EPRE N° 48/08.
- Para determinar el costo salarial de la Empresa, el modelo contempla las remuneraciones en función a 10 niveles jerárquicos, desde la Gerencia General hasta los niveles de Operario y Empleado técnico administrativo.
- Con el objeto de comprender y relacionar los conceptos salariales de cada escalafón propio de los Convenios Colectivos de Trabajo de APUAYE y FatlyF dentro de los citados niveles jerárquicos de la MEI, el EPRE realizó los pedidos de información a ambas agrupaciones gremiales, habiendo mantenido asimismo reuniones de trabajo al respecto.
- De este modo el estudio de los niveles salariales del personal propio de LA DISTRIBUIDORA, se basó en: reconocimiento de los conceptos BAE, RAV como bonificaciones anuales complementarias de acuerdo a la antigüedad del personal propio de LA DISTRIBUIDORA y en la categoría del Convenio.
- Las remuneraciones de las categorías de Apuaye en relación de dependencia con LA DISTRIBUIDORA fueron estudiados y agrupados en los niveles jerárquicos Jefe de Dpto., Jefe de Sección y Profesional de la MEI. Para ello el estudio del Área Técnica consideró el archivo "Valores por Cat 2020 Apuaye.xls", adecuando

A.T.

E.P.R.E.



los conceptos básicos salariales allí presentados a Septiembre 2021. Todo lo expresado hasta aquí figura en las actas paritarias acordadas entre FATyF con fecha el 03 de mayo 2021 y para el caso de Apuaye con fecha 17 de junio 2021, incorporadas en el Expediente EPRE N° 31.009.

- Posteriormente, de acuerdo a la jerarquización del personal de LA DISTRIBUIDORA y la respuesta de Apuaye al EPRE, se determinó una antigüedad media de un profesional dentro esa jerarquización del personal propio de LA DISTRIBUIDORA, a manera de hipótesis y poder determinar así los costos adicionales anuales fijos y los costos salariales que dependen de los años de servicio de la persona, como ser adicional por antigüedad en el servicio, el Reconocimiento Anual Variable (RAV) y la bonificación especial por jubilación.
- Un análisis similar al explicado con la Agrupación Apuaye, se realizó con la FATLyF, en que concierne a las remuneraciones básicas, adicionales fijos y los que están en función a los años de servicio, la BAE, y la bonificación especial por jubilación, y relacionando a su vez las jerarquías de FATLyF a los niveles jerárquicos Supervisor, Empleado, Capataz y Operario de la MEI.
- Los niveles jerárquicos de la MEI Subgerente, Gerente y Gerente General de la MEI fueron asociados al personal “fuera de convenio” de LA DISTRIBUIDORA, entendiéndose que los mismos poseen condiciones laborales similares al personal convencionados.
- Las cantidades de personal y sumas remunerativas brutas para cada uno de los años del quinquenio son resumidas a continuación y las mostradas para cada uno de los años del quinquenio 2021/2026 en el **ANEXO VI** cuadros 1.1.2/1.1.3/1.1.4/1.1.5/1.1.6 titulados Calculo de la Dotación y Organigrama.

Cuadro 1 Calculo de la Dotación y Organigrama

	Año 2022	Año 2023	Año 2024	Año 2025	Año 2026
Dotación Propia	421	422	424	425	426
Costo Laboral Propio [k\$/año]	1.871.737	1.875.761	1.883.627	1.885.073	1.889.023

Tabla 13: Dotación y Organigrama

3.2.3.N.2 DOTACIÓN VEHICULAR

En esta parte del cálculo el Modelo MEI ejecuta una asignación vehicular y de máquinas y equipos acorde a las funciones y cantidad de personal en las actividades de administración y comercial.

Con relación a las actividades técnicas de operación y mantenimiento la metodología de asignación prevé una razón de utilización horaria de cada vehículo en base a los tiempos óptimos de intervención que requieren las instalaciones adaptadas valorizadas a nuevo. La cantidad óptima así definida de la empresa tiene un reconocimiento de costos mediante la adquisición por el sistema leasing a cinco años de renovación.

Estos costos horarios consideran el precio del combustible, cambios de aceite y filtros, seguros, patentes y el recambio de un conjunto de neumáticos.

Por último, para cada uno de los años de quinquenio, el modelo MEI determina las respectivas cantidades vehiculares en función a las respectivas cantidades de instalaciones nuevas y usuarios proyectados.

En esta oportunidad, para cada año del quinquenio 2021/2026 se fueron ajustando los tiempos óptimos de intervención del parque vehicular del tipo 4x4 para la Gerencia de Transmisión, en función a los porcentajes de incorporación de las mejoras tecnológicas del Centro de Operación y Despacho (COD) informadas por LA DISTRIBUIDORA en Nota GG N° 60/21 y cuyos valores monetarios son incorporados al mismo tiempo a cada uno de los VNR anuales, según el mismo esquema quinquenal de trabajo que el propuesto por LA DISTRIBUIDORA.

La dotación del parque automotor, camionetas y equipos pesados queda definida entonces en los cuadros 2.4.1 y 2.4. 2 del **ANEXO VI** para cada uno de los años para la explotación técnica como para la explotación comercial expresada en Costo miles \$/año de Vehículos y Equipos de la Empresa.



3.2.3.N.3 COSTOS DE EXPLOTACIÓN POR RUBRO DE GASTO

Definido el cálculo para el rubro personal y vehicular la componente restante de los costos de explotación que debería afrontar una empresa eficiente operando en el área de concesión de LA DISTRIBUIDORA, son los propios costos operativos de la misma.

Los gastos operativos del modelo MEI se agruparon en los componentes significativos de cada actividad que desarrolla la Empresa, en este caso la Operación Técnica de las redes y la atención Comercial de los usuarios.

En los **ANEXOS VI CUADROS 2.1** Detalles de Costos Anuales Operativos del Costo de Explotación donde se citan los montos calculados para cada uno de ellos. Luego se describen su composición, excluidos los referidos al personal.

Seguidamente describimos cada uno de los rubros mencionados en el cuadro y los criterios utilizados para su determinación.

Gastos Generales

Este rubro comprende aquellos gastos que contribuyen con las tareas de administración y se refieren a los gastos de: oficina, comunicaciones internas, viáticos, relaciones institucionales, los honorarios de servicios profesionales, auditorías externas y los vinculados a las licencias y servicios informáticos. Los mismos son expuestos y diferenciados tanto para la explotación técnica como para la explotación comercial.

Comprenden el mantenimiento de los equipos comúnmente empleados y los insumos de los mismos, así como la papelería oficial de la distribuidora y gastos de copiado. Se han incorporado en este rubro los gastos de servicios públicos de energía eléctrica, agua y gas. También se computan las suscripciones a asociaciones profesionales, publicaciones especializadas y redes de información, también se han considerado los seguros relacionados con la responsabilidad civil solo en la operación técnica de la prestación del servicio. En el caso de impuestos se incluyen estampillas e impuestos propios a la actividad.

- **Viáticos y Movilidad:** Se refieren a los costos generados por los desplazamientos efectuados por el personal de cada área, en los que se incluyen conceptos tales como pasajes, gastos de estadía y alojamientos solo para actividades relacionadas con el servicio de distribución.

- Relaciones Institucionales: comprenden aquellos gastos que tienen en común la promoción de las actividades y consolidación de la imagen empresaria, así como los gastos derivados por la relación con distintas asociaciones e invitaciones y gastos a funcionarios de otras entidades.
- Comunicaciones: Incluye el tránsito de datos y funcionamiento del correo electrónico, los servicios de comunicaciones de telefonía celular y los equipos alquilados para la comunicación interna con los equipos móviles de radio.
- Honorarios de Terceros: Incluye a los servicios contratados de soporte profesional en distribución y comercialización. También comprende Honorarios generalmente por trabajos profesionales de auditorías como ser en esta oportunidad el reconocimiento íntegro de las correspondientes a los planes propuestos por LA DISTRIBUIDORA sobre la Seguridad Pública y el Medio Ambiente. También se incluyeron servicios de soporte profesional en distribución y comercialización, etc.
- Respecto a las actividades regulatorias de control de la Seguridad pública, se incorporan en este rubro las mismas actividades propuestas por LA DISTRIBUIDORA en el archivo SGA y SP Empresa Ideal.xls, incorporado al CD a fs. 86 en la propuesta tarifaria.
- Informática: Dentro del conjunto de Gastos Generales también se incluye los costos relacionados con la informática, los que incluye las licencias, mantenimiento y procesamiento de las aplicaciones críticas entre ellas y los software de lectura a distancia de las mediciones de control de la calidad de servicio técnico, producto técnico, tele gestión de medidores T1/T2, campaña de medición y software de gestión, este último será definido oportunamente por el EPRE.

En los **ANEXO VI CUADRO 2.2 GASTOS GENERALES POR ÁREA EN MILES DE \$** para cada uno de los años del quinquenio se detallan la totalidad de los gastos antes mencionados, con su respectiva imputación por área ya sea Técnica o Comercial.

A.T.

E.P.R.E.



Edificios

Para el ítem Edificios en el modelo MEI se incluyen los costos de alquiler de locales de todos los edificios con destino a la gestión técnica, administrativa y comercial.

El espacio edilicio óptimo y necesario para realizar las actividades es calculado de acuerdo con los estándares de la OIT a un promedio de 13 m2 por persona, aunque en el caso de los Edificios Comerciales se adopta 25 m2 por persona para tener en cuenta el espacio de atención al público y en los Edificios de Técnica un promedio de 30 m2 por persona ya que se trata de galpones y depósito.

A la superficie calculada se le asigna un precio de alquiler representativo del lugar geográfico de la Provincia compatible con las funciones a desempeñar en cada caso. El espacio físico determinado por el modelo de empresa eficiente resulta el óptimo necesario para la atención técnica y comercial en cada una de las siguientes zonas del mercado eléctrico de la provincia:

- Nor-Oeste Cipolletti (Catriel, Cinco Saltos, Fdez. Oro, Allen)
- Nor-Centro Gral. Roca (Cervantes, Ing. Huergo, Villa Regina, Chimpay, Choele Choel, Lamarque)
- Sur-Este Viedma (El Cóndor, Gral. Conesa, San Antonio Oeste, Sierra Grande Valcheta)
- Sur-Oeste El Bolsón (Río Villegas, Villa Lanquín, Maquinchao, Ing. Jacobacci)

Por consiguiente la superficie edilicia determinada integra los costos de la explotación técnica y comercial para la totalidad del mercado eléctrico presentado en el **ANEXO III-1**.

Cada uno de los contratos de alquiler de los edificios comerciales y técnicos a lo largo de la provincia cuenta con un sistema de monitoreo vigilado desde el Centro de Operación y Despacho (COD).

Los costos anuales reconocidos en tarifa en conceptos de edificios se encuentran incorporados en los cuadros 2.3 del **ANEXO VI** para cada uno de los años del quinquenio.

Materiales y Servicios de Terceros

La determinación de los costos específicos de materiales y servicios de terceros asociados a las áreas de explotación técnica y comercial de la

Empresa se obtienen a partir de las actividades principales previstas a desarrollar en tales áreas.

Seguidamente se describe por cada área de Explotación Comercial y Explotación Técnica de la Empresa un comentario referido a la actividad específica y luego reflejamos el costeo de los ítems antes mencionados.

Atención a usuarios y nuevos usuarios

Esta actividad es concebida en función de personal propio, y consiste en la atención de usuarios actuales y durante el quinquenio y las solicitudes de suministros a realizar por los nuevos usuarios calculados en una razón de crecimiento similar a la descripta en el estudio de proyección de demanda realizado por el EPRE.

Por último se incorpora el servicio terciarizado de atención al usuario vía telefónica, el cual y recibe llamadas de carácter comercial y reclamos de tipo técnico. Estos últimos se derivan al área de Operación y Mantenimiento del Departamento de Explotación Técnica.

Lectura, Impresión y Distribución de las facturas

Las actividades de lectura de medidores, impresión de facturas y el reparto de las mismas están entre sí vinculadas formando un ciclo donde una depende de la otra, resultando de esta manera una única planificación y coordinación.

En este caso la actividad de lectura de equipamiento de medición fue considerada tercerizada en forma completa para los Usuarios T1, en forma bimestral, y T2 en forma mensual, mientras que solo queda tercerizado el Reparto bimestral para los Usuarios T1.

En el reparto de la factura se ha considerado el avance tecnológico de acceso a la factura vía aplicación telefónica o envío por correo electrónico por parte del Modelo MEI

Bajo este fundamento el estudio de sus costos se realiza en conjunto. Los costos de este proceso dependen fundamentalmente de la frecuencia con que se realice y de la distribución geográfica de los clientes. Con los elementos expuestos y los costos unitarios del servicio se calculan los costos totales.

Cobranza

Normalmente esta actividad se efectúa por medio del personal propio en las oficinas comerciales, en cuyo caso el costo es fundamentalmente el

A.T.

E.P.R.E.



propio de la mano de obra o recurriendo a servicios de terceros vía tarjetas de créditos u otros canales como ser home banking para lo cual en el diseño tarifario se reconoce la comisión o cargo por la intervención tercerizada que corresponda.

El punto de partida es el perfil de cobranza, el mismo establece que porcentaje de los clientes pagan en cada una de las etapas. El volumen de las acciones se calcula parametrizando el número de facturas emitidas anualmente de acuerdo con la frecuencia de lectura y facturación definida por la autoridad para cada categoría tarifaria.

La presente Revisión Tarifaria reconoce un costo de cobranza prestado por servicios de terceros de la siguiente forma: Servicio de Bancos: 23%, Pago Mis cuentas/Pago fácil/Homebanking: 48 %, Tarjetas de Crédito: 2% y la cobranza de las facturas restantes se consideró en las sucursales propias de la Empresa.

Al igual que en la anterior revisión tarifaria, el cálculo de costos de esta actividad incluyó en el caso de los usuarios de categorías tarifarias T1, alternativas de cobranza de la factura en forma mensual, considerando sus porcentajes específicos sobre el total de las facturas emitidas y estableciendo el costo unitario de cada uno de los servicios.

Gestión de saldos de morosos

Esta actividad comienza con el vencimiento de la factura, en caso de que en ese momento no se verifique la cancelación de la misma, desencadenándose una serie de acciones coercitivas en la que cada una incrementa la dureza respecto de la anterior. Así a continuación del vencimiento, sigue una intimación por escrito, una suspensión del servicio, verificación, corte y baja definitiva y envío a pérdidas, este último en algunos casos se recupera por la vía del cobro judicial.

Los costos asociados a esta Actividad son reconocidos en por los respectivos Cargos de Morosidad (Tasa de Aviso de suspensión, de Rehabilitación, y de Reconexión) presentes en los cuadros tarifarios.

Gestión de Recuperación de energía

La Recuperación de Energía o Pérdidas No técnicas gestionables se refiere a tareas correctivas que surgen como consecuencia de la Inspección de acometidas y medidores de los usuarios T1 y de los usuarios T2. De este modo la gestión de recuperación de energía comienza con las verificaciones visuales de correcto posicionamiento del equipo de medición y conexiones de cableado. De acuerdo con el resultado de las mismas, se establece la condición de la acometida, normal o anómala, dando paso a otro grupo especializado la normalización de puntos de suministros en condición de anomalía o fraude en la medición.

Desde la Base de Usuarios de la Empresa se eligen los usuarios bajo inspección, el espectro de estos se va ampliando en la medida que transcurre el tiempo con la idea que las acometidas residenciales urbanas, suburbanas y rurales deben ser inspeccionadas una vez cada cinco años, las medianas demandas una cada dos y las grandes demandas todos los años. Al ser una actividad de suma importancia para asegurar el recupero de los costos asociados a la prestación del servicio público, las inspecciones de los puntos de suministros de las categorías T1 como las acciones de normalización están a cargo del personal propio del Modelo MEI.

A modo de resumen se expone un cuadro resumen del costo calculado por Actividad específica del Área Comercial incluyéndose todos los rubros de materiales y servicios terciarizados que lo integran en los **ANEXOS VI CUADRO 2.5.1 COSTOS POR ACTIVIDAD COMERCIAL EN MILES DE \$.**

Costos de Explotación: operación y mantenimiento de redes eléctricas

Los costos unitarios anuales se han obtenido en función a intervenciones de operación, inspecciones visuales y mantenimientos y ensayos asociados a una red de electricidad adaptada a la demanda (RAD) que es valorizada a nuevo por el concepto tarifario VNR. Los costos directos se dividen en materiales y mano de obra del personal propio.

Como regla general en todos los niveles de tensión de la RAD (desde 132 kV hasta el medidor de energía) para un mantenimiento preventivo de rutina a instalaciones eléctricas valorizadas a nuevo, se han considerado las siguientes actividades:

- Inspecciones visuales y ensayos de equipamiento bajo programación semanal sin necesidad de operación o corte de servicio de la red eléctrica.

A.T.

E.P.R.E.

- Ensayos y pruebas funcionales de todos los elementos de operación y protección eléctrica y mecánica.
- Verificación de los calibres de fusibles y configuraciones de relés de protección en interruptores de MT.
- Mediciones de aislamiento y aseguramiento de valores de resistencia de puesta a tierra en todas las instalaciones con riesgo de tensiones de contacto o tensiones de paso,
- Limpieza de transformadores y aisladores.
- Mediciones propias de balances de cargas y variables eléctricas (V, I, P, etc.) de las fases y extracción de muestras de aceite para análisis cromatográfico en los transformadores.
- Verificación de las medidas de seguridad eléctrica y mecánica de las instalaciones de distribución hacia la vía pública previstas por las Resoluciones del EPRE en vigencia para el próximo quinquenio.

Subestaciones AT/MT/MT: Se concibe a las Subestaciones de Transformación, vinculadas a una Teleoperación y Medición desde un Centro de Control, COD, por funciones de señalización, medición, y mando, con un mínimo de supervisión local para la operación.

Las subestaciones se tipificaron según los módulos considerados en el diseño de la red adaptada, con lo cual son fácilmente asimilables las situaciones que se pueden presentar en la realidad. Los costos unitarios anuales de mantenimiento de instalaciones nuevas se han obtenido del cálculo utilizado para la valorización de la red adaptada, mientras que los de la mano de obra considerada se refieren a la propia dotación del modelo MEI

Red 66 kV y otros puntos del sistema eléctrico: La teleoperación y supervisión de las redes de subtransmisión y distribución se concentra en el Centro de Operación y Despacho (COD).

En el contexto las exigencias de Calidad de Servicio asociadas a un área de concesión son recomendable la unificación de las decisiones y criterios que hagan a las maniobras en 66kV y 13,2 kV, puesto que en determinadas emergencias se debe poder concentrar esfuerzos aprovechando todos los recursos disponibles.

Un COD requiere para su atención del concurso de varias personas por turno, que para el caso que nos ocupa se ha considerado que se requieren de operadores necesarios para su atención. Las maniobras se hacen utilizando las facilidades para tele operar la apertura y cierre de los interruptores. El mantenimiento preventivo está estructurado sobre las actividades (programación, presupuestos, control, e historial) que generan las instalaciones agrupadas por unidades.

En función que en la determinación de los VNR del quinquenio se prevé incorporar tecnología de telecontrol y tele medición dentro de un plan de Inversiones Especiales, se ha considerado para este quinquenio esta inversión como una razón de eficiencia en la utilización horaria de la flota vehicular destinada a la operación de este tipo de instalaciones

Red MT: Todas las consideraciones aplicables anteriormente en Subestaciones MT/MT son aplicables también para este nivel. Las intervenciones de O&M en la red se realizan en forma local mediante la consignación de las instalaciones.

Los costos para el cálculo de materiales fueron calculados considerando los precios y las cantidades utilizados para la definición de la Red Adaptada a la Demanda valorizada a Nuevo.

Subestaciones MT/BT: Los costos correspondientes a la Subestaciones de Distribución (SED) comprenden Subestaciones Aéreas (Monoposte, Biposte), Subestaciones en Cabinas a Nivel y las Cabinas de Operación y Medición para los puntos de suministros de usuarios en Media tensión, considerando instalaciones valorizadas a nuevo y lo previsto por las Resoluciones EPRE en materia de seguridad pública.

Red BT: Este concepto comprende el mantenimiento de redes standard excluida la atención de reclamos. El equipo de trabajo tiene como tarea al mantenimiento preventivo que admite una programación anticipada, que puede ser cancelada para atender las emergencias de mantenimiento correctivos.

Al igual que en los rubros anteriores los costos unitarios anuales se han obtenido sobre la base de instalaciones valorizadas a nuevo ya que el empleo de mano de obra tiene una correlación fuerte con la dimensión de las instalaciones que atienden.

En los **ANEXO VI CUADROS 2.6.1** se presentan para cada uno de los años los costos de explotación en miles de pesos asociados a los Materiales.

Asistencia Técnica – Guardia Reclamos

En forma similar al cálculo realizado en la 4º Revisión Tarifaria, la división presentada entre mantenimiento de redes y atención reclamos, responde al cálculo ya que mientras el primero varía en función a las cantidades físicas de instalaciones la guardia de reclamo lo hace con el número de clientes.

El equipo de asistencia técnica o guardia de reclamos atiende todos los llamados por falta de suministro que realiza un usuario abastecido por una red

A.T.

E.P.R.E.



adaptada a la demanda valorizada a nuevo, las 24 hs del día con 2 personas como mínimo

Los problemas en el servicio eléctrico que pueden ocasionar un llamado de un usuario en una red a nuevo, pueden deberse a:

- Causas de fuerza mayor (climáticos, roturas ocasionadas por terceros)
- Eventos eléctricos propios al funcionamiento o maniobras del sistema de distribución, actuaciones de relés o fusibles de protección, etc.
- Problemas en el interior de la vivienda, los mismos no son solucionados por el personal del Modelo MEI, aunque el personal de guardia de reclamo debe diagnosticar este problema al usuario

Los reclamos se programan con un orden de prelación que tiene en cuenta la posición del móvil, dado que la guardia de reclamos está dotada de movilidad e intercomunicador, esta secuencia solo se altera en casos de urgencias o riesgos graves.

3.2.3.N.4 CÁLCULO DE LA TASA DE CONEXIÓN, AVISO DE SUSPENSIÓN, DE REHABILITACIÓN Y DE RECONEXIÓN

La Tasa de Conexión es el resultado de considerar el costo medio de conexión según los usuarios pertenezcan a las pequeñas o grandes demandas.

Este concepto remunera la gestión necesaria que debe realizar de La Distribuidora para conectar al usuario, exceptuando los materiales asociados a ello ya que los mismos se contemplan en el Cargo Fijo de cada categoría tarifaria, el cuál es comenzado a abonar por el usuario solicitante del servicio

Respecto a la morosidad, con el saldo obtenido para la Gestión de Saldos Morosos, se calculan las tasas Medias para el envío de los Avisos de Suspensión del Servicio, las tasas de Rehabilitación y las de Conexión del Servicio y del medidor

De este modo a todo usuario que se le deba emitir comunicación por escrito se ha considerado que deba abonar por el envío una tasa de aviso de suspensión y que todas las categorías tarifarias abonen el mismo Monto.

Para el tratamiento del cálculo de la tasa media de rehabilitación, cuyo costo surge como consecuencia de la falta de pago del servicio en el plazo establecido por la reglamentación vigente, se valorizan las acciones

asociadas a los gastos de mano de obra y materiales relacionados. Este costo debe contemplar las actividades de suspender el servicio, desarrollar la tarea propia de rehabilitar e incluso las verificaciones necesarias para completar la actividad.

Un costo asociado a una reconexión del servicio debe contemplar todas las acciones que LA DISTRIBUIDORA debe realizar al respecto, esto es desde el momento del retiro del medidor hasta las gestiones por morosidad realizadas previamente al momento de la reconexión.

En los **ANEXO VI CUADROS 4** se muestran los valores de los distintos cargos determinados para cada uno de los Años del quinquenio.

3.2.3.N.5 COSTO TOTAL DE LA EMPRESA EFICIENTE A TRASLADAR A LA TARIFA USUARIO FINAL

En esta oportunidad el costo total a trasladar a los cargos fijos y variables de los usuarios, se presentará para cada uno de los años del quinquenio y será función de:

- La evolución de la cantidad de usuarios resultante del estudio de la proyección de la demanda.
- La evolución de las cantidades físicas de las instalaciones de la RAD valorizadas a nuevo en cada VNR anual

En los **ANEXOS VI CUADROS 3.1 y 3.2** se presentan el monto total y discriminado por rubro definidos por cada una de las Áreas que ejecuta los gastos.

A modo de Resumen se presentan los Costos Anuales de Explotación que pasaran a integrar los conceptos tarifarios de costos de redes y de gestión comercial.

ACTIVIDAD	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5
Técnica	1.530.273.011	1.526.916.607	1.522.300.995	1.517.048.359	1.517.815.652
Comercial	874.610.980	885.644.704	905.482.904	918.952.497	928.650.982
Administración	461.428.518	465.032.247	468.952.187	472.828.947	475.845.651
Total	2.866.312.510	2.877.593.558	2.896.736.086	2.908.829.803	2.922.312.285

Tabla 14: Costos Anuales de Explotación

A.T.

E.P.R.E.

3.2.3.M DETERMINACIÓN DEL COSTO DE REDES

El Costo de Redes o Costo Propio de distribución de Energía Eléctrica es el concepto que integra todos los costos de gestión de la empresa excepto el costo asociado a la gestión comercial. Por consiguiente, el mismo representa el costo de gestión empresarial destinada a operar y mantener el sistema distribución adaptado a nuevo, obteniendo la rentabilidad, entiéndase por rentabilidad como costo de capital, compuesto por amortización y remuneración) prevista en el Art. 42 de la Ley 2902 con el objetivo principal de abastecer a los usuarios con las pautas básicas de Calidad de Servicio y Seguridad Pública.

El Costo de Redes establecido a su vez por nivel de tensión con el objeto de determinar finalmente los cargos de distribución está compuesto por:

- Costo de Capital
- Costos de Gestión Operación Técnica y Administrativa

De esa manera se obtiene los montos que se exponen en el **ANEXO IV**
2.

3.2.3.M.1 DETERMINACIÓN DEL CARGO DE DISTRIBUCIÓN

El Cargo de Distribución CD es la relación entre el denominado Costo de Redes y la demanda asociada a cada nivel de tensión del Sistema de Distribución. Así se obtiene un Costo de Distribución por nivel de tensión utilizado para el abastecimiento del mercado de LA DISTRIBUIDORA.

La demanda asociada a cada nivel de tensión es la exigida por el estudio de proyección de demandas para cada uno de los años del quinquenio.

El CD por Nivel de Tensión, resulta entonces en una serie de valores expresados en \$/kW como el cociente entre el Costo de Redes y la respectiva Demanda asociada al nivel de Tensión.

El CD es el concepto básico del reconocimiento de la Gestión Técnica de LA DISTRIBUIDORA por lo tanto interviene en cada una de las categorías del régimen tarifario en forma conjunta con los factores de pérdidas técnicos de potencia.

La responsabilidad de cada categoría definida en el régimen tarifario para abonar el CD correspondiente la define justamente un factor de responsabilidad que surge desde los resultados de la campaña de medición.

Los CD obtenidos y los correspondientes reducidos por los factores de pérdida para cada uno de los niveles de tensión expresados en \$/kW, son los mostrados en el **ANEXO IV 2**.

3.2.3.M.2 DETERMINACIÓN DE COSTOS POR LA GESTIÓN COMERCIAL

El Valor Agregado de Distribución es el resultado de integrar el Costo de Redes y los Costos por la Gestión Comercial, obtenidos mediante la aplicación del Modelo MEI.

Con el fin de que los cargos de gestión comercial reflejen el tipo de medición, monofásica o trifásica, se consideran los VNR presentados en el **ANEXO III-3-8**, calculándose los Costos de Capital asociados a los tipos correspondientes de acometidas y medidores. Finalmente, este monto anual discriminado por tipo de mediciones y por niveles de tensión se lo adicionando a los costos de gestión comercial de la categoría tarifaria que corresponda.

En el **ANEXO VII** se muestran los CGC para cada uno de los años del quinquenio.

3.2.4 RÉGIMEN TARIFARIO

Obtenidos los ingresos necesarios para sostener la gestión empresarial (nivel tarifario), es menester determinar con que modalidad se remunera a La Distribuidora de manera tal que a partir de las distintas categorías tarifarias, representativas de la modalidad de consumo de los usuarios de su Área de Concesión, la empresa perciba los ingresos esperados que definió el cálculo tarifario.

Para ello es menester establecer la Estructura Tarifaria, la cual si la planteáramos desde posiciones extremas resultaría en una Tarifa uniforme para todos los usuarios o una Tarifa individual para cada uno de los usuarios, pero en los hechos prácticos esto no se implementa, mientras que si se instrumentan las Estructuras Tarifarias Intermedias, y que pueden traducirse en Tarifas lineales y Tarifas no lineales.

Las lineales obedecen a un reconocimiento de Precios uniformes o Precios lineales en función del requerimiento, mientras que en las no lineales se tienen tarifas en dos partes. Una que reconoce un costo fijo sea cual sea el consumo y otra que está en función de la variabilidad de la demanda.

$$P(q) = CF + p(q) \cdot (q)$$

A.T.

E.P.R.E.

A partir de esta estructura se introducen variantes que tienen que ver con los horarios del consumo, con las máximas demandas, los costos de comercialización, etc.

El modelo eléctrico Provincial basa su estructura tarifaria en este concepto de no-linealidad, y esta será común a cada categoría o grupos de categorías de acuerdo a como lo establezca el modelo tarifario.

En ese sentido el modelo que aplica el E.P.R.E. parte de una estructura tarifaria que considera dos grupos según la demanda de potencia que caracteriza al usuario. Un primer grupo denominado de Pequeñas Demandas cuando la potencia característica de los usuarios es menor o igual a 10 kW, un segundo grupo, de Grandes Demandas cuando las potencias previstas consumir son mayores a 10 kW.

La diferenciación entre pequeñas y grandes demandas surge del tipo de medición que se utiliza para medir los parámetros de consumo de cada usuario. Esto reviste mayor importancia porque luego tiene incidencia en la estructura tarifaria aplicada.

Por eficiencia de costos y teniendo en cuenta la inelasticidad precio demanda es más económico en los usuarios hasta 10 kW medir únicamente la energía mientras que en los mayores a 10 kW se justifica desde lo económico la instalación de medición de cada uno de los parámetros de consumo del usuario dado que estos usuarios si reaccionan ante las señales de precio, dentro de las cuales se incluye, como se explica en otro apartado, el costo del equipamiento de medición.

En el primer caso entonces a partir de la energía consumida por el usuario, este remunera a La Distribuidora a partir de una estructura que contempla un Cargo Fijo el cual se abona haya o no consumo y un Cargo Variable que actúa directamente por la variable de energía medida.

Los usuarios calificados como Grandes Demandas cuentan con otro tipo de medición lo cual permite la consideración de otros cargos que hacen más específico el concepto de remuneración para La Distribuidora. Así se tiene, un Cargo por el Costo de atención Comercial, un Cargo por Uso de la Red que reconoce el Costo de Distribución, Un Cargo por Compra de Potencia y por el Uso del Sistema de Transporte, y un cargo por la energía consumida según la banda horaria (pico, valle y resto).

Definida entonces la Estructura Tarifaria, la misma se aplica a las categorías para cada grupo adoptado.

3.2.4.A CATEGORÍAS TARIFARIAS

Introducción

Cada tarifa es el resultado de estudios dedicados que permitieron detectar modalidades de consumos homogéneas – Campaña de Medición -, a las que puede atribuírsele una responsabilidad concreta en los costos calculados de La Distribuidora, cuestión esta que es representada por los distintos cargos tarifarios que hacen al reconocimiento de los costos o ingresos necesarios para la Empresa.

De este análisis surgen entonces las Categorías y Sub Categorías Tarifarias propuestas, y la asignación de cargos correspondientes a estas, las cuales componen a modo de reglamento el proyecto de Régimen Tarifario que completa la determinación de las tarifas para el quinquenio.

Desarrollo

La determinación de las distintas categorías tarifarias está en función de variadas consideraciones. La primera de ellas es la definición según quien es el Agente que abastece de energía y potencia a los usuarios finales para luego considerar las características del suministro de los usuarios, en lo que hace a su demanda y consumo (modalidad y/o cantidad) como a su nivel de tensión de conexión física a la red y finalmente su la ubicación física del punto de suministro respecto al nivel de transformación.

De acuerdo con lo expresado, *según quien abastece a los usuarios* tendríamos dos situaciones posibles:

a) Que los usuarios sean abastecidos por La Distribuidora - usuarios cautivos -.

En este caso se establece a partir de la potencia puesta en juego en el abastecimiento a los usuarios una diferenciación entre Pequeñas Demandas y Grandes Demandas, tal como se mencionó en el apartado de Estructura Tarifaria y por las razones allí expuestas.

- Usuarios con Pequeñas Demandas: cuando la demanda máxima promedio de 15 minutos es inferior o igual a 10 kW (kilowatios).
- Usuarios con Grandes Demandas, cuando la demanda máxima promedio de 15 minutos es superior a 10 kW (kilowatios).

b) Que los usuarios sean abastecidos por el Mercado Eléctrico Mayorista.

En este caso se considera una categoría representativa del Servicio de Peaje que es el que presta La Distribuidora (EdERSA) a los usuarios de su

A.T.

E.P.R.E.

Área de Concesión a través de su red cuando estos se abastecen de energía en el Mercado Eléctrico Mayorista. Las demandas en juego para este encuadramiento son superiores a los 10 kW.

Ahora bien, la consideración hecha es aún muy genérica para lograr el objetivo buscado de que cada modalidad de consumo y el acceso a los distintos estadios de la red que forman parte del Sistema de Distribución de La Distribuidora, abonen por los costos reales que ocasionan.

Las categorías deben representar lo más ajustadamente posible las distintas modalidades de consumo identificadas en la Campaña de Medición que integran el mercado de La Distribuidora, dado que cada uso de la red tiene asociado una responsabilidad en los costos de esta y en los de la gestión empresarial para atender esa red y esos usuarios, más una rentabilidad razonable.

La metodología utilizada en la determinación de las tarifas, que responde en un todo a los principios tarifarios establecidos en la Ley 4904, art. 41 inc. b y a lo normado en el Contrato de Concesión entre la Provincia y La Distribuidora (EdERSA) en su artículo 31 inc. b, contempla como cuestiones preponderantes que definen la asignación de costos, aquéllas que tienen que ver con la tensión de suministro, el volumen de energía y el uso o no de determinados elementos físicos de la red.

Esta última consideración tiene efecto sobre los usuarios de Grandes Demandas, que abasteciéndose en BT o en MT, lo hagan desde el borne del transformador dedicado; ya que a los efectos de los costos son usuarios que no usan parte de la red (BT o MT según el caso) y entonces no corresponde que se hagan cargo de ello. En el tratamiento de este concepto se especifican las condiciones para el acceso a esta categoría tarifaria dada la multiplicidad de situaciones que pueden presentarse.

Clasificación

En función de ello entonces surgen las distintas categorías representativas de los diversos usuarios a partir de la definición según la potencia como T1 o T2.

I) TARIFAS PEQUEÑAS DEMANDAS (T1) - Demanda máxima promedio de 15 minutos es inferior o igual a 10 kW (kilowatios)

Las categorías principales que se definen dentro de las Pequeñas Demandas son las denominadas T1R (Residencial), T1G (General) y T1A (Alumbrado).

La diferencia que se establece entre estas se plantea a partir del destino de la energía que se consume en el período medido – bimestre para La Distribuidora (EdERSA) – y la condición física del punto de suministro respecto a la red.

Los usuarios encuadrados en estas categorías abonan un cargo fijo haya o no consumo de energía y un cargo variable en función de la energía consumida.

Sub - Categorías:

I.A) Tarifa Residencial – T1R (Pequeñas Demandas uso Residencial)

Como concepto general se considera que deben ser encuadrados en esta tarifa T1R a los suministros que abastecen: casas o departamentos destinados exclusivamente para habitación, a las de iluminación en espacios comunes exteriores que no sean abastecidos por la fase de Alumbrado; viviendas cuyos ocupantes realicen trabajos manuales y/o artesanales; oficinas o pequeños locales de cualquier carácter que formen parte de la vivienda que habite el usuario que sean explotadas por este y no se atiendan al público; obras de construcción cuando la titularidad del suministro eléctrico la ejerza el propietario, excluyéndose las construcciones múltiples de viviendas, etc.

El volumen de energía bimestral definirá si el usuario es del tipo T1R1 o T1R2, lo que resultará en cargos fijos y variables distintos, ya que representa otros costos a La Distribuidora en su gestión.

Así los consumos bimestrales hasta 300 KWh inclusive corresponderán a la Tarifa T1R1 y los mayores a esa cantidad, a la T1R2. Este encuadramiento es automático y estará en función del consumo bimestral.

I.B) Tarifa General – T1G (Pequeñas Demandas uso General)

La tarifa T1G se prevé sea aplicada a los usuarios de Pequeñas Demandas que por el uso de la energía requerida no pertenecen a las clasificaciones de las Tarifas T1 R, y T1 AP.

La Tarifa General comprende las categorías T1G1 y T1G2. Los encuadramientos en esta categoría se realizan también en forma automática según el volumen de energía consumida en el bimestre a facturar.

Así los consumos bimestrales hasta 1000 kWh inclusive corresponderán a la Tarifa T1G1 y los mayores a la T1G2.

I.C) Tarifa Alumbrado – T1A (incorporado a Pequeñas Demandas)

A.T.

E.P.R.E.



La T1 A presenta una estructura tarifaria similar a la establecida para las T1 R y T1 G.

Asimilar la estructura tarifaria de la T1A al resto de las tarifas surge de la consideración de distintos aspectos que se exponen a continuación.

El esquema de abastecimiento del Alumbrado en la Provincia de Río Negro en casi su totalidad tiene la particularidad que es responsabilidad de los Municipios y se factura a través de Las Distribuidoras.

Eléctricamente el Alumbrado se abastece en BT, pero las redes de BT que permiten ese aprovisionamiento son responsabilidad de los municipios por lo tanto están a su cargo y son a su costo por lo que desde el requerimiento de instalaciones y a los efectos de su consideración en la Tarifa a Usuario Final, la remuneración a Las Distribuidoras debe hacerse desde bornes de los TP MT/BT y aguas arriba y no desde la red de BT.

La T1A por lo tanto debe remunerar a Las Distribuidoras por las instalaciones puestas a disposición para abastecer la energía y potencia que requiere el Alumbrado, así como también por los Costos de Explotación que dicha demanda exija.

La energía considerada bien surge de la medición efectiva, o por estimación a partir de la cantidad de lámparas existentes – el esquema más común -.

La tarifa T1A remunerará a La Distribuidora según un Cargo Fijo y un Cargo Variable.

Por lo explicado, en todos los casos es una Tarifa en Bornes.

I.D) Tarifa Entidades de bien público - T1EBP (definida en la Ley Nacional N° 27.218 y Ley Provincial N° 5.150)

Se aplicará a los usuarios definidos en la Ley Nacional N° 27.218 y Ley Provincial N° 5.150, a saber: asociaciones civiles, simples asociaciones y fundaciones que no persiguen fines de lucro en forma directa o indirecta y las organizaciones comunitarias sin fines de lucro con reconocimiento municipal que llevan adelante programas de promoción y protección de derechos o desarrollan actividades de ayuda social directa sin cobrar a los destinatarios por los servicios que prestan.

La Distribuidora está obligadas a encuadrar en este Régimen específico a todas las organizaciones mencionadas en el párrafo anterior, que reúnan los requisitos exigidos por la Ley Nacional N° 27.218 y la normativa reglamentaria que se encuentre vigente.

La tarifa máxima a aplicar en cada facturación será equivalente a la correspondiente a la categoría "Residencial" de dichos servicios, de acuerdo a los rangos de consumo que correspondan. En caso de resultar superior la tarifa correspondiente a la categoría "Residencial" que la "General" según el rango de consumo, se aplicará la menor y más beneficiosa para el usuario.

I.E) Tarifa Electrodependientes por cuestiones de salud - T1 ED

Se aplicará a los usuarios que reúnan los requisitos para acceder al beneficio definido mediante Ley N° 27.351, Ley Provincial N° 5.211, Resolución EPRE N° 126/18 y demás normativa modificatoria o reglamentaria que se dicte.

I.F) Tarifa Social Provincial - T1S

Se aplicará a los usuarios que reúnan los requisitos para acceder al beneficio definido mediante Decreto Provincial N° 345/19, Resolución SEE N° 133/19, Resolución EPRE N° 260/19 y demás normativa modificatoria o reglamentaria que se dicte.

El alcance de esta tarifa se encuentra definido en el Decreto Provincial N° 345/19 e implica un descuento en los precios mayoristas de la energía.

I.G) UGER (Usuario Generador) - T1UGER

Se aplicará al usuario titular de un suministro conectado al servicio público de energía eléctrica que a la vez es titular de una instalación de producción de energía eléctrica de origen renovable.

El encuadramiento tarifario del UGER, la forma de facturación, los cargos tarifarios considerados, y todo el resto de los aspectos técnicos vinculados a dichos usuarios, se rigen por lo normado mediante Resoluciones EPRE Nros: 64/17, 63/18, 169/20 y modificatorias.

I.H) T1 GEE (Gestión Eficiente de la Energía)

Es el usuario titular de un suministro conectado al servicio público de energía eléctrica, que desea contar con una medición inteligente que le permita gestionar su energía en forma eficiente.

El encuadramiento tarifario en la subcategoría T1 GEE, deberá ser solicitado por el usuario ante la Distribuidora, debiendo esta última evaluar la factibilidad técnica del encuadramiento.

Esta subcategoría tarifaria entrará en vigor, una vez que el Ente Regulador así lo disponga por resolución, debiendo regular previamente los

A.T.

E.P.R.E.



aspectos técnicos y legales vinculados al encuadramiento a través de una reglamentación específica y complementaria a la presente.

II) TARIFAS GRANDES DEMANDAS T2 - (Demanda máxima promedio de 15 minutos es superior a 10 kW).

Conceptualmente todos los usuarios GD abonarán por el consumo los siguientes cargos, más allá de las particularidades de cada subcategoría:

Un cargo fijo mensual por Gastos Comerciales, independientemente de los consumos registrados con el objeto de reconocer la actividad comercial relacionada con esta categoría. Este cargo dependerá del nivel de tensión en que se encuadra el usuario y se diferencia de la 1ª RT en ese aspecto, ya que anteriormente dependía del nivel de potencia demandada (límite 50 kW) y del nivel de tensión. Del análisis de este cargo se asume que los costos asociados al gasto comercial sólo se diferencian si el usuario es abastecido desde BT o de MT y no por la potencia.

Un cargo mensual por Uso de Red por cada kW de "capacidad de suministro" convenida haya o no consumo de energía, a los efectos de que el usuario aporte al recupero de las inversiones que efectúa La Distribuidora (EdERSA) en su justa proporción, esto es, por la máxima potencia prevista en el período según la condición del suministro.

Un cargo mensual por Compra de Potencia, por cada kW de potencia máxima registrada en el tramo horario de punta, que remunera la compra que efectúa La Distribuidora (EdERSA) mensualmente y está asociada a ese usuario. Ello porque es de esta manera que compra La Distribuidora (EdERSA) y por lo tanto así debe remunerar el usuario.

Un cargo mensual por Uso del Sistema de Transporte de Otros Agentes, por cada kW de potencia máxima registrada en el tramo horario de punta, el que reconoce los costos del sistema de transporte para abastecer a La Distribuidora (EdERSA) de manera que esta pueda abastecer al usuario. Vale el mismo concepto que el anterior cargo.

Un cargo por Compra de Energía, de acuerdo con el consumo registrado, en cada uno de los tramos horarios tarifarios. Los tramos horarios "en punta", "valle nocturno" y "horas restantes", son coincidentes con los fijados por la Secretaría de Energía de la Nación para el Mercado Eléctrico Mayorista.

Si correspondiera, un Recargo o bonificación por el Factor de Potencia medido y calculado.

El régimen de contratación de la Capacidad Máxima de Suministro, los cargos a aplicar, los cargos por excesos en la Potencia Convenida y los Recargos y Penalidades correspondientes a la tarifa T2 se explicitan en el Régimen de suministro.

Categorías, según el nivel de tensión

La sub categorías tarifarias que se derivan de la Tarifa Grandes Demandas son las que se exponen a continuación, previéndose en la mayoría de ellas la posibilidad de conexión en BT, MT y AT con las limitaciones correspondientes y la posibilidad de conexión bajo red o en bornes.

La apertura está dada en función del nivel de tensión a la que el usuario se conecta a la red de La Distribuidora y los niveles de potencia que demanden, esto último por la segmentación que se establece en el Costo de Abastecimiento a nivel MEM.

Para acceder a los suministros en media tensión el usuario deberá mínimamente declarar una potencia máxima anual de 50 kW con tensiones entre 1 y 66 kV.

Para el caso de Alta Tensión la potencia mínima necesaria para ser encuadrado se establece en 5 MW con tensiones mayor o igual a 66 kV.

Las razones de estas potencias están directamente relacionadas con el objeto de lograr para el desarrollo de redes soluciones técnicas y económicas aceptables, que permitan conciliar las necesidades del usuario con los requerimientos para las instalaciones de La Distribuidora.

Una potencia menor a 50 kW en Media Tensión o a 5 MW en Alta Tensión daría lugar a desarrollos de redes antieconómicos que alterarían el esquema de gestión técnica planificado por La Distribuidora, provocando costos que debe solventar esta y que los usuarios por el modelo vigente, con el tiempo, estarían pagando con su tarifa.

Tarifa T2

Son las tarifas que se rigen por los principios ya enunciados en el título T2 GRANDES DEMANDAS y que no cuentan con particularidades en el uso del suministro eléctrico.

Pueden encuadrarse en esta tarifa todos los usuarios con más de 10 kW de potencia y su característica reside en que el acumulado anual por este cargo, que debe abonar el usuario, es igual a al valor del CUR por la máxima potencia a demandar en el año, declarada por el Usuario, por doce (12), en

A.T.

E.P.R.E.



relación a los meses de vigencia de dicha declaración. El resto de los cargos son comunes a las distintas opciones de tarifas T2.

Ahora bien, lo mencionado no impide que el usuario pueda establecer una declaración hasta mensual en función de su curva de demanda anual y de hacerlo proceder a declararla como parte de su convenio anual. En ese caso o para cualquier modalidad de declaración que adopte la igualdad con el requisito de ingresos de la Distribuidora antes mencionado se logra a través de un coeficiente K_{DV}

Esta tarifa entonces da respuesta a los planteos de numerosos usuarios de Grandes Demandas que por sí o a través del Defensor del Usuario, reclamaban la posibilidad de efectuar declaraciones en función de su real modalidad de consumo a lo largo del año.

El alcance de esta tarifa contempla a todos los usuarios T2, T2 R (riego agrícola), T2 PJ (peaje) en todas sus variantes, incluso los consumos constantes a lo largo de todo el año.

Para fundamentar este $CUR * K_{DV}$ debemos señalar algunas cuestiones sobre la Tarifa Estacional.

La Distribuidora debe contar con una instalación Red Adaptada a la Demanda que garantice el abastecimiento de la potencia requerida por el usuario en el momento que el usuario lo necesite, por lo tanto, existe un compromiso de La Distribuidora de disponer de dicha instalación y el usuario de remunerar por la misma. Para ello el usuario debe informar a la Distribuidora cuál será su máxima potencia de exigencia a la red.

El período de vigencia de las declaraciones se condice con el criterio de determinación del Cargo por Uso de Red, es decir, el año, por lo tanto, con cada facturación mensual el usuario abonará una cuota parte de las instalaciones dedicadas a abastecer la Potencia requerida.

La suma de la potencia declarada de todos los usuarios a su vez define la Red Adaptada a la Demanda y permite verificar los ingresos de La Distribuidora al aplicar el Cargo por Uso de Red medio que tiene en cuenta, como ya se dijo, no sólo el Costo de Distribución de la red sino también los factores de responsabilidad y de simultaneidad de las potencias máximas acumuladas versus la potencia máxima de las categorías.

Ahora bien, establecido el diseño de la Red Adaptada a la Demanda y su remuneración en función de los Cargo por Uso de Red correspondientes a cada categoría, y si se analiza cómo está compuesto el mercado de La Distribuidora en T2, y como es su curva de registros máximos mensuales, se puede determinar cuál es la modulación de potencia a lo largo del año.

Obviamente existe un máximo que es para el cual se diseña la red y la cual debe remunerarse, y también valores menores que indican la posibilidad de establecer declaraciones parciales que cubran el año, pero que igualmente deben asegurar el ingreso requerido para La Distribuidora.

Esta conclusión es complementaria del principio rector ya enunciado en distintas oportunidades, esto es, que las categorías deben abonar un Cargo por Uso de Red que remunere sobre la máxima exigencia. Por lo tanto, la alternativa que surge a partir de considerar declaraciones parciales es afectar el Cargo por Uso de Red que resulta para la Tarifa a Usuario Final y que prevé una declaración de potencia vigente para todo el año, por un coeficiente que ajuste en función de la declaración para asegurar los ingresos anuales de La Distribuidora.

Con este criterio la propuesta que se efectúa es considerar el CUR correspondiente a la categoría de encuadramiento correspondiente, afectado por un K_{DV} que asegurará los ingresos requeridos por la distribuidora, el cual se calculará como:

$$K_{DV} = (P_{MAX} \text{ ANUAL DECL} * 12) / (\sum(P_{MAX} \text{ } i \text{ DECL})) \quad \text{con } i \text{ de } 1 \text{ a } 12.$$

El resultado de $CUR * K_{DV}$ se multiplicará por la Potencia máxima de cada mes entre lo declarado y lo registrado.

Sub-Categorías de la TARIFA GRANDE DEMANDAS T2, según el uso

- T2 A (Alumbrado Publico): La Tarifa T2 A se aplicará a los usuarios que utilizan el suministro con la finalidad de iluminar espacios públicos o comunes externos, señalamiento luminoso, publicidades, cabinas telefónicas, relojes, etc.; y tienen una demanda de potencia superior a los 10 kW.
- T2 R (Riego): Es una tarifa que si bien se rige por los principios ya enunciados en el título GRANDES DEMANDAS cuenta con particularidades en el uso del suministro eléctrico. Esta categoría tarifaria fue definida para la 1ª Revisión Tarifaria de La Distribuidora (EdERSA) como T2RA con el objeto de introducir claros incentivos a los sectores productivos de la provincia. Se aplica a aquellos usuarios que desarrollan alguna actividad del tipo agroindustrial, cuyo consumo se destina principalmente como fuerza motriz impulsora de bombas eléctricas de sistemas de riego a presión incluyendo el riego contra heladas, y cuya demanda máxima promedio de 15 minutos fuera superior a 10 kW; superados los 50 kW pueden ser abastecidos en el nivel de Media Tensión.

A.T.

E.P.R.E.

T2 PJ (Grandes Demandas servicio de peaje): Surgen a partir de la obligación que tiene La Distribuidora de permitir a los Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista ubicados en su zona de concesión, que efectúen contratos con Generadores, el uso de sus instalaciones de Distribución, debiendo realizar las expansiones con los mismos criterios que se aplican para con los usuarios a los cuales la distribuidora les presta servicio de distribución y abastecimiento de electricidad y considerando también la misma calidad de servicio. Los tipos de suministro son los mismos definidos para la Tarifa 2, por lo tanto el tratamiento a los usuarios debe ser equivalente en lo que respecta a las subcategorías, tasas, régimen de contratación de la capacidad de suministro, cargos y multas con las diferencias en el reconocimiento del costo de abastecimiento para La Distribuidora (EdERSA) que sólo se limita al reconocimiento de las pérdidas eléctricas por el uso de su red. La jurisdicción del E.P.R.E. sobre este uso de las instalaciones de La Distribuidora avala el hecho de definir tarifas de peaje, las que de acuerdo a la metodología utilizada resultan comparables con sus similares T2 ya que basan sus cargos en estas y sólo se diferencian en el componente de abastecimiento.

T2 OPSE (Grandes Demandas Organismos Públicos de Salud y Educación): Mediante Resolución APN-SE#MEC N° 131/21 de la Secretaría de Energía de la Nación (modificada por Resoluciones APN-SE#MEC Nros. 204/21 y 154/21), se disponen la subdivisión de la categoría de Demandas Mayores a TRESCIENTOS KILOVATIOS (300 kW) –GUDI–, en los siguientes subgrupos: (i) General y (ii) Organismos y Entes Públicos que presten los Servicios Públicos de Salud y Educación. Por tal razón, se procede a incorporar en el Cuadro Tarifario de la Distribuidora EdERSA una nueva categoría tarifaria denominada “T2 con Potencias >300 KW OPSE”.

UGER (Usuario Generador): Es el usuario titular de un suministro conectado al servicio público de energía eléctrica, que a la vez es titular de una instalación de producción de energía eléctrica de origen renovable.

El encuadramiento tarifario de los UGER, la forma de facturación, los cargos tarifarios considerados y todo el resto de los aspectos técnicos vinculados a dichos usuarios, se rigen por lo normado mediante Resoluciones EPRE N° 64/17, 63/18 y modificatorias.

T2 GEE (Gestión Eficiente de la Energía): Es el usuario titular de un suministro conectado al servicio público de energía eléctrica, que desea contar con una medición inteligente que le permita gestionar su energía en

forma eficiente. Este usuario, al conocer su curva de carga puede adecuar su modalidad de consumo para hacerla más eficiente, así como evaluar su declaración de capacidad de suministro.

El encuadramiento tarifario en la subcategoría T2 GEE, deberá ser solicitado por el usuario ante la Distribuidora, debiendo esta última evaluar la factibilidad técnica del encuadramiento.

Esta subcategoría tarifaria entrará en vigor, una vez que el Ente Regulador así lo disponga por resolución, debiendo regular previamente los aspectos técnicos y legales vinculados al encuadramiento a través de una reglamentación específica y complementaria a la presente.

3.2.4.B DEFINICIÓN DE LOS CARGOS TARIFARIOS

Costos asociados a cada Categoría Tarifaria

Para las categorías T1 R, T1 G y T1 A el cargo fijo incluye los costos comerciales por atención de los usuarios y costos de medición, los costos asociados a la red en la que participan estos usuarios, las pérdidas que se producen en la red, así como los que ocasionan en el sistema de transporte, y finalmente los costos por la compra de potencia, asociando a cada subcategoría la potencia característica obtenida de los resultados de la Campaña de Medición habida cuenta que no existe una medición de potencia con el equipamiento instalado.

Los costos variables por su parte consideran el costo de compra de potencia asociado a la energía de la categoría, el costo por el Uso de Sistemas de Transporte de Otros Agentes y el Costo de Pérdidas de Potencia asociado a la energía de la categoría, más el Costo de Compra de Energía, el Costo de Pérdidas de Energía y el Costo de Distribución asociado a la energía para la categoría.

Costos de Medición

La medición de las demandas y consumos varía de acuerdo al encuadramiento de los usuarios ya que a distintas exigencias de información y de nivel de tensión le corresponde un determinado equipamiento.

En este escenario tenemos entonces una división para costos de medición que se relacionan con los medidores para usuarios T1, con los medidores T2 BT, medidores T2 MT y medidores para gestión de la energía.

Como conclusión de las alternativas que surgen a la modalidad actual de reconocimiento de la medición en la tarifa tenemos:

A.T.

E.P.R.E.

- Reconocimiento de la medición según el nivel de tensión.
- Reconocimiento en cada nivel de tensión según el equipamiento de medición: monofásico (T1), Trifásico (T1) y trifásico (T2 BT y MT)
- Reconocimiento de los medidores para gestión de la energía.

El Costo de Medición considera el Costo Unitario de cada tipo de medición. Dicho cargo se incorpora a la fórmula tarifaria formando parte del gasto comercial.

Se establecen Tarifas que contemplan los costos de medición que cada modalidad de consumo le provoca a Las Distribuidoras.

De esta forma se da una señal a los usuarios para que pueden optar por un servicio u otro, y por otro lado se garantiza a la Distribuidora el recupero de la inversión del equipamiento destinado a la medición que el usuario solicita.

Cargos asociados a las Categorías Tarifarias

- Tarifa T1 – Pequeñas Demandas (Demanda máxima inferior o igual a 10 kW)
- T1R, T1G, TS, TEBP, TED
- CF monofásico, CF trifásico: haya o no consumo.
- CV en función del consumo
- T1 A
- CF trifásico: haya o no consumo
- CV en función del consumo
- T1 UGER (Los cargos correspondientes al usuario UGER tienen una apertura similar a la de los usuarios de Grandes Demandas)
- Tarifa T2 – Grandes Demandas (Demanda superior a 10 kW)
- T2, T2 A, T2 PJ, T2 OPSE, T2 GEE, T2 UGER
- Cargo por Gestión Comercial (haya o no consumo según la Potencia)
- Cargo por Uso de Red según la condición física del punto de suministro y el nivel de tensión, en \$/kW-mes, aplicado sobre la potencia declarada, anual, trimestral o semestral.
- Cargo por Compra de Potencia (potencia registrada en horas de punta): \$/kW-mes
- Cargo por Uso del Sistema de Transporte de Otros Agentes (potencia registrada en horas de punta): \$/kW-mes
- Cargo variable por Compra de Energía (consumo de energía)

- En horas de punta \$/kWh
- En horas de resto \$/kWh
- En horas de valle \$/kWh

Cargos asociados a la gestión de conexiones

Son aquellos generados individualmente por cada usuario y que por ello no corresponde se prorrodeen en los costos totales de la gestión de la empresa. En esta categoría aparecen los asociados a la tarea de conectar y reconectar el suministro, suspender y rehabilitar y la gestión primaria de morosos.

El criterio de que estas tasas reconozcan los gastos de mano de obra y gastos asociados surge porque todos los otros costos relacionados con los materiales afectados a esta actividad se consideran en el Valor Nuevo de Reemplazo total de la empresa.

Tasa de Conexión del medidor: remunera a La Distribuidora por las tareas de conectar a un nuevo usuario. Incluye el costo de mano de obra y gastos asociados a dicha actividad según la categoría y tipo de medición.

Tasa de envío del aviso de suspensión: la misma es abonada por todos los usuarios que incurren en el incumplimiento de pago y reviste el mismo costo sin importar la categoría.

La Tasa de Rehabilitación del servicio: Todo usuario a quien se le haya suspendido el suministro de energía eléctrica por falta de pago del servicio en el plazo establecido por las disposiciones vigentes deberá pagar previamente a la rehabilitación del servicio la suma que se establezca en concepto de la Tasa de Rehabilitación del Servicio en cada cuadro tarifario y para cada categoría tarifaria

Tasa de Reconexión del Servicio: En el caso que el usuario no asuma el costo de la deuda y la distribuidora deba cortar el servicio, esta deberá incurrir en gastos que serán abonados por el usuario que lo genera. Estos costos a reconocer se reflejan en la tasa media de reconexión del servicio que se aplicara a cada categoría tarifaria.

En definitiva, las tasa que se incorporan al Cuadro tarifario son las siguientes:

- Tasa por Conexión del medidor (por categoría y tipo de medición)
- Tasa de aviso de suspensión
- Tasa por Rehabilitación del Servicio

A.T.

E.P.R.E.



- Tasa por Reconexión del Servicio

Cargos asociados al factor de potencia del usuario

El control del factor de potencia es un aspecto de suma importancia por su efecto sobre la red que abastece a los usuarios y que gestiona La Distribuidora, la cual tiene un diseño a partir de un valor teórico el cual actúa como referencia para dar señales económicas para bonificar o penalizar a los usuarios según su comportamiento al consumir.

Así en los casos que el usuario aporte con su instalación a la disminución o aumento de la energía reactiva inductiva corresponde que ello se vea reflejado en una bonificación o penalización como inducción a mejorar la gestión de la red.

Si la energía consumida en un período de facturación fuera inferior a un determinado porcentaje de la energía activa consumida en el mismo período, se debería bonificar cada KVArh en defecto de ese porcentaje de la energía activa.

De la misma manera si la energía consumida en un período de facturación fuera superior a un determinado porcentaje de la energía activa consumida en el mismo período, se debería penalizar cada KVArh en exceso de ese porcentaje de la energía activa.

El efecto del factor de potencia se asocia con un criterio técnico a las instalaciones puestas a disposición ya que un mejor o peor factor de potencia, según el límite considerado, incide directamente en el requerimiento de instalaciones menos o más exigidas para conducir la misma potencia activa al usuario.

Económicamente esto se traduce en montos asociados a la red que sirve al usuario ello está reconocido en la Tarifa a Usuario Final como Costo de Capital del Valor Nuevo de Reemplazo de dicha red, por lo tanto es coherente técnica y económicamente que la penalización o bonificación surja de una apropiación sobre el Costo de Capital de las redes en función del nivel de tensión que el usuario toma energía.

Con este criterio y considerando un Usuario GD, cada mes contará con un valor medido de Energía activa, Energía reactiva y Potencia Activa máxima.

A partir de estos datos se obtiene el valor de $Tg\ fi = \frac{\text{Energía activa}}{\text{Energía reactiva}}$

Del cálculo tarifario se obtiene el Costo de Capital incluido en el Cargo por uso de la Red de la tarifa correspondiente según el nivel de tensión y que definimos como Alfa_inst.

Con estos datos la penalización al usuario medido corresponderá si su valor de Tg fi > 0.64 y en ese caso el monto surgirá de hacer:

Penalización: $\text{alfainst} * \text{Preg} * (\text{tg fi reg} - 0,64)$

Si la tg fi es < 0,446 y > 0 entonces la bonificación se obtendrá de:

Bonificación: $\text{alfainst} * \text{Preg} * (0,446 - \text{tg fi reg})$

La consideración de un límite para la bonificación (tg fi mayor o igual a 0) tiene que ver con la necesidad de dar una señal para que el usuario gestione eficientemente su instalación de compensación en el caso que ello sea utilizado. La inyección de reactivo capacitivo a la red bajo el concepto que se diseña la RAD no tiene un efecto mensurable y por lo tanto no debe formar parte de un reconocimiento adicional.

A partir de estas consideraciones, en el **ANEXO I** se encuentran las consideraciones aquí expuestas.

A.T.

E.P.R.E.



3.2.4.C DEFINICIÓN DE FÓRMULAS TARIFARIAS

Composición de los Cargos

Se exponen a continuación los cargos genéricos por categoría y la expresión que los identifica como resultado del modelo tarifario aplicado.

En tarifas T1 se resumen considerando que son los mismos para cada subcategoría y se diferencian en el valor asignado, lo mismo para las Tarifas T2, las cuales se abre según su particularidad en T2 – T2 DV, T2 R, T4PJ.

Para las Tarifas T1

$$CFT1 = CCPCF + CUSTCF + CPPCF + CDCR + GCCF$$

Donde:

CFT1: Cargo Fijo bimestral de aplicación a la categoría T1 expresado en \$/bimestre

CCPCF: Costo de Compra de Potencia del Cargo Fijo bimestral de la categoría T1 expresado en \$/bimestre

CUSTCF: Costo por el Uso de Sistemas de Transporte de Otros Agentes del Cargo Fijo bimestral de la categoría T1 expresado en \$/bimestre

CPPCF: Costo de Pérdidas de Potencia del Cargo Fijo bimestral de la categoría T1 expresado en \$/bimestre

CDCF: Costo de Distribución del Cargo Fijo bimestral de la categoría T1 expresado en \$/bimestre.

$$CVT1 = CCPCV + CUST CV + CPPCV + CCECV + CD CV$$

Donde:

CVT1: Cargo Variable de la categoría T1 expresado en \$/kWh

CCPCV: Costo de Compra de Potencia del Cargo Variable de la categoría T1 expresado en \$/kWh

CUSTCVT1: Costo por el Uso de Sistemas de Transporte de Otros Agentes del Cargo Variable de la categoría T1 expresado en \$/kWh

CPPCVT1: Costo de Pérdidas de Potencia del Cargo Variable de la categoría T1 expresado en \$/kWh

CCECVT1: Costo de Compra de Energía del Cargo Variable de la categoría T1 expresado en \$/kWh

CPECVT1: Costo de Pérdidas de Energía del Variable de la categoría T1 expresado en \$/kWh

CDCVT1: Costo de Distribución del Cargo Variable de la categoría T1 expresado en \$/kWh

Para las Tarifas T2 Categorías (T2 – T2 R – T2 PJ) según la condición física el nivel de tensión.

Cargo por Gestión Comercial (según el nivel de tensión)

CGCT2: expresado en \$/mes

Cargo por Uso de Red

CURT2: $CUR_{\kappa} * K_{DV} =$ Cargo por Uso de Red en \$/kW-mes

Cargo Mensual por Compra de Potencia en el MEM

CPPT2: Cargo mensual por Compra de Potencia en el MEM en \$/kW-mes

Cargo Mensual por Uso del Sistema de Transporte de Otros Agentes

CUSTT2: Cargo mensual por Uso del Sistema de Transporte de Otros Agentes en \$/kW-mes

Cargo por Compra de Energía en el Horario de Punta

CEPT2: Cargo por Compra de Energía en Horas de Punta en \$/kWh

Cargo por Compra de Energía en el Horario de Resto

CERT2: Cargo por Compra de energía en Horas de Resto en \$/kWh

Cargo por Compra de Energía en el Horario de Valle

CEVT2BR: Cargo por Compra de Energía en Horas de Valle en \$/kWh

En los **ANEXOS V.1, V.2, V.3 y V.4** se muestran las expresiones completas para cada cargo.

A.T.

E.P.R.E.

4. CONCLUSIONES

El Cuadro Tarifario propuesto surge de considerar los principios tarifarios expuestos en los correspondientes Artículos de la Ley 2902, respetando el Contrato de Concesión celebrado oportunamente entre la Provincia de Río Negro y EdERSA y las Resoluciones EPRE con vigencia a la fecha que determine el Directorio.

Como **ANEXO VII** se muestra la Salida de Trabajo o Cuadro Tarifario resultante.

Las pautas emergentes para este fueron:

Para el Abastecimiento:

Se rige por el principio de pass through y de precio de referencia establecido por el Mercado Eléctrico Mayorista y se traslada a la tarifa del usuario final según la responsabilidad que le cabe a cada modalidad de consumo.

Para el Valor Agregado de Distribución:

Con el estudio del mercado a atender LA DISTRIBUIDORA, localizado geográficamente y dimensionado en función de sus demandas y consumo a lo largo del próximo quinquenio se definieron las Redes Adaptadas a las mismas valorizadas a nuevo con la Gestión de una Empresa Eficiente resultado del Modelo MEI para cada año del quinquenio.

Con la Red Adaptada a la Demanda se establece el Valor Nuevo de Reemplazo del Año correspondiente, el cual a posteriori determina en conjunto con la tasa de rentabilidad y las vidas útiles regulatorias el Costo de Capital. Este Costo sumado a los Costos de Explotación técnicos define el Costo de Redes. Este último forma parte del numerador en el cociente con la demanda de referencia del año correspondiente, permitiendo obtener los Costos de Distribución por nivel de tensión.

Con los costos por la actividad comercial y los costos por medición asociados a cada categoría tarifaria se tienen los costos faltantes para asignar la responsabilidad según las categorías tarifaria.

Pautas:

Las pautas genéricas seguidas para la definición de los cargos asociados al Costo de Abastecimiento y al Valor Agregado de Distribución son las siguientes:

4.1 CONSIDERACIONES PARA EL COSTO DE ABASTECIMIENTO

Se tuvieron en cuenta las siguientes pautas:

- Lo reglamentado por el EPRE a través de las Resoluciones N° 42/02 y 178/02, modificatorias y complementarias.
- Las definiciones de Red Adaptada a la Demanda
- El abastecimiento del Nodo Bolsón que retoma el concepto del costo más eficiente de abastecimiento más una reserva fría acotada.
- La incorporación del abastecimiento al paraje Las Perlas desde el Mercado Eléctrico Mayorista.
- La asignación por el reconocimiento de multas de calidad de servicio en el Sistema de Alta Tensión, Transporte Troncal y Prestación Adicional de la Función Técnica de Transporte en el Mercado Eléctrico Mayorista se efectúe en el ajuste del costo de abastecimiento del trimestre correspondiente o en el costo de abastecimiento proyectado posterior a la Resolución ENRE emitida.

4.2 CONSIDERACIONES PARA LA DETERMINACIÓN DEL VAD

- Modelo de cálculo: basado en el Valor Nuevo de Reemplazo.
- Para el cálculo del Valor Nuevo de Reemplazo se utilizaron las Redes Adaptadas a la Demanda desde el año 2022 al año 2026.
- Se incluyen las obras informadas por la Provincia hasta el presente año, ejecutadas con fondos propios y/o FEDEI.
- Se incluyen obras anuales de Reemplazo específicas propuestas por LA DISTRIBUIDORA y verificadas por el Área Técnica desde los estudios de la RAD.
- Se incluyen obras especiales específicas propuestas por LA DISTRIBUIDORA y certificadas de necesidad por la Secretaría de Energía de la Provincia. Al respecto el EPRE prevé un control directo de las mismas.
- Se incluyen en concepto de VNR No eléctrico los recursos técnicos para el control de Calidad de Servicio Técnico bajo Resolución EPRE N° 323/11, Calidad del Producto Técnico, Campaña de Medición de caracterización de cargas de los Usuarios y en las EETT y puntos de abastecimiento. En estos cuatro ítems el EPRE procederá a una reglamentación respectiva.
- Se especifican las instalaciones valorizadas con aislación de alta polución para mitigar fenómenos de niebla salina.
- Se incorporan 4 unidades transformadoras móviles como condiciones de N-1 en los sistemas de 66 y 33 Kv.
- Se consideran las instalaciones exigidas por Reglamentación EPRE para el cumplimiento de los planes de gestión de la Seguridad Pública

A.T.

E.P.R.E.



y los planes propuestos por LA DISTRIBUIDORA en materia de gestión de la seguridad pública y del medio ambiente.

- Se determinan los costos de acometidas y medición en MT de acuerdo a las Normativas vigentes de la AEA sobre Instalaciones aéreas o instalaciones interiores.
 - Pérdidas Técnicas: son el resultado de Flujos de energía obtenidos desde los estudios de la RAD.
 - Precios de insumos y materiales: Actualizados a Agosto/21.
 - Calculo Costo de Capital: $VNR \times FRC$ (Valor Nuevo de Reemplazo \times Factor de Recuperación de Capital) / años de vidas útiles regulatorias
 - Tasa de Rentabilidad: 7,18 %.
 - Para las obras de efectuadas por la provincia se reconoce solo la amortización lineal. No se reconoce rentabilidad sobre este VNR.
 - Se considera el costo de medición y acometida fuera del Valor Nuevo de Reposición de la Red Adaptada a la Demanda con el objeto de que cada categoría tarifaria abone el costo asociado a su punto de suministro.
- Para los Costos de EXPLOTACIÓN técnicos y comerciales
 1. Modelo de cálculo: Realizado por la empresa BA Energy Solutions según Expte EPRE N° 22372 "Contratación Consultora especializada en temas tarifarios".
 2. Personal: Es el que surge del cálculo propio del modelo tanto para la dotación propia como para la tercerizada.
 3. Se revisaron los parámetros de eficiencia al inicio y a lo largo del transcurso del quinquenio.
 4. Parque Automotor: Es el que surge del cálculo propio del modelo en función de las horas de utilización de operación y mantenimiento de instalaciones a nuevo y el personal administrativo. Las horas de utilización en operación y mantenimiento fueron ajustadas en función de la paulatina incorporación de tecnología al COD.
 5. Se incluyen los Recursos para el cumplimiento de las Resoluciones EPRE N° 88 y 27/17 respecto a la Seguridad de las instalaciones eléctricas en la vía Pública.
 6. Se incluye el personal de operación y mantenimiento de la Central El Bolsón y se excluye el personal de operación y mantenimiento de las Centrales de Generación El Cuy, Cerro Policía y El Caín (reemplazadas por personal de operación y mantenimiento de Interconexión de redes).
 7. Se considera la atención permanente de 2 personas en la guardia de reclamos de las sucursales Operativas de LA DISTRIBUIDORA.

8. Se incluyen recursos para ejecutar la Campaña de Medición de caracterización de consumos tal lo dispuesto por Resolución EPRE N° 48/08.
9. No se incluye la tasa de fiscalización y control del EPRE.
10. Precios de insumos (materiales, automotores y servicios tercerizados: a Agosto/21.

4.3 CONSIDERACIONES EN LA CAMPAÑA DE MEDICIÓN

- Se propone descontar una suma monetaria actualizada a Oct-21 en función de la sanción dispuesta por la Resolución EPRE N° 287/21.
- Los factores de responsabilidad, de carga, de participación de energía en pico, valle y resto, de simultaneidad y de coincidencia que se proponen de aplicación en los cuadros tarifarios del próximo quinquenio surgen de factores más representativos de acuerdo con el análisis efectuado en el Expte EPRE 24443/2015.

Aspectos emergentes en LOS CUADROS tarifarios

a) Estructura:

- a. se agruparon las categorías T1R.2.1, T1R.2.2, T1R.2.3, T1R.2.4 en una sola categoría T1R2
- b. se agruparon las categorías T1G.2.1, T1G.2.2, en una sola categoría T1G2
- c. Se elimina la categoría en bornes para las tarifas T1
- d. mantuvieron los Cargos Fijo y Variable para las pequeñas demandas y cargos específicos para las Grandes Demandas.

b) Cargos:

- a. Se considera un Cargo Comercial específico por la medición, fuera del Valor Nuevo de Reemplazo de la Red Adaptada a la Demanda, pero asignado individualmente a cada usuario según la medición requerida, BT, monofásica, trifásica o MT.
- b. Se considera un Cargo Fijo para la categoría A además del Cargo Variable.
- c. Se considera la valorización de Cargo por Uso de Red según las demandas sean únicas para el año, o mensual.





- d. Se considera que las multas que disponga el EPRE referidas a infracciones que no afectan en forma directa a los usuarios o que afectándolos, no fue posible su individualización, y que deban aplicarse en la facturación de los usuarios, se asignen a un cargo denominado "Bonificaciones por multas EPRE", en una línea aparte dentro del detalle del importe facturado. El fundamento técnico del mismo se expuso en el punto 3.6 del Anexo del "Régimen Tarifario".

Ingresos según concepto

Definidos los valores de los cargos tarifarios, considerado el mercado de La Distribuidora (EdERSA) proyectado para cada uno de los años 2022/2026, y aplicado el modelo de cálculo tarifario vigente, se verifica que los ingresos quinquenales que proporciona la confección de cada uno de los cuadros tarifarios en sus distintos conceptos monetarios, se corresponden con los costos calculados que demanda la gestión de la Red Adaptada a la Demanda y la Empresa diseñada para ello, más la actividad comercial y los Costos De Abastecimiento.

Análisis resultados

Los resultados obtenidos pueden compararse de muy variadas formas en función de las fechas de corte y/o de los conceptos involucrados, pero a los fines de este Dictamen Técnico se realiza los siguientes ensayos en el **ANEXO X**, con el fin de visualizar el impacto tarifario propuesto a usuarios finales sin impuestos.

Las Tarifas medias obtenidas para LA DISTRIBUIDORA respetan lo dispuesto por el Art. 45 del Dec. Provincial N° 1291/95, tanto para las tarifas vigentes; tanto nominal como real (la última tarifa dispuesta por las RTO ajustada por los costos no salariales por inflación).

Respecto al Art. N° 46 de la Ley 2902, señalado oportunamente por el Defensor del Usuario, las tarifas medias reales resultan decrecientes a lo largo del quinquenio partir de los criterios de eficiencia considerados por el Área Técnica.

En forma complementaria a este dictamen se presenta una comparación de la tarifa T2 calculada para LA DISTRIBUIDORA con respecto a DISTRIBUIDORAS de la República de Chile y de Brasil, con el objeto de mostrar la competitividad internacional de esta tarifa desde el punto de vista del sector turístico como de valor productivo (**ANEXO X**).

La propuesta del Área Técnica sobre el control y reconocimiento ex post del listado de Obras Especiales incorporadas en el **ANEXO IX** aprobadas por la Secretaría de Estado de energía de la Provincia de Río Negro del presente, cumple con lo señalado por el Defensor del Usuario. En caso que alguna de las mismas no se ejecute en los plazos previstos, no serán reconocidas en el cálculo de los VNR aquí dispuestos.

Los cálculos tarifarios de cada uno de los VAD del quinquenio contienen un margen de eficiencia en el cálculo de los costos de operación acorde a la inversión tecnológica en el quinquenio.

La propuesta tarifaria de LA DISTRIBUIDORA fue presentada a Octubre 2020. Del análisis de la misma, específicamente del Archivo "EdERSA-Modelo v1.xls", el Área Técnica las siguientes sumas monetarias solicitadas de incorporar a la tarifa del próximo quinquenio se resumen a continuación:

	Propuesta EdERSA OCTUBRE 2020
Costo de VNR Total [\$]	\$ 23.084.986.634
Costo de Capital [\$/año]	\$ 3.263.547.221
Costo de Amortizaciones [\$/año]	\$ 771.207.226
Rentabilidad [\$/año]	\$ 2.492.339.995
Costo MEI [\$/año]	\$ 2.574.284.941
VAD A TARIFA [\$/Año]	\$ 5.837.832.163

Tabla 15: Propuesta de Edersa

Las conclusiones aquí extraídas surgen de efectuar sensibilidades en la tasa de descuento (celda B62 de la hoja Coef_fijos), obteniendo sus resultados de la Hoja "Factor de Actualización" celdas B9 y B5, las cuales representan conceptos monetarios únicos actualizados de Costo de Capital, costo de amortizaciones, rentabilidad, costo MEI, para todo quinquenio.

Respecto al Valor del VNR mostrado el mismo representa el promedio de los años 1, 2, 3, 4 y 5 mostrado en la hoja de cálculo VNR 2019_2026 dentro del archivo "VNR_Empresa.xls"

Los resultados de VAD a trasladar a los cuadros Tarifarios de LA DISTRIBUIDORA para los años 1, 2, 3, 4 y 5 del quinquenio 2021/2026 obtenidos por el Área Técnica son los mostrados a continuación:

A.T.

E.P.R.E.

COSTOS de la 5° RTO

Conceptos Tarifarios	Periodos anuales quinquenio 2021-2026				
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Costo de VNR TOTAL [\$]	\$ 25.690.183.966	\$ 26.166.836.946	\$ 26.695.879.514	\$ 27.360.851.779	\$ 27.998.655.321
Costo de VNR Obras por Demanda	\$ 24.219.169.990	\$ 24.658.520.347	\$ 25.147.257.104	\$ 25.673.492.871	\$ 26.426.771.017
Costo de VNR Obras (Amortizacion) FEDEI Total [\$]	\$ 1.471.013.977	\$ 1.471.013.977	\$ 1.471.013.977	\$ 1.471.013.977	\$ 1.471.013.977
Obras Especiales del Año Anterior [\$]	\$ -	\$ 37.302.622	\$ 77.608.433	\$ 216.344.932	\$ 100.870.328
Costo Total de Capital [\$/año]	\$ 1.995.031.264	\$ 2.033.653.288	\$ 2.076.149.524	\$ 2.128.830.971	\$ 2.179.711.014
Costo de Amortizaciones [\$/año]	\$ 792.672.183	\$ 807.818.855	\$ 824.065.109	\$ 843.367.384	\$ 862.416.069
Rentabilidad [\$/año]	\$ 1.202.359.081	\$ 1.225.834.433	\$ 1.252.084.415	\$ 1.285.463.587	\$ 1.317.294.945
Costo MEI [\$/año]	\$ 2.866.312.510	\$ 2.877.593.558	\$ 2.896.736.086	\$ 2.908.829.803	\$ 2.922.312.285
Costo Salarial [\$/año]	\$ 1.871.737.329	\$ 1.875.761.055	\$ 1.883.627.063	\$ 1.885.072.965	\$ 1.889.023.217
Costo No salarial [\$/año]	\$ 994.575.181	\$ 1.001.832.503	\$ 1.013.109.023	\$ 1.023.756.838	\$ 1.033.289.068
Costo Total de Acometida y Medidores [\$/año]	\$ 190.693.315	\$ 230.831.462	\$ 235.194.276	\$ 240.340.804	\$ 245.374.156
VAD TOTAL [\$/año]	\$ 5.052.037.090	\$ 5.142.078.309	\$ 5.208.079.886	\$ 5.278.001.578	\$ 5.347.397.455
Descuentos Per Anterior [\$/año]	\$ 3.362.827	\$ 3.362.827	\$ 3.362.827	\$ 3.362.827	\$ 3.362.827
VAD A TARIFA [\$/año]	\$ 5.048.674.263	\$ 5.138.715.482	\$ 5.204.717.059	\$ 5.274.638.751	\$ 5.344.034.628

Ing. PABLO C. MARQUEZ
 AREA TECNICA
 Ente Provincial Regulador
 de la Electricidad

Ing. AGUSTIN R. VIDAL
 Responsable Area Tecnica
 Ente Provincial Regulador
 de la Electricidad



ANEXO I

RÉGIMEN TARIFARIO NORMAS DE APLICACIÓN DEL CUADRO TARIFARIO

1.- VIGENCIA DEL RÉGIMEN TARIFARIO

Este régimen será de aplicación para los usuarios del servicio público de distribución de energía eléctrica abastecidos por la Distribuidora EdERSA para el período comprendido por la 5ta Revisión Tarifaria (01 de Noviembre de 2021 – 31 de Octubre de 2026).

2.- CATEGORÍAS TARIFARIAS

Las categorías tarifarias en las que se agrupan los distintos usuarios resultan de considerar inicialmente, qué Agente abastece la demanda y a partir de allí tener en cuenta las cuestiones técnicas asociadas, como son la potencia demandada, el nivel y modalidad de consumo y la conexión física del suministro.

2.1.- Categorías Tarifarias

De las condiciones expuestas surge la siguiente división de Categorías Tarifarias en las que se encuadrarán los distintos usuarios de la Distribuidora.

a) Usuarios abastecidos por la Distribuidora según la potencia Demandada

a.1) Usuarios de Pequeñas Demandas: Son aquellos cuya demanda máxima promedio de 15 minutos es inferior o igual a 10 kW (kilowatts).

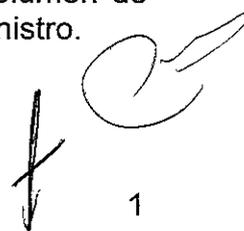
a.2) Usuarios de Grandes Demandas: Son aquellos cuya demanda máxima promedio de 15 minutos es superior a 10 kW (kilowatts).

b) Usuarios abastecidos por el MEM o Usuarios del Servicio de Peaje: Son todos aquellos usuarios que adquieren la energía que consumen directamente al MEM, aunque esta sea transportada a través de la red de la Distribuidora. Estos usuarios se corresponden con los usuarios cuya demanda máxima promedio de 15 minutos es más de 10 kW.

2.2.- Subcategorías Tarifarias.

Las subcategorías surgen de considerar la modalidad de consumo, el volumen de energía y potencia, y las características de conexión a la red de cada suministro.

2.2.A.- PEQUEÑAS DEMANDAS.


1

2.2.A.1.- Tipos de Suministro.

Dentro de la categoría tarifaria Pequeñas Demandas (T1) se definen los siguientes: T1R (Residencial), T1G (General) y TA (Alumbrado).

La diferencia entre consumos T1R y T1G se plantea a partir del destino del uso de la energía que se consume en el período medido.

La TA es aquella que reconoce el consumo por Alumbrado y físicamente tiene la característica de una tarifa en bornes de transformador.

a) Tarifa Residencial – T1R (Uso Residencial, Baja Tensión).

La categoría tarifaria Pequeñas Demandas del tipo residencial comprende las tarifas T1-R1 y T1-R2.

Los encuadramientos en esta categoría se realizarán en forma automática en función del volumen de energía consumida en el bimestre a facturar. Los consumos bimestrales hasta 300 kWh inclusive, se corresponden con la tarifa T1R1 y los mayores a 300 kWh con la T1 R2.

Dicha segmentación podrá variar conforme a las Disposiciones Nacionales

Se encuadrará en tarifa T1R al suministro brindado en los lugares mencionados a continuación:

- I. Casas o departamentos destinados exclusivamente para habitación, incluyendo las dependencias e instalaciones de uso colectivo (escaleras, pasillos, lavaderos, cocheras, ascensores, bombas, equipos de refrigeración o calefacción y utilidades análogas), y a las de iluminación en espacios comunes exteriores que no tomen el suministro de la fase de AP y que sirvan a dos o más viviendas, como por ejemplo: consorcios, planes habitacionales, etc.
- II. Viviendas cuyos ocupantes realicen trabajos manuales y/o artesanales, siempre que en ellas no se atienda al público, y que las potencias de los motores y/o artefactos afectados a dicha actividad no excedan de 0,50 kW cada uno y de 3 kW en conjunto.
- III. Oficinas o pequeños locales de cualquier carácter, que formen parte de la vivienda que habite el usuario, que sean explotadas por él mismo, que no se atienda al público y cuyo consumo no sea preponderante sobre el de la vivienda propiamente dicha.
- IV. Obras de construcción, cuyo destino sea algunas de las enunciadas en a), b) o c), cuando la titularidad del suministro eléctrico la ejerza el propietario, excluyéndose expresamente las construcciones múltiples de viviendas.

b) Tarifa General T1G (Uso General, Baja Tensión).

La categoría tarifaria pequeñas demanda del tipo general comprende las tarifas T1-G1 y T1-G2. Los encuadramientos en esta categoría se realizarán en forma automática en función al volumen de energía consumida bimestralmente. Los consumos bimensuales hasta 1000 kWh inclusive, corresponden a la Tarifa T1 G1, y los consumos bimensuales mayores a 1000 kWh corresponden a la Tarifa T1 G2.

Dicha segmentación podrá variar conforme a las Disposiciones Nacionales

El encuadramiento en esta tarifa se corresponde con los usos no asociados a la T1 R y TA.

c) Tarifa Alumbrado T1A (Uso Alumbrado, Baja Tensión).

La Tarifa TA se aplicará a los usuarios que utilizan el suministro con la finalidad de iluminar espacios públicos o comunes externos, señalamiento luminoso, publicidades, cabinas telefónicas, relojes, etc

Suministros encuadrados en esta subcategoría:

Se aplicará la Tarifa TA a los suministros vinculados al Alumbrado Público de calles, avenidas, plazas, puentes, caminos y demás vías públicas, como así también para la energía eléctrica que se suministre para los sistemas de señalamiento luminoso para el tránsito.

Regirá además para la iluminación de fuentes ornamentales, monumentos de propiedad nacional, provincial o municipal y relojes visibles desde la vía pública instalados en iglesias o edificios gubernamentales, siempre que los consumos respectivos sean registrados con medidores independientes.

Se aplicará además al alumbrado de espacios comunes exteriores pertenecientes a entidades no gubernamentales (consorcios, corredores viales, etc.) que se alimentan de la fase de AP.

Todo otro consumo público o privado que sea alimentado por la fase de alumbrado municipal, y se demuestre la imposibilidad de una medición tal cual lo prevé la Tarifa, podrá ser considerada como medición estimada previa aprobación del EPRE.

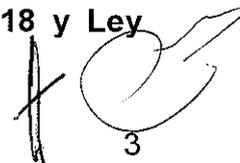
Condiciones de suministro para esta Tarifa:

Las condiciones de suministro son similares a cualquier tarifa T1, con la particularidad de que cada medición se efectúa desde un punto asociado a un puesto de transformación.

Medición Estimada.

En el caso que sea necesaria la medición estimada, se deberán suscribir los convenios pertinentes, los cuales estarán sujetos a la previa autorización del EPRE.

d) Entidades de bien público (definida en la Ley Nacional N° 27.218 y Ley Provincial N° 5.150).


3

Se aplicará a los usuarios definidos en la Ley Nacional N° 27.218 y Ley Provincial N° 5.150, a saber: asociaciones civiles, simples asociaciones y fundaciones que no persiguen fines de lucro en forma directa o indirecta y las organizaciones comunitarias sin fines de lucro con reconocimiento municipal que llevan adelante programas de promoción y protección de derechos o desarrollan actividades de ayuda social directa sin cobrar a los destinatarios por los servicios que prestan.

La Distribuidora está obligadas a encuadrar en este Régimen específico a todas las organizaciones mencionadas en el párrafo anterior, que reúnan los requisitos exigidos por la Ley Nacional N° 27.218 y la normativa reglamentaria que se encuentre vigente.

La tarifa máxima a aplicar en cada facturación, será equivalente a la correspondiente a la categoría "Residencial" de dichos servicios, de acuerdo a los rangos de consumo que correspondan. En caso de resultar superior la tarifa correspondiente a la categoría "Residencial" que la "General" según el rango de consumo, se aplicará la menor y más beneficiosa para el usuario.

e) Tarifa Electrodependientes por cuestiones de salud.

Se aplicará a los usuarios que reúnan los requisitos para acceder al beneficio definido mediante Ley N° 27.351, Ley Provincial N° 5.211, Resolución EPRE N° 126/18 y demás normativa modificatoria o reglamentaria que se dicte.

f) Tarifa Social Provincial.

Se aplicará a los usuarios que reúnan los requisitos para acceder al beneficio definido mediante Decreto Provincial N° 345/19, Resolución SEE N° 133/19, Resolución EPRE N° 260/19 y demás normativa modificatoria o reglamentaria que se dicte.

El alcance de esta tarifa se encuentra definido en el Decreto Provincial N° 345/19 e implica un descuento en los precios mayoristas de la energía.

g) UGER (Usuario Generador).

Se aplicará al usuario titular de un suministro conectado al servicio público de energía eléctrica que a la vez es titular de una instalación de producción de energía eléctrica de origen renovable.

El encuadramiento tarifario del UGER, la forma de facturación, los cargos tarifarios considerados, y todo el resto de los aspectos técnicos vinculados a dichos usuarios, se rigen por lo normado mediante Resoluciones EPRE Nros: 64/17, 63/18, 169/20 y modificatorias.

f) T1 GEE (Gestión Eficiente de la Energía)

Es el usuario titular de un suministro conectado al servicio público de energía eléctrica, que desea contar con una medición inteligente que le permita gestionar su energía en forma eficiente.

El encuadramiento tarifario en la subcategoría T1 GEE, deberá ser solicitado por el usuario ante la Distribuidora, debiendo esta última evaluar la factibilidad técnica del encuadramiento.

Esta subcategoría tarifaria entrará en vigencia, una vez que el Ente Regulador así lo disponga por resolución, debiendo regular previamente los aspectos técnicos y legales vinculados al encuadramiento a través de una reglamentación específica y complementaria a la presente.

2.2.A.2.- Cargos a aplicar

Por el consumo de energía eléctrica, el usuario encuadrado en pequeñas demandas (a excepción del usuario UGER) abonará por los siguientes conceptos tarifarios:

- Un cargo fijo, haya o no consumo de energía: este cargo fijo será representativo de la medición requerida por el usuario. Existen entonces Cargos Fijos para suministros monofásicos y Cargos Fijos para suministros trifásicos, asociados a cada una de las categorías tarifarias según corresponda.
- Un cargo variable en función de la energía consumida, según la categoría tarifaria correspondiente.

Los cargos correspondientes al usuario UGER tiene una apertura similar a la de los usuarios de Grandes Demandas.

Los valores iniciales correspondientes a los cargos fijos y variables se indican en el Cuadro Tarifario Base para el Período, y se recalcularán según lo que se establece en el "Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario".

2.2.A.3.- Recargos y penalidades.

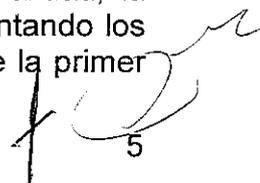
Los cargos que anteceden, rigen para un factor de potencia inductivo, para la frecuencia industrial, (Cos fi) igual o superior a 0,90. La Distribuidora se reserva el derecho de verificar el factor de potencia; en el caso que el mismo fuese inferior a 0,90 está facultada a aumentar los cargos indicados en los porcentajes que se indican a continuación:

-Cos fi menor de 0,85 hasta 0,75:	10%
-Cos fi menor de 0,75:	20%

A tal efecto, la Distribuidora podrá, a su opción, efectuar mediciones y registro de la suma de energía reactiva suministrada en el período de facturación, en los horarios de pico más resto, con el objeto de establecer el valor medio del factor de potencia en dichos horarios.

Si de las mediciones efectuadas surgiese que el factor de potencia es inferior a 0,85, la Distribuidora notificará al usuario tal circunstancia, otorgándole un plazo de sesenta (60) días corridos para la normalización de dicho factor.

Si una vez transcurrido el plazo aún no se hubiese corregido la anomalía, la Distribuidora estará facultada a aplicar las penalidades estipuladas, aumentando los cargos tarifarios indicados en los incisos a) y b) de este punto, a partir de la primer


5

facturación que se emita con posterioridad a la comprobación de la anomalía, y hasta tanto la misma sea subsanada.

Cuando el valor medio del factor de potencia fuese inferior a 0.60, la Distribuidora, previa notificación, podrá suspender el servicio eléctrico hasta tanto el usuario adecue sus instalaciones a fin de superar dicho valor límite.

2.2.B.- GRANDES DEMANDAS

Categoría identificada como Tarifa 2 (T2), que abarca a los usuarios que demandan más de 10 kW. Las subcategorías surgen de considerar la demanda, la modalidad de contratación de esa demanda, el nivel de tensión, la modalidad de consumo y las características de conexión a la red.

Tarifariamente su característica consiste en que el Cargo por Uso de Red, se aplica mensualmente sobre la Potencia máxima declarada o registrada afectado de un coeficiente **K_{dv}** definido al momento de la declaración anual; de esta manera en todos los casos se garantiza a la Distribuidora los ingresos anuales por la máxima exigencia de potencia declarada en el año.

Cada usuario T2 deberá definir en su declaración de potencia la opción de modalidad anual de acuerdo a:

- Mensual: mediante la declaración de 12 pot. mensuales
- Bimestral: mediante la declaración de 6 pot. bimestrales
- Trimestral: mediante la declaración de 4 pot. trimestrales
- Cuatrimestral: mediante la declaración de 3 pot. cuatrimestrales
- Semestral: mediante la declaración de 2 pot. semestrales
- Anual: mediante la declaración de 1 pot. única anual

Los Coeficientes KDV correspondientes a cada una de las formas de declaraciones de potencias descriptas son presentados en el SUBANEXO I de la presente Resolución.

El resto de los cargos son comunes a las distintas opciones de tarifas T2.

A los fines de su clasificación se contemplan:

2.2.B.1 Categorías según el Nivel de Tensión

Suministro en BT: el único requisito es demandar una potencia superior a los 10 kW.

Las conexiones en bornes de transformador MT/BT no cuentan con condiciones adicionales, salvo las físicas que exigen que la salida que abastece al usuario desde bornes de transformador no debe formar parte de un desarrollo de red.

Suministro en MT: se consideran aquellas entre 1 y 66 kV y para acceder a este nivel de tensión sin cargos adicionales, el usuario deberá mínimamente declarar una potencia máxima anual de 50kW.

La tensión de suministro en Media Tensión, mayor a 1 kV y menor a 66 kV, se definirá en función de la disponibilidad de instalaciones correspondientes en el punto de conexión.

Para ser abastecido desde bornes de Transformador AT/MT, los usuarios deberán demandar una capacidad de suministro mínima de 5.000 kW. Asimismo el suministro debe efectuarse en forma directa, desde bornes de los interruptores de salida de media tensión de una estación transformadora AT/MT, y dicha salida que abastece al usuario no debe formar parte de un desarrollo de red.

La Distribuidora, deberá encuadrar automáticamente al usuario que cumpla con la condición física antes mencionada. En caso de no hacerlo, será sancionada por la Autoridad de Aplicación.

En ambos casos, las modificaciones en la instalación de la Distribuidora o de la conexión del usuario (cambio de punto de suministro), que signifiquen que el suministro dejó de cumplir las condiciones previstas para acceder a estas tarifas, provocarán el inmediato encuadramiento del mismo en la tarifa que corresponda, por parte de la Distribuidora, sin que sea necesario contar en forma previa con la conformidad del usuario.

En ningún caso, el usuario afectado podrá oponerse a la modificación de las instalaciones eléctricas de la Distribuidora, ni a su reencuadramiento en la tarifa que corresponda de acuerdo al presente Régimen Tarifario y la nueva condición técnica de su suministro.

Suministros en Alta Tensión: para acceder a este nivel de tensión los usuarios deberán convenir una capacidad de suministro mínima de 20 MW con una tensión de suministro igual o mayor a 66 kV.

2.2.B.2 Sub-Categorías según el uso

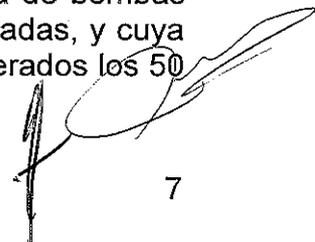
a) T2: Son las tarifas que se rigen por los principios ya enunciados en el título T2 GRANDES DEMANDAS y que no cuentan con particularidades en el uso del suministro eléctrico.

b) T2 A (Alumbrado Público).

La Tarifa T2 A se aplicará a los usuarios que utilizan el suministro con la finalidad de iluminar espacios públicos o comunes externos, señalamiento luminoso, publicidades, cabinas telefónicas, relojes, etc; y tienen una demanda de potencia superior a los 10 kW.

c) T2 R (Riego)

Se aplica a aquellos usuarios que desarrollan alguna actividad del tipo agroindustrial, cuyo consumo se destina principalmente como fuerza motriz impulsora de bombas eléctricas de sistemas de riego a presión incluyendo el riego contra heladas, y cuya demanda máxima promedio de 15 minutos fuera superior a 10 kW; superados los 50 kW pueden ser abastecidos en el nivel de Media Tensión.



7

Los cargos para la categoría en cuestión, se abonan durante todo el año según los valores correspondientes, en función de la declaración de potencia anual.

d) T2 PJ (Grandes Demandas servicio de peaje)

Surgen a partir de la obligación que tiene la Distribuidora, de permitir a los Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista ubicados en su zona de concesión, que efectúen contratos con Generadores, el uso de sus instalaciones de Distribución, debiendo realizar las expansiones con los mismos criterios que se aplican para con los usuarios a los cuales la distribuidora les presta servicio de distribución y abastecimiento de electricidad y considerando también la misma calidad de servicio.

Los tipos de suministro son los mismos definidos para la Tarifa 2, por lo tanto el tratamiento a los usuarios debe ser equivalente en lo que respecta a las subcategorías, tasas, régimen de contratación de la capacidad de suministro, cargos y multas, con las diferencias en el reconocimiento del costo de abastecimiento para la Distribuidora que sólo se limita al reconocimiento de las pérdidas eléctricas por el uso de su red.

La jurisdicción del EPRE sobre este uso de las instalaciones de la Distribuidora avala el hecho de definir tarifas de peaje, las que de acuerdo a la metodología utilizada resultan comparables con sus similares T2 ya que basan sus cargos en estas y sólo se diferencian en el componente de abastecimiento.

e) T2 OPSE (Grandes Demandas Organismos Públicos de Salud y Educación)

Mediante Resolución APN-SE#MEC N° 131/21 de la Secretaría de Energía de la Nación (modificada por Resoluciones APN-SE#MEC Nros. 204/21 y 154/21), se disponen la subdivisión de la categoría de Demandas Mayores a TRESCIENTOS KILOVATIOS (300 kW) –GUDI–, en los siguientes subgrupos: (i) General y (ii) Organismos y Entes Públicos que presten los Servicios Públicos de Salud y Educación.

Por tal razón, se procede a incorporar en el Cuadro Tarifario de la Distribuidora EdERSA una nueva categoría tarifaria denominada **“T2 con Potencias >300 KW OPSE”**.

f) UGER (Usuario Generador).

Es el usuario titular de un suministro conectado al servicio público de energía eléctrica, que a la vez es titular de una instalación de producción de energía eléctrica de origen renovable.

El encuadramiento tarifario de los UGER, la forma de facturación, los cargos tarifarios considerados y todo el resto de los aspectos técnicos vinculados a dichos usuarios, se rigen por lo normado mediante Resoluciones EPRE N° 64/17, 63/18 y modificatorias.

g) T2 GEE (Gestión Eficiente de la Energía)

Es el usuario titular de un suministro conectado al servicio público de energía eléctrica, que desea contar con una medición inteligente que le permita gestionar su energía en

para la 5ta RTO de Edersa se obtuvieron los parámetros a emplearse en la actual RTO.

Desarrollo de Campaña de Medición

Para la realización del estudio de Campaña de Medición se identifican dos etapas principales, las cuales se acordó efectuar en forma conjunta entre LA DISTRIBUIDORA y el EPRE, identificando claramente los alcances de cada uno:

1. Etapla Diseño: se determina la cantidad de registradores a emplear en el estudio; se determinan los usuarios seleccionados para la muestra y se realiza la instalación de los equipos registradores. Esta última tarea la realiza LA DISTRIBUIDORA, mientras que la primera la realiza el EPRE.
2. Etapla Procesamiento: se toman las lecturas de los registradores, se adecuan los nombres de los archivos para permitir el procesamiento, esta tarea la realiza LA DISTRIBUIDORA y el EPRE procesa los archivos mensualmente y determina los factores resultantes de la Campaña de Medición.

Asimismo, se estableció que la etapa 1 se realizaría cada 5 años con 1 año de anticipación a la RT correspondiente. Mientras que la etapa 2 se realizaría ininterrumpidamente.

Al momento de realizarse este documento la situación de este estudio es la siguiente: sobre la etapa 1, el EPRE cumplió en la determinación de la cantidad de registradores y la selección de la muestra en el plazo acordado pero LA DISTRIBUIDORA no efectuó la instalación correspondiente. Los antecedentes se encuentran en Expte. EPRE N° 24443/2015. En consecuencia, respecto a la etapa 2 del proceso de campaña de medición, LA DISTRIBUIDORA nunca procedió al envío mensual de los archivos informáticos.

En definitiva, producto de los incumplimientos en que incurrió LA DISTRIBUIDORA, el EPRE emitió la Resolución EPRE N° 287/21 sancionando el citado incumplimiento.

En función a la citada Resolución EPRE, y a las exposiciones vertidas en la audiencia Pública, el Área Técnica procedió a revisar la suma monetaria total reconocida desde 1/08/2017 al 31/10/2021, a través del dictado de las Resoluciones EPRE N° 175/17, 45/21, 52/21 y 94/21. De dicho análisis se adjunta en la siguiente Tabla el Monto total actualizado con índices IPIM a Ago-21, que los usuarios han abonado en los cargos fijos y variables de sus facturaciones.

A.T.

E.P.R.E.

vislumbra una situación irregular, nunca antes analizada desde el punto de vista regulatorio, en consecuencia, mediante el dictado de la Resolución EPRE N° 287/21, se dispuso en sus artículos 4°, 5° y 6° la elaboración de un informe que tuvo por objeto: i) identificar oportunidad y quantum del reconocimiento tarifario por Campaña de Medición 2016-2021, mínimamente haciendo alusión a los Cuadros Tarifarios aplicados con posterioridad a la entrada en vigencia de la Resolución EPRE N° 175/17; ii) proponer metodología de actualización de los valores monetarios, teniendo en cuenta la depreciación de los mismos por el transcurso del tiempo, siendo éste otro factor que repercute en el mayor empobrecimiento de los usuarios y el correlativo mayor enriquecimiento de LA DISTRIBUIDORA; iii) aplicar la metodología propuesta en el punto ii) en cada oportunidad en que se percibió el reconocimiento tarifario e indicar el monto total actualizado resultante; iv) proponer esquema para su restitución por parte de LA DISTRIBUIDORA a los Usuarios, ya sea a través de un descuento en el costo de abastecimiento trimestral, en oportunidad de definirse la tarifa para el quinquenio 2021-2026, etc.

En ese sentido, se dispuso recuperarse de los recursos económicos que fueran percibidos a través de la tarifa definida por Resolución EPRE N° 175/17 y que no fueran destinados al fin específico para el cual fueron otorgados, de acuerdo a las consideraciones efectuadas.

Con el objeto de mitigar la falta de datos correspondientes a la Campaña de Medición período 2016-2021 conforme las constancias obrantes en las citadas actuaciones, se encomendó al Área Técnica que elabore un informe con el propósito de definir técnicamente los parámetros de asignación a emplearse en la 5ta Revisión Tarifaria Ordinaria, de acuerdo con las consideraciones efectuadas.

La metodología general de Campaña de Medición que fuera desarrollada para el EPRE y expuesta ampliamente en los Exptes. 15427/09 y 19731/2011 fue la base para el cálculo realizado. Resumidamente, en esta metodología se obtienen los parámetros mediante una correlación lineal, utilizando la correspondiente variable dependiente Y (Potencia máxima, Potencia de Simultaneidad, Energía consumida en cada banda, etc.) con la variable independiente X (Energía Total), correlacionando a todos los usuarios del módulo, excepto a aquellos que registraron valores inusuales.

Dadas las circunstancias, las curvas antes mencionadas surgen del procesamiento efectuado en el marco de la RTO anterior y para obtener los parámetros característicos de la 5ta RTO de Edersa, se definió la Energía Total de cada usuario característico del nuevo mercado. Se empleó el mercado de Edersa del año 2019 y con la nueva apertura tarifaria definida

Para el reencuadramiento tarifario de una Tarifa de Grandes Demandas a una de Pequeñas Demandas, deberá cumplirse el período de vigencia del contrato de "capacidad de suministro", o caso contrario, la Distribuidora podrá exigir el pago del Cargo por Uso de la Red sobre la base de la última "capacidad de suministro" convenida, por los meses restantes hasta el vencimiento del contrato.

Si el usuario optara por no continuar con el suministro la Distribuidora quedará habilitada para dar la baja al mismo.

En caso que el usuario optara por solicitar la baja antes de cumplirse un ciclo de doce (12) meses y solicitara nuevamente el servicio en la categoría de Grandes Demandas sin que haya transcurrido un período de dieciocho (18) meses contados a partir de la suscripción del último Contrato de Encuadramiento, la Distribuidora podrá exigir el pago – al precio vigente en el momento del pedido de reconexión – del Cargo por Uso de la Red en base a la última "capacidad de suministro" convenida, por los meses que le hubiere correspondido mientras estuvo desconectado, hasta el cumplimiento del plazo de vigencia del convenio de Encuadramiento.

2.2.B.4.- Convenios Singulares

El usuario de Grandes Demandas T2 podrá optar entre encuadrarse en el régimen general de esta tarifa T2 o suscribir con la Distribuidora, convenios singulares de suministro eléctrico, los que deberán respetar las siguientes pautas:

Deben poseer una estructura de cargos similares a los de la tarifa regulada para posibilitar el control por parte del usuario de lo que paga.

Los cargos deben estar expresados en moneda de curso legal en el país.

No podrá incluirse ninguna cláusula sobre consumo básico garantizado.

No podrán incluirse cláusulas abusivas o confusas (por ejemplo actualización del precio en función del precio de la energía de la región).

El plazo máximo del contrato no deberá exceder de tres años.

Deberá incluirse una cláusula que prevea la bonificación por factor de potencia.

Incluir una cláusula que prevea la bonificación por sanciones relacionadas a la Calidad de Servicio, considerando al usuario bajo Convenio, tal como lo establece el Contrato de Concesión, formando parte del mercado regulado.

Debe prever una cláusula de rescisión anticipada del contrato donde conste el plazo a partir del cual se puede solicitar dicha rescisión y la penalización en concepto de indemnización.

Las pautas convenidas no podrán importar renuncia de los usuarios a derechos establecidos en las constituciones nacional y provincial ni en el Marco Eléctrico Regulatorio provincial. La renuncia efectuada en tales condiciones, se tendrá por no escrita.

La Distribuidora deberá inscribir en la Autoridad Regulatoria los convenios singulares.

El incumplimiento por parte de la obligación de registración, implicará un incumplimiento referido a la prestación del servicio y será susceptible de sanción de multa cuyo destino será compensar al usuario.

Los convenios anteriores a la vigencia del presente Régimen que hayan sido suscritos entre la Distribuidora y usuarios, continuarán rigiendo durante todo el plazo de vigencia oportunamente acordado, salvo que ambas partes acuerden adaptarlos al presente Régimen.

2.2.B.5.- Cargos a aplicar

En caso de que los usuarios optaran por no suscribir convenios singulares, los valores máximos a aplicar para cada una de las tarifas T2 Grandes Demandas, son los previstos en el Cuadro Tarifario Base para el período, los que se recalcularán según lo establecido en el "Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario".

La Tarifa T2 consta de los siguientes cargos a aplicar para cada punto de suministro:

- Un cargo fijo mensual por Gastos Comerciales, independiente de los consumos registrados. El cargo comercial depende del Nivel de Tensión, y en BT de la potencia demandada siendo los 50 kW el punto de corte. Se considera un Cargo Comercial especial para usuarios encuadrados en Grandes Demandas que solicitan una medición inteligente que le permita gestionar su energía en forma eficiente (Tarifa T2 GEE).
- Un cargo mensual por Uso de Red por cada kW de "capacidad de suministro" convenida haya o no consumo de energía afectado del coeficiente K_{DV} definido anteriormente..
- Un cargo mensual por Compra de Potencia, por cada kW de potencia registrada en el tramo horario de punta.
- Un cargo mensual por Uso del Sistema de Transporte de Otros Agentes, por cada kW de potencia registrada en el tramo horario de punta.
- Un cargo por Compra de Energía, de acuerdo con el consumo registrado, en cada uno de los tramos horarios tarifarios.

Los tramos horarios "en punta", "valle nocturno" y "horas restantes", serán coincidentes con los fijados por la Secretaría de Energía de la Nación para el Mercado Eléctrico Mayorista.

Si correspondiera, un Recargo por Factor de Potencia y/o por exceso en la potencia convenida.

Si correspondiera, una bonificación por mejora en el Factor de Potencia.

2.2.B.6.- Recargos, penalidades y bonificaciones para Usuarios en Grandes Demandas y del Servicio de Peaje

a) Excesos sobre la potencia convenida.

El usuario no podrá utilizar, ni la Distribuidora estará obligada a suministrar, potencias superiores a las convenidas, cuando ello implique poner en peligro las instalaciones de la Distribuidora.

En caso que el usuario tomara en un mes determinado, una potencia superior a la "capacidad de suministro" convenida, y siempre que ello no signifique poner en peligro las instalaciones de la Distribuidora, ésta considerará a los efectos de la facturación para el mes medido, la potencia máxima realmente registrada.

La diferencia entre la potencia realmente registrada y la convenida –cuando ésta fuere superior al 5% de la "capacidad de suministro" convenida - tendrá un recargo por la trasgresión, que se calculará adicionando el 50% al cargo por Uso de la Red correspondiente por la diferencia calculada.

Para el caso de las demandas T2 (**usuarios con $kdv > 1$**), la distribuidora sólo podrá aplicar un recargo por exceso sobre la potencia convenida cuando se verifique una diferencia superior al cinco por ciento (5%) entre la potencia registrada del período de facturación y la máxima de todas las potencias declaradas en el año.

Si el exceso de demanda sobre lo pactado, pusiera en peligro las instalaciones de la Distribuidora, esta podrá valerse de medios técnicos que apruebe el EPRE para impedir que se registren valores en exceso. Previo a ello comunicará a la autoridad de aplicación tal situación.

b) Recargos y Bonificaciones

Los usuarios de Grandes Demandas, cada mes contarán con un valor medido de Energía activa, Energía reactiva y Potencia Activa máxima.

A partir de estos datos se obtiene el valor de $Tg\ fi = \text{Energía activa} / \text{Energía reactiva}$

Del cálculo tarifario se obtiene el costo de capital incluido en el Cargo por Uso de la Red, de la tarifa correspondiente según el nivel de tensión, y que definimos como Alfa_{inst} .

Con estos datos la penalización al usuario medido corresponderá si su valor de $Tg\ fi > 0.62$, y en ese caso el monto surgirá de hacer:

$$\text{Penalización: } \text{alfainst} * \text{Preg} * (\text{tg fi reg} - 0,62)$$

Si la tg fi es $< 0,426$ y > 0 entonces la bonificación se obtendrá de:

$$\text{Bonificación: } \text{alfainst} * \text{Preg} * (0,426 - \text{tg fi reg})$$

2.2.B.7.- Transición

A partir de la entrada en vigencia del presente Régimen Tarifario (1° de ... de 2021), se implementará un Período de Transición de dos (2) meses (hasta el .. de ... de xxxxx) respecto de los valores de COEFICIENTES KDV que resultan aplicables a usuarios encuadrados en la categoría Tarifa T2.

Este período de transición se prevé al sólo efecto que los usuarios puedan actualizar su contrato de "Capacidad de Suministro", pudiendo declarar una potencia superior o incluso inferior a la máxima declarada en el compromiso vigente. Durante los meses de transición, la Distribuidora continuará aplicando los valores de COEFICIENTES KDV que corresponden a la 4° Revisión Tarifaria Ordinaria (Resolución EPRE N° 175/17 y modificatorias).

Si el usuario efectúa un nuevo contrato de "Capacidad de Suministro" durante el Período de Transición, la Distribuidora procederá a facturar de acuerdo a lo establecido en dicho contrato y los valores de COEFICIENTES KDV que forman parte del **SUBANEXO I** a partir del mes siguiente y en función del presente Régimen Tarifario.

Finalizado el Período de Transición, de no haber concurrido el usuario a efectuar un nuevo contrato de "Capacidad de Suministro", la Distribuidora considerará como vigente la última declaración disponible para proceder al cálculo de los cargos mensuales, aplicando los valores de COEFICIENTES KDV que forman parte del **SUBANEXO I**.

3.- DISPOSICIONES ESPECIALES

3.1.- Aplicación de los Cuadros Tarifarios

El Cuadro Tarifario recalculado según lo establecido en el "Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario", que como Anexo II es parte integrante de este acto administrativo, podrá ser inmediatamente aplicado para la facturación a los usuarios de la Distribuidora, sin necesidad de mediar la previa aprobación del EPRE.

En todos los casos la Distribuidora deberá facturar en función del Cuadro Tarifario vigente al momento del consumo.

Cuando se recalculen el Cuadro Tarifario, de conformidad con lo expuesto en el "Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario", las tarifas nuevas y anteriores serán aplicadas en forma ponderada, teniendo en cuenta los días de vigencia de las mismas, dentro del período de consumo, de acuerdo al siguiente procedimiento:

CF₁ =Cargo fijo del Cuadro Sancionado 1

CV₁ =Cargo variable del Cuadro Sancionado 1

CF₂ =Cargo Fijo del Cuadro Sancionado 2

CV₂ =Cargo Variable del Cuadro Sancionado 2

D_T =Días totales entre lecturas

D_{P1} =Días correspondientes al período del Cuadro Sancionado 1

D_{P2} =Días correspondientes al período del Cuadro Sancionado 2

Los valores ponderados de CF y CV surgen de hacer:

$$CF_{P1} = CF_1 \times DP_1 / D_T$$

$$CF_{P2} = CF_2 \times DP_2 / D_T$$

$$\text{Valor ponderado CF} = CF_{P1} + CF_{P2}$$

$$CV_{P1} = CV_1 \times DP_1 / D_T$$

$$CV_{P2} = CV_2 \times DP_2 / D_T$$

$$\text{Valor ponderado CV} = CV_{P1} + CV_{P2}$$

La Distribuidora deberá dar amplia difusión a los nuevos valores tarifarios y su fecha de vigencia, para conocimiento de los usuarios, de conformidad con los lineamientos establecidos en la Resolución 134/00 que reglamenta el mecanismo de publicación de los Cuadro Tarifarios aprobados.

A su vez, elevará en forma inmediata el nuevo Cuadro Tarifario al Ente Provincial Regulador de la Electricidad para su aprobación, adjuntando para ello la información necesaria para su análisis.

El EPRE se expedirá sobre el particular. En caso de no aprobarse el nuevo cuadro tarifario, le será comunicado en forma inmediata a la Distribuidora, quien deberá efectuar dentro de un plazo no mayor de CINCO (5) días hábiles la rectificación que el EPRE le indique, debiendo a su vez efectuar la refacturación correspondiente, emitiendo las notas de crédito o débito que sean necesarias.

3.2.- Encuadramientos Tarifarios

a) El encuadramiento tarifario de los usuarios Residenciales y Uso General dentro de las categorías T1R1, T1R2, T1G1 y T1G2, se realizará de manera automática al momento de efectuarle cada facturación, considerando para ello el valor del consumo de energía del usuario que se le está facturando.

b) Para el caso de los encuadramientos de Tarifas en Bornes y en Red, las variaciones técnicas de la instalación de la Distribuidora o de la conexión del usuario (como por ejemplo la modificación de la ubicación del punto de suministro) que signifiquen una modificación en las condiciones previstas para acceder a las tarifas recién mencionadas, provocarán el inmediato reencuadramiento por parte de la Distribuidora del usuario en la tarifa que corresponda.

c) Para el caso de los usuarios T1 que presentan consumos propios de la tarifa T2, la Distribuidora deberá seguir los pasos definidos en la Resolución EPRE N° 490/02, hasta el punto 3) inclusive. En la nota allí citada se deberá anticipar al usuario que en el caso de negarse a conformar la Carta de Compromiso de Potencia para el encuadramiento en la tarifa T2, la Distribuidora podrá ejecutar el cobro de un cargo adicional por exceso de la demanda correspondiente a la categoría T1, a partir de la próxima factura.

Para dicha facturación se utilizará el modelo de factura de los T2, consignando todos los datos de registros de potencia y energía por banda horaria. Ello a los efectos de

que el usuario conozca su consumo y los datos de cálculo del "Cargo por exceso Demanda T1".

El usuario mantendrá su encuadramiento en tarifa T1 en la subcategoría correspondiente a su consumo, la cual será explicitada en la factura.

Los cargos a facturar serán los establecidos para la subcategoría tarifaria, dentro de la categoría Tarifa T1, que le corresponda al suministro de acuerdo a su consumo, según el esquema de un cargo fijo y uno variable. A estos cargos se le adicionará el cargo denominado "Cargo por exceso Demanda T1", en una línea aparte dentro del detalle del importe facturado.

El "Cargo por exceso Demanda T1", se aplicará en aquellos bimestres en que el usuario registre una potencia superior a 10 kW.

El "Cargo por exceso Demanda T1", se calculará como la diferencia entre el costo total de computar todos los cargos correspondientes a la Tarifa T1 (de la subcategoría que le corresponde al suministro de acuerdo a su consumo) versus los cargos correspondientes a la Tarifa T2 (T2 en BT, demanda variable, bornes o red según corresponda).

d) Por el cambio de categoría tarifaria ya sea dentro de Grandes Demandas o Peaje, cuando el mismo se efectúa sin interrupción del suministro, se mantendrá la "capacidad de suministro" declarada hasta el vencimiento del contrato. Para el reencuadramiento tarifario de una Tarifa de Grandes Demandas a una de Pequeñas Demandas, deberá cumplirse el período de vigencia del Contrato de Encuadramiento, o caso contrario, la Distribuidora podrá exigir el pago del Cargo por Uso de la Red sobre la base de la última "capacidad de suministro" convenida, por los meses restantes hasta el vencimiento del contrato.

3.3.- Facturación y vencimientos

Las facturaciones a usuarios de Tarifa T1, Pequeñas Demandas, incluido el Alumbrado Público, se efectuarán con una periodicidad uniforme mensual o bimensual.

Se excepciona dicho periodo únicamente para los casos de la primera y última factura de usuarios regulares y las facturaciones de usuarios de carácter transitorio, aunque los cargos se facturarán íntegramente, salvo en la primera factura del usuario regular donde el cargo fijo será prorrateado en función del período facturado.

En este último caso, la primera factura que se emita a los usuarios no transitorios, por un período inferior a un mes, deberán incluir el cargo fijo prorrateado de la siguiente forma: $CF \text{ a aplicar} = CF \text{ cuadro tarifario vigente} / 30 \text{ o } 31 \text{ días según corresponda} \times \text{cantidad de días de lectura efectiva y real del período de consumo del usuario}$.

Las facturas del servicio público de distribución que se emiten en forma bimestral a los usuarios de la Categoría Tarifaria T1 deberán cancelarse a través de dos pagos mensuales, equivalentes cada uno de ellos al cincuenta por ciento (50%) del importe total de la factura bimestral, distantes treinta (30) días corridos uno del otro, los que serán tenidos en consideración a todos los efectos que pudieran corresponder.

La facturación a los usuarios de Grandes Demandas y Peaje, se realizará en forma mensual.

Si la Distribuidora estima conveniente, podrá elevar a consideración del EPRE una propuesta de modificación de los períodos de facturación, explicitando las razones y los beneficios para las partes que avalan tales cambios.

La Distribuidora fijará las fechas de vencimiento de las facturas. Dicho vencimiento operará en un plazo no inferior a los diez días posteriores al de su presentación al usuario.

El usuario tendrá la posibilidad de cancelar la factura en dos vencimientos tanto para las Pequeñas Demandas como para las Grandes Demandas. El período mínimo entre cada vencimiento no podrá ser inferior a siete días.

Para la determinación del monto a pagar por el usuario en el segundo vencimiento, la Distribuidora podrá adicionar al valor facturado en función del consumo y de los precios vigentes, el interés compensatorio que resulta de aplicar por el plazo entre ambos vencimiento, la tasa prevista en el Régimen de Suministro de Energía Eléctrica.

3.4.- Tasas de conexión, avisos de suspensión, rehabilitación del servicio, y de reconexión

a) Tasa por Conexión

Previo a la conexión, los usuarios deberán abonar a la Distribuidora el importe que corresponda en concepto de Tasa por Conexión del Servicio. Los valores correspondientes serán indicados en el Cuadro Tarifario para cada categoría tarifaria, en función del tipo de conexión (monofásica o trifásica para las pequeñas demandas, aérea o subterránea para las grandes demandas) y del nivel de tensión.

Este concepto será aplicado para toda nueva conexión. El simple cambio de nombre u otras modificaciones, relacionadas con el otorgamiento de la titularidad y/u otras cuestiones administrativas, se efectuarán sin cargo alguno.

Las Tasas de conexión a aplicar a los usuarios de Peaje, son idénticas a las de la Tarifa T2 Grandes Demandas, en función de la categoría y tipo, dado que se retribuye la misma prestación.

b) Tasa por Aviso de Suspensión

Todo usuario a quién se le deba remitir comunicación escrita (aviso de suspensión) informando sobre la mora en el pago de la factura y su inminente suspensión en caso de no cancelar lo adeudado dentro de los plazos, deberá abonar una tasa de envío del aviso de suspensión de acuerdo a lo dispuesto en el cuadro tarifario. Esta Tasa se incluirá en la factura posterior al envío del aviso.

c) Tasa por Rehabilitación del Servicio

Todo usuario a quien se le haya suspendido el suministro de energía eléctrica de conformidad con las disposiciones vigentes, deberá pagar, previamente



MARIELA MOYANO
ÁREA TÉCNICA
Ente Provincial Regulador
de la Electricidad

rehabilitación del servicio, la suma que se establezca en concepto de Tasa de Rehabilitación del Servicio en cada cuadro tarifario, y para cada categoría tarifaria.

Las Tasas de rehabilitación a aplicar a los usuarios de Peaje son idénticas a las de la Tarifa T2 Grandes Demandas, según la categoría dado que se retribuye la misma prestación.

d) Tasa por Reconexión.

Previo a la reconexión, los usuarios deberán abonar a La Distribuidora el importe que corresponda en concepto de Tasa por Reconexión del Servicio. Los valores correspondientes serán indicados en el Cuadro Tarifario, para cada categoría tarifaria.

Este concepto será aplicado para toda reconexión. El simple cambio de nombre u otras modificaciones, relacionadas con el otorgamiento de la titularidad y/u otras cuestiones administrativas, se efectuarán sin cargo alguno.

Las Tasas de reconexión a aplicar a los usuarios de Peaje son idénticas a las de la Tarifa T2 Grandes Demandas, según la categoría, dado que se retribuye la misma prestación.

3.5 Segmentación por costo de abastecimiento a nivel del Mercado Eléctrico Mayorista

En las categorías tarifarias correspondientes a las Pequeñas y Grandes Demandas pueden existir aperturas adicionales a las mencionadas debido a la segmentación del costo de abastecimiento a nivel del Mercado Eléctrico Mayorista dispuestas por organismos nacionales. Para estas segmentaciones el único cargo que varía es el que contempla el costo por compra de energía.

3.6 Bonificación por Multas EPRE

Las multas que disponga el EPRE referidas a infracciones que no afectan en forma directa a los usuarios o que afectándolos no fuera posible su individualización, se aplicarán a la facturación a través de un concepto identificado como "*Bonificaciones por Res. EPRE N° 113/19*", en una línea aparte dentro del detalle del importe facturado.

SUBANEXO I

COEFICIENTES KDV

**CORRESPONDIENTES A CADA UNA DE LAS FORMAS DE
 DECLARACIÓN DE POTENCIA**

Categorías T2	kdv mes	kdv bim	kdv trm	kdv cuat	kdv sem	kdv dec Unica año
T2 < 50 kW	1,061	1,051	1,042	1,033	1,019	1,000
T2 > 50 < 300 kW	1,272	1,239	1,210	1,198	1,168	1,000
T2 > 300 kW	3,107	2,283	2,200	1,913	1,642	1,000
T2MT < 300 kW	1,128	1,098	1,095	1,060	1,019	1,000
T2MT > 300 kW	1,840	1,670	1,630	1,551	1,456	1,000
T2MTRA > 50 < 300 kW	1,416	1,309	1,266	1,230	1,033	1,000
T2MTRA > 300 kW	2,315	2,172	1,625	1,739	1,440	1,000
T2BTRA > 50 < 300 kW	1,416	1,309	1,275	1,230	1,033	1,000
T2BTRA > 50 < 300 kW	2,090	1,760	1,364	1,552	1,210	1,000
T2BTRA > 300 kW	1,700	1,650	1,550	1,380	1,180	1,000

MARIELA MOYANO
 AREA TECNICA
 Ente Provincial Regulador
 de la Electricidad

Ing. PABLO C. MARQUEZ
 AREA TECNICA
 Ente Provincial Regulador
 de la Electricidad

ANEXO I-1

PARAMETROS PEQUEÑAS DEMANDAS

Categoría	KEP	KEV	KER	KFV	Pmax [kw]	PmaxP	Fc
TIA	36,0%	54,0%	10,0%	10,0%	6,870	6,870	0,550
TIG1	24,2%	18,1%	57,7%	25,0%	2,021	2,021	0,150
TIG2	25,7%	18,6%	55,8%	10,0%	4,109	4,109	0,270
TIR1	28,8%	21,9%	49,3%	5,0%	0,956	0,956	0,140
TIR2	27,1%	21,7%	51,2%	20,0%	2,353	2,353	0,170

FACTORES DE ASIGNACIÓN PARA EL DISEÑO DE LA RED

FACTORES DE SIMULTANEIDAD CON LAS INSTALACIONES	
FACTOR	VALOR
KEPTIA	1,000
KEPTIG1	0,330
KEPTIG2	0,560
KEPTIR1	0,160
KEPTIR2	0,320
KEPTIAZ	1,000
KEPTZBT_1	0,820
KEPTZBT_2	0,770
KEPTZMT_1	0,980
KEPTZMT_2	0,850
KEPTZMT_3	1,110
KEPTZBT	1,250
KEPTZMT	0,140
KEPTZMT	0,060

Categoría	Factor de Responsabilidad de la categoría en cada nivel de tensión									
	Red AT	Transf AT/ST	Red ST	Transf ST/MT	Red MT	Transf MT/BT	Red BT			
TIA	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00			
TIG1	0,79	0,79	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78			
TIG2	0,79	0,79	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78			
TIR1	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93			
TIR2	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00			
TZA	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00			
TZBT_1 (TZBT < 50 Kw)	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97			
TZBT_2 (TZBT > 50 Kw)	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86			
TZMT_1 (TZMT < 300 Kw)	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86			
TZMT_2 (TZMT > 300 Kw)	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77			
TZAT	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77			
TZST	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77			
TZSMT	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77			
TZRB1 (TZ RBT)	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30			
TZRM1 (TZ RMT)	3,46	3,46	3,46	3,46	3,46	3,46	3,46			

FACTORES DE ASIGNACIÓN PARA LA COMPRA DE POTENCIA Y USO DEL SISTEMA DE TRANSPORTE

FACTORES DE COINCIDENCIA	
FACTOR	VALOR
KEPTIG1,S	0,83
KEPTIG2,S	1,03
KEPTIR1,S	0,82
KEPTIR2,S	0,91
KEPTIA,S	1,00
KEPTZBT,S	0,95
KEPTZMT,S	0,95
KEPTZMT_1,S	1,18
KEPTZMT_2,S	0,92
KEPTZMT_3,S	1,18
KEPTZBT,S	0,92
KEPTZMT,S	0,95
KEPTZMT,S	23,28
KEPTZMT,S	18,17

FACTORES DE SIMULTANEIDAD	
FACTOR	VALOR
KEPTIA,S	1,00
KEPTIG1,S	0,38
KEPTIG2,S	0,56
KEPTIR1,S	0,15
KEPTIR2,S	0,32
KEPTIA,S	0,78
KEPTZBT,S	0,78
KEPTZMT,S	0,53
KEPTZMT_1,S	0,63
KEPTZMT_2,S	0,53
KEPTZMT_3,S	0,63
KEPTZBT,S	0,78
KEPTZMT,S	0,02
KEPTZMT,S	0,02



ANEXO II

PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DEL COSTO DE ABASTECIMIENTO

INTRODUCCION

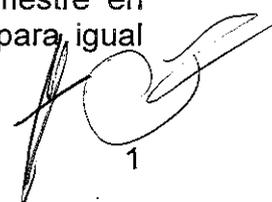
En el presente Anexo se exponen las pautas necesarias para establecer el Costo de Abastecimiento que la Distribuidora EdERSA incorporará al cálculo de la tarifa usuario final para el periodo 1 de noviembre 2021 – 31 de octubre 2026.

Este cuadro de abastecimiento se integra con los costos reconocidos para las distintas fuentes de abastecimiento que hacen al abastecimiento del mercado de dicha Distribuidora más aquellos costos que por su características corresponden sean asociados a este concepto, como los nuevos costos que Secretaria de Energía de la Nación apruebe con posterioridad a la sanción de esta reglamentación y el traslado de multas de calidad de servicio en el Sistema Troncal y Prestación Adicional de la Función Técnica de Transporte en el Mercado Eléctrico Mayorista.

Como aspectos relevantes que se consideraron para determinar la composición y metodología de cálculo, se tienen los siguientes:

Aspectos relevantes:

- Por definiciones de Red Adaptada a la Demanda, las localidades de El Cañ, Cerro Policía y El Cuy deben ser abastecidas a través de líneas de interconexión, por ser la opción técnica y económica más aceptable. El Costo de Abastecimiento asociado a dichas localidades, entonces, surgirá de los precios que se establezcan en el Mercado Eléctrico Mayorista para los nodos frontera entre el Transporte y la Concesionaria.
- Los datos físicos a considerar para esas localidades serán los asociados a las energías proyectadas para el trimestre en análisis, y en caso de no contarse con dicho dato, los verificados para igual trimestre del año anterior.
- En el caso de reconocerse la Generación Propia de la Concesionaria, el monto a tener en cuenta será el que surja del costo variable eficiente para cada fuente existente o nueva, aplicado a la energía proyectada para el trimestre en análisis, y en caso de no contarse con dicho dato, la verificada para igual trimestre del año anterior.



1

- El Costo de abastecimiento de El Bolsón-Comarca Andina se define considerando las fuentes actuales de abastecimiento (MEM y Generación Propia). A partir de la efectiva vinculación al SADI, se procederá a reconocer el abastecimiento del Nodo El Bolsón al precio del Mercado Eléctrico Mayorista. Asimismo se analizará en ese momento, si corresponde el reconocimiento de una Potencia con carácter de Reserva Fría.

Desde la entrada en vigencia del presente Anexo y hasta tanto se reglamente el nuevo procedimiento de reconocimiento de costos de generación de El Bolsón-Comarca Andina a aplicar en el presente quinquenio, se mantendrá el procedimiento de reconocimiento actual (Resolución EPRE N° 282/18 y demás normativa y disposiciones complementarias).

- Se establece que la asignación por el reconocimiento de multas de calidad de servicio en el Sistema de Alta Tensión, Transporte Troncal y Prestación Adicional de la Función Técnica de Transporte en el Mercado Eléctrico Mayorista se efectúe en el ajuste del costo de abastecimiento del trimestre correspondiente o en el costo de abastecimiento proyectado posterior a la Resolución ENRE emitida.
 - Para la estructura de los cuadros de abastecimiento se consideran los Precios Unitarios de las distintas fuentes de abastecimiento intervinientes, los costos de transporte, los Datos Físicos relacionados con los aportes de dichas fuentes, las ecuaciones que permiten obtener el costo trimestral por consideración de precios y cantidades físicas, y finalmente las ecuaciones para su asignación a la potencia y energía.
 - Para los nuevos costos que Secretaria de Energía de la Nación apruebe con posterioridad a la sanción de la reglamentación del Costo de Abastecimiento, estos serán incorporados conforme a la naturaleza que los genera, previa autorización del Ente.
 - El Ajuste con su metodología aquí descripta solo será aplicable para el trimestre en análisis si el EPRE lo determina y/o LA DISTRIBUIDORA lo solicitan.
-

A. DETERMINACIÓN DEL COSTO DE ABASTECIMIENTO PROYECTADO.

A.1. PRECIOS UNITARIOS

A.1.1. MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM).

Los precios unitarios considerados son los publicados por CAMMESA en la Programación Estacional Definitiva para la jurisdicción Río Negro, para el trimestre que se inicia.

A.1.2. CONTRATOS CELEBRADOS POR LA DISTRIBUIDORA (EdERSA).

Se consideran los precios unitarios que se definan en los Contratos celebrados por la Distribuidora EdERSA en la medida que estos no superen el precio límite establecido por el EPRE para el trimestre que se inicia.

A.1.3. GENERACIÓN.

Según que las fuentes de generación sean Externas o Propias.

A.1.3.1. Generación Externa.

El precio a reconocer dependerá del costo asignado a dichas fuentes los cuales en ningún caso podrán superar el precio límite establecido por el MEM para el trimestre que se inicia, y convalidado por el EPRE.

A.1.3.2. Generación Propia.

Para aquellas Centrales a considerar en la composición de los Costos de Abastecimiento, los precios unitarios serán el resultado de los costos variables de la solución técnica más eficiente para el periodo en análisis.

A.1.3.3. Generación Propia El Bolsón.

Se consideran los precios que contemplan el alquiler de equipamiento y combustible a la fecha del trimestre anterior al de análisis.

A.1.4. PRECIOS LÍMITES A RECONOCER.

Para fuentes en jurisdicción del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA, el Precio Límite Unitario en el MEM (\$PLEMEMi) se define como: el precio que por igual suministro rija en el Mercado eléctrico Mayorista para la jurisdicción respectiva (art. 41, pto. 4., del Decreto N° 1291/95 reglamentario de la Ley 2902.).

Para fuentes que no están en jurisdicción del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA, el Precio Límite Unitario (\$PLEMEMi) lo define el EPRE.

A.2. DATOS FÍSICOS.



A.2.1. MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM)

Energía: es la proyectada comprar al MEM exceptuando aquella destinada a abastecer a la Distribuidora CEARC, en el periodo que se inicia.

Potencia: es la resultante de considerar la suma de los requerimientos máximos de los tres meses de análisis declarados al MEM, sin considerar en ella la potencia asignada a la Distribuidora CEARC.

A.2.2. CONTRATOS CELEBRADOS POR LA DISTRIBUIDORA (EdERSA).

Según las características del contrato se considerará:

- a) Si el precio acordado es sobre el monómico de energía:

La Energía a considerar será la energía eléctrica total por banda, Pico, Valle y Horas Restantes, conforme contrato, para el trimestre que se inicia.

- b) Si el precio acordado es sobre energía y potencia:

La Energía a considerar será la energía eléctrica total por banda; Pico, Valle y Horas Restantes, conforme contrato, para el trimestre que se inicia.

La Potencia será la que surge de la suma de potencias máximas conforme contrato, para el trimestre que se inicia.

A.2.3. GENERACIÓN.

A.2.3.1. Generación Externa.

- a) Si el precio está asociado al monómico de energía:

La Energía a considerar será la energía eléctrica total por banda: Pico, Valle y Horas Restantes, proyectada comprar para el trimestre que se inicia, o para igual trimestre del año anterior al que se inicia; si no se contara con el dato proyectado.

- b) Si el precio acordado es sobre energía y potencia:

La Energía a considerar será la energía eléctrica total por banda; Pico, Valle y Horas Restantes, proyectada comprar para el trimestre que se inicia, o para igual trimestre del año anterior al que se inicia; si no se contara con el dato proyectado.

La Potencia será la que surge de la suma de potencias máximas proyectada para el trimestre que se inicia, o para igual trimestre del año anterior al que se inicia; si no se contara con el dato proyectado.

A.2.3.2. Generación Propia.

La Energía a considerar será la energía eléctrica total proyectada para el trimestre que se inicia, o para igual trimestre del año anterior al que se inicia si no se contara con el dato proyectado.

La Potencia será la que surge de la suma de potencias máximas proyectada para el trimestre que se inicia, o para igual trimestre del año anterior al que se inicia; si no se contara con el dato proyectado.

A.2.3.3. Generación Propia El Bolsón.

En el caso de abastecimiento del El Bolsón- Comarca Andina, se considerará la energía proyectada para el trimestre que se inicia, o la abastecida en igual trimestre del año anterior, debidamente justificada.

A.3. CÁLCULO COSTO TRIMESTRAL.

A.3.1. CONCEPTOS DE ENERGÍA.

A.3.1.1. MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM).

Para cada uno de los horarios tarifarios "i" (Pico, Valle y Horas Restantes) el costo se calculará de la siguiente manera:

$$CEMEMi = \$PLEMEMi * EMEMi$$

Donde:

CEMEMi: Costo por la energía en el horario "i" para el trimestre que se inicia.

\$PLEMEMi: Precio unitario límite por energía en el MEM, para el horario "i" publicado en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el trimestre que se inicia, definido como:

$(\$PEMEMi * FnMEMi + \$PEAMEMi)$, con:

\$PEMEMi: Precio unitario de la energía en el Mercado para el horario "i" publicado en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el trimestre que se inicia.

FnMEMi: Factor de Nodo para el horario "i" publicado en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el trimestre que se inicia.

\$PEAMEMi: Precio unitario de la energía adicional para el horario "i" publicado en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el Trimestre que se inicia.

EMEMi: Energía proyectada comprar en el MEM, sin considerar en ella la energía con que se abastece a la Distribuidora CEARC, para el periodo que se inicia en el horario "i".

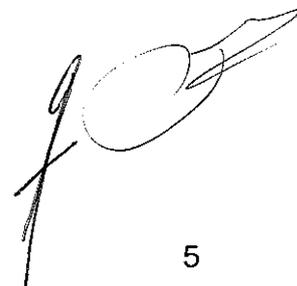
A.3.1.2. CONTRATOS CELEBRADOS POR LA DISTRIBUIDORA (EdERSA).

Para cada uno de los horarios tarifarios "i" (Pico, Valle y Horas Restantes) el costo se calculará de la siguiente manera:

$CECi = \$PECi * ECi$; si $\$PECi$ es menor o igual que $\$PLEMEMi$.

$CECi = \$PLEMEMi * ECi$; si $\$PECi$ es mayor que $\$PLEMEMi$.

Donde:



CECi: Costo por la energía del Contrato en el horario "i" para el trimestre en cuestión.

\$PECi: Precio unitario de la energía según detalle en el punto A.1.2. del presente para el horario "i", previsto para el trimestre que se inicia.

ECi: Energía prevista en el Contrato, en el horario "i", de acuerdo a lo especificado en el punto A.2.2 del presente.

\$PLEMEMi: Precio unitario límite por Energía, definido en el numeral A.1.4.

A.3.1.3. GENERACIÓN.

A.3.1.3.1. Costo trimestral Generación Externa.

Para cada uno de los horarios tarifarios "i" (Pico, Valle y Horas Restantes) el costo se calcula de la siguiente manera:

$CEGEi = \$PEGEi * EGEi$; si $\$PEGEi$ es menor o igual que $\$PLEMEMi$.

$CEGEi = \$PLEMEMi * EGEi$; si $\$PEGEi$ es mayor que $\$PLEMEMi$.

Donde:

CEGEi: Costo por la energía en el horario "i" para el trimestre que se inicia.

\$PEGEi: Precio unitario de la energía según detalle en el punto A.1.3.1. del presente para el horario "i", previsto para el trimestre que se inicia.

EGEi: Energía para el trimestre que se inicia en el horario "i", de acuerdo a lo especificado en el punto A.2.3.1. del presente.

\$PLEMEMi: Precio unitario límite por Energía en el MEM, definido en el numeral A.3.1.a.1

A.3.1.3.2 Costo trimestral por Generación Propia.

$CEGPi = \$CGE * EGPI$

Donde:

$\$CGE$: *Costo de la Generación Eficiente*, expresado en \$/kWh, correspondiente con la generación.

EGPi: La Energía a considerar será la total proyectada generar por banda horaria para *el trimestre que se inicia*, o para *igual trimestre del año anterior al que se inicia* si no se contara con el dato proyectado.

A.3.1.3.3. Costo trimestral por Generación Propia El Bolsón.

Desde la entrada en vigencia del presente Anexo y hasta tanto se reglamente el nuevo procedimiento de reconocimiento de costos de generación de El Bolsón a aplicar en el presente quinquenio, se mantendrá el procedimiento de reconocimiento actual (Resolución EPRE N° 282/18 y demás normativa y disposiciones complementarias).

A.3.2. COSTOS DE LA POTENCIA.

CARGOS POR POTENCIA DESPACHADA: MEM, CONTRATOS Y GENERACIÓN.

A.3.2.1. MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Cargo por Potencia

$$CPDESPMEM = \$PBASmem * PMDem$$

Donde:

CPDESPMEM: Costo de la potencia Despachada en el MEM para el trimestre que se inicia.

\$PBASmem: Precio de la Potencia Despachada Base publicado en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el trimestre que se inicia.

PMDem: Potencia Media Demandada al Mercado Eléctrico Mayorista, sin considerar en ella la Potencia Media Demandada con que se abastece a la Distribuidora CEARC.

A.3.2.2. CONTRATOS CELEBRADOS POR LA DISTRIBUIDORA (EdERSA).

Cargo por Potencia.

Para los casos en que dichos contratos prevean consideración de Potencia a abastecer.

$$CPDESPC = \$PBASmem * PMDGE * RELmem * RMPC$$

Donde:

CPDESPC: Costo de la potencia Despachada para el Contrato para el trimestre que se inicia.

\$PBASmem: Precio de la Potencia Despachada (Base) publicado en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el trimestre que se inicia.

PMDGE: Potencia media despachada en horas fuera de valle de días hábiles, proyectada para el trimestre que se inicia.

RMPC: Sumatoria de las potencias máximas consideradas por Contrato para el trimestre que se inicia.

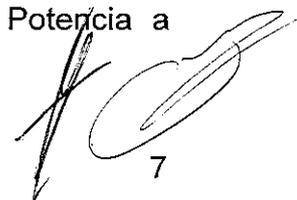
RELmem: factor que relaciona la Potencia Máxima de la DISTRIBUIDORA (EdERSA) con RMDC.

A.3.2.3. GENERACIÓN.

Cargo por Potencia.

Para los casos en que dichos contratos prevean consideración de Potencia a abastecer.

$$CPDESPGE = \$PBASmem * RMPGE * RELmem$$



7

Donde:

CPDESPGE = Costo de la potencia Despachada para la Generación Eléctrica para el trimestre que se inicia.

PMDGE: Potencia media despachada en horas fuera de valle de días hábiles, proyectada para el trimestre que se inicia.

\$PBASmem: Precio de la Potencia Despachada publicado en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el trimestre que se inicia.

RMPGE: Sumatoria de las potencias máximas para el Trimestre que se inicia.

RELmem: factor que relaciona la Potencia Máxima de LA DISTRIBUIDORA (EdERSA) con la Potencia Media Demandada prevista para el trimestre que se inicia.

A.3.3. COSTOS ASOCIADOS A LA ENERGÍA.

A.3.3.1. SOBRECOSTO POR PRECIO LOCAL PARA EDESA.

Se considera el valor establecido para Río Negro en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el trimestre que se inicia en el MEM, planilla SOBRECOSTOS POR PRECIOS LOCALES, columna SALDO FONDO DE ESTABILIZACION.

A.3.3.2. Cargos Variables por Transporte de Energía por los Contratos a Término en el MEM.

Cargo trimestral facturado por CAMMESA que remunera el transporte de la energía abastecida por los Contratos de la Distribuidora EdERSA para igual trimestre al que se inicia pero del año anterior.

A.3.3.3. Gastos Administrativos de CAMMESA por Abastecimiento del MEM.

Sumatoria de lo facturado por CAMMESA en concepto de gastos y/o inversiones de CAMMESA de acuerdo a los valores determinados y publicados por este organismo en los documentos de transacciones económicas.

A.3.3.4. Fondo Nacional de la Energía.

Carga impositiva nacional que debe tributar la Distribuidora al Fondo Nacional de la Energía Eléctrica creado por Ley N° 24.065, por la energía proyectada demandar exceptuada la Generación Propia para el trimestre que se inicia.

A.3.3.5. Generación Forzada.

Costo reconocido que surge por restricciones en el sistema de transporte y que provocan déficit en los perfiles de tensión y reactivo del nodo de la Distribuidora EdERSA, en la medida que no sean producto de la ineficiencia técnica/operativa de la Distribuidora EdERSA.

A.3.3.6. Sobrecostos por combustibles.

Costos por las nuevas tasas aplicadas a los combustibles líquidos y de gas natural definidos por la SEN.

A.3.4 CARGOS POR EL USO DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE OTROS AGENTES.

A.3.4.1. MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM):

A.3.4.1.a Costo Transporte en Alta Tensión para el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

$$CTATTmem = CCATTmem + CASTmem + TE$$

Donde:

CTATTmem: Costo de Transporte en Alta Tensión asignado al trimestre que se inicia.

CCATTmem: Sumatoria de los valores proyectados por CAMMESA para el trimestre que inicia en el concepto de CARGOS EN SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION.

CASTmem: Canon por Ampliaciones Mayores por Concurso Público Obras en el Sistema de transporte del MEM, valor anual definido por el ENRE por obras que afectan a la DISTRIBUIDORA (EdERSA) y que resultan en un beneficio a los usuarios finales de esta. Costo asignable trimestralmente.

TE: impuesto que transfiere el MEM a las Distribuidoras por las actividades de Regulación del ENRE a los actores del mercado (\$/año). Costo asignable trimestralmente.

A.3.4.1.b. Costo Transporte de DistroComahue.

Para el transporte de energía abastecida a la DISTRIBUIDORA (EdERSA) por la Distribución Troncal el costo se calcula de la siguiente manera:

$$CTDCTmem = CCDCTmem + CTPAFTTmem + CASDCmem$$

Donde:

CTDCTmem: Costo de Transporte por distribución troncal asignado al trimestre que se inicia.

CCDCTmem: Sumatoria de los valores proyectados por CAMMESA para el trimestre que se inicia como concepto de CARGOS DE TRANSPORTE EN DISTRIBUCION TRONCAL.

CTPAFTTmem: Sumatoria de los valores proyectados por CAMMESA para el trimestre que se inicia en el concepto CARGOS POR TRANSPORTE PAFTT (Prestación Adicional de la Función de Transporte).

CASDCmem: Canon por Ampliaciones Mayores por Concurso Público por obras en el Sistema de transporte de la Distro Comahue, valor anual definido por el ENRE por

9

obras que afectan a LA DISTRIBUIDORA (EdERSA) y que resultan en un beneficio a los usuarios finales de esta. Costo asignable trimestralmente.

A.3.4.2. PAFTT – Prestación de la Función de Transporte – facturada directamente por el prestador.

A.5. ASIGNACIÓN DE LOS COSTOS TRIMESTRALES A POTENCIA, ENERGÍA Y USO DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE OTROS AGENTES.

A.5.1. ASIGNACIÓN DE LOS COSTOS TRIMESTRALES POR ENERGÍA A LA TARIFA USUARIO FINAL.

A.5.1.a. COSTOS TRIMESTRALES POR FUENTE DE ABASTECIMIENTO.

Son los obtenidos por banda (pico, valle y resto) que surgen del numeral A.3.1.a.

A.5.1.b. COSTOS TOTALES TRIMESTRALES ASOCIADOS A LA ENERGÍA.

A partir de las definiciones en el numeral A.3.1.c los costos trimestrales asociados a la energía se prorratan según la energía trimestral por banda (pico, valle y horas restantes) según la siguiente metodología:

$$\begin{aligned}CT_z \text{ pico} &= CT_z * \text{PART pico.} \\CT_z \text{ valle} &= CT_z * \text{PART valle.} \\CT_z \text{ resto} &= CT_z * \text{PART resto.} \\ \text{PART pico} &= \text{Energía Pico} / \text{Energía Total.} \\ \text{PART valle} &= \text{Energía Valle} / \text{Energía Total.} \\ \text{PART resto} &= \text{Energía Resto} / \text{Energía Total}\end{aligned}$$

Donde:

CT_z : Costos Trimestrales, donde z corresponde a cada costo definido en el numeral 3.1.b

PART pico : Participación de la Energía en pico, respecto a la energía total definida en los datos físicos a tal efecto.

PART valle : Participación de la Energía en valle, respecto a la energía total definida en los datos físicos a tal efecto.

PART resto : Participación de la Energía en resto, respecto a la energía total definida en los datos físicos a tal efecto.

A.5.1.c. COSTO POR ENERGÍA TRASLADABLE A TARIFAS.

El Costo por energía trasladable a tarifas (CETTI) para la banda pico, valle y horas restantes, se define como la suma de conceptos por banda citados en los puntos A.4.1.a y A.4.1.b.

A.5.2. ASIGNACIÓN DE LOS COSTOS TRIMESTRALES POR POTENCIA A LA TARIFA USUARIO FINAL.

Se define como Costo Total Trimestral por Potencia (CTTP) a la sumatoria de los costos por Potencia (Servicios Asociados; Reserva, Créditos por Alivio de Carga, etc.).

El **Costo por Potencia trasladable a tarifas (CPtt)**, se define como el cociente entre CTPP y la potencia máxima trimestral total para el período que se inicia. (PMTp).

$$CPtt = CTPP / PMTp$$

A.5.3. ASIGNACIÓN DE LOS COSTOS TRIMESTRALES POR EL USO DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE OTROS AGENTES A TARIFA USUARIO FINAL.

ACUST: Se define como la sumatoria de los costos totales trimestrales asociados al uso del sistema de transporte e incluyen la Tasa ENRE, Gastos por Transporte en AT, DISTRO, PAFTT y las erogaciones que correspondan por Canon por obras de ampliación en el Sistema de Transporte. Se contemplan también las deducciones por montos de calidad de servicio por transporte que afectan a la suma de Gastos por Transporte en AT, DISTRO, PAFTT y las erogaciones que correspondan por Canon por obras de ampliación en el Sistema de Transporte.

$$ACUST = TE + (GT_k + CAST_k - CCS_k)$$

TE: tasa ENRE

k: AT, DISTRO, PAFTT

GT_k: Gastos por Transporte.

CAST_k: Canon por obras de ampliación en el Sistema de Transporte en AT, DISTRO.

CCS_k: Créditos por Calidad de Servicio por transporte en AT, DISTRO, PAFTT.

El **Costo asignable por el Uso Sistema de Transporte trasladable a tarifas (ACUST_{tt})** se define como el cociente entre ACUST y la Potencia Máxima Trimestral proyectada por la Distribuidora EdERSA para el trimestre que se inicia.

$$ACUST_{tt} = ACUST / PMTp$$

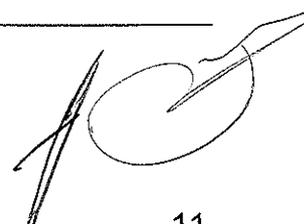
PMTp: Potencia Máxima Trimestral para el período que se inicia

A.6. PRECIOS DE ENERGÍA, POTENCIA Y ASIGNACIÓN DE LOS COSTOS POR EL USO DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE OTROS AGENTES, PARA LA DEFINICION DE TARIFAS A USUARIOS FINALES.

Costo por Energía trasladable a tarifas (CE_{tt}) en pico, valle y horas restantes, expresado en \$/MWh.

Costo por Potencia trasladable a tarifas (CP_{tt}), expresado en \$/MW.

Costo por el uso del sistema de transporte trasladable a tarifas (ACUST_{tt}), expresado en \$/MW.



B. AJUSTE TRIMESTRAL DEL COSTO DE ABASTECIMIENTO.

El mecanismo de ajuste de los costos del cuadro de abastecimiento expost se activarán en caso que el EPRE lo determine y/o la Distribuidora EdERSA lo soliciten para el trimestre en análisis.

Dicho procedimiento de ajuste considerará las variaciones respecto de los proyectados, de los datos físicos y precios reales de las distintas fuentes; como así también, la aparición de nuevos conceptos no considerados en el proyectado, siempre que éstos últimos constituyan costos específicamente vinculados al abastecimiento y estuvieran debidamente autorizados por el EPRE.

En el caso particular del abastecimiento al Subsistema El Bolsón-Comarca Andina, se mantendrá el procedimiento actual (Resolución EPRE N° 282/18 y demás normativa y disposiciones complementarias) para determinar el costo a reconocer ex post, hasta tanto se reglamente el nuevo procedimiento a aplicar en el presente quinquenio.

B.1. PRECIOS UNITARIOS.

B.1.1 MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM).

Los precios unitarios considerados son los publicados por CAMMESA en la Programación Estacional Definitiva para la jurisdicción Río Negro, para el trimestre transcurrido.

B.1.2 CONTRATOS CELEBRADOS POR LA DISTRIBUIDORA (EdERSA).

Se consideran los precios unitarios que se definan en los Contratos celebrados por la Distribuidora EdERSA mientras los mismos no superen el precio límite establecido por el EPRE para el trimestre transcurrido.

B.1.3 GENERACIÓN.

Las fuentes de generación podrán ser Externas y/o Propias.

B.1.3.1 Generación Externa

El precio a reconocer dependerá del costo asignado a dichas fuentes los cuales en ningún caso podrán superar el precio límite establecido por el E.P.R.E. para el trimestre transcurrido.

B.1.3.2 Generación Propia

Los precios unitarios serán el resultado de los costos variables, de la solución técnica más eficiente para el periodo en análisis, con las particularidades del trimestre para la totalidad de la producción térmica de las centrales consideradas regulatoriamente.

B.1.3.3. Generación Propia El Bolsón.

Los precios unitarios serán el resultado de los costos variables de la totalidad de la producción térmica de la solución técnica más eficiente para el periodo en análisis.

B.1.4 PRECIO LÍMITE A RECONOCER.

Para fuentes en jurisdicción del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA, el Precio Límite Unitario en el MEM (\$PLEMEMi) se define como: el precio que por igual suministro rija en el Mercado eléctrico Mayorista para la jurisdicción respectiva (art. 41, pto. 4., del Decreto N° 1291/95 reglamentario de la Ley 2902.).

Para fuentes que no están en jurisdicción del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA, el Precio Límite Unitario (\$PLEMEMi) lo define el EPRE.

B.2. DATOS FÍSICOS.

B.2.1 MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM).

Energía real comprada en el MEM para el trimestre transcurrido.

Potencia resultante de considerar la suma de los requerimientos máximos de los tres meses registrados en el MEM., Sobre este concepto CAMMESA factura a la Distribuidora por la Reserva y Servicios Asociados a la potencia.

B.2.2 CONTRATOS CELEBRADOS POR LA DISTRIBUIDORA EdERSA.

Según las características del contrato se considerará:

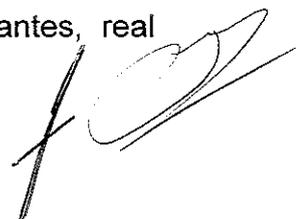
- a) Si el precio acordado es sobre el Monómico de energía:
La energía eléctrica total por banda: Pico, Valle y Horas Restantes, conforme contrato, para el trimestre transcurrido.
- b) Si el precio acordado es sobre energía y potencia:
La energía eléctrica total por banda: Pico, Valle y Horas Restantes, conforme contrato, para el trimestre transcurrido.

Potencia que surge de la suma de potencias máximas conforme contrato, para el trimestre transcurrido.

B.2.3 GENERACIÓN.

B.2.3.1 Generación Externa

- a) Si el precio está asociado al Monómico de energía:
La energía eléctrica total por banda: Pico, Valle y Horas Restantes, real registrada para el trimestre transcurrido.
- b) Si el precio acordado es sobre energía y potencia:



La energía eléctrica total por banda: Pico, Valle y Horas Restantes, real registrada para el trimestre transcurrido.

B.2.3.2 Generación Propia.

La energía eléctrica total por banda: Pico, Valle y Horas Restantes, real registrada para el trimestre transcurrido por los equipos de generación considerados regulatoriamente.

Potencia que surge de la suma de potencias máximas registradas para el trimestre transcurrido.

B.2.3.3. Generación Propia El Bolsón.

La energía real abastecida de El Bolsón-Comarca Andina por los equipos de generación para el trimestre transcurrido.

Se reconocerá el diferencial de demanda resultante de descontar la energía entregada desde ET Golondrinas y CH CHIPRE.

B.3 CÁLCULO COSTO TRIMESTRAL.

B.3.1. CONCEPTOS DE ENERGÍA.

B.3.1.1. MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM).

Para cada uno de los horarios tarifarios "i" (Pico, Valle y Horas Restantes) el costo se calculara de la siguiente manera:

$$CEMEMi = \$PLEMEMi * EMEMi$$

Donde:

CEMEMi: Costo por la energía en el horario "i" para el trimestre transcurrido.

\$PLEMEMi: Precio unitario límite por energía en el MEM, para el horario "i" publicado en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el trimestre transcurrido, definido como:

($\$PEMEMi * FnMEMi + \$PEAMEMi$), con:

\$PEMEMi: Precio unitario de la energía en el Mercado para el horario "i" publicado en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el trimestre transcurrido.

FnMEMi: Factor de Nodo para el horario "i" publicado en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el trimestre transcurrido.

\$PEAMEMi: Precio unitario de la energía adicional para el horario "i" publicado en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el trimestre transcurrido.

EMEMi: Energía adquirida en el MEM para el trimestre transcurrido en el horario "i", de acuerdo a la declaración efectuada a CAMMESA definida en el punto B.2.1 del presente.

B.3.1.2 CONTRATOS CELEBRADOS POR LA DISTRIBUIDORA EdERSA.

Para cada uno de los horarios tarifarios "i" (Pico, Valle y Horas Restantes) el costo se calcula de la siguiente manera:

$CECi = \$PECi * ECi$; si $\$PECi$ es menor o igual que $\$PLEMEMi$.

$CECi = \$PLEMEMi * ECi$; si $\$PECi$ es mayor que $\$PLEMEMi$.

Donde:

$CECi$: Costo por la energía del Contrato en el horario "i" para el trimestre transcurrido en cuestión.

$\$PECi$: Precio unitario de la energía según detalle en el punto B.1.2. del presente para el horario "i", previsto para el trimestre transcurrido.

ECi : Energía prevista en el Contrato, en el horario "i", de acuerdo a lo especificado en el punto B.2.2 del presente.

$\$PLEMEMi$: Precio unitario límite por Energía, definido en el numeral B.1.4

B.3.1.3. GENERACIÓN.

B.3.1.3.1. Costo trimestral Generación Externa.

Para cada uno de los horarios tarifarios "i" (Pico, Valle y Horas Restantes) el costo se calcula de la siguiente manera:

$CEGEi = \$PEGEi * EGEi$; si $\$PEGEi$ es menor o igual que $\$PLEMEMi$.

$CEGEi = \$PLEMEMi * EGEi$; si $\$PEGEi$ es mayor que $\$PLEMEMi$.

Donde:

$CEGEi$: Costo por la energía en el horario "i" para el trimestre transcurrido.

$\$PEGEi$: Precio unitario de la energía según detalle en el punto B.1.3.1. del presente para el horario "i", previsto para el trimestre transcurrido.

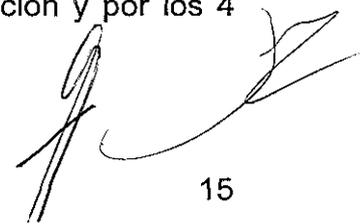
$EGEi$: Energía para el trimestre transcurrido en el horario "i", de acuerdo a lo especificado en el punto B.2.3.1. del presente.

$\$PLEMEMi$: Precio unitario límite por Energía en el MEM, definido en el numeral B.3.1.a.1

B.3.1.3.2. Costo trimestral por Generación Propia.

a) Para el período que va desde la vigencia de la presente resolución y por los 4 trimestres siguientes, el costo se calculará de la siguiente manera:

$CEGPi = \$CGE * EGPI$



Donde:

\$CGE: *Costo de la Generación Eficiente*, expresado en \$/kWh, correspondiente con la generación.

EGPi: La Energía a considerar será la total proyectada generar por banda horaria para *el trimestre que se inicia*, o para igual *trimestre del año anterior al que se inicia* si no se contara con el dato proyectado.

B.3.1.3.3. Costo trimestral por Generación Propia El Bolsón.

Desde la entrada en vigencia del presente Anexo y hasta tanto se reglamente el nuevo procedimiento de reconocimiento de costos de generación de El Bolsón a aplicar en el presente quinquenio, se mantendrá el procedimiento de reconocimiento actual (Resolución EPRE N° 282/18 y demás normativa y disposiciones complementarias).

B.3.2. COSTOS DE LA POTENCIA.

CARGOS POR POTENCIA DESPACHADA: MEM, CONTRATOS Y GENERACIÓN.

B.3.2.1. MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Cargo por Potencia

$$CPDESPMEM = \$PBASmem * PMDem$$

Donde:

CPDESPMEM: Costo de la potencia Despachada en el MEM para el trimestre transcurrido.

\$PBASmem: Precio de la Potencia Despachada Base publicado en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el trimestre transcurrido.

PMDem: Potencia Media Demandada al Mercado Eléctrico Mayorista para el trimestre transcurrido.

B.3.2.2. CONTRATOS CELEBRADOS POR LA DISTRIBUIDORA EdERSA.

Cargo por Potencia.

Para los casos en que dichos contratos prevean consideración de Potencia a abastecer.

$$CPDESPC = \$PBASmem * PMDGE * RELmem * RMPC$$

Donde:

CPDESPC: Costo de la potencia Despachada para el Contrato para el trimestre transcurrido.

\$PBASmem: Precio de la Potencia Despachada (Base) publicado en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el trimestre transcurrido.

RMPG: Sumatoria de las potencias máximas consideradas por Contrato para el trimestre transcurrido.

REMem: factor que relaciona la Potencia Máxima de LA DISTRIBUIDORA (EdERSA) con PMDC.

B.3.2.3. GENERACIÓN.

Cargo por Potencia.

Para los casos en que dichos contratos prevean consideración de Potencia a abastecer.

$$CPDESPGE = \$PBASmem * RMPGE * RELmem$$

Donde:

CPDESPGE = Costo de la potencia Despachada para la Generación Eléctrica para el trimestre transcurrido.

PMDGE: Potencia media despachada en horas fuera de valle de días hábiles, proyectada para el trimestre transcurrido.

\$PBASmem: Precio de la Potencia Despachada publicado en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el trimestre transcurrido.

REMem: factor que relaciona la Potencia Máxima de LA DISTRIBUIDORA (EdERSA) con la Potencia Media Demandada prevista para el trimestre transcurrido.

RMPGE: Sumatoria de las potencias máximas para el trimestre transcurrido.

B.3.3. COSTOS ASOCIADOS A LA ENERGÍA.

B.3.3.1. SOBRECOSTO POR PRECIO LOCAL PARA EDERSA.

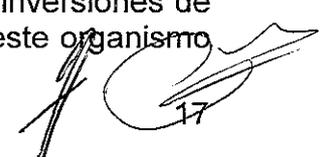
Se considera el valor establecido para Río Negro en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el trimestre transcurrido en el MEM, planilla SOBRECOSTOS POR PRECIOS LOCALES, columna SALDO FONDO DE ESTABILIZACION.

B.3.3.2. Cargos Variables por Transporte de Energía por los Contratos a Término en el MEM.

Cargo trimestral facturado por CAMMESA que remunera el transporte de la energía abastecida por los Contratos de la Distribuidora EdERSA para el trimestre transcurrido.

B.3.3.3. Gastos Administrativos de CAMMESA por Abastecimiento del MEM.

Sumatoria de lo facturado por CAMMESA en concepto de gastos y/o inversiones de CAMMESA de acuerdo a los valores determinados y publicados por este organismo en los documentos de transacciones económicas.



B.3.3.4. Fondo Nacional de la Energía.

Carga impositiva nacional que debe tributar la Distribuidora al Fondo Nacional de la Energía Eléctrica creado por Ley N° 24.065, por la energía real registrada demandada exceptuada la Generación Propia para el trimestre transcurrido.

B.3.3.5. Generación Forzada.

Costo reconocido que surge por restricciones en el sistema de transporte y que provocan déficit en los perfiles de tensión y reactivo del nodo de la Distribuidora EdERSA, en la medida que no sean producto de la ineficiencia técnica/operativa de la Distribuidora EdERSA.

B.3.3.6. Sobrecostos por combustibles.

Costos por las tasas aplicadas a los combustibles líquidos y de gas natural definidos por la SEN.

B.3.4. CARGOS POR EL USO DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE OTROS AGENTES.

B.3.4.1. MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM):

B.3.4.1.a Costo Transporte en Alta Tensión para el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

$$CTATT_{mem} = CCATT_{mem} + CAST_{mem} + CASTM_{mem} + TE$$

Donde:

CTATT : Costo de Transporte en Alta Tensión asignado al trimestre transcurrido.

CCATT_{mem}: Sumatoria de los valores facturados por CMMESA para el trimestre transcurrido en el concepto CARGOS EN SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION.

CAST_{mem}: Canon por Ampliaciones Mayores por Concurso Público Obras en el Sistema de transporte del MEM, valor anual definido por el ENRE por obras que afectan a Distribuidora EdERSA y que resultan en un beneficio a los usuarios finales de esta. Costo asignable trimestralmente.

CASTM_{mem}: Canon por Ampliaciones Menor por obras en el Sistema de transporte de la Distro Comahue, valor anual definido por el EPRE por obras que afectan a Distribuidora EdERSA y que resultan en un beneficio a los usuarios finales de esta. Costo asignable trimestralmente.

TE: impuesto que transfiere el MEM a las Distribuidoras por las actividades de Regulación del ENRE a los actores del mercado (\$/año). Costo asignable trimestralmente.

B.3.4.1.b. Costo Transporte de Distro Comahue.

Para el transporte de energía abastecida a Distribuidora EdERSA por la Distribución Troncal el costo se calcula de la siguiente manera:

$$\text{CTDCTmem} = \text{CCDCTmem} + \text{CTPAFTTmem} + \text{CASDCmem} + \text{CASDCM mem} - \text{CCS}_k$$

Donde:

CTDCTmem: Costo de Transporte por distribución troncal asignado al trimestre transcurrido.

CCDCTmem: Sumatoria de los valores facturados por CAMMESA para el trimestre transcurrido como concepto CARGOS DE TRANSPORTE EN DISTRIBUCION TRONCAL.

CTPAFTTmemi: Sumatoria de los valores proyectados por CAMMESA para el trimestre transcurrido en el concepto CARGOS POR TRANSPORTE PAFTT – (Prestación Adicional de la Función de Transporte).

CASDCmem: Canon por Ampliaciones Mayores por Concurso Público por obras en el Sistema de transporte de la Distro Comahue, valor anual definido por el ENRE por obras que afectan a Distribuidora EdERSA y que resultan en un beneficio a los usuarios finales de esta. Costo asignable trimestralmente.

CASDCM mem: Canon por Ampliaciones Menor por obras en el Sistema de transporte de la Distro Comahue, valor anual definido por el EPRE por obras que afectan a LA DISTRIBUIDORA (EdERSA) y que resultan en un beneficio a los usuarios finales de esta. Costo asignable trimestralmente.

CASTCP: Los costos de operación y mantenimiento que sean retribuidos por las ampliaciones en el Sistema de transporte que se realicen a través de los Contratos entre Partes, serán reconocidos en la medida que la Distribuidora EdERSA presente el detalle desagregado de las instalaciones y de los montos asociados a su operación y mantenimiento vinculados a este tipo de ampliaciones al sistema de transporte.

CCS_k: Créditos por Calidad de Servicio por transporte en AT, DISTRO, PAFTT.

B.3.4.2. PAFTT – Prestación de la Función de Transporte – facturada directamente por el prestador.

B.3.5. COSTOS ASOCIADOS A LA POTENCIA.

B.3.5.1. CRÉDITOS POR ALIVIO DE CARGA.

Los créditos que recibe Distribuidora EdERSA por su participación en el alivio de cargas por actuación de relés de subfrecuencia, ante la ineficiencia técnica de otros distribuidores. (\$/trimestre).

Ing. PABLO C. MARQUEZ
AREA TECNICA
Ente Provincial Regulador
de la Electricidad

MARIELA MOYANO
AREA TECNICA
Ente Provincial Regulador
de la Electricidad

B.6. PLAZOS Y FORMAS DE PRESENTACIÓN DE LA DOCUMENTACIÓN POR PARTE DE LA DISTRIBUIDORA (EDERSA)

B.6.1. PLAZOS PARA PRESENTACIÓN DE LA DOCUMENTACIÓN.

B.6.1.a. AJUSTE DEL COSTO DE ABASTECIMIENTO TRIMESTRAL.

La solicitud de ajuste de costo de abastecimiento, acompañada de toda la documentación que la avale, deberá ser presentada formalmente por la Distribuidora EdERSA ante el EPRE según el siguiente esquema de fechas:

TRIMESTRE	FECHA DE PRESENTACION
Noviembre-Diciembre-Enero	Antes de cada 10 de Marzo
Febrero-Marzo-Abril	Antes de cada 10 de Junio
Mayo-Junio-Julio	Antes de cada 10 de Septiembre
Agosto-Septiembre-October	Antes de cada 10 de Diciembre

Es facultativo para la Distribuidora solicitar el procedimiento de ajuste de costo de abastecimiento. Todo incumplimiento implicará la pérdida del derecho.

B.6.1.b. ACTUALIZACIÓN TRIMESTRAL DEL COSTO DE ABASTECIMIENTO TRIMESTRAL.

La solicitud de actualización trimestral del Cuadro Tarifario, acompañada de la documentación que la avale, deberá ser presentada formalmente por la Distribuidora EdERSA ante el EPRE, según el siguiente esquema de fechas:

TRIMESTRE	FECHA DE PRESENTACION
Noviembre-Diciembre-Enero	Antes de cada 15 de Octubre
Febrero-Marzo-Abril	Antes de cada 15 de Enero
Mayo-Junio-Julio	Antes de cada 15 de Abril
Agosto-Septiembre-October	Antes de cada 15 de Julio

B.6.2. SOBRE LA DOCUMENTACIÓN PRESENTADA.

Toda la información solicitada precedentemente deberá ser avalada por la documentación técnica necesaria para su análisis.

De verificarse dilaciones u omisión en llevar a cabo la presentación de la actualización correspondiente o la documentación que avala la misma, este Ente dispondrá la aplicación de una sanción de multa (numeral 6.3 y/o 6.7 del Subanexo 3 del Contrato de Concesión, según corresponda), como así también las medidas que resulten necesarias en resguardo de los derechos de los usuarios del servicio público de distribución de energía eléctrica.

ANEXO III - I

Cuadro 1				Año 2022				Año 2023				Año 2024			
Tarifa	Usuarios	Energía ANUAL [kWH]		Tarifa	Usuarios	Energía ANUAL [kWH]		Tarifa	Usuarios	Energía ANUAL [kWH]		Tarifa	Usuarios	Energía ANUAL [kWH]	
T1Ab.t	2.541	94.644		T1Ab.t	2.604	97.088		T1Ab.t	2.667	99.219		T1Ab.t	2.667	99.219	
T1G1m	10.152	22.947.090		T1G1m	10.203	23.539.611		T1G1m	10.254	24.056.400		T1G1m	10.254	24.056.400	
T1G1t	5.284	13.696.202		T1G1t	5.310	14.049.855		T1G1t	5.336	14.358.305		T1G1t	5.336	14.358.305	
T1G2m	2.701	36.802.664		T1G2m	2.714	37.752.953		T1G2m	2.728	38.581.780		T1G2m	2.728	38.581.780	
T1G2t	5.180	115.198.820		T1G2t	5.206	118.173.391		T1G2t	5.232	120.767.768		T1G2t	5.232	120.767.768	
T1R1m	107.861	111.343.935		T1R1m	110.633	114.218.968		T1R1m	113.414	116.726.529		T1R1m	113.414	116.726.529	
T1R1t	4.004	2.887.919		T1R1t	4.107	2.962.488		T1R1t	4.210	3.027.527		T1R1t	4.210	3.027.527	
T1R2m	114.276	414.902.625		T1R2m	117.213	425.615.905		T1R2m	120.159	434.959.870		T1R2m	120.159	434.959.870	
T1R2t	9.464	61.470.235		T1R2t	9.707	63.057.470		T1R2t	9.951	64.441.832		T1R2t	9.951	64.441.832	
Sub Total T1	261.464	779.344.134		Sub Total T1	267.697	799.467.729		Sub Total T1	273.952	817.019.231		Sub Total T1	273.952	817.019.231	
TARIFA T2	Usuarios	Energía ANUAL [kWH]	Suma de Potencia Maxima Mes Kw	TARIFA T2	Usuarios	Energía ANUAL [kWH]	Suma de Potencia Maxima Mes Kw	TARIFA T2	Usuarios	Energía ANUAL [kWH]	Suma de Potencia Maxima Mes Kw	TARIFA T2	Usuarios	Energía ANUAL [kWH]	Suma de Potencia Maxima Mes Kw
T2N_1BTb	111	4.400.843	4.054	T2N_1BTb	111	4.514.478	4.115	T2N_1BTb	112	4.613.589	4.177	T2N_1BTb	112	4.613.589	4.177
T2N_1BTt	960	47.413.882	28.501	T2N_1BTt	966	48.638.165	28.928	T2N_1BTt	972	49.705.966	29.362	T2N_1BTt	972	49.705.966	29.362
T2N_2BTb	37	19.141.584	8.275	T2N_2BTb	37	19.635.843	8.399	T2N_2BTb	38	20.066.928	8.525	T2N_2BTb	38	20.066.928	8.525
T2N_2BTt	115	51.082.458	18.506	T2N_2BTt	115	52.401.468	18.784	T2N_2BTt	116	53.551.889	19.065	T2N_2BTt	116	53.551.889	19.065
T2N_2MTb	-	-	-												
T2N_2MTt	39	26.465.184	11.544	T2N_2MTt	39	27.148.547	11.718	T2N_2MTt	39	27.744.566	11.893	T2N_2MTt	39	27.744.566	11.893
T2N_2STt	-	-	-												
T2N_3ATt	-	-	-												
T2N_3BTb	4	2.267.015	561	T2N_3BTb	4	2.325.552	570	T2N_3BTb	4	2.376.607	578	T2N_3BTb	4	2.376.607	578
T2N_3BTt	0	115.902	17	T2N_3BTt	0	118.895	17	T2N_3BTt	0	121.505	17	T2N_3BTt	0	121.505	17
T2N_3MTb	6	12.830.516	11.110	T2N_3MTb	6	13.161.815	11.277	T2N_3MTb	6	13.450.770	11.446	T2N_3MTb	6	13.450.770	11.446
T2N_3MTt	84	36.468.866	11.525	T2N_3MTt	85	37.410.536	11.698	T2N_3MTt	85	38.231.846	11.873	T2N_3MTt	85	38.231.846	11.873
T2N_3STb	-	-	-												
T2A_1BTb	1	51.783	32	T2A_1BTb	1	53.120	33	T2A_1BTb	1	54.286	33	T2A_1BTb	1	54.286	33
T2R_1BTb	95	3.512.326	3.092	T2R_1BTb	96	3.603.018	3.138	T2R_1BTb	96	3.682.119	3.186	T2R_1BTb	96	3.682.119	3.186
T2R_1BTt	93	3.147.123	2.476	T2R_1BTt	94	3.228.385	2.513	T2R_1BTt	94	3.299.261	2.551	T2R_1BTt	94	3.299.261	2.551
T2R_2BTb	6	2.343.837	885	T2R_2BTb	6	2.404.358	899	T2R_2BTb	6	2.457.143	912	T2R_2BTb	6	2.457.143	912
T2R_2BTt	2	389.910	150	T2R_2BTt	2	399.978	153	T2R_2BTt	2	408.760	155	T2R_2BTt	2	408.760	155
T2R_2MTt	4	869.609	840	T2R_2MTt	4	892.064	852	T2R_2MTt	4	911.648	865	T2R_2MTt	4	911.648	865
T2J_2BTt	5	3.092.134	800	T2J_2BTt	5	3.171.977	812	T2J_2BTt	5	3.241.615	824	T2J_2BTt	5	3.241.615	824
T2J_2BTb	0	335.968	73	T2J_2BTb	0	344.643	74	T2J_2BTb	0	352.209	75	T2J_2BTb	0	352.209	75
T2J_2MTt	15	6.443.643	1.866	T2J_2MTt	15	6.610.025	1.894	T2J_2MTt	15	6.755.142	1.922	T2J_2MTt	15	6.755.142	1.922
T2J_3BTb	1	1.083.120	226	T2J_3BTb	1	1.111.088	229	T2J_3BTb	1	1.135.481	232	T2J_3BTb	1	1.135.481	232
T2J_3BTt	2	2.005.130	322	T2J_3BTt	2	2.056.905	327	T2J_3BTt	2	2.102.062	331	T2J_3BTt	2	2.102.062	331
T2J_3MTt	12	61.247.866	12.472	T2J_3MTt	12	62.829.358	12.659	T2J_3MTt	12	64.208.713	12.849	T2J_3MTt	12	64.208.713	12.849
T2V_1BTb	28	1.160.937	1.332	T2V_1BTb	28	1.190.913	1.352	T2V_1BTb	29	1.217.059	1.372	T2V_1BTb	29	1.217.059	1.372
T2V_1BTt	103	4.031.880	2.786	T2V_1BTt	103	4.135.988	2.828	T2V_1BTt	104	4.226.789	2.871	T2V_1BTt	104	4.226.789	2.871
T2V_2BTb	34	18.717.533	6.983	T2V_2BTb	34	19.200.842	7.088	T2V_2BTb	34	19.622.377	7.194	T2V_2BTb	34	19.622.377	7.194
T2V_2BTt	31	13.530.629	5.326	T2V_2BTt	32	13.880.006	5.406	T2V_2BTt	32	14.184.727	5.487	T2V_2BTt	32	14.184.727	5.487
T2V_2MTt	84	25.307.784	10.466	T2V_2MTt	84	25.961.261	10.623	T2V_2MTt	85	26.531.215	10.782	T2V_2MTt	85	26.531.215	10.782
T2V_3BTb	9	5.936.719	1.559	T2V_3BTb	10	6.090.012	1.582	T2V_3BTb	10	6.223.712	1.606	T2V_3BTb	10	6.223.712	1.606
T2V_3BTt	2	954.496	217	T2V_3BTt	2	979.143	220	T2V_3BTt	2	1.000.639	223	T2V_3BTt	2	1.000.639	223
T2V_3MTt	96	36.388.338	10.528	T2V_3MTt	96	37.327.928	10.686	T2V_3MTt	97	38.147.425	10.846	T2V_3MTt	97	38.147.425	10.846
T2VR_1BTb	84	1.941.990	1.779	T2VR_1BTb	85	1.992.134	1.806	T2VR_1BTb	85	2.035.869	1.833	T2VR_1BTb	85	2.035.869	1.833
T2VR_1BTt	81	2.428.318	1.645	T2VR_1BTt	81	2.491.021	1.670	T2VR_1BTt	82	2.545.708	1.695	T2VR_1BTt	82	2.545.708	1.695
T2VR_2BTb	3	614.746	235	T2VR_2BTb	3	630.620	239	T2VR_2BTb	3	644.464	243	T2VR_2BTb	3	644.464	243
T2VR_2BTt	2	302.136	115	T2VR_2BTt	2	309.938	117	T2VR_2BTt	2	316.742	119	T2VR_2BTt	2	316.742	119
T2VR_2MTt	4	781.421	507	T2VR_2MTt	4	801.599	515	T2VR_2MTt	4	819.197	523	T2VR_2MTt	4	819.197	523
T2VJ_2MTt	11	4.698.117	1.562	T2VJ_2MTt	11	4.819.428	1.586	T2VJ_2MTt	11	4.925.233	1.609	T2VJ_2MTt	11	4.925.233	1.609
T2VJ_3MTt	11	40.242.121	7.891	T2VJ_3MTt	11	41.281.220	8.009	T2VJ_3MTt	11	42.187.508	8.129	T2VJ_3MTt	11	42.187.508	8.129
Sub Total T2	2.173	441.745.866	170.258	Sub Total T2	2.188	453.152.271	172.812	Sub Total T2	2.200	465.100.769	175.404	Sub Total T2	2.200	465.100.769	175.404
TOTAL	263.637	1.221.090.000		TOTAL	269.885	1.252.620.000		TOTAL	276.152	1.280.120.000		TOTAL	276.152	1.280.120.000	

ANEXO III - I

Año 2025			Año 2026				
Tarifa	Usuarios	Energía ANUAL [kWh]	Tarifa	Usuarios	Energía ANUAL [kWh]		
T1Ab.t	2.729	102.277	T1Ab.t	2.729	102.277		
T1G1m	10.357	24.797.756	T1G1m	10.357	24.797.756		
T1G1t	5.390	14.800.791	T1G1t	5.390	14.800.791		
T1G2m	2.755	39.770.771	T1G2m	2.755	39.770.771		
T1G2t	5.284	124.489.519	T1G2t	5.284	124.489.519		
T1R1m	116.195	120.323.740	T1R1m	116.195	120.323.740		
T1R1t	4.314	3.120.827	T1R1t	4.314	3.120.827		
T1R2m	123.105	448.364.213	T1R2m	123.105	448.364.213		
T1R2t	10.195	66.427.764	T1R2t	10.195	66.427.764		
Sub Total T1	280.324	842.197.658	Sub Total T1	280.324	842.197.658		
TARIFA T2	Usuarios	Energía ANUAL [kWh]	Suma de Potencia Maxima Mes Kw	TARIFA T2	Usuarios	Energía ANUAL [kWh]	Suma de Potencia Maxima Mes Kw
T2N_1BTb	114	4.755.768	4.219	T2N_1BTb	116	4.900.542	4.261
T2N_1BTt	990	51.237.776	29.656	T2N_1BTt	1.002	52.797.543	29.952
T2N_2BTb	38	20.685.339	8.610	T2N_2BTb	39	21.315.036	8.696
T2N_2BTt	118	55.202.221	19.256	T2N_2BTt	119	56.882.672	19.449
T2N_2MTb	-	-	-	T2N_2MTb	-	-	-
T2N_2MTt	40	28.599.582	12.012	T2N_2MTt	40	29.470.203	12.132
T2N_2STt	-	-	-	T2N_2STt	-	-	-
T2N_3ATt	-	-	-	T2N_3ATt	-	-	-
T2N_3BTb	4	2.449.848	584	T2N_3BTb	4	2.524.425	590
T2N_3BTt	0	125.250	18	T2N_3BTt	0	129.062	18
T2N_3MTb	6	13.865.288	11.560	T2N_3MTb	6	14.287.371	11.676
T2N_3MTt	87	39.410.053	11.992	T2N_3MTt	88	40.609.764	12.112
T2N_3STb	-	-	-	T2N_3STb	-	-	-
T2A_1BTb	1	55.959	34	T2A_1BTb	1	57.663	34
T2R_1BTb	98	3.795.592	3.217	T2R_1BTb	99	3.911.137	3.250
T2R_1BTt	96	3.400.936	2.577	T2R_1BTt	97	3.504.466	2.602
T2R_2BTb	6	2.532.866	921	T2R_2BTb	6	2.609.970	930
T2R_2BTt	2	421.356	156	T2R_2BTt	2	434.183	158
T2R_2MTt	4	999.743	874	T2R_2MTt	4	968.350	882
T2J_2BTt	6	3.341.513	833	T2J_2BTt	6	3.443.234	841
T2J_2BTb	0	363.063	76	T2J_2BTb	0	374.115	77
T2J_2MTt	15	6.963.318	1.941	T2J_2MTt	16	7.175.293	1.961
T2J_3BTb	1	1.170.473	235	T2J_3BTb	1	1.206.104	237
T2J_3BTt	2	2.166.843	335	T2J_3BTt	2	2.232.805	338
T2J_3MTt	12	66.187.460	12.977	T2J_3MTt	13	68.202.321	13.107
T2V_1BTb	29	1.254.565	1.386	T2V_1BTb	29	1.292.756	1.400
T2V_1BTt	106	4.357.048	2.899	T2V_1BTt	107	4.489.684	2.928
T2V_2BTb	35	20.227.088	7.266	T2V_2BTb	35	20.842.836	7.339
T2V_2BTt	32	14.621.864	5.541	T2V_2BTt	33	15.066.979	5.597
T2V_2MTt	86	27.348.838	10.890	T2V_2MTt	87	28.181.384	10.999
T2V_3BTb	10	6.415.511	1.622	T2V_3BTb	10	6.610.810	1.638
T2V_3BTt	2	1.031.476	225	T2V_3BTt	2	1.062.876	228
T2V_3MTt	99	39.323.031	10.955	T2V_3MTt	100	40.520.092	11.064
T2VR_1BTb	87	2.098.610	1.851	T2VR_1BTb	88	2.162.495	1.870
T2VR_1BTt	83	2.624.161	1.712	T2VR_1BTt	84	2.704.045	1.729
T2VR_2BTb	3	664.325	245	T2VR_2BTb	3	684.548	247
T2VR_2BTt	2	326.503	120	T2VR_2BTt	2	336.442	121
T2VR_2MTt	4	844.442	528	T2VR_2MTt	4	870.149	533
T2VJ_2MTt	11	5.077.016	1.625	T2VJ_2MTt	12	5.231.570	1.642
T2VJ_3MTt	11	49.487.618	8.211	T2VJ_3MTt	12	44.811.456	8.293
	2.241	477.372.342	177.158		2.271	491.904.384	178.929
TOTAL	282.565	1.319.570.000		TOTAL	282.595	1.334.102.042	



PERDIDAS DE ENERGIA POR NIVEL DE TENSION

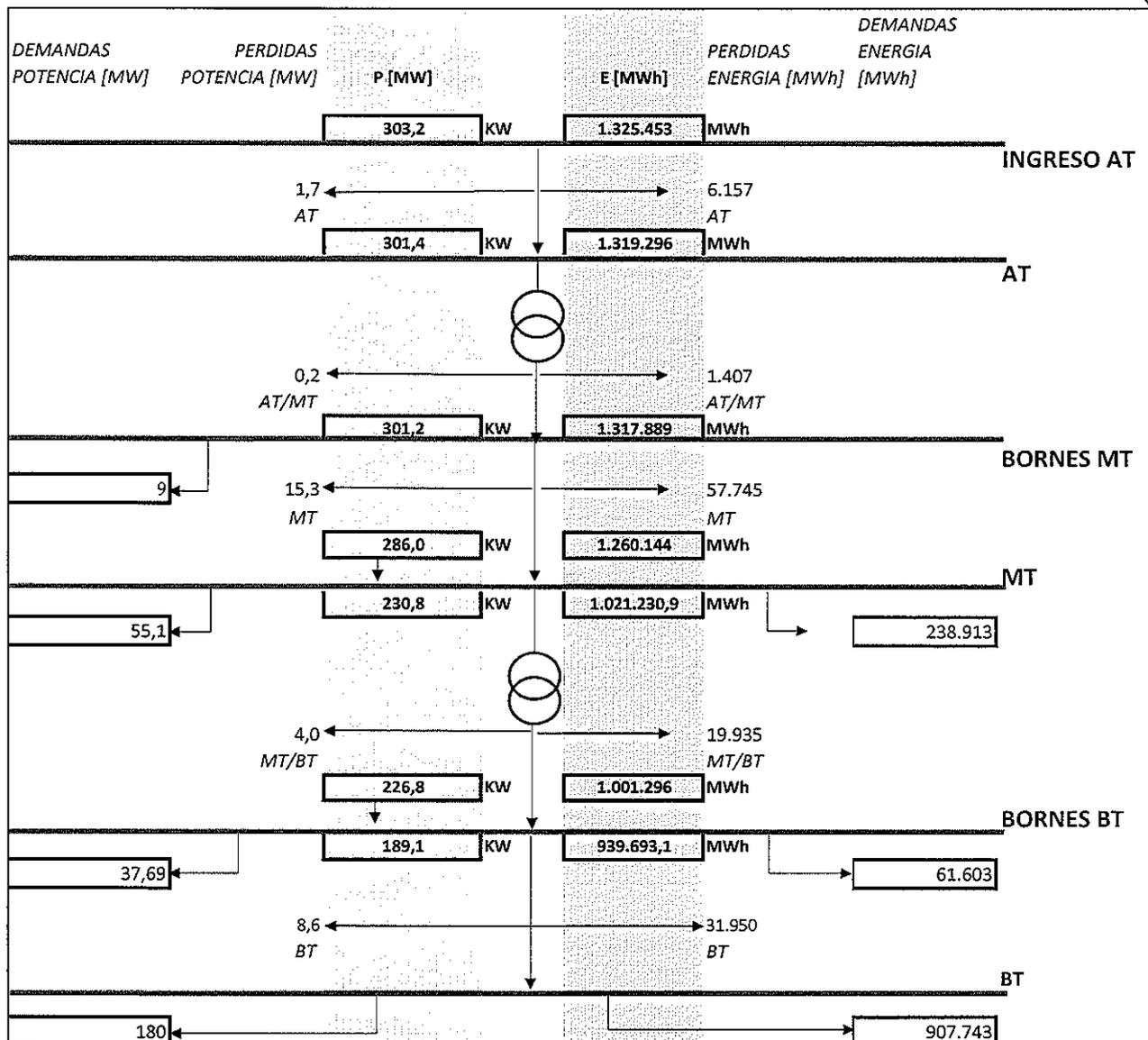
ETAPA	UNIDADES	FPE	REF. NIVEL COMPRA
RED AT	/1	1,000	1,0000
AT/ST	/1	1,000	1,0000
RED ST	/1	1,005	1,0047
ST/MT	/1	1,001	1,0057
RED MT	/1	1,046	1,0518
MT/BT	/1	1,020	1,0728
RED BT	/1	1,035	1,1105
			1,073
			1,111

FACTORES DE PERDIDAS DE POTENCIA A NIVEL DE SUMINISTRO

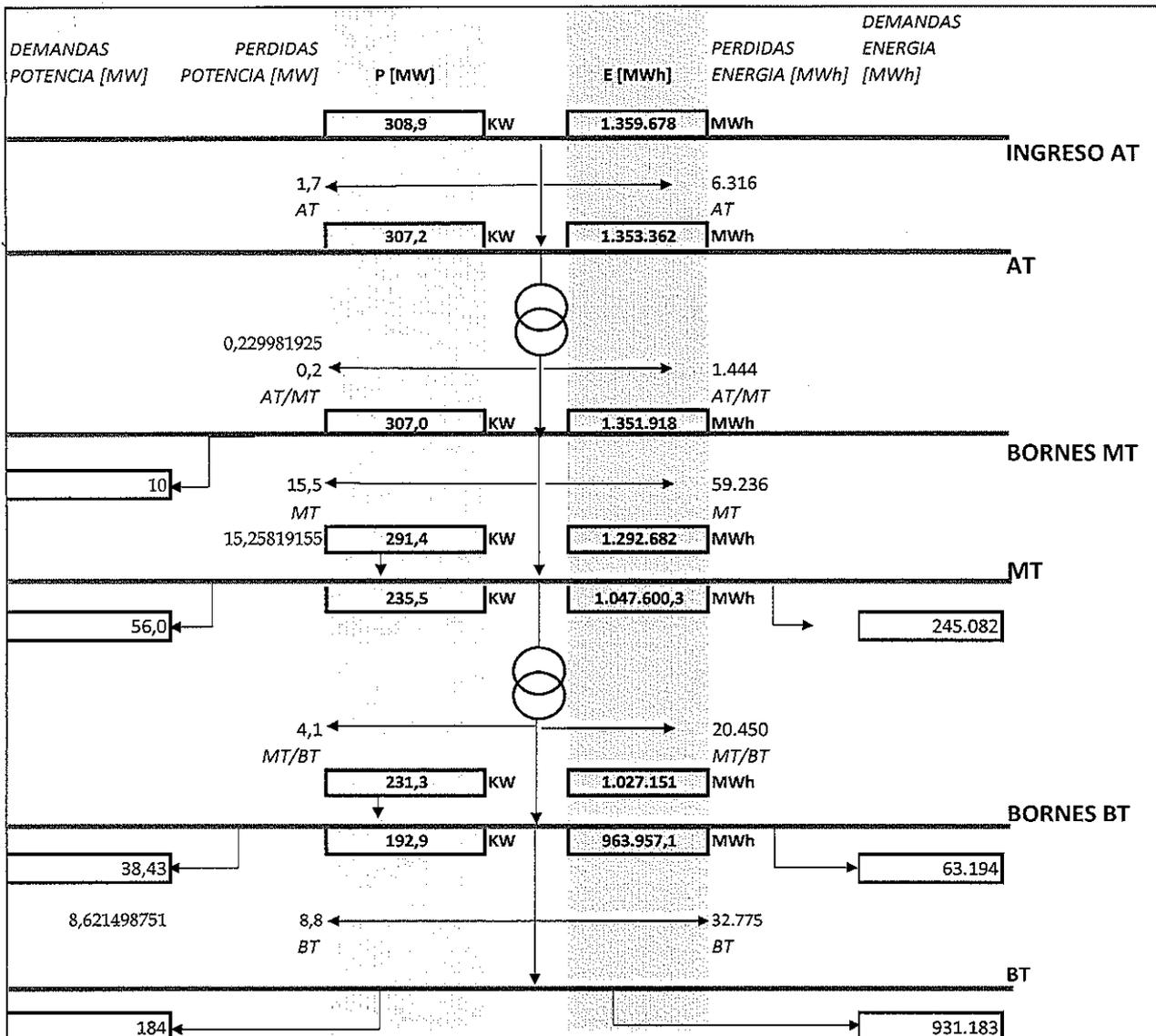
ETAPA	Factor de Reducción por Pérdidas a Nivel de Suministro												
	Red AT		Transf AT/ST		Red ST		Transf. MT/MT		Red MT		Transf. MT/BT		Red BT
RED AT	1,000	1,000	1,006	1,006	1,006	1,006	1,006	1,006	1,060	1,079	1,131	1,131	1,131
AT/ST	1,000	1,000	1,006	1,006	1,006	1,006	1,006	1,006	1,060	1,079	1,131	1,131	1,131
RED ST	1,000	1,000	1,006	1,006	1,006	1,006	1,006	1,006	1,060	1,079	1,131	1,131	1,131
ST/MT	1,000	1,000	1,006	1,006	1,006	1,006	1,006	1,006	1,060	1,079	1,131	1,131	1,131
RED MT	1,000	1,000	1,006	1,006	1,006	1,006	1,006	1,006	1,060	1,079	1,131	1,131	1,131
MT/BT	1,000	1,000	1,006	1,006	1,006	1,006	1,006	1,006	1,060	1,079	1,131	1,131	1,131
RED BT	1,000	1,000	1,006	1,006	1,006	1,006	1,006	1,006	1,060	1,079	1,131	1,131	1,131



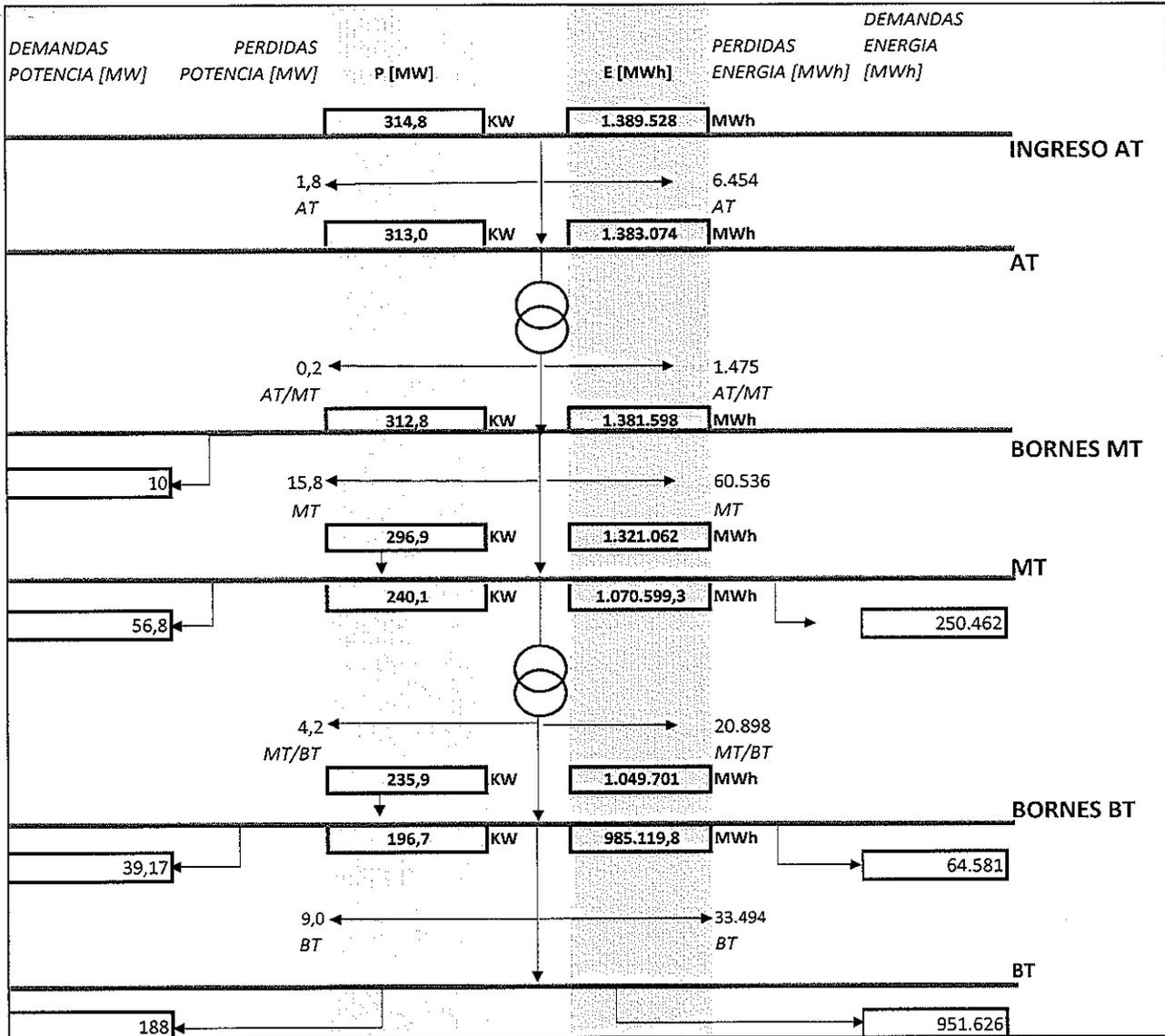
Balance de Energia y potencia 2022



Balance de Energia y potencia 2023

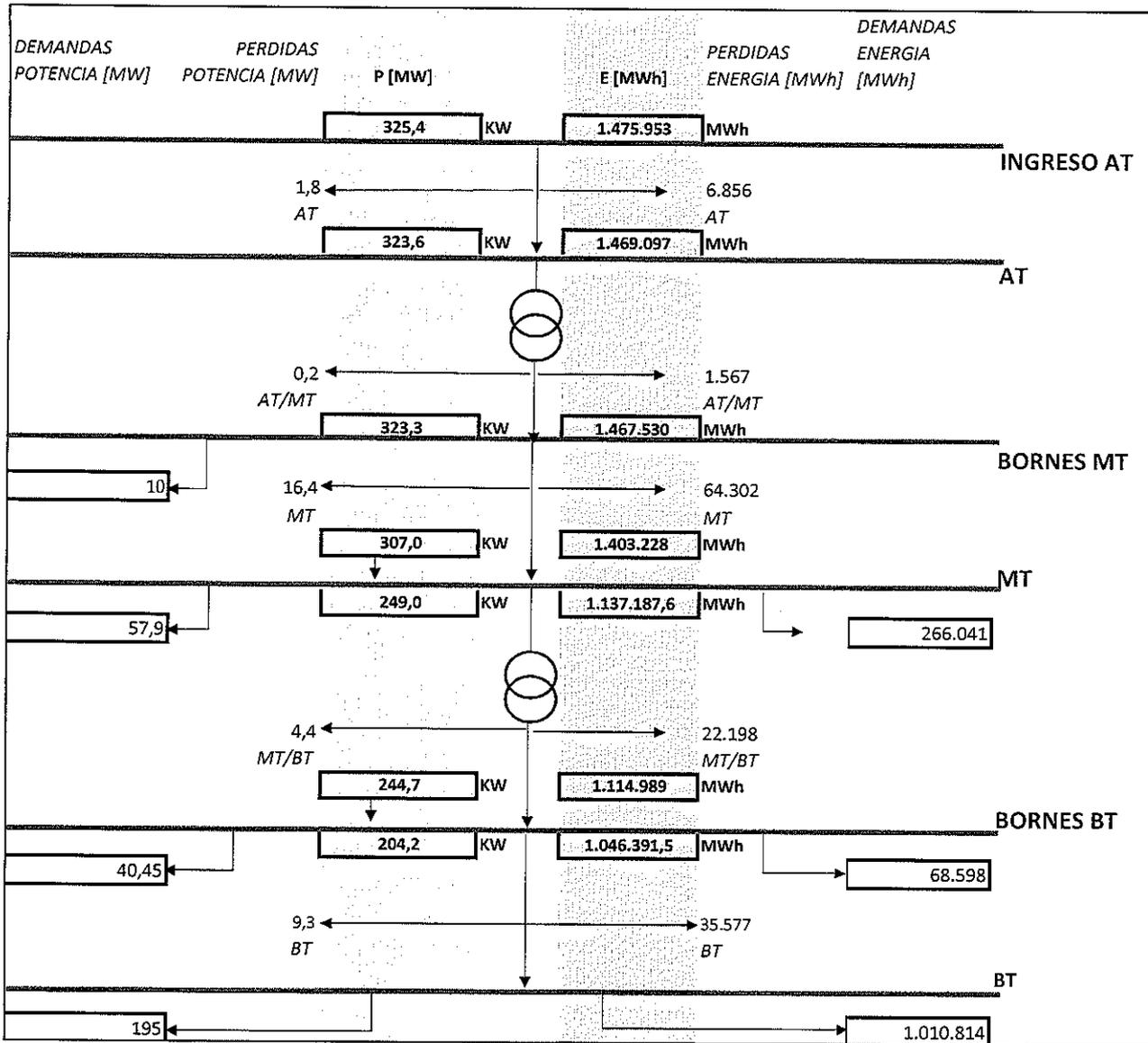


Balance de Energia y potencia 2024





Balance de Energía y potencia 2026



Cuadro 1

1-2 Líneas en AT 2022								
Tensión (KV)	Tramo		Cable		Longitud (Km)	Postación Madera/H² A² H² G²	VNR (S/km línea)	VNR (ARS)
	Desde	Hasta	Material	Sección (mm²)				
132	ET Alicurá	ET Pilcaniyeu	ALAL/AC	300/50	10,9	HG²	15.220.628	165.524.330
132	PM Céspedes	ET Choele Choele	AL/AC	185/30	1,0	H²A²	10.513.087	10.513.087
Totales					11,9			176.037.417

Nota: La columna longitud muestra las longitudes representativas de los flujos de potencias asociados a las demandas de LA DISTRIBUIDORA en estos puntos del sistema de distribución

Cuadro 2

1-3 Líneas en AT 2023								
Tensión (KV)	Tramo		Cable		Longitud (Km)	Postación	VNR (ARS/km línea)	VNR (ARS)
	Desde	Hasta	Material	Sección (mm²)				
132	ET Alicurá	ET Pilcaniyeu	ALAL/AC	300/50	10,9	HG²	15.220.628	165.524.330
132	PM Céspedes	ET Choele Choele	AL/AC	185/30	1,0	H²A²	10.513.087	10.513.087
Totales					11,9			176.037.417

Cuadro 3

1-4 Líneas en AT 2024								
Tensión (KV)	Tramo		Cableado		Longitud (Km)	Postación Madera/H² A² H² G²	VNR (ARS/km línea)	VNR (ARS)
	Desde	Hasta	Material	Sección (mm²)				
132	ET Alicurá	ET Pilcaniyeu	ALAL/AC	300/50	10,9	HG²	15.220.628	165.524.330
132	PM Céspedes	ET Choele Choele	AL/AC	185/30	1,0	H²A²	10.513.087	10.513.087
Totales					11,9			176.037.417

Cuadro 4

1-5 Líneas en AT 2025								
Tensión (KV)	Tramo		Cableado		Longitud (Km)	Postación Madera/H² A² H² G²	VNR (ARS/km línea)	VNR (ARS)
	Desde	Hasta	Material	Sección (mm²)				
132	ET Alicurá	ET Pilcaniyeu	ALAL/AC	300/50	10,9	HG²	15.220.628	165.524.330
132	PM Céspedes	ET Choele Choele	AL/AC	185/30	1,0	H²A²	10.513.087	10.513.087
Totales					11,9			176.037.417

Cuadro 5

1-6 Líneas en AT 2026								
Tensión (KV)	Tramo		Cableado		Longitud (Km)	Postación Madera/H² A² H² G²	VNR (ARS/km línea)	VNR (ARS)
	Desde	Hasta	Material	Sección (mm²)				
132	ET Alicurá	ET Pilcaniyeu	ALAL/AC	300/50	10,9	HG²	15.220.628	165.524.330
132	PM Céspedes	ET Choele Choele	AL/AC	185/30	1,0	H²A²	10.513.087	10.513.087
Totales					11,9			176.037.417

ANEXO III-31



Cuadro 7

2-1 Estaciones Transformadoras AT/MT 2022					
Tensión (KV)	Ubicación	Capacidad Nominal (MVA)	Transf. Back Up (MVA)	Carga Máxima (MW)	VNR (ARS)
132/33/13,2 KV	Alicurá	-		-	575.730
132/66/13,2 KV	ET4 Céspedes	23	-	20	88.729.148
132/33/13,2 KV	ET4 Pilcaniyeu	10	10	6	93.097.746
132/66/13,2 KV	PM4 Céspedes	-			65.640.073
Totales		33	10		248.042.696

NOTA: La ET4 Pilcaniyeu considera un TP en reserva fría para condiciones de N-1 en el transformador principal

Cuadro 8

2-2 Estaciones Transformadoras AT/MT 2023					
Tensión (KV)	Ubicación	Capacidad Nominal (MVA)	Transf. Back Up (MVA)	Carga Máxima (MW)	VNR (ARS)
132/33/13,2 KV	Alicurá	-		-	564.370
132/66/13,2 KV	ET4 Céspedes	23	-	20	87.005.627
132/33/13,2 KV	ET4 Pilcaniyeu	10	10	6	91.323.897
132/66/13,2 KV	PM4 Céspedes	-			64.398.360
Totales		33	10		248.042.696

NOTA: La ET4 Pilcaniyeu considera un TP en reserva fría para condiciones de N-1 en el transformador principal

Cuadro 9

2-2 Estaciones Transformadoras AT/MT 2024					
Tensión (KV)	Ubicación	Capacidad Nominal (MVA)	Transf. Back Up (MVA)	Carga Máxima (MW)	VNR (ARS)
132/33/13,2 KV	Alicurá	-		-	564.370
132/66/13,2 KV	ET4 Céspedes	23	-	20	87.005.627
132/33/13,2 KV	ET4 Pilcaniyeu	10	10	6	91.323.897
132/66/13,2 KV	PM4 Céspedes	-			64.398.360
Totales		33	10		248.042.696

NOTA: La ET4 Pilcaniyeu considera un TP en reserva fría para condiciones de N-1 en el transformador principal

ANEXO III-3 1

Cuadro 10

2-2 Estaciones Transformadoras AT/MT 2025					
Tensión (KV)	Ubicación	Capacidad Nominal (MVA)	Transf. Back Up (MVA)	Carga Máxima (MW)	VNR (ARS)
132/33/13,2 KV	Alicurá	-		-	564.370
132/66/13,2 KV	ET4 Céspedes	23	-	20	87.005.627
132/33/13,2 KV	ET4 Pilcaniyeu	10	10	6	91.323.897
132/66/13,2 KV	PM4 Céspedes	-			64.398.360
Totales		33	10		248.042.696

NOTA: La ET4 Pilcaniyeu considera un TP en reserva fría para condiciones de N-1 en el transformador principal

Cuadro 11

2-2 Estaciones Transformadoras AT/MT 2026					
Tensión (KV)	Ubicación	Capacidad Nominal (MVA)	Transf. Back Up (MVA)	Carga Máxima (MW)	VNR (ARS)
132/33/13,2 KV	Alicurá	-		-	564.370
132/66/13,2 KV	ET4 Céspedes	23	-	20	87.005.627
132/33/13,2 KV	ET4 Pilcaniyeu	10	10	6	91.323.897
132/66/13,2 KV	PM4 Céspedes	-			64.398.360
Totales		33	10		248.042.696

NOTA: La ET4 Pilcaniyeu considera un TP en reserva fría para condiciones de N-1 en el transformador principal

ANEXO III -2



Cuadro 3

2.1.3 Líneas en 66 KV - 2024					
Tensión	Desde	Hasta	Longitud	VNR [\$/km]	VNR [\$]
66	Cipolletti	Allen	12	7.161.879	85.942.549
66	Allen	Pto.Seccion	21	7.161.879	150.399.460
66	Pto.Seccion	Roca	4	7.161.879	28.647.516
66	Pto.Seccion	Huergo	30	7.161.879	214.856.372
66	Huergo	Regina	15	7.161.879	107.428.186
66	Regina	Chelforó	50	7.161.879	358.093.953
66	Chelforó	ET3 Chimpay	36	7.161.879	257.827.646
66	Chimapy	Beltrán	53	7.161.879	379.579.590
66	Beltrán	Céspedes	27	7.161.879	193.370.734
Totales			248		1.776.146.006

Cuadro 4

2.1.3 Líneas en 66 KV - 2025					
Tensión (KV)	Desde	Hasta	Longitud (Km)	VNR [\$/km]	VNR [\$]
66	Cipolletti	Allen	12	7.161.879	85.942.549
66	Allen	Pto.Seccion	21	7.161.879	150.399.460
66	Pto.Seccion	Roca	4	7.161.879	28.647.516
66	Pto.Seccion	Huergo	30	7.161.879	214.856.372
66	Huergo	Regina	15	7.161.879	107.428.186
66	Regina	Chelforó	50	7.161.879	358.093.953
66	Chelforó	ET3 Chimpay	36	7.161.879	257.827.646
66	Chimapy	Beltrán	53	7.161.879	379.579.590
66	Beltrán	Céspedes	27	7.161.879	193.370.734
Totales			248		1.776.146.006

Cuadro 5

2.1.3 Líneas en 66 KV - 2026					
Tensión (KV)	Desde	Hasta	Longitud (Km)	VNR [\$/km]	VNR [\$]
66	Cipolletti	Allen	12	7.161.879	85.942.549
66	Allen	Pto.Seccion	21	7.161.879	150.399.460
66	Pto.Seccion	Roca	4	7.161.879	28.647.516
66	Pto.Seccion	Huergo	30	7.161.879	214.856.372
66	Huergo	Regina	15	7.161.879	107.428.186
66	Regina	Chelforó	50	7.161.879	358.093.953
66	Chelforó	ET3 Chimpay	36	7.161.879	257.827.646
66	Chimapy	Beltrán	53	7.161.879	379.579.590
66	Beltrán	Céspedes	27	7.161.879	193.370.734
Totales			248		1.776.146.006

ANEXO III -2

Cuadro 1

2.1.3 Líneas en 66 KV - 2022					
Tensión (KV)	Desde	Hasta	Longitud (Km)	VNR [\$/km]	VNR [\$]
66	Cipolletti	Allen	12,0	7.161.879	85.942.549
66	Allen	Pto.Seccion	21,0	7.161.879	150.399.460
66	Pto.Seccion	Roca	4,0	7.161.879	28.647.516
66	Pto.Seccion	Huergo	30,0	7.161.879	214.856.372
66	Huergo	Regina	15,0	7.161.879	107.428.186
66	Regina	Chelforó	50,0	7.161.879	358.093.953
66	Chelforó	ET3 Chimpay	36,0	7.161.879	257.827.646
66	Chimapy	Beltrán	53,0	7.161.879	379.579.590
66	Beltrán	Céspedes	27,0	7.161.879	193.370.734
Totales			248,0		1.776.146.006

Cuadro 2

2.1.3 Líneas en 66 KV - 2023					
Tensión (KV)	Desde	Hasta	Longitud (Km)	VNR [\$/km]	VNR [\$]
66	Cipolletti	Allen	12	7.161.879	85.942.549
66	Allen	Pto.Seccion	21	7.161.879	150.399.460
66	Pto.Seccion	Roca	4	7.161.879	28.647.516
66	Pto.Seccion	Huergo	30	7.161.879	214.856.372
66	Huergo	Regina	15	7.161.879	107.428.186
66	Regina	Chelforó	50	7.161.879	358.093.953
66	Chelforó	ET3 Chimpay	36	7.161.879	257.827.646
66	Chimapy	Beltrán	53	7.161.879	379.579.590
66	Beltrán	Céspedes	27	7.161.879	193.370.734
Totales			248		1.776.146.006

Cuadro 7

Estaciones Transformadoras 66 KV - 2022				
Tensión (KV)	Ubicación	Capacidad Nominal (KVA)	Transf. Cond N-1 (KVA)	VNR (ARS)
66/13,2 KV	Cinco Saltos-CDistribución 13,2 kV			15.452.472
66/13,2 KV	ET3 Allen	20.000		269.611.770
66/13,2 KV	ET3 Belisle	3.000		47.159.798
66/13,2 KV	ET3 Chelforó	1.500		36.482.597
66/13,2 KV	ET3 Chimpay	6.000		113.011.676
66/13,2 KV	ET3 Chimpay II	3.000		46.640.045
66/13,2 KV	ET3 Ing. Huergo	10.000		123.520.756
66/13,2 KV	ET3 L.Beltrán	20.000		339.884.408
66/13,2 KV	Pto. Seccion Roca	-		5.229.418
66/13,2 KV	ET3 Guerrico	8.125		53.190.896
66/13,2 KV	MOVIL 66-13		2 x 20000	608.701.836
Totales		71.625	40.000	1.658.885.672

Nota 1:

La transformación de 66/13 kV en la ET3 Allen NO SE CONSIDERA en regimen permanente.

Nota 2: para condiciones de N-1 se consideran 2 Unidades Transformadoras Móviles 66/13 kV de 20 MVA de potencia

Cuadro 8

Estaciones Transformadoras 66 KV - 2023				
Tensión (KV)	Ubicación	Capacidad Nominal (KVA)	Transf. Cond N-1 (KVA)	VNR (ARS)
66/13,2 KV	Cinco Saltos-CDistribución 13,2 kV			15.452.472
66/13,2 KV	ET3 Allen	20.000		269.611.770
66/13,2 KV	ET3 Belisle	3.000		47.159.798
66/13,2 KV	ET3 Chelforó	1.500		36.482.597
66/13,2 KV	ET3 Chimpay	6.000		113.011.676
66/13,2 KV	ET3 Chimpay II	3.000		46.640.045
66/13,2 KV	ET3 Ing. Huergo	10.000		123.520.756
66/13,2 KV	ET3 L.Beltrán	20.000		339.884.408
66/13,2 KV	Pto. Seccion Roca	-		5.229.418
66/13,2 KV	ET3 Guerrico	8.125		53.190.896
66/13,2 KV	MOVIL 66-13		2 x 20000	608.701.836
Totales		71.625	40.000	1.658.885.672

Cuadro 9

Estaciones Transformadoras 66 KV - 2024				
Tensión (KV)	Ubicación	Capacidad Nominal (KVA)	Transf. Cond N-1 (KVA)	VNR (ARS)
66/13,2 KV	Cinco Saltos- CDistribución 13,2 kV			15.452.472
66/13,2 KV	ET3 Allen	20.000		269.611.770
66/13,2 KV	ET3 Belisle	3.000		47.159.798
66/13,2 KV	ET3 Chelforó	1.500		36.482.597
66/13,2 KV	ET3 Chimpay	6.000		113.011.676
66/13,2 KV	ET3 Chimpay II	3.000		46.640.045
66/13,2 KV	ET3 Ing. Huergo	10.000		123.520.756
66/13,2 KV	ET3 L.Beltrán	20.000		339.884.408
66/13,2 KV	Pto. Seccion Roca	-		5.229.418
66/13,2 KV	ET3 Guerrico	8.125		53.190.896
66/13,2 KV	MOVIL 66-13		2 x 20000	608.701.836
Totales		71.625	40.000	1.658.885.672

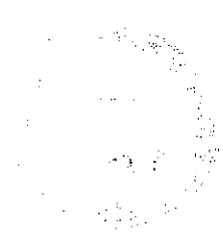
Cuadro 10

Estaciones Transformadoras 66 KV - 2025				
Tensión (KV)	Ubicación	Capacidad Nominal (KVA)	Transf. Cond N-1 (KVA)	VNR (ARS)
66/13,2 KV	Cinco Saltos- CDistribución 13,2 kV			15.452.472
66/13,2 KV	ET3 Allen	20.000		269.611.770
66/13,2 KV	ET3 Belisle	3.000		47.159.798
66/13,2 KV	ET3 Chelforó	1.500		36.482.597
66/13,2 KV	ET3 Chimpay	6.000		113.011.676
66/13,2 KV	ET3 Chimpay II	3.000		46.640.045
66/13,2 KV	ET3 Ing. Huergo	10.000		123.520.756
66/13,2 KV	ET3 L.Beltrán	20.000		339.884.408
66/13,2 KV	Pto. Seccion Roca	-		5.229.418
66/13,2 KV	ET3 Guerrico	8.125		53.190.896
66/13,2 KV	MOVIL 66-13		2 x 20000	608.701.836
Totales		71.625	40.000	1.658.885.672



Cuadro 11

Estaciones Transformadoras 66 KV - 2026				
Tensión (KV)	Ubicación	Capacidad Nominal (KVA)	Transf. Cond N-1 (KVA)	VNR (ARS)
66/13,2 KV	Cinco Saltos- CDistribución 13,2 kV			15.452.472
66/13,2 KV	ET3 Allen	20.000		269.611.770
66/13,2 KV	ET3 Belisle	3.000		47.159.798
66/13,2 KV	ET3 Chelforó	1.500		36.482.597
66/13,2 KV	ET3 Chimpay	6.000		113.011.676
66/13,2 KV	ET3 Chimpay II	3.000		46.640.045
66/13,2 KV	ET3 Ing. Huergo	10.000		123.520.756
66/13,2 KV	ET3 L.Beltrán	20.000		339.884.408
66/13,2 KV	Pto. Sección Roca	-		5.229.418
66/13,2 KV	ET3 Guerrico	8.125		53.190.896
66/13,2 KV	MOVIL 66-13		2 x 20000	608.701.836
Totales		71.625	40.000	1.658.885.672



Cuadro 1

Líneas y Equipos de Operación y Maniobras en 33 KV - 2022

Tensión (KV)	Tramo		Longitud (Km)	VNR (ARS/km línea)	VNR (\$)
	Desde	Hasta			
33	A.de Guerra	L.Menucos	35,0	1.542.559	53.989.550
33	L.Juncos	A.de Guerra	60,9	2.295.474	139.794.370
33	L.Juncos	Telefónica	0,6	1.542.559	971.812
33	Jacobacci	L.Juncos	47,0	2.295.474	107.887.281
33	Onelli	Jacobacci	50,0	2.295.474	114.773.703
33	Comallo	Onelli	40,0	2.295.474	91.818.962
33	Pilcaniyeu	Comallo	48,2	2.295.474	110.641.849
33	ET4SAE	Puerto SAE	27,0	5.270.408	142.301.028
33	ET4SAO	SAO ciudad	10,0	5.270.408	52.704.084
33	ET4SAO	Las Grutas	4,0	1.542.559	6.170.234
33	Piquete 30	Valcheta	85,1	5.270.408	448.511.757
33	ET4SAO	Piquete 30	30,0	5.270.408	158.112.253
33	SAO	Pto.Seccionamiento	24,5	1.388.303	34.013.416
33	SAE	Piquete 187	14,7	2.093.472	30.774.043
33	SAO	ET2LG (SUR)	6,2	2.295.474	14.117.165
33	Piquete 187	Conesa	59,3	1.707.833	101.274.479
33	Divisaderos	Catriel	11,0	1.707.833	18.786.160
33	ET Centenario	ET Campo Grande	1,5	5.270.408	7.905.613
33	L.Atravesada P0	P232	14,9	1.388.303	20.741.242
33	L.Atravesada P129	P130	0,8	1.388.303	1.045.392
33	S6O108	Comirna (Jacobacci)	1,4	1.214.441	1.675.929
33	Comirna	Tandilia (Jacobacci)	0,8	1.214.441	910.831
33	Alto Valle	Ld La Torre	5,2	5.270.408	27.406.124
33	ET4 Luis Beltrán	ET3 Luis Beltrán	5,1	3.642.520	18.576.850
33	ET3 Luis Beltrán	Choele Choele	6,4	2.130.032	13.632.208
Líneas de 33 kV SubTransmisión			589,5		1.718.536.334,9
Líneas de 33 kV - Distribución			645,7		634.083.577,0
Regulador 33kV			2,0	8.578.408	17.156.815
Fusible y Seccionador 33kV			16,0	23.969	383.512
Reconectador 33kV no teleoperado			9,0	1.745.269	15.707.421
SBC 33kV			5,0	101.983	509.917
Total de elementos de Operación y Maniobras					33.757.665,5

Nota: Los tramos ET4 SAE-Pto. SAE, ET4SAO-ET2SAO, ET4SAO-ET2LG, ET4SAO-Pto. de Seccion. en 33 kV ET4SAE Piquete 187 en dirección a Conesa y ET4 SAO piq 30 en dirección a Valcheta poseen aislación polimérica de Alta Polución

ANEXO III-3-4

Cuadro 2

Líneas y Equipos de Operación y Maniobras en 33 KV - 2023

Tensión (KV)	Tramo		Longitud (Km)	VNR (ARS/km línea)	VNR (ARS)
	Desde	Hasta			
33	A.de Guerra	L.Menucos	35,0	1.542.559	53.989.550
33	L.Juncos	A.de Guerra	60,9	2.295.474	139.794.370
33	L.Juncos	Telefónica	0,6	1.542.559	971.812
33	Jacobacci	L.Juncos	47,0	2.295.474	107.887.281
33	Onelli	Jacobacci	50,0	2.295.474	114.773.703
33	Comallo	Onelli	40,0	2.295.474	91.818.962
33	Pilcaniyeu	Comallo	48,2	2.295.474	110.641.849
33	ET4SAE	Puerto SAE	27,0	5.270.408	142.301.028
33	ET4SAO	SAO ciudad	10,0	5.270.408	52.704.084
33	ET4SAO	Las Grutas	4,0	1.542.559	6.170.234
33	Piquete 30	Valcheta	85,1	5.270.408	448.511.757
33	ET4SAO	Piquete 30	30,0	5.270.408	158.112.253
33	SAO	Pto.Seccionamiento	24,5	1.388.303	34.013.416
33	SAE	Piquete 187	14,7	2.093.472	30.774.043
33	SAO	ET2LG (SUR)	6,2	2.295.474	14.117.165
33	Piquete 187	Conesa	59,3	1.707.833	101.274.479
33	Divisaderos	Catriel	11,0	1.707.833	18.786.160
33	ET Centenario	ET Campo Grande	1,5	5.270.408	7.905.613
33	L.Atravesada P0	P232	14,9	1.388.303	20.741.242
33	L.Atravesada P129	P130	0,8	1.388.303	1.045.392
33	S6O108	Comirna (Jacobacci)	1,4	1.214.441	1.675.929
33	Comirna	Tandilia (Jacobacci)	0,8	1.214.441	910.831
33	Alto Valle	Ld La Torre	5,2	5.270.408	27.406.124
33	ET4 Luis Beltrán	ET3 Luis Beltrán	5,1	3.642.520	18.576.850
33	ET3 Luis Beltrán	Choele Choele	6,4	2.130.032	13.632.208
Líneas de 33 kV SubTransmisión			589,5		1.718.536.334,9
Líneas de 33 kV - Distribución			645,7		634.083.577,0
Regulador 33kV			2,0	8.578.408	17.156.815
Fusible y Seccionador_33kV			16,0	23.969	383.512
Reconector_33kV_no teleoperado			9,0	1.745.269	15.707.421
SBC 33kV			5,0	101.983	509.917
Total de elementos de Operación y Maniobras					33.757.665,5

Nota: Los tramos ET4 SAE-Pto. SAE, ET4SAO-ET2SAO, ET4SAO-ET2LG, ET4SAO-Pto. de Seccion. en 33 kV ET4SAE Piquete 187 en dirección a Conesa y ET4 SAO piq 30 en dirección a Valcheta poseen aislación polimérica de Alta polución

Cuadro 3

Líneas y Equipos de Operación y Maniobras en 33 KV - 2024

Tensión (KV)	Tramo		Longitud (Km)	VNR (ARS/km línea)	VNR (ARS)
	Desde	Hasta			
33	A.de Guerra	L.Menucos	35,0	1.542.559	53.989.550
33	L.Juncos	A.de Guerra	60,9	2.295.474	139.794.370
33	L.Juncos	Telefónica	0,6	1.542.559	971.812
33	Jacobacci	L.Juncos	47,0	2.295.474	107.887.281
33	Onelli	Jacobacci	50,0	2.295.474	114.773.703
33	Comallo	Onelli	40,0	2.295.474	91.818.962
33	Pilcaniyeu	Comallo	48,2	2.295.474	110.641.849
33	ET4SAE	Puerto SAE	27,0	5.270.408	142.301.028
33	ET4SAO	SAO ciudad	10,0	5.270.408	52.704.084
33	ET4SAO	Las Grutas	4,0	1.542.559	6.170.234
33	Piquete 30	Valcheta	85,1	5.270.408	448.511.757
33	ET4SAO	Piquete 30	30,0	5.270.408	158.112.253
33	SAO	Pto.Seccionamiento	24,5	1.388.303	34.013.416
33	SAE	Piquete 187	14,7	2.093.472	30.774.043
33	SAO	ET2LG (SUR)	6,2	2.295.474	14.117.165
33	Piquete 187	Conesa	59,3	1.707.833	101.274.479
33	Divisaderos	Catriel	11,0	1.707.833	18.786.160
33	ET Centenario	ET Campo Grande	1,5	5.270.408	7.905.613
33	L.Atravesada P0	P232	14,9	1.388.303	20.741.242
33	L.Atravesada P129	P130	0,8	1.388.303	1.045.392
33	S6O108	Comirna (Jacobacci)	1,4	1.214.441	1.675.929
33	Comirna	Tandilia (Jacobacci)	0,8	1.214.441	910.831
33	Alto Valle	Ld La Torre	5,2	5.270.408	27.406.124
33	ET4 Luis Beltrán	ET3 Luis Beltrán	5,1	3.642.520	18.576.850
33	ET3 Luis Beltrán	Choele Choele	6,4	2.130.032	13.632.208
Líneas de 33 kV SubTransmisión			589,5		1.718.536.334,9
Líneas de 33 kV - Distribución			645,7		634.083.577,0
Regulador 33kV			2,0	8.578.408	17.156.815
Fusible y Seccionador 33kV			16,0	23.969	383.512
Reconectador 33kV no teleoperado			9,0	1.745.269	15.707.421
SBC 33kV			5,0	101.983	509.917
Total de elementos de Operación y Maniobras					33.757.665,5

Nota: Los tramos ET4 SAE-Pto. SAE, ET4SAO-ET2SAO, ET4SAO-ET2LG, ET4SAO-Pto. de Seccion. en 33 kV ET4SAE Piquete 187 en dirección a Conesa y ET4 SAO piq 30 en dirección a Valcheta poseen aislación polimérica de Alta polución

ANEXO III-3-4

Cuadro 4

Líneas y Equipos de Operación y Maniobras en 33 KV - 2025

Tensión (KV)	Tramo		Longitud (Km)	VNR (ARS/km línea)	VNR (ARS)
	Desde	Hasta			
33	A.de Guerra	L.Menucos	35,0	1.542.559	53.989.550
33	L.Juncos	A.de Guerra	60,9	2.295.474	139.794.370
33	L.Juncos	Telefónica	0,6	1.542.559	971.812
33	Jacobacci	L.Juncos	47,0	2.295.474	107.887.281
33	Onelli	Jacobacci	50,0	2.295.474	114.773.703
33	Comallo	Onelli	40,0	2.295.474	91.818.962
33	Pilcaniyeu	Comallo	48,2	2.295.474	110.641.849
33	ET4SAE	Puerto SAE	27,0	5.270.408	142.301.028
33	ET4SAO	SAO ciudad	10,0	5.270.408	52.704.084
33	ET4SAO	Las Grutas	4,0	1.542.559	6.170.234
33	Piquete 30	Valcheta	85,1	5.270.408	448.511.757
33	ET4SAO	Piquete 30	30,0	5.270.408	158.112.253
33	SAO	Pto.Seccionamiento	24,5	1.388.303	34.013.416
33	SAE	Piquete 187	14,7	2.093.472	30.774.043
33	SAO	ET2LG (SUR)	6,2	2.295.474	14.117.165
33	Piquete 187	Conesa	59,3	1.707.833	101.274.479
33	Divisaderos	Catriel	11,0	1.707.833	18.786.160
33	ET Centenario	ET Campo Grande	1,5	5.270.408	7.905.613
33	L.Atravesada PO	P232	14,9	1.388.303	20.741.242
33	L.Atravesada P129	P130	0,8	1.388.303	1.045.392
33	S6O108	Comirna (Jacobacci)	1,4	1.214.441	1.675.929
33	Comirna	Tandilia (Jacobacci)	0,8	1.214.441	910.831
33	Alto Valle	Ld La Torre	5,2	5.270.408	27.406.124
33	ET4 Luis Beltrán	ET3 Luis Beltrán	5,1	3.642.520	18.576.850
33	ET3 Luis Beltrán	Choefe Choel	6,4	2.130.032	13.632.208
Líneas de 33 kV SubTransmisión			589,5		1.718.536.334,9
Líneas de 33 kV - Distribución			645,7		634.083.577,0
Regulador 33kV			2,0	8.578.408	17.156.815
Fusible y Seccionador 33kV			16,0	23.969	383.512
Reconector 33kV_no teleoperado			9,0	1.745.269	15.707.421
SBC 33kV			5,0	101.983	509.917
Total de elementos de Operación y Maniobras					33.757.665,5

Nota: Los tramos ET4 SAE-Pto. SAE, ET4SAO-ET2SAO, ET4SAO-ET2LG, ET4SAO-Pto. de Seccion. en 33 kV ET4SAE Piquete 187 en dirección a Conesa y ET4 SAO piq 30 en dirección a Valcheta poseen aislación polimérica de Alta polución

Cuadro 5

Líneas y Equipos de Operación y Maniobras en 33 KV - 2026

Tensión (KV)	Tramo		Longitud (Km)	VNR (ARS/km línea)	VNR (ARS)
	Desde	Hasta			
33	A.de Guerra	L.Menucos	35,0	1.542.559	53.989.550
33	L.Juncos	A.de Guerra	60,9	2.295.474	139.794.370
33	L.Juncos	Telefónica	0,6	1.542.559	971.812
33	Jacobacci	L.Juncos	47,0	2.295.474	107.887.281
33	Onelli	Jacobacci	50,0	2.295.474	114.773.703
33	Comallo	Onelli	40,0	2.295.474	91.818.962
33	Pilcaniyeu	Comallo	48,2	2.295.474	110.641.849
33	ET4SAE	Puerto SAE	27,0	5.270.408	142.301.028
33	ET4SAO	SAO ciudad	10,0	5.270.408	52.704.084
33	ET4SAO	Las Grutas	4,0	1.542.559	6.170.234
33	Piquete 30	Valcheta	85,1	5.270.408	448.511.757
33	ET4SAO	Piquete 30	30,0	5.270.408	158.112.253
33	SAO	Pto.Seccionamiento	24,5	1.388.303	34.013.416
33	SAE	Piquete 187	14,7	2.093.472	30.774.043
33	SAO	ET2LG (SUR)	6,2	2.295.474	14.117.165
33	Piquete 187	Conesa	59,3	1.707.833	101.274.479
33	Divisaderos	Catriel	11,0	1.707.833	18.786.160
33	ET Centenario	ET Campo Grande	1,5	5.270.408	7.905.613
33	L.Atravesada PO	P232	14,9	1.388.303	20.741.242
33	L.Atravesada P129	P130	0,8	1.388.303	1.045.392
33	S60108	Comirna (Jacobacci)	1,4	1.214.441	1.675.929
33	Comirna	Tandilia (Jacobacci)	0,8	1.214.441	910.831
33	Alto Valle	Ld La Torre	5,2	5.270.408	27.406.124
33	ET4 Luis Beltrán	ET3 Luis Beltrán	5,1	3.642.520	18.576.850
33	ET3 Luis Beltrán	Choele Choele	6,4	2.130.032	13.632.208
Líneas de 33 kv SubTransmisión			589,5		1.718.536.334,9
Líneas de 33 kv - Distribución			645,7		634.083.577,0
Regulador 33kv			2,0	8.578.408	17.156.815
Fusible y Seccionador 33kv			16,0	23.969	383.512
Reconector 33kv_no teleoperado			9,0	1.745.269	15.707.421
SBC 33kv			5,0	101.983	509.917
Total de elementos de Operación y Maniobras					33.757.665,5

Nota: Los tramos ET4 SAE-Pto. SAE, ET4SAO-ET2SAO, ET4SAO-ET2LG, ET4SAO-Pto. de Seccion. en 33 kv ET4SAE Piquete 187 en dirección a Conesa y ET4 SAO piq 30 en dirección a Valcheta poseen aislación polimérica de Alta polución

Cuadro 1

Estaciones Transformadoras 33 kV 2022

Tensión (KV)	Ubicación	Capacidad Nominal (KVA)	Transf. Back Up (KVA)	VNR (\$)
33/13,2 KV	ET2 Valcheta	2.500		14.804.003
33/13,2 KV	ET2 SAO	15.000		60.648.028
33/13,2 KV	ET2 Puerto SAE	4.000		33.824.931
33/13,2 KV	ET2 Las Grutas	12.500		48.393.893
33/13,2 KV	ET2 Catriel	20.000		94.293.121
33/13,2 KV	ET2 Conesa	5.000		28.372.661
33/13,2 KV	ET2 Ing. Jacobacci	3.150		25.717.547
33/13,2 KV	ET2 Maquinchao	1.000		16.800.617
33/13,2 KV	ET2 Los Menucos	3.150		18.540.058
33/13,2 KV	ET2 Aguada de Guerra	200		2.958.181
33/13,2 KV	ET2 El Bolsón	7.500		45.210.933
33/13,2 KV	ET2 Cipolletti	20.000		112.582.648
33/13,2 KV	ET2 Campo Grande	10.000		17.315.013
33/13,2 KV	MOVIL 33-13		2 x 10000	168.945.934
33/13,2 KV	ET2 Grutas Sur	5.000		18.068.962
Totales				706.476.530

Nota 1: para condiciones de N-1 se consideran 2 Unidades Transformadoras Móviles 33/13 kV de 10 MVA de potencia

Nota 2: En las ET2 LG (2), ET2LG SUR, ET2SAE (2) ET2 SAO los TP poseen aislación de alta polución en sus aisladores pasa tapas.

Cuadro 2

Estaciones Transformadoras 33 kV 2023

Tensión (KV)	Ubicación	Capacidad Nominal (KVA)	Transf. Back Up (KVA)	VNR (\$)
33/13,2 KV	ET2 Valcheta	2.500		14.804.003
33/13,2 KV	ET2 SAO	15.000		60.648.028
33/13,2 KV	ET2 Puerto SAE	4.000		33.824.931
33/13,2 KV	ET2 Las Grutas	12.500		48.393.893
33/13,2 KV	ET2 Catriel	20.000		94.293.121
33/13,2 KV	ET2 Conesa	5.000		28.372.661
33/13,2 KV	ET2 Ing. Jacobacci	3.150		25.717.547
33/13,2 KV	ET2 Maquinchao	1.000		16.800.617
33/13,2 KV	ET2 Los Menucos	3.150		18.540.058
33/13,2 KV	ET2 AdeGuerra	200		2.958.181
33/13,2 KV	ET2 El Bolsón	7.500		45.210.933
33/13,2 KV	ET2 Cipolletti	20.000		112.582.648
33/13,2 KV	ET2 Campo Grande	10.000		17.315.013
33/13,2 KV	MOVIL 33-13		2 x 10000	168.945.934
33/13,2 KV	ET2 Grutas Sur	5.000		18.068.962
Totales				706.476.530

Nota 1: para condiciones de N-1 se consideran 2 Unidades Transformadoras Móviles 33/13 kV de 10 MVA de potencia

Nota 2: En las ET2 LG (2), ET2LG SUR, ET2SAE (2) ET2 SAO los TP poseen aislación de alta polución en sus aisladores pasa tapas.

ANEXO III -3 -5

Cuadro 3

Estaciones Transformadoras 33 kV 2024

Tensión (KV)	Ubicación	Capacidad Nominal (KVA)	Transf. Back Up (KVA)	VNR (\$)
33/13,2 KV	ET2 Valcheta	2.500		14.804.003
33/13,2 KV	ET2 SAO	15.000		60.648.028
33/13,2 KV	ET2 Puerto SAE	4.000		33.824.931
33/13,2 KV	ET2 Las Grutas	12.500		48.393.893
33/13,2 KV	ET2 Catriel	20.000		94.293.121
33/13,2 KV	ET2 Conesa	5.000		28.372.661
33/13,2 KV	ET2 Ing. Jacobacci	3.150		25.717.547
33/13,2 KV	ET2 Maquinchao	1.000		16.800.617
33/13,2 KV	ET2 Los Menucos	3.150		18.540.058
33/13,2 KV	ET2 AdeGuerra	200		2.958.181
33/13,2 KV	ET2 El Bolsón	7.500		45.210.933
33/13,2 KV	ET2 Cipolletti	20.000		112.582.648
33/13,2 KV	ET2 Campo Grande	10.000		17.315.013
33/13,2 KV	MOVIL 33-13		2 x 10000	168.945.934
33/13,2 KV	ET2 Grutas Sur	5.000		18.068.962
Totales				706.476.530

Nota 1: para condiciones de N-1 se consideran 2 Unidades Transformadoras Móviles 33/13 kV de 10 MVA de potencia

Nota 2: En las ET2 LG (2), ET2LG SUR, ET2SAE (2) ET2 SAO los TP poseen aislación de alta polución en sus aisladores pasa tapas.

Cuadro 4

Estaciones Transformadoras 33 kV 2025

Tensión (KV)	Ubicación	Capacidad Nominal (KVA)	Transf. Back Up (KVA)	VNR (\$)
33/13,2 KV	ET2 Valcheta	2.500		14.804.003
33/13,2 KV	ET2 SAO	15.000		60.648.028
33/13,2 KV	ET2 Puerto SAE	4.000		33.824.931
33/13,2 KV	ET2 Las Grutas	12.500		48.393.893
33/13,2 KV	ET2 Catriel	20.000		94.293.121
33/13,2 KV	ET2 Conesa	5.000		28.372.661
33/13,2 KV	ET2 Ing. Jacobacci	3.150		25.717.547
33/13,2 KV	ET2 Maquinchao	1.000		16.800.617
33/13,2 KV	ET2 Los Menucos	3.150		18.540.058
33/13,2 KV	ET2 AdeGuerra	200		2.958.181
33/13,2 KV	ET2 El Bolsón	7.500		45.210.933
33/13,2 KV	ET2 Cipolletti	20.000		112.582.648
33/13,2 KV	ET2 Campo Grande	10.000		17.315.013
33/13,2 KV	MOVIL 33-13		2 x 10000	168.945.934
33/13,2 KV	ET2 Grutas Sur	5.000		18.068.962
Totales				706.476.530

Nota 1: para condiciones de N-1 se consideran 2 Unidades Transformadoras Móviles 33/13 kV de 10 MVA de potencia

Nota 2: En las ET2 LG (2), ET2LG SUR, ET2SAE (2) ET2 SAO los TP poseen aislación de alta polución en sus aisladores pasa tapas.



Cuadro 5

Estaciones Transformadoras 33 kV 2026

Tensión (KV)	Ubicación	Capacidad Nominal (KVA)	Transf. Back Up (KVA)	VNR (\$)
33/13,2 KV	ET2 Valcheta	2.500		14.804.003
33/13,2 KV	ET2 SAO	15.000		60.648.028
33/13,2 KV	ET2 Puerto SAE	4.000		33.824.931
33/13,2 KV	ET2 Las Grutas	12.500		48.393.893
33/13,2 KV	ET2 Catriel	20.000		94.293.121
33/13,2 KV	ET2 Conesa	5.000		28.372.661
33/13,2 KV	ET2 Ing. Jacobacci	3.150		25.717.547
33/13,2 KV	ET2 Maquinchao	1.000		16.800.617
33/13,2 KV	ET2 Los Menucos	3.150		18.540.058
33/13,2 KV	ET2 AdeGuerra	200		2.958.181
33/13,2 KV	ET2 El Bolsón	7.500		45.210.933
33/13,2 KV	ET2 Cipolletti	20.000		112.582.648
33/13,2 KV	ET2 Campo Grande	10.000		17.315.013
33/13,2 KV	MOVIL 33-13		2 x 10000	168.945.934
33/13,2 KV	ET2 Grutas Sur	5.000		18.068.962
Totales				706.476.530

Nota 1: para condiciones de N-1 se consideran 2 Unidades Transformadoras Móviles 33/13 kV de 10 MVA de potencia

Nota 2: En las ET2 LG (2), ET2LG SUR, ET2SAE (2) ET2 SAO los TP poseen aislación de alta polución en sus aisladores pasa tapas.

ANEXO III 3-6



Centro de Tele Operación y Despacho

Año 2022

Cuadro 1

UBICACIÓN	VNR (\$)
Total CIPOLLETTI - SEDE CENTRAL	179.898.250
Total E.T. ALLEN	3.797.750
Total E.T. CESPEDES	15.336.250
Total E.T. CHIMPAY	7.826.750
Total E.T. ING. HUERGO	7.249.500
Total E.T. LUIS BELTRAN	8.266.000
Total E.T. PILCANIYEU	3.318.000
Total CIPOLLETTI - SEDE CENTRAL	17.700.850
Total general	243.393.350

Centro de Tele Operación y Despacho

Año 2023

Cuadro 2

UBICACIÓN	VNR (\$)
Total CIPOLLETTI - SEDE CENTRAL	179.898.250
Total E.T. ALLEN	3.797.750
Total E.T. CESPEDES	15.336.250
Total E.T. CHIMPAY	7.826.750
Total E.T. ING. HUERGO	7.249.500
Total E.T. LUIS BELTRAN	8.266.000
Total E.T. PILCANIYEU	3.318.000
Total CIPOLLETTI - SEDE CENTRAL	17.700.850
Total general	243.393.350

ANEXO III 3-6

Centro de Tele Operación y Despacho
Cuadro 3

Año 2024

UBICACIÓN	VNR (\$)
Total CIPOLLETTI - SEDE CENTRAL	179.898.250
Total E.T. ALLEN	3.797.750
Total E.T. CESPEDES	15.336.250
Total E.T. CHIMPAY	7.826.750
Total E.T. ING. HUERGO	7.249.500
Total E.T. LUIS BELTRAN	8.266.000
Total E.T. PILCANIYEU	3.318.000
Total CIPOLLETTI - SEDE CENTRAL	17.700.850
Total general	243.393.350

Centro de Tele Operación y Despacho
Cuadro 4

Año 2025

UBICACIÓN	VNR (\$)
Total CIPOLLETTI - SEDE CENTRAL	179.898.250
Total E.T. ALLEN	3.797.750
Total E.T. CESPEDES	15.336.250
Total E.T. CHIMPAY	7.826.750
Total E.T. ING. HUERGO	7.249.500
Total E.T. LUIS BELTRAN	8.266.000
Total E.T. PILCANIYEU	3.318.000
Total CIPOLLETTI - SEDE CENTRAL	17.700.850
Total general	243.393.350



ANEXO III 3-6



Centro de Tele Operación y Despacho
Cuadro 5

Año 2026

UBICACIÓN	VNR (\$)
Total CIPOLLETTI - SEDE CENTRAL	179.898.250
Total E.T. ALLEN	3.797.750
Total E.T. CESPEDES	15.336.250
Total E.T. CHIMPAY	7.826.750
Total E.T. ING. HUERGO	7.249.500
Total E.T. LUIS BELTRAN	8.266.000
Total E.T. PILCANIYEU	3.318.000
Total CIPOLLETTI - SEDE CENTRAL	17.700.850
Total general	243.393.350



ANEXO III - 3 -7



Red de BT		Año 2022	
Zonificación	km	VNR [\$]	
Alta- AD	71,7	156.917.281	
Media Alta-MDA	336,5	688.607.629	
Media Baja-MDB	510,3	808.932.279	
Baja -BD	1853,4	2.466.553.691	
Rural	2452,4	3.415.493.707	
Total	5.224,2	7.536.504.588	

Red de BT		Año 2023	
Zonificación	km	VNR [\$]	
Alta- AD	73,5	160.904.977	
Media Alta-MDA	345,0	706.107.024	
Media Baja-MDB	523,2	829.489.450	
Baja -BD	1900,5	2.529.235.535	
Rural	2520,8	3.510.722.411	
Total	5.363,0	7.736.459.397	

Red de BT		Año 2024	
Zonificación	km	VNR [\$]	
Alta- AD	75,4	164.892.672	
Media Alta-MDA	353,6	723.606.418	
Media Baja-MDB	536,2	850.046.622	
Baja -BD	1947,6	2.591.917.379	
Rural	2589,1	3.605.951.115	
Total	5.501,8	7.936.414.205	

Red de BT		Año 2025	
Zonificación	km	VNR [\$]	
Alta- AD	77,2	168.880.367	
Media Alta-MDA	362,1	741.105.812	
Media Baja-MDB	549,2	870.603.793	
Baja -BD	1994,7	2.654.599.223	
Rural	2657,5	3.701.179.818	
Total	5.640,7	8.136.369.014	

Red de BT		Año 2026	
Zonificación	km	VNR [\$]	
Alta- AD	79,0	172.868.062	
Media Alta-MDA	370,7	758.605.207	
Media Baja-MDB	562,1	891.160.964	
Baja -BD	2041,8	2.717.281.067	
Rural	2725,9	3.796.408.522	
Total	5.779,5	8.336.323.823	

ANEXO III-3-8



Año 2022		
Tipo de Medición	Cantidades	VNR [\$]
Tarifa T1	261.464	1.307.200.141
Tarifa T2	2.173	304.722.210
Total		1.611.922.351

Año 2023		
Tipo de Medición	Cantidades	VNR [\$]
Tarifa T1	267.697	1.338.362.284
Tarifa T2	2.188	306.747.831
Total		1.645.110.115

Año 2024		
Tipo de Medición	Cantidades	VNR [\$]
Tarifa T1	273.952	1.369.634.416
Tarifa T2	2.200	308.481.231
Total		1.678.115.648

Año 2025		
Tipo de Medición	Cantidades	VNR [\$]
Tarifa T1	280.324	1.401.491.495
Tarifa T2	2.241	314.252.268
Total		1.715.743.763

Año 2026		
Tipo de Medición	Cantidades	VNR [\$]
Tarifa T1	286.700	1.433.368.572
Tarifa T2	2.271	318.436.762
Total		1.751.805.335

A handwritten signature or mark, possibly a stylized letter 'J' or a similar character, located to the right of the 2026 table.

ANEXO III 3 9

	Líneas de MT (13,2-7,62 kV) y Equipos de operación y maniobras									
	2022		2023		2024		2025		2026	
LMT	\$	6.626.770.183	\$	6.653.740.018	\$	6.680.709.852	\$	6.707.679.687	\$	6.734.649.521
Reguladores de 13,2 kV	\$	107.659.739	\$	107.659.739	\$	107.659.739	\$	107.659.739	\$	107.659.739
Bcos Capacitores de 13,2 kV	\$	13.565.015	\$	14.533.945	\$	15.502.875	\$	16.471.804	\$	17.440.734
Elementos de Maniobras	\$	411.104.181	\$	412.711.897	\$	414.319.613	\$	415.927.328	\$	417.535.044
Totales	\$	7.159.099.119	\$	7.188.645.599	\$	7.218.192.078	\$	7.247.738.558	\$	7.277.285.038
Cantidades Físicas										
LMT km		4.584		4.603		4.622		4.640		4.659
Reguladores de 13,2 kV uni		18		18		18		18		18
Bcos Capacitores de 13,2 kV uni		42		45		48		51		54
Elementos de Maniobras (Reconectores, Seccionamientos) uni		8.766		8.800		8.835		8.869		8.903



ANEXO III 3 10

Sub Estaciones Transformadores MI/BI											
	2022	2023	2024	2025	2026		2022	2023	2024	2025	2026
VNR	\$ 3,723,960.080	\$ 3,812,971.370	\$ 3,901,982.660	\$ 3,990,993.950	\$ 4,080,005.240						
Totales	\$ 3,723,960.080	\$ 3,812,971.370	\$ 3,901,982.660	\$ 3,990,993.950	\$ 4,080,005.240						
Cantidades Fisicas											
SET 13-7,62/0,380-0,220 kV	5,799	5,937	6,076	6,214	6,353						



ANEXO IV

Obras a 31/10/2021

ETAPA	VNR año 2022	MONTO DE INVERSION OBRAS [\$/AÑO]
RED AT (132 KV)	\$ 176.037.417	\$ -
AT/ST (132/66/13,2 KV)	\$ 248.042.696	\$ -
RED 66-33 KV	\$ 4.163.535.284	\$ -
ST/MT (66-33/13,2 KV)	\$ 2.599.067.086	\$ -
RED MT (13,2 KV)	\$ 7.159.099.119	\$ -
IMT/BT	\$ 3.723.960.080	\$ -
RED BT	\$ 7.536.504.588	\$ -
VNR No Eléctrico	\$ 83.937.696	\$ -
Total	\$ 25.690.183.966	\$ -

Obras a 31/10/2022

ETAPA	VNR año 2023	MONTO DE INVERSION OBRAS [\$/AÑO]
RED AT (132 KV)	\$ 176.037.417	\$ -
AT/ST (132/66/13,2 KV)	\$ 248.042.696	\$ -
RED 66-33 KV	\$ 4.163.535.284	\$ -
ST/MT (66-33/13,2 KV)	\$ 2.599.067.086	\$ 158.140.401
RED MT (13,2 KV)	\$ 7.188.645.599	\$ -
IMT/BT	\$ 3.812.971.370	\$ -
RED BT	\$ 7.736.459.397	\$ -
VNR No Eléctrico	\$ 83.937.696	\$ -
Total	\$ 26.008.696.545	\$ 158.140.401

Obras a 31/10/2023

ETAPA	VNR año 2024	MONTO DE INVERSION OBRAS [\$/AÑO]
RED AT (132 KV)	\$ 176.037.417	\$ -
AT/ST (132/66/13,2 KV)	\$ 248.042.696	\$ -
RED 66-33 KV	\$ 4.163.535.284	\$ 77.608.433
ST/MT (66-33/13,2 KV)	\$ 2.757.207.487	\$ 132.921.557
RED MT (13,2 KV)	\$ 7.218.192.078	\$ -
IMT/BT	\$ 3.901.982.660	\$ -
RED BT	\$ 7.936.414.205	\$ -
VNR No Eléctrico	\$ 83.937.696	\$ -
Total	\$ 26.485.349.524	\$ 210.529.990

Instalaciones	VNR Obras FEDEI Y ADICIONALES hasta 2021
LAT 132 KV	\$ 20.229.392
ET 132/66/13,2 KV	\$ -
LAT 66-33 KV	\$ 169.166.114
ET 66-33/13,2 KV COD	\$ -
LMT 13,2 KV	\$ 1.065.336.218
SETs MT/BT	\$ 115.229.389
Red BT	\$ 101.052.864
VNR NO Eléctrico	\$ -
Total	\$ 1.471.013.977

Instalaciones	VNR Obras FEDEI Y ADICIONALES hasta 2021
LAT 132 KV	\$ 20.229.392
ET 132/66/13,2 KV	\$ -
LAT 66-33 KV	\$ 169.166.114
ET 66-33/13,2 KV COD	\$ -
LMT 13,2 KV	\$ 1.065.336.218
SETs MT/BT	\$ 115.229.389
Red BT	\$ 101.052.864
VNR NO Eléctrico	\$ -
Total	\$ 1.471.013.977

Instalaciones	VNR Obras FEDEI Y ADICIONALES hasta 2021
LAT 132 KV	\$ 20.229.392
ET 132/66/13,2 KV	\$ -
LAT 66-33 KV	\$ 169.166.114
ET 66-33/13,2 KV COD	\$ -
LMT 13,2 KV	\$ 1.065.336.218
SETs MT/BT	\$ 115.229.389
Red BT	\$ 101.052.864
VNR NO Eléctrico	\$ -
Total	\$ 1.471.013.977



ANEXO IV

Obras a 31/10/2024

ETAPA	VNR año 2025	MONTO DE INVERSION OBRAS (\$/AÑO)
RED AT (132 KV)	\$ 176,037,417	\$ -
AT/ST (132/66/13,2 KV)	\$ 248,042,696	\$ -
RED 66-33 KV	\$ 4,241,143,718	\$ 254,604,849
ST/MT (66-33/13,2 KV)	\$ 2,890,129,043	\$ 66,986,423
RED MT (13,2 KV)	\$ 7,247,738,558	\$ 24,868,415
MT/BT	\$ 3,990,993,950	\$ -
RED BT	\$ 8,136,369,014	\$ -
VNR No Eléctrico	\$ 83,937,696	\$ -
Total	\$ 27,014,392,092	\$ 346,459,687

Obras a 31/10/2025

ETAPA	VNR año 2026	MONTO DE INVERSION OBRAS (\$/AÑO)
RED AT (132 KV)	\$ 176,037,417	\$ -
AT/ST (132/66/13,2 KV)	\$ 248,042,696	\$ -
RED 66-33 KV	\$ 4,495,748,567	\$ 176,360,684
ST/MT (66-33/13,2 KV)	\$ 2,957,115,466	\$ 55,112,556
RED MT (13,2 KV)	\$ 7,302,153,453	\$ 87,817,724
MT/BT	\$ 4,080,005,240	\$ -
RED BT	\$ 8,336,323,823	\$ -
VNR No Eléctrico	\$ 83,937,696	\$ -
Total	\$ 27,679,364,357	\$ 319,290,964

Instalaciones	VNR Obras FEDEI Y ADICIONALES hasta 2021
LAT 132 KV	\$ 20,229,392
ET 132/66/13,2 KV	\$ -
LAT 66-33 KV	\$ 169,166,114
ET 66-33/13,2 KV COD	\$ -
LMT 13,2 KV	\$ 1,065,336,218
SETS MT/BT	\$ 115,229,389
Red BT	\$ 101,052,864
VNR NO Eléctrico	\$ -
Total	\$ 1,471,013,977

Total	\$ 1,471,013,977
--------------	-------------------------

Instalaciones	VNR Obras FEDEI Y ADICIONALES hasta 2021
LAT 132 KV	\$ 20,229,392
ET 132/66/13,2 KV	\$ -
LAT 66-33 KV	\$ 169,166,114
ET 66-33/13,2 KV COD	\$ -
LMT 13,2 KV	\$ 1,065,336,218
SETS MT/BT	\$ 115,229,389
Red BT	\$ 101,052,864
VNR NO Eléctrico	\$ -
Total	\$ 1,471,013,977

Total	\$ 1,471,013,977
--------------	-------------------------

Nota:

Las Obras determinadas en los Periodos 1/11/2025 al 31/10/2026 en los Anexos X y XI pasan a integrar el cálculo del VNR de la 6° RTO, Totalizando las mismas \$ 172,873,556

ANEXO IV 1



Año 2022

ETAPA	Ck (\$/año)	Amortización VNR (\$/año)	Rentabilidad (Art. 42 Ley 2902) (\$/año)
RED AT (132 KV)	\$ 12.437.765	\$ 4.400.935	\$ 8.036.829
AT/ST (132/66/13,2 KV)	\$ 18.995.510	\$ 6.201.067	\$ 12.794.442
RED 66-33 KV	\$ 310.124.386	\$ 104.088.382	\$ 206.036.004
ST/MIT (66-33/13,2 KV)	\$ 213.249.399	\$ 86.635.570	\$ 126.613.829
RED MT (13,2 KV)	\$ 535.494.944	\$ 238.636.637	\$ 296.858.307
MT/BT	\$ 279.243.151	\$ 93.099.002	\$ 186.144.149
RED BT	\$ 613.435.640	\$ 251.216.820	\$ 362.218.821
VNR No Eléctrico	\$ 12.050.470	\$ 8.393.770	\$ 3.656.700
Total	\$ 1.995.031.264	\$ 792.672.183	\$ 1.202.359.081

Año 2023

ETAPA	Ck (\$/año)	Amortización VNR (\$/año)	Rentabilidad (Art. 42 Ley 2902) (\$/año)
RED AT (132 KV)	\$ 12.437.765	\$ 4.400.935	\$ 8.036.829
AT/ST (132/66/13,2 KV)	\$ 18.995.510	\$ 6.201.067	\$ 12.794.442
RED 66-33 KV	\$ 310.124.386	\$ 104.088.382	\$ 206.036.004
ST/MIT (66-33/13,2 KV)	\$ 226.224.572	\$ 91.906.916	\$ 134.317.656
RED MT (13,2 KV)	\$ 537.919.187	\$ 239.621.520	\$ 298.297.667
MT/BT	\$ 286.059.779	\$ 95.324.284	\$ 190.735.495
RED BT	\$ 629.841.620	\$ 257.881.980	\$ 371.959.640
VNR No Eléctrico	\$ 12.050.470	\$ 8.393.770	\$ 3.656.700
Total	\$ 2.033.653.288	\$ 807.818.855	\$ 1.225.834.433

Año 2024

ETAPA	Ck (\$/año)	Amortización VNR (\$/año)	Rentabilidad (Art. 42 Ley 2902) (\$/año)
RED AT (132 KV)	\$ 12.437.765	\$ 4.400.935	\$ 8.036.829
AT/ST (132/66/13,2 KV)	\$ 18.995.510	\$ 6.201.067	\$ 12.794.442
RED 66-33 KV	\$ 316.067.765	\$ 106.028.593	\$ 210.039.172
ST/MIT (66-33/13,2 KV)	\$ 237.130.578	\$ 96.337.635	\$ 140.792.943
RED MT (13,2 KV)	\$ 540.343.430	\$ 240.606.403	\$ 299.737.027
MT/BT	\$ 292.876.407	\$ 97.549.566	\$ 195.326.841
RED BT	\$ 646.247.600	\$ 264.547.140	\$ 381.700.460
VNR No Eléctrico	\$ 12.050.470	\$ 8.393.770	\$ 3.656.700
Total	\$ 2.076.149.524	\$ 824.065.109	\$ 1.252.084.415

ANEXO IV 1

Año 2025

ETAPA	Ck [\$/año]	Amortización VNR [\$/año]	Rentabilidad (Art. 42 Ley 2902) [\$/año]
RED AT (132 KV)	\$ 12.437.765	\$ 4.400.935	\$ 8.036.829
AT/ST (132/66/13,2 KV)	\$ 18.995.510	\$ 6.201.067	\$ 12.794.442
RED 66-33 KV	\$ 335.565.815	\$ 112.393.714	\$ 223.172.101
ST/MT (66-33/13,2 KV)	\$ 242.626.710	\$ 98.570.516	\$ 144.056.194
RED MT (13,2 KV)	\$ 544.808.087	\$ 242.420.232	\$ 302.387.854
MT/BT	\$ 299.693.035	\$ 99.774.849	\$ 199.918.187
RED BT	\$ 662.653.580	\$ 271.212.300	\$ 391.441.280
VNR No Eléctrico	\$ 12.050.470	\$ 8.393.770	\$ 3.656.700
Total	\$ 2.128.830.971	\$ 843.367.384	\$ 1.285.463.587

Año 2026

ETAPA	Ck [\$/año]	Amortización VNR [\$/año]	Rentabilidad (Art. 42 Ley 2902) [\$/año]
RED AT (132 KV)	\$ 12.437.765	\$ 4.400.935	\$ 8.036.829
AT/ST (132/66/13,2 KV)	\$ 18.995.510	\$ 6.201.067	\$ 12.794.442
RED 66-33 KV	\$ 349.071.800	\$ 116.802.731	\$ 232.269.069
ST/MT (66-33/13,2 KV)	\$ 247.148.609	\$ 100.407.601	\$ 146.741.008
RED MT (13,2 KV)	\$ 554.437.636	\$ 246.332.373	\$ 308.105.264
MT/BT	\$ 306.509.664	\$ 102.000.131	\$ 204.509.533
RED BT	\$ 679.059.560	\$ 277.877.461	\$ 401.182.100
VNR No Eléctrico	\$ 12.050.470	\$ 8.393.770	\$ 3.656.700
Total	\$ 2.179.711.014	\$ 862.416.069	\$ 1.317.294.945

ANEXO IV 2



COSTO DE REDES - COSTO DE DISTRIBUCION 2022

NIVEL DE TENSION	COSTO REDES \$/ Año	Demanda KW	COSTO DISTRIBUCION	
			\$/año/KW	\$/mes/KW
RED AT + No eléctrico	35.393.682	312.717	113,18	9,43
TP AT/ST	36.724.234	312.717	117,44	9,79
RED ST	709.554.342	312.717	2.269,00	189,08
TRANSFORMACION ST/MT	435.329.037	310.951	1.399,99	116,67
RED MT	1.043.059.288	301.222	3.462,75	288,56
TRANSFORMACION MT/BT	617.645.261	230.837	2.675,68	222,97
RED BT	1.106.736.553	189.103	5.852,57	487,71
TOTAL	3.984.442.396			

COSTO DE REDES - COSTO DE DISTRIBUCION 2023

NIVEL DE TENSION	COSTO REDES \$/ Año	Demanda KW	COSTO DISTRIBUCION	
			\$/año/KW	\$/mes/KW
RED AT + No eléctrico	35.395.038	318.642	111,08	9,26
TP AT/ST	36.726.438	318.642	115,26	9,60
RED ST	709.603.999	318.642	2.226,96	185,58
TRANSFORMACION ST/MT	448.331.819	316.843	1.415,00	117,92
RED MT	1.045.546.631	306.968	3.406,05	283,84
TRANSFORMACION MT/BT	624.503.959	235.464	2.652,23	221,02
RED BT	1.123.203.860	192.913	5.822,35	485,20
TOTAL	4.023.311.744			

COSTO DE REDES - COSTO DE DISTRIBUCION 2024

NIVEL DE TENSION	COSTO REDES \$/ Año	Demanda KW	COSTO DISTRIBUCION	
			\$/año/KW	\$/mes/KW
RED AT + No eléctrico	35.391.224	324.612	109,03	9,09
TP AT/ST	36.720.239	324.612	113,12	9,43
RED ST	715.407.702	324.612	2.203,89	183,66
TRANSFORMACION ST/MT	459.160.166	322.779	1.422,52	118,54
RED MT	1.047.793.385	312.754	3.350,21	279,18
TRANSFORMACION MT/BT	631.202.252	240.118	2.628,71	219,06
RED BT	1.139.437.339	196.745	5.791,46	482,62
TOTAL	4.065.112.308			

COSTO DE REDES - COSTO DE DISTRIBUCION 2025

NIVEL DE TENSION	COSTO REDES \$/ Año	Demanda KW	COSTO DISTRIBUCION	
			\$/año/KW	\$/mes/KW
RED AT + No eléctrico	35.383.682	330.023	107,22	8,93
TP AT/ST	36.707.977	330.023	111,23	9,27
RED ST	734.629.507	330.023	2.225,99	185,50
TRANSFORMACION ST/MT	464.502.708	328.160	1.415,48	117,96
RED MT	1.051.907.011	318.034	3.307,53	275,63
TRANSFORMACION MT/BT	637.784.842	244.562	2.607,86	217,32
RED BT	1.155.502.153	200.475	5.763,82	480,32
TOTAL	4.116.417.878			

COSTO DE REDES - COSTO DE DISTRIBUCION 2026

NIVEL DE TENSION	COSTO REDES \$/ Año	Demanda KW	COSTO DISTRIBUCION	
			\$/año/KW	\$/mes/KW
RED AT + No eléctrico	35.404.425	335.460	105,54	8,79
TP AT/ST	36.741.699	335.460	109,53	9,13
RED ST	748.895.235	335.460	2.232,44	186,04
TRANSFORMACION ST/MT	469.447.018	333.566	1.407,36	117,28
RED MT	1.062.501.983	323.337	3.286,05	273,84
TRANSFORMACION MT/BT	645.245.134	249.023	2.591,10	215,93
RED BT	1.172.846.425	204.213	5.743,25	478,60
TOTAL	4.171.081.918			

COSTOS DE DISTRIBUCIÓN REDUCIDOS POR PERDIDAS A NIVEL DE SUMINISTRO AÑO 1

COSTOS DE DISTRIBUCIÓN Red. a Nivel de Suministro \$/kw_mes											
ETAPA	Red AT	Transf AT/ST	Red ST	Transf ST/MT	Red MT	Transf MT/BT	RED BT				
RED AT	\$CDAT_0	9,4318	\$CDAT_2	9,4853	\$CDAT_4	9,9889	\$CDAT_6	10,1771			
TP AT/ST		\$CDATST_1	9,8419	\$CDATST_3	9,8493	\$CDATST_5	10,5597				
RED ST			\$CDST_2	190,1571	\$CDST_4	200,4533	\$CDST_6	213,7709			
TRANSFORMACION ST/MT				\$CDSTMT_1	116,7534	\$CDSTMT_3	125,1742				
RED MT					\$CDMT_4	303,9597	\$CDMT_6	324,1539			
TRANSFORMACION MT/BT						\$CDMTBT_1	226,9460				
RED BT							\$CDBT_6	511,0117			

COSTOS DE DISTRIBUCIÓN REDUCIDOS POR PERDIDAS A NIVEL DE SUMINISTRO AÑO 2

COSTOS DE DISTRIBUCIÓN Red. a Nivel de Suministro \$/kw_mes											
ETAPA	Red AT	Transf AT/ST	Red ST	Transf ST/MT	Red MT	Transf MT/BT	RED BT				
RED AT	\$CDAT_0	9,2567	\$CDAT_2	9,3093	\$CDAT_4	9,8134	\$CDAT_6	10,4653			
TP AT/ST		\$CDATST_1	9,6049	\$CDATST_3	9,6667	\$CDATST_5	10,3639				
RED ST			\$CDST_2	186,6340	\$CDST_4	196,7395	\$CDST_6	209,8103			
TRANSFORMACION ST/MT				\$CDSTMT_1	118,0048	\$CDSTMT_3	126,5158				
RED MT					\$CDMT_4	298,9821	\$CDMT_6	318,8456			
TRANSFORMACION MT/BT						\$CDMTBT_1	224,9568				
RED BT							\$CDBT_6	508,3731			



COSTOS DE DISTRIBUCIÓN REDUCIDOS POR PERDIDAS A NIVEL DE SUMINISTRO AÑO 3

ETAPA	COSTOS DE DISTRIBUCIÓN Red. a Nivel de Suministro \$/kw_mes														
	Red AT	Transf AT/ST	Red ST	Transf ST/MT	Red MT	Transf MT/BT	RED BT	Red AT	Transf AT/ST	Red ST	Transf ST/MT	Red MT	Transf MT/BT	RED BT	
RED AT	\$CDAT_0	9,0855	\$CDAT_1	9,0855	\$CDAT_2	9,1371	\$CDAT_3	9,1440	\$CDAT_4	9,6319	\$CDAT_5	9,8035	\$CDAT_6	10,2718	
TP AT/ST	\$CDATST_1	9,4287	\$CDATST_2	9,4802	\$CDATST_3	9,4873	\$CDATST_4	9,9938	\$CDATST_5	10,1716	\$CDATST_6	10,6575	\$CDATST_7	10,6575	
RED ST			\$CDST_2	184,7003	\$CDST_3	184,8386	\$CDST_4	194,7011	\$CDST_5	198,1700	\$CDST_6	207,6365	\$CDST_7	207,6365	
TRANSFORMACION ST/MT				\$CDSTMT_1	118,6324	\$CDSTMT_2	124,9623	\$CDSTMT_3	127,1887	\$CDSTMT_4	299,3203	\$CDSTMT_5	313,6187	\$CDSTMT_6	313,6187
RED MT					\$CDMT_4	294,0808	\$CDMT_5	222,9625	\$CDMT_6	505,6760	\$CDMT_7	505,6760	\$CDMT_8	505,6760	
TRANSFORMACION MT/BT															
RED BT															

COSTOS DE DISTRIBUCIÓN REDUCIDOS POR PERDIDAS A NIVEL DE SUMINISTRO AÑO 4

ETAPA	COSTOS DE DISTRIBUCIÓN Red. a Nivel de Suministro \$/kw_mes														
	Red AT	Transf AT/ST	Red ST	Transf ST/MT	Red MT	Transf MT/BT	RED BT	Red AT	Transf AT/ST	Red ST	Transf ST/MT	Red MT	Transf MT/BT	RED BT	
RED AT	\$CDAT_0	8,9346	\$CDAT_1	8,9346	\$CDAT_2	8,9854	\$CDAT_3	8,9921	\$CDAT_4	9,4719	\$CDAT_5	9,6407	\$CDAT_6	10,1012	
TP AT/ST	\$CDATST_1	9,2690	\$CDATST_2	9,3217	\$CDATST_3	9,3287	\$CDATST_4	9,8264	\$CDATST_5	10,0015	\$CDATST_6	10,4792	\$CDATST_7	10,4792	
RED ST			\$CDST_2	186,5627	\$CDST_3	186,6924	\$CDST_4	196,6538	\$CDST_5	200,1575	\$CDST_6	209,7189	\$CDST_7	209,7189	
TRANSFORMACION ST/MT				\$CDSTMT_1	118,0447	\$CDSTMT_2	124,3432	\$CDSTMT_3	126,5586	\$CDSTMT_4	295,5071	\$CDSTMT_5	309,6233	\$CDSTMT_6	309,6233
RED MT					\$CDMT_4	290,3344	\$CDMT_5	221,1938	\$CDMT_6	503,2632	\$CDMT_7	503,2632	\$CDMT_8	503,2632	
TRANSFORMACION MT/BT															
RED BT															

COSTOS DE DISTRIBUCIÓN REDUCIDOS POR PERDIDAS A NIVEL DE SUMINISTRO AÑO 5

ETAPA	COSTOS DE DISTRIBUCIÓN Red. a Nivel de Suministro \$/kw_mes														
	Red AT	Transf AT/ST	Red ST	Transf ST/MT	Red MT	Transf MT/BT	RED BT	Red AT	Transf AT/ST	Red ST	Transf ST/MT	Red MT	Transf MT/BT	RED BT	
RED AT	\$CDAT_0	8,7950	\$CDAT_1	8,7950	\$CDAT_2	8,8449	\$CDAT_3	8,8516	\$CDAT_4	9,3238	\$CDAT_5	9,4900	\$CDAT_6	9,9433	
TP AT/ST	\$CDATST_1	9,1272	\$CDATST_2	9,1790	\$CDATST_3	9,1859	\$CDATST_4	9,6760	\$CDATST_5	9,8484	\$CDATST_6	10,3189	\$CDATST_7	10,3189	
RED ST			\$CDST_2	187,0932	\$CDST_3	187,2333	\$CDST_4	197,2236	\$CDST_5	200,7374	\$CDST_6	210,3265	\$CDST_7	210,3265	
TRANSFORMACION ST/MT				\$CDSTMT_1	117,3677	\$CDSTMT_2	123,6301	\$CDSTMT_3	126,8328	\$CDSTMT_4	293,5879	\$CDSTMT_5	307,6125	\$CDSTMT_6	307,6125
RED MT					\$CDMT_4	288,4488	\$CDMT_5	219,7724	\$CDMT_6	501,4659	\$CDMT_7	501,4659	\$CDMT_8	501,4659	
TRANSFORMACION MT/BT															
RED BT															



TARIFA

T1R1.m
\$AECVT1R1.m = ((AEPT1R1*cKEPT1R1)+(AERT1R1*cKERT1R1)+(AEVT1R1*cKEVT1R1))*cFPEBTr
\$APOT_CFT1R1.m = (APOTT1R1*cFCOT1R1_S*cFST1R1_S*PMAX_P_T1R1*cKFVT1R1*CT_1)*cFPPBTr_AT
\$APOT_CVT1R1.m = (APOTT1R1*cFCOT1R1_S*cFST1R1_S)*(1-cKFVT1R1)/(730*cFcT1R1)*cFPPBTr_AT
\$AUST_CFT1R1.m = (AUSTT1R1*cFCOT1R1_S*cFST1R1_S*PMAX_P_T1R1*cKFVT1R1*CT_1)*cFPPBTr_AT
\$AUST_CVT1R1.m = (AUSTT1R1*cFCOT1R1_S*cFST1R1_S)*(1-cKFVT1R1)/(730*cFcT1R1)*cFPPBTr_AT
\$CC_CFT1R1.m = CGCT1R1.m*(3,5*cKFVT1R1)*CT_1
\$CC_CVT1R1.m = CGCT1R1.m*(1-(3,5*cKFVT1R1))/(730*cFcT1R1)
\$CD_CFT1R1.m = (CDBT_6*cFRT1R1_BT+CDMTBT_6*cFRT1R1_MBT+CDMT_6*cFRT1R1_MT+CDSTMT_6*cFRT1R1_STMT+CDST_6*cFRT1R1_ST+CDATST_6*cFRT1R1_ATST+CDAT_6*cFRT1R1_AT)*cFST1R1*PMAX_T1R1*cKFVT1R1*CT_1
\$CD_CVT1R1.m = (CDBT_6*cFRT1R1_BT+CDMTBT_6*cFRT1R1_MBT+CDMT_6*cFRT1R1_MT+CDSTMT_6*cFRT1R1_STMT+CDST_6*cFRT1R1_ST+CDATST_6*cFRT1R1_ATST+CDAT_6*cFRT1R1_AT)*cFST1R1*(1-cKFVT1R1)/(730*cFcT1R1)
\$CTCFT1R1.m = APOT_CFT1R1.m+AUST_CFT1R1.m+CD_CFT1R1.m+CC_CFT1R1.m
\$CTCVT1R1.m = APOT_CVT1R1.m+AUST_CVT1R1.m+CD_CVT1R1.m+AECVT1R1.m+CC_CVT1R1.m

T1R1.t
\$AECVT1R1.t = ((AEPT1R1*cKEPT1R1)+(AERT1R1*cKERT1R1)+(AEVT1R1*cKEVT1R1))*cFPEBTr
\$APOT_CFT1R1.t = (APOTT1R1*cFCOT1R1_S*cFST1R1_S*PMAX_P_T1R1*cKFVT1R1*CT_1)*cFPPBTr_AT
\$APOT_CVT1R1.t = (APOTT1R1*cFCOT1R1_S*cFST1R1_S)*(1-cKFVT1R1)/(730*cFcT1R1)*cFPPBTr_AT
\$AUST_CFT1R1.t = (AUSTT1R1*cFCOT1R1_S*cFST1R1_S*PMAX_P_T1R1*cKFVT1R1*CT_1)*cFPPBTr_AT
\$AUST_CVT1R1.t = (AUSTT1R1*cFCOT1R1_S*cFST1R1_S)*(1-cKFVT1R1)/(730*cFcT1R1)*cFPPBTr_AT
\$CC_CFT1R1.t = CGCT1R1.t*(4,3*cKFVT1R1)*CT_1
\$CC_CVT1R1.t = CGCT1R1.t*(1-(4,3*cKFVT1R1))/(730*cFcT1R1)
\$CD_CFT1R1.t = (CDBT_6*cFRT1R1_BT+CDMTBT_6*cFRT1R1_MBT+CDMT_6*cFRT1R1_MT+CDSTMT_6*cFRT1R1_STMT+CDST_6*cFRT1R1_ST+CDATST_6*cFRT1R1_ATST+CDAT_6*cFRT1R1_AT)*cFST1R1*PMAX_T1R1*cKFVT1R1*CT_1
\$CD_CVT1R1.t = (CDBT_6*cFRT1R1_BT+CDMTBT_6*cFRT1R1_MBT+CDMT_6*cFRT1R1_MT+CDSTMT_6*cFRT1R1_STMT+CDST_6*cFRT1R1_ST+CDATST_6*cFRT1R1_ATST+CDAT_6*cFRT1R1_AT)*cFST1R1*(1-cKFVT1R1)/(730*cFcT1R1)
\$CTCFT1R1.t = APOT_CFT1R1.t+AUST_CFT1R1.t+CD_CFT1R1.t+CC_CFT1R1.t
\$CTCVT1R1.t = APOT_CVT1R1.t+AUST_CVT1R1.t+CD_CVT1R1.t+AECVT1R1.t+CC_CVT1R1.t

T1R2.m
\$AECVT1R2.m = (((AEPT1R2)*[cKEPT1R2])+((\$AERT1R2)*[cKERT1R2])+((\$AEVT1R2)*[cKEVT1R2]))*[cFPEBTr]
\$APOT_CFT1R2.m = ((\$APOTT1R2)*[cFCOT1R2_S]*[cFST1R2_S]*[PMAX_P_T1R2]*[cKFVT1R2]*[ct1])*[cFPPBTr_AT]
\$APOT_CVT1R2.m = ((\$APOTT1R2)*[cFCOT1R2_S]*[cFST1R2_S])*(1-[cKFVT1R2])/(730*[cFcT1R2])*[cFPPBTr_AT]
\$AUST_CFT1R2.m = ((\$AUSTT1R2)*[cFCOT1R2_S]*[cFST1R2_S]*[PMAX_P_T1R2]*[cKFVT1R2]*[ct1])*[cFPPBTr_AT]
\$AUST_CVT1R2.m = ((\$AUSTT1R2)*[cFCOT1R2_S]*[cFST1R2_S])*(1-[cKFVT1R2])/(730*[cFcT1R2])*[cFPPBTr_AT]
\$SCT1R2.m = [\$CGCT1R.m]*[ct1]
\$CD_CFT1R2.m = ((\$CDBT_6)*[cFRT1R2_BT]+[\$CDMTBT_6]*[cFRT1R2_MBT]+[\$CDMT_6]*[cFRT1R2_MT]+[\$CDSTMT_6]*[cFRT1R2_STMT]+[\$CDST_6]*[cFRT1R2_ST]+[\$CDATST_6]*[cFRT1R2_ATST]+[\$CDAT_6]*[cFRT1R2_AT])*[cFST1R2]*[PMAX_T1R2]*[cKFVT1R2]*[ct1]
\$CD_CVT1R2.m = ((\$CDBT_6)*[cFRT1R2_BT]+[\$CDMTBT_6]*[cFRT1R2_MBT]+[\$CDMT_6]*[cFRT1R2_MT]+[\$CDSTMT_6]*[cFRT1R2_STMT]+[\$CDST_6]*[cFRT1R2_ST]+[\$CDATST_6]*[cFRT1R2_ATST]+[\$CDAT_6]*[cFRT1R2_AT])*[cFST1R2]*(1-[cKFVT1R2])/(730*[cFcT1R2])
\$CTCFT1R2.m = [\$APOT_CFT1R2.m]+[\$AUST_CFT1R2.m]+[\$CD_CFT1R2.m]+[\$SCT1R2.m]
\$CTCVT1R2.m = [\$APOT_CVT1R2.m]+[\$AUST_CVT1R2.m]+[\$CD_CVT1R2.m]+[\$AECVT1R2.m]

T1R2.t
\$AECVT1R2.t = (((AEPT1R2)*[cKEPT1R2])+((\$AERT1R2)*[cKERT1R2])+((\$AEVT1R2)*[cKEVT1R2]))*[cFPEBTr]
\$APOT_CFT1R2.t = ((\$APOTT1R2)*[cFCOT1R2_S]*[cFST1R2_S]*[PMAX_P_T1R2]*[cKFVT1R2]*[ct1])*[cFPPBTr_AT]
\$APOT_CVT1R2.t = ((\$APOTT1R2)*[cFCOT1R2_S]*[cFST1R2_S])*(1-[cKFVT1R2])/(730*[cFcT1R2])*[cFPPBTr_AT]
\$AUST_CFT1R2.t = ((\$AUSTT1R2)*[cFCOT1R2_S]*[cFST1R2_S]*[PMAX_P_T1R2]*[cKFVT1R2]*[ct1])*[cFPPBTr_AT]
\$AUST_CVT1R2.t = ((\$AUSTT1R2)*[cFCOT1R2_S]*[cFST1R2_S])*(1-[cKFVT1R2])/(730*[cFcT1R2])*[cFPPBTr_AT]
\$SCT1R2.t = [\$CGCT1R.t]*[ct1]
\$CD_CFT1R2.t = ((\$CDBT_6)*[cFRT1R2_BT]+[\$CDMTBT_6]*[cFRT1R2_MBT]+[\$CDMT_6]*[cFRT1R2_MT]+[\$CDSTMT_6]*[cFRT1R2_STMT]+[\$CDST_6]*[cFRT1R2_ST]+[\$CDATST_6]*[cFRT1R2_ATST]+[\$CDAT_6]*[cFRT1R2_AT])*[cFST1R2]*[PMAX_T1R2]*[cKFVT1R2]*[ct1]
\$CD_CVT1R2.t = ((\$CDBT_6)*[cFRT1R2_BT]+[\$CDMTBT_6]*[cFRT1R2_MBT]+[\$CDMT_6]*[cFRT1R2_MT]+[\$CDSTMT_6]*[cFRT1R2_STMT]+[\$CDST_6]*[cFRT1R2_ST]+[\$CDATST_6]*[cFRT1R2_ATST]+[\$CDAT_6]*[cFRT1R2_AT])*[cFST1R2]*(1-[cKFVT1R2])/(730*[cFcT1R2])
\$CTCFT1R2.t = [\$APOT_CFT1R2.t]+[\$AUST_CFT1R2.t]+[\$CD_CFT1R2.t]+[\$SCT1R2.t]
\$CTCVT1R2.t = [\$APOT_CVT1R2.t]+[\$AUST_CVT1R2.t]+[\$CD_CVT1R2.t]+[\$AECVT1R2.t]



TARIFA

T1G1.m

\$AECVT1G1.m = ((AEPT1G1*cKEPT1G1)+(AERT1G1*cKERT1G1)+(AEVT1G1*cKEVT1G1))*cFPEBTr
\$APOT_CFT1G1.m = (APOTT1G1*cFCOT1G1_S*cFST1G1_S*PMAX_P_T1G1*cKFVT1G1*CT_1)*cFPPBTr_AT
\$APOT_CVT1G1.m = (APOTT1G1*cFCOT1G1_S*cFST1G1_S)*(1-cKFVT1G1)/(730*cFcT1G1)*cFPPBTr_AT
\$AUST_CFT1G1.m = (AUSTT1G1*cFCOT1G1_S*cFST1G1_S*PMAX_P_T1G1*cKFVT1G1*CT_1)*cFPPBTr_AT
\$AUST_CVT1G1.m = (AUSTT1G1*cFCOT1G1_S*cFST1G1_S)*(1-cKFVT1G1)/(730*cFcT1G1)*cFPPBTr_AT
\$CC_CFT1G1.m = CGCT1G1.m*(2,8*cKFVT1G1)*CT_1
\$CC_CVT1G1.m = CGCT1G1.m*(1-(2,8*cKFVT1G1))/(730*cFcT1G1)
\$CD_CFT1G1.m = (CDBT_6*cFRT1G1_BT+CDMTBT_6*cFRT1G1_MBT+CDMT_6*cFRT1G1_MT+CDSTMT_6*cFRT1G1_STMT+CDST_6*cFRT1G1_ST+CDATST_6*cFRT1G1_ATST+CDAT_6*cFRT1G1_AT)*cFST1G1*PMAX_T1G1*cKFVT1G1*CT_1
\$CD_CVT1G1.m = (CDBT_6*cFRT1G1_BT+CDMTBT_6*cFRT1G1_MBT+CDMT_6*cFRT1G1_MT+CDSTMT_6*cFRT1G1_STMT+CDST_6*cFRT1G1_ST+CDATST_6*cFRT1G1_ATST+CDAT_6*cFRT1G1_AT)*cFST1G1*(1-cKFVT1G1)/(730*cFcT1G1)
\$CTCFT1G1.m = APOT_CFT1G1r.m+AUST_CFT1G1r.m+CD_CFT1G1r.m+CC_CFT1G1r.m
\$CTCVT1G1.m = AUST_CVT1G1r.m+APOT_CVT1G1r.m+CD_CVT1G1r.m+AECVT1G1r.m+CC_CVT1G1r.m

T1G1.l

\$AECVT1G1.l = ((AEPT1G1*cKEPT1G1)+(AERT1G1*cKERT1G1)+(AEVT1G1*cKEVT1G1))*cFPEBTr
\$APOT_CFT1G1.l = (APOTT1G1*cFCOT1G1_S*cFST1G1_S*PMAX_P_T1G1*cKFVT1G1*CT_1)*cFPPBTr_AT
\$APOT_CVT1G1.l = (APOTT1G1*cFCOT1G1_S*cFST1G1_S)*(1-cKFVT1G1)/(730*cFcT1G1)*cFPPBTr_AT
\$AUST_CFT1G1.l = (AUSTT1G1*cFCOT1G1_S*cFST1G1_S*PMAX_P_T1G1*cKFVT1G1*CT_1)*cFPPBTr_AT
\$AUST_CVT1G1.l = (AUSTT1G1*cFCOT1G1_S*cFST1G1_S)*(1-cKFVT1G1)/(730*cFcT1G1)*cFPPBTr_AT
\$CC_CFT1G1.l = CGCT1G1.l*(3,1*cKFVT1G1)*CT_1
\$CC_CVT1G1.l = CGCT1G1.l*(1-(3,1*cKFVT1G1))/(730*cFcT1G1)
\$CD_CFT1G1.l = (CDBT_6*cFRT1G1_BT+CDMTBT_6*cFRT1G1_MBT+CDMT_6*cFRT1G1_MT+CDSTMT_6*cFRT1G1_STMT+CDST_6*cFRT1G1_ST+CDATST_6*cFRT1G1_ATST+CDAT_6*cFRT1G1_AT)*cFST1G1*PMAX_T1G1*cKFVT1G1*CT_1
\$CD_CVT1G1.l = (CDBT_6*cFRT1G1_BT+CDMTBT_6*cFRT1G1_MBT+CDMT_6*cFRT1G1_MT+CDSTMT_6*cFRT1G1_STMT+CDST_6*cFRT1G1_ST+CDATST_6*cFRT1G1_ATST+CDAT_6*cFRT1G1_AT)*cFST1G1*(1-cKFVT1G1)/(730*cFcT1G1)
\$CTCFT1G1.l = APOT_CFT1G1r.l+AUST_CFT1G1r.l+CD_CFT1G1r.l+CC_CFT1G1r.l
\$CTCVT1G1.l = AUST_CVT1G1r.l+APOT_CVT1G1r.l+CD_CVT1G1r.l+AECVT1G1r.l+CC_CVT1G1r.l

T1G2.m

\$AECVT1G2.m = (([AEPT1G2]*[cKEPT1G2])+([AERT1G2]*[cKERT1G2])+([AEVT1G2]*[cKEVT1G2]))*[cFPEBTr]
\$APOT_CFT1G2.m = ([APOTT1G2]*[cFCOT1G2_S]*[cFST1G2_S]*[PMAX_P_T1G2]*[cKFVT1G2]*[ct1])*[cFPPBTr_AT]
\$APOT_CVT1G2.m = ([APOTT1G2]*[cFCOT1G2_S]*[cFST1G2_S])*(1-[cKFVT1G2])/(730*[cFcT1G2])*[cFPPBTr_AT]
\$AUST_CFT1G2.m = ([AUSTT1G2]*[cFCOT1G2_S]*[cFST1G2_S]*[PMAX_P_T1G2]*[cKFVT1G2]*[ct1])*[cFPPBTr_AT]
\$AUST_CVT1G2.m = ([AUSTT1G2]*[cFCOT1G2_S]*[cFST1G2_S])*(1-[cKFVT1G2])/(730*[cFcT1G2])*[cFPPBTr_AT]
\$CC1G2.m = [CGCT1G2.m]*[ct1]
\$CD_CFT1G2.m = ([CDBT_6]*[cFRT1G2_BT]+[CDMTBT_6]*[cFRT1G2_MBT]+[CDMT_6]*[cFRT1G2_MT]+[CDSTMT_6]*[cFRT1G2_STMT]+[CDST_6]*[cFRT1G2_ST]+[CDATST_6]*[cFRT1G2_ATST]+[CDAT_6]*[cFRT1G2_AT])*[cFST1G2]*[PMAX_T1G2]*[cKFVT1G2]*[ct1]
\$CD_CVT1G2.m = ([CDBT_6]*[cFRT1G2_BT]+[CDMTBT_6]*[cFRT1G2_MBT]+[CDMT_6]*[cFRT1G2_MT]+[CDSTMT_6]*[cFRT1G2_STMT]+[CDST_6]*[cFRT1G2_ST]+[CDATST_6]*[cFRT1G2_ATST]+[CDAT_6]*[cFRT1G2_AT])*[cFST1G2]*(1-[cKFVT1G2])/(730*[cFcT1G2])
\$CTCFT1G2.m = [APOT_CFT1G2.m]+[AUST_CFT1G2.m]+[CD_CFT1G2.m]+[CC1G2.m]
\$CTCVT1G2.m = [AUST_CVT1G2.m]+[APOT_CVT1G2.m]+[CD_CVT1G2.m]+[AECVT1G2.m]

T1G2.l

\$AECVT1G2.l = (([AEPT1G2]*[cKEPT1G2])+([AERT1G2]*[cKERT1G2])+([AEVT1G2]*[cKEVT1G2]))*[cFPEBTr]
\$APOT_CFT1G2.l = ([APOTT1G2]*[cFCOT1G2_S]*[cFST1G2_S]*[PMAX_P_T1G2]*[cKFVT1G2]*[ct1])*[cFPPBTr_AT]
\$APOT_CVT1G2.l = ([APOTT1G2]*[cFCOT1G2_S]*[cFST1G2_S])*(1-[cKFVT1G2])/(730*[cFcT1G2])*[cFPPBTr_AT]
\$AUST_CFT1G2.l = ([AUSTT1G2]*[cFCOT1G2_S]*[cFST1G2_S]*[PMAX_P_T1G2]*[cKFVT1G2]*[ct1])*[cFPPBTr_AT]
\$AUST_CVT1G2.l = ([AUSTT1G2]*[cFCOT1G2_S]*[cFST1G2_S])*(1-[cKFVT1G2])/(730*[cFcT1G2])*[cFPPBTr_AT]
\$CC1G2.l = [CGCT1G2.l]*[ct1]
\$CD_CFT1G2.l = ([CDBT_6]*[cFRT1G2_BT]+[CDMTBT_6]*[cFRT1G2_MBT]+[CDMT_6]*[cFRT1G2_MT]+[CDSTMT_6]*[cFRT1G2_STMT]+[CDST_6]*[cFRT1G2_ST]+[CDATST_6]*[cFRT1G2_ATST]+[CDAT_6]*[cFRT1G2_AT])*[cFST1G2]*[PMAX_T1G2]*[cKFVT1G2]*[ct1]
\$CD_CVT1G2.l = ([CDBT_6]*[cFRT1G2_BT]+[CDMTBT_6]*[cFRT1G2_MBT]+[CDMT_6]*[cFRT1G2_MT]+[CDSTMT_6]*[cFRT1G2_STMT]+[CDST_6]*[cFRT1G2_ST]+[CDATST_6]*[cFRT1G2_ATST]+[CDAT_6]*[cFRT1G2_AT])*[cFST1G2]*(1-[cKFVT1G2])/(730*[cFcT1G2])
\$CTCFT1G2.l = [APOT_CFT1G2.l]+[AUST_CFT1G2.l]+[CD_CFT1G2.l]+[CC1G2.l]
\$CTCVT1G2.l = [AUST_CVT1G2.l]+[APOT_CVT1G2.l]+[CD_CVT1G2.l]+[AECVT1G2.l]

ANEXO V-3

T1Ab.t

- $\$AECVT1Ab.t = (([\$AEPT1A]*[cKEPT1A])+([\$AERT1A]*[cKERT1A])+([\$AEVT1A]*[cKEVT1A]))*[cFPEBTb]$
- $\$APOT_CFT1Ab.t = ([\$APOTT1A]*[cFCOT1A_S]*[cFST1A_S]*[PMAX_P_T1A]*[cKFVT1A]*[ct1])*[cFPPBTb_AT]$
- $\$APOT_CVT1Ab.t = ([\$APOTT1A]*[cFCOT1A_S]*[cFST1A_S])*(1-[cKEVT1A]/730*[cFCT1A]*[cFPPBTb_AT])$
- $\$AUST_CFT1Ab.t = ([\$AUSTT1A]*[cFCOT1A_S]*[cFST1A_S]*[PMAX_P_T1A]*[cKFVT1A]*[ct1])*[cFPPBTb_AT]$
- $\$AUST_CVT1Ab.t = ([\$AUSTT1A]*[cFCOT1A_S]*[cFST1A_S])*(1-[cKFVT1A]/(730*[cFCT1A]))*[cFPPBTb_AT]$
- $\$CCT1Ab.t = [\$CGCT1AP]*[ct1]$
- $\$CD_CFT1Ab.t = ([\$CDMTBT_5]*[cFRT1A_MTBT]+[\$CDMT_5]*[cFRT1A_MT]+[\$CDSTMT_5]*[cFRT1A_STMT]+[\$CDST_5]*[cFRT1A_ST]+[\$CDATST_5]*[cFRT1A_ATST]+[\$CDAT_5]*[cFRT1A_AT])*[cFST1A]*[PMAX_T1A]*[cKFVT1A]*[ct1]$
- $\$CD_CVT1Ab.t = ([\$CDMTBT_5]*[cFRT1A_MTBT]+[\$CDMT_5]*[cFRT1A_MT]+[\$CDSTMT_5]*[cFRT1A_STMT]+[\$CDST_5]*[cFRT1A_ST]+[\$CDATST_5]*[cFRT1A_ATST]+[\$CDAT_5]*[cFRT1A_AT])*[cFST1A]*(1-[cKFVT1A]/(730*[cFCT1A]))$
- $\$CTCFT1Ab.t = [\$APOT_CFT1Ab.t]+[\$AUST_CFT1Ab.t]+[\$CD_CFT1Ab.t]+[\$CCT1Ab.t]$
- $\$CTCVT1Ab.t = [\$APOT_CVT1Ab.t]+[\$AUST_CVT1Ab.t]+[\$CD_CVT1Ab.t]+[\$AECVT1Ab.t]$





TARIFA T2

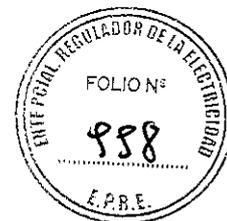
T2A_1BTb	
CARGO ENERGIA (P)	\$AEpT2A_1BTb = [\$AEPT2A]*[cFPEBT_MBT]
CARGO ENERGIA (R)	\$AErT2A_1BTb = [\$AERT2A]*[cFPEBT_MBT]
CARGO ENERGIA (V)	\$AEvT2A_1BTb = [\$AEVT2A]*[cFPEBT_MBT]
CARGO POTENCIA EN PUNTA	\$APOTT2A_1BTb = [\$APOTT2A]*[cFCOT2A_S]*[cFST2A_S]*[cFPPBTb_AT]
CARGO TRANSP. OTROS AGENT	\$AUSTT2A_1BTb = [\$AUSTT2A]*[cFCOT2A_S]*[cFST2A_S]*[cFPPBTb_AT]
CARGO GESTION COMERCIAL	\$CCT2A_1BTb = [\$CGCT2AP]
CARGO USO DE RED	\$CDT2A_1BTb = ((\$CDMTBT_5)*[cFRT2A_MBT]+[\$CDMT_5]*[cFRT2A_MT]+[\$CDSTMT_5]*[cFRT2A_STMT]+[\$CDST_5]*[cFRT2A_ST]+[\$CDATST_5]*[cFRT2A_ATST]+[\$CDAT_5]*[cFRT2A_AT])*[cFST2A]

T2N_1BTb	
CARGO ENERGIA (P)	\$AEpT2N_1BTb = [\$AEPT2_1]*[cFPEBT_MBT]
CARGO ENERGIA (R)	\$AErT2N_1BTb = [\$AERT2_1]*[cFPEBT_MBT]
CARGO ENERGIA (V)	\$AEvT2N_1BTb = [\$AEVT2_1]*[cFPEBT_MBT]
CARGO POTENCIA EN PUNTA	\$APOTT2N_1BTb = [\$APOTT2_1]*[cFCOT2BT_1_S]*[cFST2BT_1_S]*[cFPPBTb_AT]
CARGO TRANSP. OTROS AGENT	\$AUSTT2N_1BTb = [\$AUSTT2_1]*[cFCOT2BT_1_S]*[cFST2BT_1_S]*[cFPPBTb_AT]
CARGO GESTION COMERCIAL	\$CCT2N_1BTb = [\$CGCT2_1BT]
CARGO USO DE RED	\$CDT2N_1BTb = ((\$CDMTBT_5)*[cFRT2NBT_1_MBT]+[\$CDMT_5]*[cFRT2NBT_1_MT]+[\$CDSTMT_5]*[cFRT2NBT_1_STMT]+[\$CDST_5]*[cFRT2NBT_1_ST]+[\$CDATST_5]*[cFRT2NBT_1_ATST]+[\$CDAT_5]*[cFRT2NBT_1_AT])*[cFST2BT_1]

T2N_1BTr	
CARGO ENERGIA (P)	\$AEpT2N_1BTr = [\$AEPT2_1]*[cFPEBT_BT]
CARGO ENERGIA (R)	\$AErT2N_1BTr = [\$AERT2_1]*[cFPEBT_BT]
CARGO ENERGIA (V)	\$AEvT2N_1BTr = [\$AEVT2_1]*[cFPEBT_BT]
CARGO POTENCIA EN PUNTA	\$APOTT2N_1BTr = [\$APOTT2_1]*[cFCOT2BT_1_S]*[cFST2BT_1_S]*[cFPPBTb_AT]
CARGO TRANSP. OTROS AGENT	\$AUSTT2N_1BTr = [\$AUSTT2_1]*[cFCOT2BT_1_S]*[cFST2BT_1_S]*[cFPPBTb_AT]
CARGO GESTION COMERCIAL	\$CCT2N_1BTr = [\$CGCT2_1BT]
CARGO USO DE RED	\$CDT2N_1BTr = ((\$CDBT_6)*[cFRT2NBT_1_BT]+[\$CDMTBT_6]*[cFRT2NBT_1_MBT]+[\$CDMT_6]*[cFRT2NBT_1_MT]+[\$CDSTMT_6]*[cFRT2NBT_1_STMT]+[\$CDST_6]*[cFRT2NBT_1_ST]+[\$CDATST_6]*[cFRT2NBT_1_ATST]+[\$CDAT_6]*[cFRT2NBT_1_AT])*[cFST2BT_1]

T2N_2BTb	
CARGO ENERGIA (P)	\$AEpT2N_2BTb = [\$AEPT2_2]*[cFPEBT_MBT]
CARGO ENERGIA (R)	\$AErT2N_2BTb = [\$AERT2_2]*[cFPEBT_MBT]
CARGO ENERGIA (V)	\$AEvT2N_2BTb = [\$AEVT2_2]*[cFPEBT_MBT]
CARGO POTENCIA EN PUNTA	\$APOTT2N_2BTb = [\$APOTT2_2]*[cFCOT2BT_2_S]*[cFST2BT_2_S]*[cFPPBTb_AT]
CARGO TRANSP. OTROS AGENT	\$AUSTT2N_2BTb = [\$AUSTT2_2]*[cFCOT2BT_2_S]*[cFST2BT_2_S]*[cFPPBTb_AT]
CARGO GESTION COMERCIAL	\$CCT2N_2BTb = [\$CGCT2_2BT]
CARGO USO DE RED	\$CDT2N_2BTb = ((\$CDMTBT_5)*[cFRT2NBT_2_MBT]+[\$CDMT_5]*[cFRT2NBT_2_MT]+[\$CDSTMT_5]*[cFRT2NBT_2_STMT]+[\$CDST_5]*[cFRT2NBT_2_ST]+[\$CDATST_5]*[cFRT2NBT_2_ATST]+[\$CDAT_5]*[cFRT2NBT_2_AT])*[cFST2BT_2]

T2N_2BTr	
CARGO ENERGIA (P)	\$AEpT2N_2BTr = [\$AEPT2_2]*[cFPEBT_BT]
CARGO ENERGIA (R)	\$AErT2N_2BTr = [\$AERT2_2]*[cFPEBT_BT]
CARGO ENERGIA (V)	\$AEvT2N_2BTr = [\$AEVT2_2]*[cFPEBT_BT]
CARGO POTENCIA EN PUNTA	\$APOTT2N_2BTr = [\$APOTT2_2]*[cFCOT2BT_2_S]*[cFST2BT_2_S]*[cFPPBTb_AT]
CARGO TRANSP. OTROS AGENT	\$AUSTT2N_2BTr = [\$AUSTT2_2]*[cFCOT2BT_2_S]*[cFST2BT_2_S]*[cFPPBTb_AT]
CARGO GESTION COMERCIAL	\$CCT2N_2BTr = [\$CGCT2_2BT]
CARGO USO DE RED	\$CDT2N_2BTr = ((\$CDBT_6)*[cFRT2NBT_2_BT]+[\$CDMTBT_6]*[cFRT2NBT_2_MBT]+[\$CDMT_6]*[cFRT2NBT_2_MT]+[\$CDSTMT_6]*[cFRT2NBT_2_STMT]+[\$CDST_6]*[cFRT2NBT_2_ST]+[\$CDATST_6]*[cFRT2NBT_2_ATST]+[\$CDAT_6]*[cFRT2NBT_2_AT])*[cFST2BT_2]



TARIFA T2

T2N_2MTb	
CARGO ENERGIA (P)	\$AEpT2N_2MTb = [\$AEPT2_2]*[cFPEBT_STMT]
CARGO ENERGIA (R)	\$AErT2N_2MTb = [\$AERT2_2]*[cFPEBT_STMT]
CARGO ENERGIA (V)	\$AEvT2N_2MTb = [\$AEVT2_2]*[cFPEBT_STMT]
CARGO POTENCIA EN PUNTA	\$APOTT2N_2MTb = [\$APOTT2_2]*[cFCOT2MT_1_S]*[cFST2MT_1_S]*[cFPPSTMT_AT]
CARGO TRANSP. OTROS AGENT	\$AUSTT2N_2MTb = [\$AUSTT2_2]*[cFCOT2MT_1_S]*[cFST2MT_1_S]*[cFPPSTMT_AT]
CARGO GESTION COMERCIAL	\$CCT2N_2MTb = [\$CGCT2_2MT]
CARGO USO DE RED	\$CDT2N_2MTb = ((\$CDSTMT_4)*[cFRT2NMT_1_STMT]+[\$CDST_4]*[cFRT2NMT_1_ST]+[\$CDATST_4]*[cFRT2NMT_1_ATST]+[\$CDAT_4]*[cFRT2NMT_1_AT])*[cFST2MT_1]

T2N_2MTr	
CARGO ENERGIA (P)	\$AEpT2N_2MTr = [\$AEPT2_2]*[cFPEBT_MT]
CARGO ENERGIA (R)	\$AErT2N_2MTr = [\$AERT2_2]*[cFPEBT_MT]
CARGO ENERGIA (V)	\$AEvT2N_2MTr = [\$AEVT2_2]*[cFPEBT_MT]
CARGO POTENCIA EN PUNTA	\$APOTT2N_2MTr = [\$APOTT2_2]*[cFCOT2MT_1_S]*[cFST2MT_1_S]*[cFPPMT_AT]
CARGO TRANSP. OTROS AGENT	\$AUSTT2N_2MTr = [\$AUSTT2_2]*[cFCOT2MT_1_S]*[cFST2MT_1_S]*[cFPPMT_AT]
CARGO GESTION COMERCIAL	\$CCT2N_2MTr = [\$CGCT2_2MT]
CARGO USO DE RED	\$CDT2N_2MTr = ((\$CDMT_4)*[cFRT2NMT_1_MT]+[\$CDSTMT_4]*[cFRT2NMT_1_STMT]+[\$CDST_4]*[cFRT2NMT_1_ST]+[\$CDATST_4]*[cFRT2NMT_1_ATST]+[\$CDAT_4]*[cFRT2NMT_1_AT])*[cFST2MT_1]

T2N_2STr	
CARGO ENERGIA (P)	\$AEpT2N_2STr = [\$AEPT2_2]*[cFPEBT_ST]
CARGO ENERGIA (R)	\$AErT2N_2STr = [\$AERT2_2]*[cFPEBT_ST]
CARGO ENERGIA (V)	\$AEvT2N_2STr = [\$AEVT2_2]*[cFPEBT_ST]
CARGO POTENCIA EN PUNTA	\$APOTT2N_2STr = [\$APOTT2_2]*[cFCOT2ST_S]*[cFST2ST_S]*[cFPPST_AT]
CARGO TRANSP. OTROS AGENT	\$AUSTT2N_2STr = [\$AUSTT2_2]*[cFCOT2ST_S]*[cFST2ST_S]*[cFPPST_AT]
CARGO GESTION COMERCIAL	\$CCT2N_2STr = [\$CGCT2_2ST]
CARGO USO DE RED	\$CDT2N_2STr = ((\$CDST_2)*[cFRT2NST_ST]+[\$CDATST_2]*[cFRT2NST_ATST]+[\$CDAT_2]*[cFRT2NST_AT])*[cFST2ST]

T2N_3ATr	
CARGO ENERGIA (P)	\$AEpT2N_3ATr = [\$AEPT2_3]*[cFPEBT_AT]
CARGO ENERGIA (R)	\$AErT2N_3ATr = [\$AERT2_3]*[cFPEBT_AT]
CARGO ENERGIA (V)	\$AEvT2N_3ATr = [\$AEVT2_3]*[cFPEBT_AT]
CARGO POTENCIA EN PUNTA	\$APOTT2N_3ATr = [\$APOTT2_3]*[cFCOT2AT_S]*[cFST2AT_S]*[cFPPAT_AT]
CARGO TRANSP. OTROS AGENT	\$AUSTT2N_3ATr = [\$AUSTT2_3]*[cFCOT2AT_S]*[cFST2AT_S]*[cFPPAT_AT]
CARGO GESTION COMERCIAL	\$CCT2N_3ATr = [\$CGCT2_3AT]
CARGO USO DE RED	\$CDT2N_3ATr = ((\$CDAT_0)*[cFRT2NAT_AT])*[cFST2AT]

T2N_3BTb	
CARGO ENERGIA (P)	\$AEpT2N_3BTb = [\$AEPT2_3]*[cFPEBT_MBTB]
CARGO ENERGIA (R)	\$AErT2N_3BTb = [\$AERT2_3]*[cFPEBT_MBTB]
CARGO ENERGIA (V)	\$AEvT2N_3BTb = [\$AEVT2_3]*[cFPEBT_MBTB]
CARGO POTENCIA EN PUNTA	\$APOTT2N_3BTb = [\$APOTT2_3]*[cFCOT2BT_2_S]*[cFST2BT_2_S]*[cFPPBTb_AT]
CARGO TRANSP. OTROS AGENT	\$AUSTT2N_3BTb = [\$AUSTT2_3]*[cFCOT2BT_2_S]*[cFST2BT_2_S]*[cFPPBTb_AT]
CARGO GESTION COMERCIAL	\$CCT2N_3BTb = [\$CGCT2_3BT]
CARGO USO DE RED	\$CDT2N_3BTb = ((\$CDMTBT_5)*[cFRT2NBT_2_MBTB]+[\$CDMT_5]*[cFRT2NBT_2_MT]+[\$CDSTMT_5]*[cFRT2NBT_2_STMT]+[\$CDST_5]*[cFRT2NBT_2_ST]+[\$CDATST_5]*[cFRT2NBT_2_ATST]+[\$CDAT_5]*[cFRT2NBT_2_AT])*[cFST2BT_2]



TARIFA T2

T2N_3BTr

CARGO ENERGIA (P)	\$AEpT2N_3BTr = [\$AEPT2_3]*[cFPEBT_BT]
CARGO ENERGIA (R)	\$AErT2N_3BTr = [\$AERT2_3]*[cFPEBT_BT]
CARGO ENERGIA (V)	\$AEvT2N_3BTr = [\$AEVT2_3]*[cFPEBT_BT]
CARGO POTENCIA EN PUNTA	\$APOTT2N_3BTr = [\$APOTT2_3]*[cFCOT2BT_2_S]*[cFST2BT_2_S]*[cFPPBTr_AT]
CARGO TRANSP. OTROS AGENT	\$AUSTT2N_3BTr = [\$AUSTT2_3]*[cFCOT2BT_2_S]*[cFST2BT_2_S]*[cFPPBTr_AT]
CARGO GESTION COMERCIAL	\$CCT2N_3BTr = [\$CGCT2_3BT]
CARGO USO DE RED	\$CDT2N_3BTr = ((\$CDBT_6)*[cFRT2NBT_2_BT]+[\$CDMTBT_6]*[cFRT2NBT_2_MBT]+[\$CDMT_6]*[cFRT2NBT_2_MT]+[\$CDSTMT_6]*[cFRT2NBT_2_STMT]+[\$CDST_6]*[cFRT2NBT_2_ST]+[\$CDATST_6]*[cFRT2NBT_2_ATST]+[\$CDAT_6]*[cFRT2NBT_2_AT])*[cFST2BT_2]

T2N_3MTb

CARGO ENERGIA (P)	\$AEpT2N_3MTb = [\$AEPT2_3]*[cFPEBT_STMT]
CARGO ENERGIA (R)	\$AErT2N_3MTb = [\$AERT2_3]*[cFPEBT_STMT]
CARGO ENERGIA (V)	\$AEvT2N_3MTb = [\$AEVT2_3]*[cFPEBT_STMT]
CARGO POTENCIA EN PUNTA	\$APOTT2N_3MTb = [\$APOTT2_3]*[cFCOT2MT_2_S]*[cFST2MT_2_S]*[cFPPSTMT_AT]
CARGO TRANSP. OTROS AGENT	\$AUSTT2N_3MTb = [\$AUSTT2_3]*[cFCOT2MT_2_S]*[cFST2MT_2_S]*[cFPPSTMT_AT]
CARGO GESTION COMERCIAL	\$CCT2N_3MTb = [\$CGCT2_3MT]
CARGO USO DE RED	\$CDT2N_3MTb = ((\$CDSTMT_3)*[cFRT2NSTMT_STMT]+[\$CDST_3]*[cFRT2NSTMT_ST]+[\$CDATST_3]*[cFRT2NSTMT_ATST]+[\$CDAT_3]*[cFRT2NSTMT_AT])*[cFST2MT_2]

T2N_3MTr

CARGO ENERGIA (P)	\$AEpT2N_3MTr = [\$AEPT2_3]*[cFPEBT_MT]
CARGO ENERGIA (R)	\$AErT2N_3MTr = [\$AERT2_3]*[cFPEBT_MT]
CARGO ENERGIA (V)	\$AEvT2N_3MTr = [\$AEVT2_3]*[cFPEBT_MT]
CARGO POTENCIA EN PUNTA	\$APOTT2N_3MTr = [\$APOTT2_3]*[cFCOT2MT_2_S]*[cFST2MT_2_S]*[cFPPMT_AT]
CARGO TRANSP. OTROS AGENT	\$AUSTT2N_3MTr = [\$AUSTT2_3]*[cFCOT2MT_2_S]*[cFST2MT_2_S]*[cFPPMT_AT]
CARGO GESTION COMERCIAL	\$CCT2N_3MTr = [\$CGCT2_3MT]
CARGO USO DE RED	\$CDT2N_3MTr = ((\$CDMT_4)*[cFRT2NMT_2_MT]+[\$CDSTMT_4]*[cFRT2NMT_2_STMT]+[\$CDST_4]*[cFRT2NMT_2_ST]+[\$CDATST_4]*[cFRT2NMT_2_ATST]+[\$CDAT_4]*[cFRT2NMT_2_AT])*[cFST2MT_2]

T2N_3STb

CARGO ENERGIA (P)	\$AEpT2N_3STb = [\$AEPT2_3]*[cFPEBT_ATST]
CARGO ENERGIA (R)	\$AErT2N_3STb = [\$AERT2_3]*[cFPEBT_ATST]
CARGO ENERGIA (V)	\$AEvT2N_3STb = [\$AEVT2_3]*[cFPEBT_ATST]
CARGO POTENCIA EN PUNTA	\$APOTT2N_3STb = [\$APOTT2_3]*[cFCOT2ST_S]*[cFST2ST_S]*[cFPPATST_AT]
CARGO TRANSP. OTROS AGENT	\$AUSTT2N_3STb = [\$AUSTT2_3]*[cFCOT2ST_S]*[cFST2ST_S]*[cFPPATST_AT]
CARGO GESTION COMERCIAL	\$CCT2N_3STb = [\$CGCT2_3ST]
CARGO USO DE RED	\$CDT2N_3STb = ((\$CDATST_1)*[cFRT2NST_ATST]+[\$CDAT_1]*[cFRT2NST_AT])*[cFST2ST]

T2N_3STr

CARGO ENERGIA (P)	\$AEpT2N_3STr = [\$AEPT2_3]*[cFPEBT_ST]
CARGO ENERGIA (R)	\$AErT2N_3STr = [\$AERT2_3]*[cFPEBT_ST]
CARGO ENERGIA (V)	\$AEvT2N_3STr = [\$AEVT2_3]*[cFPEBT_ST]
CARGO POTENCIA EN PUNTA	\$APOTT2N_3STr = [\$APOTT2_3]*[cFCOT2ST_S]*[cFST2ST_S]*[cFPPST_AT]
CARGO TRANSP. OTROS AGENT	\$AUSTT2N_3STr = [\$AUSTT2_3]*[cFCOT2ST_S]*[cFST2ST_S]*[cFPPST_AT]
CARGO GESTION COMERCIAL	\$CCT2N_3STr = [\$CGCT2_3ST]
CARGO USO DE RED	\$CDT2N_3STr = ((\$CDST_2)*[cFRT2NST_ST]+[\$CDATST_2]*[cFRT2NST_ATST]+[\$CDAT_2]*[cFRT2NST_AT])*[cFST2ST]

T2J_1BTb

CARGO ENERGIA (P)	\$AEpT2J_1BTb = [\$AEPT2_1]*([cFPEBT_MBT]-1)
CARGO ENERGIA (R)	\$AErT2J_1BTb = [\$AERT2_1]*([cFPEBT_MBT]-1)
CARGO ENERGIA (V)	\$AEvT2J_1BTb = [\$AEVT2_1]*([cFPEBT_MBT]-1)
CARGO POTENCIA EN PUNTA	\$APOTT2J_1BTb = [\$APOTT2_1]*[cFCOT2BT_1_S]*[cFST2BT_1_S]*([cFPPBTb_AT]-1)
CARGO TRANSP. OTROS AGENT	\$AUSTT2J_1BTb = [\$AUSTT2_1]*[cFCOT2BT_1_S]*[cFST2BT_1_S]*([cFPPBTb_AT]-1)
CARGO GESTION COMERCIAL	\$CCT2J_1BTb = [\$CGCT2_1BT]
CARGO USO DE RED	\$CDT2J_1BTb = ((\$CDMTBT_5)*[cFRT2NBT_1_MBT]+[\$CDMT_5]*[cFRT2NBT_1_MT]+[\$CDSTMT_5]*[cFRT2NBT_1_STMT]+[\$CDST_5]*[cFRT2NBT_1_ST]+[\$CDATST_5]*[cFRT2NBT_1_ATST]+[\$CDAT_5]*[cFRT2NBT_1_AT])*[cFST2BT_1]



TARIFA T2

T2J_1BTr	
CARGO ENERGIA (P)	\$AEpT2J_1BTr = [\$AEPT2_1]*((cFPEBT_BT)-1)
CARGO ENERGIA (R)	\$AErT2J_1BTr = [\$AERT2_1]*((cFPEBT_BT)-1)
CARGO ENERGIA (V)	\$AEvT2J_1BTr = [\$AEVT2_1]*((cFPEBT_BT)-1)
CARGO POTENCIA EN PUNTA	\$APOTT2J_1BTr = [\$APOTT2_1]*[cFCOT2BT_1_S]*[cFST2BT_1_S]*((cFPPBTr_AT)-1)
CARGO TRANSP. OTROS AGENT	\$AUSTT2J_1BTr = [\$AUSTT2_1]*[cFCOT2BT_1_S]*[cFST2BT_1_S]*[cFPPBTr_AT]
CARGO GESTION COMERCIAL	\$CCT2J_1BTr = [\$CGCT2_1BT]
CARGO USO DE RED	\$CDT2J_1BTr = ((\$CDBT_6)*[cFRT2NBT_1_BT]+[\$CDMTBT_6]*[cFRT2NBT_1_MBT]+[\$CDMT_6]*[cFRT2NBT_1_MT]+[\$CDSTMT_6]*[cFRT2NBT_1_STMT]+[\$CDST_6]*[cFRT2NBT_1_ST]+[\$CDATST_6]*[cFRT2NBT_1_ATST]+[\$CDAT_6]*[cFRT2NBT_1_AT])*[cFST2BT_1]
T2J_2BTb	
CARGO ENERGIA (P)	\$AEpT2J_2BTb = [\$AEPT2_2]*((cFPEBT_MBT)-1)
CARGO ENERGIA (R)	\$AErT2J_2BTb = [\$AERT2_2]*((cFPEBT_MBT)-1)
CARGO ENERGIA (V)	\$AEvT2J_2BTb = [\$AEVT2_2]*((cFPEBT_MBT)-1)
CARGO POTENCIA EN PUNTA	\$APOTT2J_2BTb = [\$APOTT2_2]*[cFCOT2BT_2_S]*[cFST2BT_2_S]*((cFPPBTb_AT)-1)
CARGO TRANSP. OTROS AGENT	\$AUSTT2J_2BTb = [\$AUSTT2_2]*[cFCOT2BT_2_S]*[cFST2BT_2_S]*[cFPPBTb_AT]
CARGO GESTION COMERCIAL	\$CCT2J_2BTb = [\$CGCT2_2BT]
CARGO USO DE RED	\$CDT2J_2BTb = ((\$CDMTBT_5)*[cFRT2NBT_2_MBT]+[\$CDMT_5]*[cFRT2NBT_2_MT]+[\$CDSTMT_5]*[cFRT2NBT_2_STMT]+[\$CDST_5]*[cFRT2NBT_2_ST]+[\$CDATST_5]*[cFRT2NBT_2_ATST]+[\$CDAT_5]*[cFRT2NBT_2_AT])*[cFST2BT_2]
T2J_2BTt	
CARGO ENERGIA (P)	\$AEpT2J_2BTt = [\$AEPT2_2]*((cFPEBT_BT)-1)
CARGO ENERGIA (R)	\$AErT2J_2BTt = [\$AERT2_2]*((cFPEBT_BT)-1)
CARGO ENERGIA (V)	\$AEvT2J_2BTt = [\$AEVT2_2]*((cFPEBT_BT)-1)
CARGO POTENCIA EN PUNTA	\$APOTT2J_2BTt = [\$APOTT2_2]*[cFCOT2BT_2_S]*[cFST2BT_2_S]*((cFPPBTt_AT)-1)
CARGO TRANSP. OTROS AGENT	\$AUSTT2J_2BTt = [\$AUSTT2_2]*[cFCOT2BT_2_S]*[cFST2BT_2_S]*[cFPPBTt_AT]
CARGO GESTION COMERCIAL	\$CCT2J_2BTt = [\$CGCT2_2BT]
CARGO USO DE RED	\$CDT2J_2BTt = ((\$CDBT_6)*[cFRT2NBT_2_BT]+[\$CDMTBT_6]*[cFRT2NBT_2_MBT]+[\$CDMT_6]*[cFRT2NBT_2_MT]+[\$CDSTMT_6]*[cFRT2NBT_2_STMT]+[\$CDST_6]*[cFRT2NBT_2_ST]+[\$CDATST_6]*[cFRT2NBT_2_ATST]+[\$CDAT_6]*[cFRT2NBT_2_AT])*[cFST2BT_2]
T2J_2MTb	
CARGO ENERGIA (P)	\$AEpT2J_2MTb = [\$AEPT2_2]*((cFPEBT_STMT)-1)
CARGO ENERGIA (R)	\$AErT2J_2MTb = [\$AERT2_2]*((cFPEBT_STMT)-1)
CARGO ENERGIA (V)	\$AEvT2J_2MTb = [\$AEVT2_2]*((cFPEBT_STMT)-1)
CARGO POTENCIA EN PUNTA	\$APOTT2J_2MTb = [\$APOTT2_2]*[cFCOT2MT_1_S]*[cFST2MT_1_S]*((cFPPSTMT_AT)-1)
CARGO TRANSP. OTROS AGENT	\$AUSTT2J_2MTb = [\$AUSTT2_2]*[cFCOT2MT_1_S]*[cFST2MT_1_S]*[cFPPSTMT_AT]
CARGO GESTION COMERCIAL	\$CCT2J_2MTb = [\$CGCT2_2MT]
CARGO USO DE RED	\$CDT2J_2MTb = ((\$CDMT_4)*[cFRT2NMT_1_MT]+[\$CDSTMT_4]*[cFRT2NMT_1_STMT]+[\$CDST_4]*[cFRT2NMT_1_ST]+[\$CDATST_4]*[cFRT2NMT_1_ATST]+[\$CDAT_4]*[cFRT2NMT_1_AT])*[cFST2MT_1]
T2J_2MTt	
CARGO ENERGIA (P)	\$AEpT2J_2MTt = [\$AEPT2_2]*((cFPEBT_MT)-1)
CARGO ENERGIA (R)	\$AErT2J_2MTt = [\$AERT2_2]*((cFPEBT_MT)-1)
CARGO ENERGIA (V)	\$AEvT2J_2MTt = [\$AEVT2_2]*((cFPEBT_MT)-1)
CARGO POTENCIA EN PUNTA	\$APOTT2J_2MTt = [\$APOTT2_2]*[cFCOT2MT_1_S]*[cFST2MT_1_S]*((cFPPMT_AT)-1)
CARGO TRANSP. OTROS AGENT	\$AUSTT2J_2MTt = [\$AUSTT2_2]*[cFCOT2MT_1_S]*[cFST2MT_1_S]*[cFPPMT_AT]
CARGO GESTION COMERCIAL	\$CCT2J_2MTt = [\$CGCT2_2MT]
CARGO USO DE RED	\$CDT2J_2MTt = ((\$CDMT_4)*[cFRT2NMT_1_MT]+[\$CDSTMT_4]*[cFRT2NMT_1_STMT]+[\$CDST_4]*[cFRT2NMT_1_ST]+[\$CDATST_4]*[cFRT2NMT_1_ATST]+[\$CDAT_4]*[cFRT2NMT_1_AT])*[cFST2MT_1]
T2J_2STt	
CARGO ENERGIA (P)	\$AEpT2J_2STt = [\$AEPT2_2]*((cFPEBT_ST)-1)
CARGO ENERGIA (R)	\$AErT2J_2STt = [\$AERT2_2]*((cFPEBT_ST)-1)
CARGO ENERGIA (V)	\$AEvT2J_2STt = [\$AEVT2_2]*((cFPEBT_ST)-1)
CARGO POTENCIA EN PUNTA	\$APOTT2J_2STt = [\$APOTT2_2]*[cFCOT2ST_S]*[cFST2ST_S]*((cFPPST_AT)-1)
CARGO TRANSP. OTROS AGENT	\$AUSTT2J_2STt = [\$AUSTT2_2]*[cFCOT2ST_S]*[cFST2ST_S]*[cFPPST_AT]
CARGO GESTION COMERCIAL	\$CCT2J_2STt = [\$CGCT2_2ST]
CARGO USO DE RED	\$CDT2J_2STt = ((\$CDST_2)*[cFRT2NST_ST]+[\$CDATST_2]*[cFRT2NST_ATST]+[\$CDAT_2]*[cFRT2NST_AT])*[cFST2ST]





TARIFA T2

T2J_3ATr	
CARGO ENERGIA (P)	\$AEpT2J_3ATr = [\$AEPT2_3]*([cFPEBT_AT]-1)
CARGO ENERGIA (R)	\$AErT2J_3ATr = [\$AERT2_3]*([cFPEBT_AT]-1)
CARGO ENERGIA (V)	\$AEvT2J_3ATr = [\$AEVT2_3]*([cFPEBT_AT]-1)
CARGO POTENCIA EN PUNTA	\$APOTT2J_3ATr = [\$APOTT2_3]*[cFCOT2AT_S]*[cFST2AT_S]*([cFPPAT_AT]-1)
CARGO TRANSP. OTROS AGENT	\$AUSTT2J_3ATr = [\$AUSTT2_3]*[cFCOT2AT_S]*[cFST2AT_S]*[cFPPAT_AT]
CARGO GESTION COMERCIAL	\$CCT2J_3ATr = [\$CGCT2_3AT]
CARGO USO DE RED	\$CDT2J_3ATr = ([\$CDAT_0]*[cFRT2JAT_AT])*[cFST2AT_S]
T2J_3BTb	
CARGO ENERGIA (P)	\$AEpT2J_3BTb = [\$AEPT2_3]*([cFPEBT_MBT]-1)
CARGO ENERGIA (R)	\$AErT2J_3BTb = [\$AERT2_3]*([cFPEBT_MBT]-1)
CARGO ENERGIA (V)	\$AEvT2J_3BTb = [\$AEVT2_3]*([cFPEBT_MBT]-1)
CARGO POTENCIA EN PUNTA	\$APOTT2J_3BTb = [\$APOTT2_3]*[cFCOT2BT_2_S]*[cFST2BT_2_S]*([cFPPBTb_AT]-1)
CARGO TRANSP. OTROS AGENT	\$AUSTT2J_3BTb = [\$AUSTT2_3]*[cFCOT2BT_2_S]*[cFST2BT_2_S]*[cFPPBTb_AT]
CARGO GESTION COMERCIAL	\$CCT2J_3BTb = [\$CGCT2_3BT]
CARGO USO DE RED	\$CDT2J_3BTb = ([\$CDMTB_5]*[cFRT2NBT_2_MBT]+[\$CDMT_5]*[cFRT2NBT_2_MT]+[\$CDSTMT_5]*[cFRT2NBT_2_STMT]+[\$CDST_5]*[cFRT2NBT_2_ST]+[\$CDATST_5]*[cFRT2NBT_2_ATST]+[\$CDAT_5]*[cFRT2NBT_2_AT])*[cFST2BT_2]
T2J_3BTr	
CARGO ENERGIA (P)	\$AEpT2J_3BTr = [\$AEPT2_3]*([cFPEBT_BT]-1)
CARGO ENERGIA (R)	\$AErT2J_3BTr = [\$AERT2_3]*([cFPEBT_BT]-1)
CARGO ENERGIA (V)	\$AEvT2J_3BTr = [\$AEVT2_3]*([cFPEBT_BT]-1)
CARGO POTENCIA EN PUNTA	\$APOTT2J_3BTr = [\$APOTT2_3]*[cFCOT2BT_2_S]*[cFST2BT_2_S]*([cFPPBTr_AT]-1)
CARGO TRANSP. OTROS AGENT	\$AUSTT2J_3BTr = [\$AUSTT2_3]*[cFCOT2BT_2_S]*[cFST2BT_2_S]*[cFPPBTr_AT]
CARGO GESTION COMERCIAL	\$CCT2J_3BTr = [\$CGCT2_3BT]
CARGO USO DE RED	\$CDT2J_3BTr = ([\$CDBT_6]*[cFRT2NBT_2_BT]+[\$CDMTB_6]*[cFRT2NBT_2_MBT]+[\$CDMT_6]*[cFRT2NBT_2_MT]+[\$CDSTMT_6]*[cFRT2NBT_2_STMT]+[\$CDST_6]*[cFRT2NBT_2_ST]+[\$CDATST_6]*[cFRT2NBT_2_ATST]+[\$CDAT_6]*[cFRT2NBT_2_AT])*[cFST2BT_2]
T2J_3MTb	
CARGO ENERGIA (P)	\$AEpT2J_3MTb = [\$AEPT2_3]*([cFPEBT_STMT]-1)
CARGO ENERGIA (R)	\$AErT2J_3MTb = [\$AERT2_3]*([cFPEBT_STMT]-1)
CARGO ENERGIA (V)	\$AEvT2J_3MTb = [\$AEVT2_3]*([cFPEBT_STMT]-1)
CARGO POTENCIA EN PUNTA	\$APOTT2J_3MTb = [\$APOTT2_3]*[cFCOT2MT_2_S]*[cFST2MT_2_S]*([cFPPSTMT_AT]-1)
CARGO TRANSP. OTROS AGENT	\$AUSTT2J_3MTb = [\$AUSTT2_3]*[cFCOT2MT_2_S]*[cFST2MT_2_S]*[cFPPSTMT_AT]
CARGO GESTION COMERCIAL	\$CCT2J_3MTb = [\$CGCT2_3MT]
CARGO USO DE RED	\$CDT2J_3MTb = ([\$CDSTMT_3]*[cFRT2NMT_2_STMT]+[\$CDST_3]*[cFRT2NMT_2_ST]+[\$CDATST_3]*[cFRT2NMT_2_ATST]+[\$CDAT_3]*[cFRT2NMT_2_AT])*[cFST2MT_2]
T2J_3MTr	
CARGO ENERGIA (P)	\$AEpT2J_3MTr = [\$AEPT2_3]*([cFPEBT_MT]-1)
CARGO ENERGIA (R)	\$AErT2J_3MTr = [\$AERT2_3]*([cFPEBT_MT]-1)
CARGO ENERGIA (V)	\$AEvT2J_3MTr = [\$AEVT2_3]*([cFPEBT_MT]-1)
CARGO POTENCIA EN PUNTA	\$APOTT2J_3MTr = [\$APOTT2_3]*[cFCOT2MT_2_S]*[cFST2MT_2_S]*([cFPPMT_AT]-1)
CARGO TRANSP. OTROS AGENT	\$AUSTT2J_3MTr = [\$AUSTT2_3]*[cFCOT2MT_2_S]*[cFST2MT_2_S]*[cFPPMT_AT]
CARGO GESTION COMERCIAL	\$CCT2J_3MTr = [\$CGCT2_3MT]
CARGO USO DE RED	\$CDT2J_3MTr = ([\$CDMT_4]*[cFRT2NMT_2_MT]+[\$CDSTMT_4]*[cFRT2NMT_2_STMT]+[\$CDST_4]*[cFRT2NMT_2_ST]+[\$CDATST_4]*[cFRT2NMT_2_ATST]+[\$CDAT_4]*[cFRT2NMT_2_AT])*[cFST2MT_2]
T2J_3STb	
CARGO ENERGIA (P)	\$AEpT2J_3STb = [\$AEPT2_3]*([cFPEBT_ATST]-1)
CARGO ENERGIA (R)	\$AErT2J_3STb = [\$AERT2_3]*([cFPEBT_ATST]-1)
CARGO ENERGIA (V)	\$AEvT2J_3STb = [\$AEVT2_3]*([cFPEBT_ATST]-1)
CARGO POTENCIA EN PUNTA	\$APOTT2J_3STb = [\$APOTT2_3]*[cFCOT2ST_S]*[cFST2ST_S]*([cFPPATST_AT]-1)
CARGO TRANSP. OTROS AGENT	\$AUSTT2J_3STb = [\$AUSTT2_3]*[cFCOT2ST_S]*[cFST2ST_S]*[cFPPATST_AT]
CARGO GESTION COMERCIAL	\$CCT2J_3STb = [\$CGCT2_3ST]
CARGO USO DE RED	\$CDT2J_3STb = ([\$CDATST_1]*[cFRT2NST_ATST]+[\$CDAT_1]*[cFRT2NST_AT])*[cFST2ST]
T2J_3STr	
CARGO ENERGIA (P)	\$AEpT2J_3STr = [\$AEPT2_3]*([cFPEBT_ST]-1)
CARGO ENERGIA (R)	\$AErT2J_3STr = [\$AERT2_3]*([cFPEBT_ST]-1)
CARGO ENERGIA (V)	\$AEvT2J_3STr = [\$AEVT2_3]*([cFPEBT_ST]-1)
CARGO POTENCIA EN PUNTA	\$APOTT2J_3STr = [\$APOTT2_3]*[cFCOT2ST_S]*[cFST2ST_S]*([cFPPST_AT]-1)
CARGO TRANSP. OTROS AGENT	\$AUSTT2J_3STr = [\$AUSTT2_3]*[cFCOT2ST_S]*[cFST2ST_S]*[cFPPST_AT]
CARGO GESTION COMERCIAL	\$CCT2J_3STr = [\$CGCT2_3ST]
CARGO USO DE RED	\$CDT2J_3STr = ([\$CDST_2]*[cFRT2NST_ST]+[\$CDATST_2]*[cFRT2NST_ATST]+[\$CDAT_2]*[cFRT2NST_AT])*[cFST2ST]



ANEXO VI

Cuadro 1 Calculo de la Dotación y Organigrama

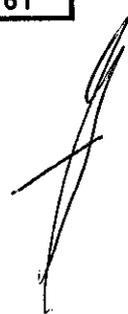
Cuadro: 1.1.1- Detalle Costo Laboral Personal Propio Año 2022

Descripción Jerarquía	Cantidad	Nivel Salarial	Total REM
			Mil \$/ Año
Gerente General	1	10.605	10.605
Gerente	4	9.810	39.240
Sugerente	6	9.083	54.500
Jefe Departamento	20	7.553	151.053
Jefe Sección	44	6.282	276.429
Profesional	44	4.859	213.774
Supervisor	1	4.810	4.810
Empleado	112	3.115	348.933
Capataz	37	4.647	171.954
Operario	152	3.950	600.438
TOTAL PROPIO	421		1.871.737
Total Tercerizados	35		
Total Empresa	456		

Cuadro 1 Calculo de la Dotación y Organigrama

Cuadro: 1.1.2- Detalle Costo Laboral Personal Propio Año 2023

Descripción Jerarquía	Cantidad	Nivel Salarial	Total REM
			Mil \$/ Año
Gerente General	1	10.605	10.605
Gerente	4	9.810	39.240
Sugerente	6	9.083	54.500
Jefe Departamento	20	7.553	151.053
Jefe Sección	44	6.282	276.429
Profesional	45	4.859	218.633
Supervisor	1	4.810	4.810
Empleado	113	3.115	352.048
Capataz	37	4.647	171.954
Operario	151	3.950	596.488
TOTAL PROPIO	422		1.875.761
Tercerizados	35		
Total Empresa	457		



ANEXO VI

Cuadro 1.1.3- Detalle Costo Laboral Personal Propio Año 2024

Descripción Jerarquía	Cantidad	Nivel Salarial	Total REM
			Mil \$/ Año
Gerente General	1	10.605	10.605
Gerente	4	9.810	39.240
Sugerente	6	9.083	54.500
Jefe Departamento	20	7.553	151.053
Jefe Sección	45	6.282	282.712
Profesional	45	4.859	218.633
Supervisor	1	4.810	4.810
Empleado	115	3.115	358.279
Capataz	36	4.647	167.307
Operario	151	3.950	596.488
TOTAL PROPIO	424		1.883.627
Total Tercerizados	36		
Total Empresa	460		

Cuadro 1.1.4- Detalle Costo Laboral Personal Propio Año 2025

Descripción Jerarquía	Cantidad	Nivel Salarial	Total REM
			Mil \$/ Año
Gerente General	1	10.605	10.605
Gerente	4	9.810	39.240
Sugerente	6	9.083	54.500
Jefe Departamento	20	7.553	151.053
Jefe Sección	45	6.282	282.712
Profesional	45	4.859	218.633
Supervisor	1	4.810	4.810
Empleado	118	3.115	367.625
Capataz	36	4.647	167.307
Operario	149	3.950	588.588
TOTAL	425		1.885.073
Total Tercerizados	36		
Total Empresa	461		

Cuadro 1.1.5- Detalle Costo Laboral Personal Propio Año 2026

Descripción Jerarquía	Cantidad	Nivel Salarial	Total REM
			Mil \$/ Año
Gerente General	1	10.605	10.605
Gerente	4	9.810	39.240
Sugerente	6	9.083	54.500
Jefe Departamento	20	7.553	151.053
Jefe Sección	45	6.282	282.712
Profesional	45	4.859	218.633
Supervisor	1	4.810	4.810
Empleado	118	3.115	367.625
Capataz	36	4.647	167.307
Operario	150	3.950	592.538
TOTAL	426		1.889.023
Total Tercerizados	36		
Total Empresa	462		

ANEXO VI



Cuadro 2. Costos Operativos Año 1

Cuadro 2.1 Costo Anual del Costo de Exploración Año 1 de la Empresa Eficiente en Miles de \$

RUBRO	Técnica [k\$/año]	Comercial [k\$/año]	TOTAL [k\$/año]
Gastos Generales	150.357	229.356	379.713
Edificios	58.632	34.042	92.673
Automotores	161.775	33.206	194.982
Materiales	133.043	8.263	141.307
Servicios de terceros		234.823	234.823
TOTAL	503.807	539.691	1.043.498

Cuadro 2.2 Gastos Generales Año 1 por área y en Miles de \$/año

DETALLE	Total [k\$/año]	Técnica [k\$/año]	Comercial [k\$/año]
Gastos de Administración	108.927	21.977	86.950
Viáticos y Movilidad	30.306	10.212	20.094
Relaciones Institucionales	33.603	2.991	30.611
Comunicaciones	72.957	42.125	30.831
Honorarios de Terceros	76.939	50.079	26.860
Informática	56.981	22.972	34.009
Total Gastos	379.713	150.357	229.356

Cuadro 2.3 EDIFICIOS Año 1 en Miles de \$/año

Detalle	Total [k\$/año]	Técnica [k\$/año]	Comercial [k\$/año]
Alquiler de Oficinas	45511	29388	16123
Vigilancia	10776	5705	5071
Seguros	9886	5969	3917
Limpieza	26500	17571	8930
Total Costo Edificio	92.673	58.632	34.042

ANEXO VI

Postición	2.4.1 Parquís de automotores y equipos Año 1										Total
	Sedan	4x4	Camión	Hidro	Retrovis	Grúa 8/15	Carro de lavado	Utilitario			
Gerencia General	1										1
Subgerencia de Legales	1										1
Subgerencia de Control de Gestión	1										1
Gerencia de Finanzas y Administración	1										1
Gerencia Comercial	1									2	3
Gerencia de Transmisión e Ingeniería	1	4	1	1		3	1				11
Gerencia de Distribución	5	26	6	4	4	4	4	4	39		92
Total de vehículos	11	30	7	5	4	7	5	41			110

CUADRO 2.4.2 Costo de Vehículos y Equipos de la Empresa ANO 1 en miles de pesos

	Total [k\$/año]	Técnica [k\$/año]	Comercial [k\$/año]
Total Automotores (incluye Lubrificantes y Combustibles)	194.982	161.775	33.206

ANEXO VI

2.5 EXPLOTACION COMERCIAL AÑO 1

Cuadro 2.5.1 Costos por actividad Comercial Año 1 en Miles de \$

Detalle	Materiales [k\$/año]	Servicios Terceros [k\$/año]	Total [k\$/año]
Atención Usuarios y Nuevos usuarios	0	8.170	8.170
Lectura y Facturación Impresión	4.419	104.368	108.787
Cobranza		122.286	122.286
Gestión Saldo Moroso	3.703		3.703
Recupero Energía	142		142
Total COMERCIAL	8.263	234.823	243.087

2.6 EXPLOTACION TECNICA AÑO 1

Cuadro 2.6.1 Costos DE Materiales Actividad Técnica Año 1 en Miles de \$

Detalle	k\$/año
Subestaciones	2.012
Red de Transmisión AT	1.841
Red de Distribución en MT	96.358
Subestaciones MT/BT	13.853
Red de Distribución en BT	18.980
Total TECNICA	133.043



ANEXO VI

Cuadro 3 Costos Totales AÑO 1

Cuadro 3.1 Costos de Explotación Año 1 trasladables a la TUF por tipo de Recurso en miles de \$

Rubro	K\$/año	
Total Personal	1.843.726	64%
Total Vehiculos	188.730	7%
Total SYSE	224.914	8%
Total Administración	471.338	16%
Total Materiales O&M	137.604	5%
Total	2.866.313	100%

Cuadro 3.2 Costos de Explotación Año 1 trasladables a la TUF por Area en miles de \$

Area	K\$/año	
Técnica	1.530.273	53%
Comercial	874.611	31%
Administración	461.429	16%
Total	2.866.313	100%

ANEXO VI

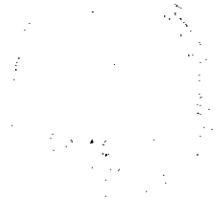
Cuadro 4 Cargos Año 1

Tasa de Conexión del Medidor	\$/Unidad
T1 Conexión Monofásica	1.519,96
T1 Conexión Trifásica	1.899,96
T2 BT Conexión Aérea	4.559,89
T2 BT Conexión Subterránea	5.699,87
T2 MT	29.373,91
T2GE BT Conexión Aérea	5.589,89
T2 GE BT Conexión Subterránea	6.729,87
T2 GE MT	30.403,91
Tasa por Rehabilitación	
Tasa por Envío Aviso Suspensión	75,00
Tasa Rehabilitación PD	451,00
Tasa Rehabilitación GD	2.100,00
Tasa por Reconexión	
Tasa Re Conexión del Servicio PD	1.353,00
Tasa Re Conexión del Servicio GD	7.350,00

AÑO 1

Por la Energía Reactiva Inductiva

	&inst T2BTR< 50	&inst T2BTR> 50	&inst T2BTB< 50	&inst T2BTB> 50	
Bonificaciones Tg fi <= 0,426	630,42	558,93	474,29	420,51	\$/KW-mes
Recargos Tg fi > 0,62	630,42	558,93	474,29	420,51	\$/KW-mes
Bonificaciones Tg fi <= 0,426	&inst T2MT<300	&inst T2MT>300	&inst T2MR<300	&inst T2MR>300	\$/KW-mes
Recargos Tg fi > 0,62	324,96	290,95	152,01	136,11	\$/KW-mes
	324,96	290,95	152,01	136,11	\$/KW-mes



)

)

ANEXO VI



Cuadro 2 Costos Operativos Año 2

Cuadro 2.1 Costo Anual del Costo de Explotación Año 2 de la Empresa Eficiente en Miles de \$

RUBRO	Técnica	Comercial	TOTAL
Gastos Generales	151.336	231.425	382.761
Edificios	58.799	34.463	93.262
Automotores	162.050	33.310	195.360
Materiales	133.625	8.457	142.083
Servicios de terceros		237.545	237.545
TOTAL	505.810	545.200	1.051.009

Cuadro 2.2 Gastos Generales Año 2 por área y en Miles de \$/año

DETALLE	Total	Técnica	Comercial
Gastos de Administración	109.400	22.072	87.327
Viáticos y Movilidad	30.462	10.265	20.197
Relaciones Institucionales	33.837	3.012	30.825
Comunicaciones	73.530	42.456	31.074
Honorarios de Terceros	77.348	50.127	27.221
Informativa	58.185	23.404	34.781
Total Gastos	382.761	151.336	231.425

Cuadro 2.3 EDIFICIOS Año 2 en Miles de \$/año

Detalle	Total	Técnica	Comercial
Alquiler de Oficinas	45778	29439	16339
Vigilancia	10962	5803	5159
Seguros	9886	5969	3917
Limpieza	26637	17589	9048
Total Costo Edificio	92.673	58.632	34.042

ANEXO VI

2.4.1 Parque de automotores y equipos Año 2										
Posición	sedan	4x4	Camión	Hidro	Retracto	Gnae 8/15'	Carro de lavado	Oficina	Total	
Gerencia General	1								1	
Subgerencia de Legales	1								1	
Subgerencia de Control de Gestión	1								1	
Gerencia de Finanzas y Administración	1								1	
Gerencia Comercial	1							2	3	
Gerencia de Transmisión e Ingeniería	1	4	1	1	0	3	1	0	11	
Gerencia de Distribución	5	26	6	4	4	4	4	39	92	
Total de vehículos	11	30	7	5	4	7	5	41	110	

CUADRO 2.4.2 Costo de Vehículos y Equipos de la Empresa AÑO 2 en miles de pesos

Total (K\$)	Técnica (K\$)	Comercial (K\$)
195.360	162.050	33.310

Total Automotores (Incluye Lubrificantes y Combustibles)

ANEXO VI

2.5 EXPLOTACION COMERCIAL AÑO 2

Cuadro 2.5.1 Costos por actividad Comercial Año 2 en Miles de \$

Detalle	Materiales [k\$/año]	Servicios Terceros [k\$/año]	Total [k\$/año]
Atención Usuarios y Nuevos usuarios	0	8.355	8.355
Lectura y Facturación Impresión	4.523	105.489	110.012
Cobranza		123.700	123.700
Gestión Saldo Moroso	3.790		3.790
Recupero Energía	144		144
Total COMERCIAL	8.457	237.545	246.002

2.6 EXPLOTACION TECNICA AÑO 2

Cuadro 2.6.1. Costos de Materiales Actividad Técnica Año 2 en Miles de \$ Año 2

Detalle	k\$/año
Subestaciones	2.012
Red de Transmisión AT	1.919
Red de Distribución en MT	96.508
Subestaciones MT/BT	14.033
Red de Distribución en BT	19.154
Total TECNICA	133.625



ANEXO VI

Cuadro 3 Costos Totales AÑO 2

Cuadro 3.1 Costos de Explotación Año 2 trasladables a la TUF por tipo de Recurso

Rubro	k\$/año	
Total Personal	1.847.617	64%
Total Vehiculos	189.108	7%
Total SYSE	227.604	8%
Total Administración	474.973	17%
Total Materiales O&M	138.292	5%
Total	2.877.594	100%

Cuadro 3.2 Costos de Explotación Año 2 trasladables a la TUF por Area

Area	k\$/año	
Técnica	1.526.917	53%
Commercial	885.645	31%
Administración	465.032	16%
Total	2.877.594	100%

ANEXO VI



Cuadro 2 Costos Operativos Año 3

Cuadro 2.1 Costo Anual del Costo de Explotación Año 3 de la Empresa Eficiente en Miles de \$

RUBRO	Técnica	Comercial	TOTAL
Gastos Generales	152.288	233.501	385.790
Edificios	58.870	35.248	94.118
Automotores	163.831	33.422	197.253
Materiales	134.416	8.652	143.068
Servicios de terceros		242.314	242.314
TOTAL	509.405	553.138	1.062.543

Cuadro 2.2 Gastos Generales Año 3 por área y en Miles de \$/año

DETALLE	Total	Técnica	Comercial
Gastos de Administración	109.864	22.166	87.698
Viáticos y Movilidad	30.615	10.316	20.299
Relaciones Institucionales	34.068	3.033	31.035
Comunicaciones	74.096	42.783	31.313
Honorarios de Terceros	77.755	50.174	27.580
Informativa	59.392	23.815	35.576
Total Gastos	385.790	152.288	233.501

Cuadro 2.3 EDIFICIOS Año 3 en Miles de \$/año

Detalle	Total	Técnica	Comercial
Alquiler de Oficinas	46210	29421	16789
Vigilancia	11147	5901	5246
Seguros	9886	5969	3917
Limpieza	26875	17579	9296
Total Costo Edificio	94.118	58.870	35.248

ANEXO VI

2.4.1 Parque de automotores y equipos Año 3										
Posición	sedan	4x4	Camión	Hidro	Retroexc	Gran 8/15l	Carga de lavado	Ufitero	Total	
Gerencia General	1								1	
Subgerencia de Legales	1								1	
Subgerencia de Control de Gestión	1								1	
Gerencia de Finanzas y Administración	1								1	
Gerencia Comercial	1							2	3	
Gerencia de Transmisión e Ingeniería	1	5	1	1	0	3	1	0	12	
Gerencia de Distribución	5	26	6	4	4	4	4	4	91	
Total de vehículos	11	31	7	5	4	7	5	40	110	

CUADRO 2.4.2 Costo de Vehículos y Equipos de la Empresa AÑO 3 en miles de pesos

	Total (K\$)	Técnica (K\$)	Comercial (K\$)
Total Automotores (Incluye Lubrificantes y Combustibles)	197.253	163.831	33.422

ANEXO VI

2.5 EXPLOTACION COMERCIAL AÑO 3

Cuadro 2.5.1 Costos por actividad Comercial Año 3 en Miles de \$

Detalle	Materiales	Servicios Terceros	Total
Atención Usuarios y Nuevos usuarios	0	8.541	8.541
Lectura y Facturación Impresión	4.627	107.267	111.895
Cobranza		126.506	126.506
Gestión Saldo Moroso	3.878		3.878
Recupero Energía	146		146
Total COMERCIAL	8.652	242.314	250.967

2.6 EXPLOTACION TECNICA AÑO 3

Cuadro 2.6.1 Costos de Materiales Actividad Técnica Año 3 en Miles de \$

Detalle	k\$/año
Subestaciones	2.012
Red de Transmisión AT	2.069
Red de Distribución en MT	96.699
Subestaciones MT/BT	14.233
Red de Distribución en BT	19.404
Total TECNICA	134.416



ANEXO VI

Cuadro 3 Costos Totales AÑO 3

Cuadro 3.1 Costos de Explotación Año 3 trasladables a la TUF por tipo de Recurso

Rubro	k\$/año	
Total Personal	1.856.279	64%
Total Vehiculos	191.000	7%
Total SYSE	232.403	8%
Total Administración	478.863	17%
Total Materiales O&M	139.190	5%
Total	2.896.736	100%

Cuadro 3.2 Costos de Explotación Año 3 trasladables a la TUF por Area

Rubro	k\$/año	
Técnica	1.522.301	53%
Comercial	905.483	32%
Administración	468.952	16%
Total	2.896.736	100%

ANEXO VI

Cuadro 4 Cargos Año 3

Tasa de Conexión del Medidor	\$/Unidad	1519,96
T1 Conexión Monofasica	\$/Unidad	1899,96
T1 Conexión Trifasica	\$/Unidad	4559,89
T2 BT Conexión Aerea	\$/Unidad	5699,87
T2 BT Conexión Subteranea	\$/Unidad	29373,91
T2 MT	\$/Unidad	5589,89
T2GE BT Conexión Aerea	\$/Unidad	6729,87
T2 GE BT Conexión Subteranea	\$/Unidad	30403,91
T2 GE MT	\$/Unidad	
Tasa por Rehabilitación		
Tasa por Envío Aviso Suspensión	\$/Unidad	75,78
Tasa Rehabilitación PD	\$/Unidad	455,71
Tasa Rehabilitación GD	\$/Unidad	2121,93
Tasa por Reconexión		
Tasa Re Conexión del Servicio PD	\$/Unidad	1367,13
Tasa Re Conexión del Servicio GD	\$/Unidad	7426,75

1,005191322

Año 3

Por la Energía Reactiva Inductiva

	&inst T2BTR < 50	&inst T2BTR > 50	&inst T2BTB < 50	&inst T2BTB > 50	
Bonificaciones Tg fi <= 0,426	655,10	580,81	492,86	436,97	\$/KW-mes
Recargos Tg fi > 0,62	655,10	580,81	492,86	436,97	\$/KW-mes
Bonificaciones Tg fi <= 0,426	337,68	302,34	157,97	141,43	\$/KW-mes
Recargos Tg fi > 0,62	337,68	302,34	157,97	141,43	\$/KW-mes



11

)

)

1

ANEXO VI



Cuadro 2 Costos Operativos Año 4

Cuadro 2.1 Costo Anual del Costo de Explotación Año 4 de la Empresa Eficiente en Miles de \$

RUBRO	Tecnica	Comercial	TOTAL
Gastos Generales	153.253	235.605	388.859
Edificios	58.932	36.006	94.938
Automotores	165.492	33.529	199.020
Materiales	136.254	8.853	145.106
Servicios de terceros		246.916	246.916
TOTAL	513.931	560.909	1.074.840

Cuadro 2.2 Gastos Generales Año 4 por área y en Miles de \$/año

DETALLE	Total	Técnica	Comercial
Gastos de Administración	110.331	22.260	88.071
Viáticos y Movilidad	30.769	10.368	20.401
Relaciones Institucionales	34.301	3.053	31.247
Comunicaciones	74.666	43.112	31.554
Honorarios de Terceros	78.166	50.223	27.944
Informatica	60.626	24.237	36.389
Total Gastos	388.859	153.253	235.605

Cuadro 2.3 EDIFICIOS Año 4 en Miles de \$/año

Detalle	Total	Técnica	Comercial
Alquiler de Oficinas	46632	29411	17221
Vigilancia	11335	6000	5334
Seguros	9886	5969	3917
Limpieza	27086	17552	9533
Total Costo Edificio	94.938	58.932	36.006

ANEXO VI

2.4.1 Parque de automotores y equipos Año 4										
Posición	4x4	Camión	Hidro	Retractor	Guía 8/156	Carro de lavado	Utilitario	Total		
Gerencia General	1							1		
Subgerencia de Legales	1							1		
Subgerencia de Control de Gestión	1							1		
Gerencia de Finanzas y Administración	1							1		
Gerencia Comercial	1						2	3		
Gerencia de Transmisión e Ingeniería	1	1	1	0	3	1	0	12		
Gerencia de Distribución	5	6	4	4	4	4	38	90		
Total de vehículos	11	7	5	4	7	5	40	109		

CUADRO 2.4.2 Costo de Vehículos y Equipos de la Empresa AÑO 4 en miles de pesos

Total Automotores (Incluye Lubrificantes y Combustibles)	Total (K\$)	Técnica (K\$)	Comercial (K\$)
	197.253	163.831	33.422

ANEXO VI

2.5 EXPLOTACION COMERCIAL AÑO 4

Cuadro 2.5.1 Costos por actividad Comercial Año 4 en Miles de \$

Detalle	Materiales	Servicios Terceros	Total
Atención Usuarios y Nuevos usuarios	0	8.731	8.731
Lectura y Facturación Impresión	4.735	108.892	113.627
Cobranza		129.293	129.293
Gestión Saldo Moroso	3.969		3.969
Recupero Energía	150		150
Total COMERCIAL	8.853	246.916	255.769

2.6 EXPLOTACION TECNICA AÑO 4

Cuadro 2.6.1 Costos de Materiales Actividad Técnica Año 4 en Miles de \$

Detalle	k\$/año
Subestaciones	2.012
Red de Transmisión AT	2.620
Red de Distribución en MT	97.219
Subestaciones MT/BT	14.585
Red de Distribución en BT	19.818
Total TECNICA	136.254



ANEXO VI

Cuadro 3 Costos Totales AÑO 4

Cuadro 3.1 Costos de Explotacion Año 4 trasladables a la TUF por tipo de Recurso

Rubro	k\$/año	
Total Personal	1.856.625	64%
Total Vehiculos	191.322	7%
Total SYSE	236.991	8%
Total Administración	482.755	17%
Total Materiales O&M	141.138	5%
Total	2.908.830	100%

Cuadro 3.2 Costos de Explotacion Año 4 trasladables a la TUF por Area

Rubro	k\$/año	
Técnica	1.517.048	53%
Comercial	918.952	32%
Administración	472.829	16%
Total	2.908.830	100%

1777
1778
1779
1780
1781
1782
1783
1784
1785
1786
1787
1788
1789
1790
1791
1792
1793
1794
1795
1796
1797
1798
1799
1800

)

)

ANEXO VI



Cuadro 2 Costos Operativos Año 5

Cuadro 2.1 Costo Anual del Costo de Explotación Año 5 de la Empresa Eficiente en Miles de \$

RUBRO	Técnica	Comercial	TOTAL
Gastos Generales	154.209	237.644	391.854
Edificios	59.032	36.215	95.247
Automotores	165.492	33.635	199.127
Materiales	138.470	9.053	147.522
Servicios de terceros		250.595	250.595
TOTAL	517.203	567.143	1.084.346

Cuadro 2.2 Gastos Generales Año 5 por área y en Miles de \$/año

DETALLE	Total	Técnica	Comercial
Gastos de Administración	110.789	22.353	88.436
Viáticos y Movilidad	30.920	10.419	20.501
Relaciones Institucionales	34.529	3.074	31.456
Comunicaciones	75.228	43.436	31.791
Honorarios de Terceros	78.573	50.270	28.303
Informatica	61.815	24.657	37.157
Total Gastos	391.854	154.209	237.644

Cuadro 2.3 EDIFICIOS Año 5 en Miles de \$/año

Detalle	Total	Técnica	Comercial
Alquiler de Oficinas	46710	29411	17298
Vigilancia	11521	6099	5422
Seguros	9886	5969	3917
Limpieza	27130	17553	9577
Total Costo Edificio	95.247	59.032	36.215

ANEXO VI

2.4.1 Parque de automotores y equipos Año 5										
Posición	sedán	4x4	Camión	hidro	Retorcxc	Guia 8/15t	Carro de Lavado	Utilitario	Total	
Gerencia General	1								1	
Subgerencia de Legales	1								1	
Subgerencia de Contro de Gestión	1								1	
Gerencia de Finanzas y Administración	1								1	
Gerencia Comercial	1							2	3	
Gerencia de Transmisión e Ingeniería	1	5	1	1	0	3	1	0	12	
Gerencia de Distribución	5	25	6	4	4	4	4	4	90	
Total de vehículos	11	30	7	5	4	7	5	40	109	

CUADRO 2.4.2 Costo de Vehículos y Equipos de la Empresa AÑO 3 en miles de pesos

Total (K\$)	Técnica (K\$)	Comercial (K\$)
199.127	165.492	33.635

ANEXO VI

2.5 EXPLOTACION COMERCIAL AÑO 5

Cuadro 2.5.1 Costos por actividad Comercial Año 5 en Miles de \$

Detalle	Materiales	Servicios Terceros	Total
Atención Usuarios y Nuevos usuarios	0	8.921	8.921
Lectura y Facturación Impresión	4.842	110.314	115.156
Cobranza		131.360	131.360
Gestión Saldo Moroso	4.059		4.059
Recupero Energía	152		152
Total COMERCIAL	9.053	250.595	259.648

2.6 EXPLOTACION TECNICA AÑO 5

Cuadro 2.6.1 Costos de Materiales Actividad Técnica Año 5 en Miles de \$

Detalle	k\$/año
Subestaciones	2.012
Red de Transmisión AT	3.263
Red de Distribución en MT	97.872
Subestaciones MT/BT	14.955
Red de Distribución en BT	20.368
Total TECNICA	138.470




ANEXO VI

Cuadro 3 Costos Totales AÑO 5

Cuadro 3.1 Costos de Explotacion Año 5 trasladables a la TUF por tipo de Recurso

Rubro	k\$/año	
Total Personal	1.859.533	64%
Total Vehiculos	192.874	7%
Total SYSE	240.409	8%
Total Administración	486.032	17%
Total Materiales O&M	143.464	5%
Total	2.922.312	100%

Cuadro 3.2 Costos de Explotacion Año 5 trasladables a la TUF por Area

Rubro	k\$/año	
Técnica	1.517.816	53%
Comercial	928.651	32%
Administración	475.846	17%
Total	2.922.312	100%

ANEXO VI

Cuadro 4 Cargos Año 5

Tasa de Conexión del Medidor	\$/Unidad
T1 Conexión Monofasica	1519,96
T1 Conexión Trifasica	1899,96
T2 BT Conexión Aerea	4559,89
T2 BT Conexión Subteranea	5699,87
T2 MT	29373,91
T2GE BT Conexión Aerea	5589,89
T2 GE BT Conexión Subteranea	6729,87
T2 GE MT	30403,91
Tasa por Rehabilitación	
Tasa por Envío Aviso Suspensión	78,27
Tasa Rehabilitación PD	470,67
Tasa Rehabilitación GD	2191,60
Tasa por Reconexión	
Tasa Re Conexión del Servicio PD	1413,58
Tasa Re Conexión del Servicio GD	7679,07

AÑO 2

Por la Energía Reactiva Inductiva

	&inst T2BTR < 50	&inst T2BTR > 50	&inst T2BTB < 50	&inst T2BTB > 50	\$/KW-mes
Bonificaciones Tg fi <= 0,426	687,07	609,15	516,91	458,29	\$/KW-mes
Recargos Tg fi > 0,62	687,07	609,15	516,91	458,29	\$/KW-mes
	&inst T2MT < 300	&inst T2MT > 300	&inst T2MR < 300	&inst T2MR > 300	\$/KW-mes
Bonificaciones Tg fi <= 0,426	354,16	317,09	165,67	148,34	\$/KW-mes
Recargos Tg fi > 0,62	354,16	317,09	165,67	148,34	\$/KW-mes





RESIDENCIALES		GENERALES		ALUMBRADO PÚBLICO	
COSTOS GESTION COM.	CGC [\$/Usu_mes]	COSTOS DE GESTION COMERCIAL	CGC [\$/Usu_mes]	COSTOS GESTION COM.	CGC [\$/Usu_mes]
T1R1 monofásico	332,36	T1G1 monofásico	237,79	T1 Aluminado Público	208,86
T1R1 trifásico	419,15	T1G1 trifásico	324,58	T2 Aluminado Público	4129,12
T1R2.1 monofásico	167,90	T1G2 monofásico	564,12		
T1R2.1 trifásico	254,69	T1G2 trifásico	850,91		
		T2 en BT menor a 50 kW		T2 en BT menor a 50 kW	
		T2 en BT > a 50 y < 300 kW en bornes o red		T2 en BT > a 50 y < 300 kW en bornes o red	
		T2 en BT mas de 300 kW en bornes o red		T2 en BT mas de 300 kW en bornes o red	
		T2 en MT > a 50 y < 300 kW en red o bornes		T2 en MT > a 50 y < 300 kW en red o bornes	
		T2 en MT > a 50 y < 300 kW en bornes o red		T2 en MT > a 50 y < 300 kW en bornes o red	
		T2 en ST > a 50 y < 300 kW en bornes o red		T2 en ST > a 50 y < 300 kW en bornes o red	
		T2 en AT > 300 kW en bornes o red		T2 en AT > 300 kW en bornes o red	
		COSTOS GESTION COMERCIAL Gestion de Energia		COSTOS GESTION COMERCIAL Gestion de Energia	
		T2GE en BT menor a 50 kW		T2GE en BT menor a 50 kW	
		T2GE en BT > a 50 y < 300 kW en bornes o red		T2GE en BT > a 50 y < 300 kW en bornes o red	
		T2GE en BT mas de 300 kW en bornes o red		T2GE en BT mas de 300 kW en bornes o red	
		T2GE en MT > a 50 y < 300 kW en bornes o red		T2GE en MT > a 50 y < 300 kW en bornes o red	
		T2GE en MT > a 50 y < 300 kW en red o bornes		T2GE en MT > a 50 y < 300 kW en red o bornes	
		T2GE en ST > a 50 y < 300 kW en bornes o red		T2GE en ST > a 50 y < 300 kW en bornes o red	
		T2GE en AT > 300 kW en bornes o red		T2GE en AT > 300 kW en bornes o red	

RESIDENCIALES		GENERALES		ALUMBRADO PÚBLICO	
COSTOS GESTION COM.	CGC [\$/Usu_mes]	COSTOS DE GESTION COMERCIAL	CGC [\$/Usu_mes]	COSTOS GESTION COM.	CGC [\$/Usu_mes]
T1R1 monofásico	328,59	T1G1 monofásico	239,33	T1 Aluminado Público	207,08
T1R1 trifásico	415,38	T1G1 trifásico	326,12	T2 Aluminado Público	4150,76
T1R2.1 monofásico	166,22	T1G2 monofásico	568,14		
T1R2.1 trifásico	253,01	T1G2 trifásico	864,93		
		T2 en BT menor a 50 kW		T2 en BT menor a 50 kW	
		T2 en BT > a 50 y < 300 kW en bornes o red		T2 en BT > a 50 y < 300 kW en bornes o red	
		T2 en BT mas de 300 kW en bornes o red		T2 en BT mas de 300 kW en bornes o red	
		T2 en MT > a 50 y < 300 kW en red o bornes		T2 en MT > a 50 y < 300 kW en red o bornes	
		T2 en MT > a 50 y < 300 kW en bornes o red		T2 en MT > a 50 y < 300 kW en bornes o red	
		T2 en ST > a 50 y < 300 kW en bornes o red		T2 en ST > a 50 y < 300 kW en bornes o red	
		T2 en AT > 300 kW en bornes o red		T2 en AT > 300 kW en bornes o red	
		COSTOS GESTION COMERCIAL Gestion de Energia		COSTOS GESTION COMERCIAL Gestion de Energia	
		T2GE en BT menor a 50 kW		T2GE en BT menor a 50 kW	
		T2GE en BT > a 50 y < 300 kW en bornes o red		T2GE en BT > a 50 y < 300 kW en bornes o red	
		T2GE en BT mas de 300 kW en bornes o red		T2GE en BT mas de 300 kW en bornes o red	
		T2GE en MT > a 50 y < 300 kW en bornes o red		T2GE en MT > a 50 y < 300 kW en bornes o red	
		T2GE en MT > a 50 y < 300 kW en red o bornes		T2GE en MT > a 50 y < 300 kW en red o bornes	
		T2GE en ST > a 50 y < 300 kW en bornes o red		T2GE en ST > a 50 y < 300 kW en bornes o red	
		T2GE en AT > 300 kW en bornes o red		T2GE en AT > 300 kW en bornes o red	

[Handwritten signature]

AÑO 2024

RESIDENCIALES				GENERALES				T2			
COSTOS GESTION COM.		CGC [\$/Usu_mes]	COSTOS DE GESTION COMERCIAL		CGC [\$/Usu_mes]	COSTOS GESTION COM.		CGC [\$/Usu_mes]	COSTOS GESTION COM.		CGC [\$/Usu_mes]
TR1 monofásico	\$CGCT1R1m	327,81	T1G1 monofásico	\$CGCT1G1m	242,86	T2 en BT menor a 60 kW	\$CGCT2_1BT	4214,98	T1 Aluminado Público	\$CGCT1AP	206,82
TR1 trifásico	\$CGCT1R1a	414,60	T1G1 trifásico	\$CGCT1G1a	329,65	T2 en BT > a 60 y < 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_2BT	15353,24	T2 Aluminado Público	\$CGCT2AP	4214,98
TR2 monofásico	\$CGCT1R2m	165,88	T1G2 monofásico	\$CGCT1G2m	577,37	T2 en BT más de 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_3BT	20481,93			
TR2 trifásico	\$CGCT1R2a	252,67	T1G2 trifásico	\$CGCT1G2a	664,16	T2 en MT > a 60 y < 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_2MT	18710,50			
						T2 en MT > 300 kW en red o bornes	\$CGCT2_3MT	18710,50			
						T2 en ST > a 50 y < 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_2ST	18710,50			
						T2 en ST > 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_3ST	18710,50			
						T2 en AT > 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_3AT	18710,50			
COSTOS GESTION COMERCIAL Gestion de Energia											
						TAGE en BT menor a 60 kW	\$CGCT2_1BT	5244,98			
						TAGE en BT > a 60 y < 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_2BT	16383,24			
						TAGE en BT más de 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_3BT	21611,93			
						TAGE en MT > a 60 y < 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_2MT	21611,93			
						TAGE en MT > 300 kW en red o bornes	\$CGCT2_3MT	21611,93			
						TAGE en ST > a 50 y < 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_2ST	21611,93			
						TAGE en ST > 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_3ST	21611,93			
						TAGE en AT > 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_3AT	21611,93			

AÑO 2025

RESIDENCIALES				GENERALES				T2			
COSTOS GESTION COM.		CGC [\$/Usu_mes]	COSTOS DE GESTION COMERCIAL		CGC [\$/Usu_mes]	COSTOS GESTION COM.		CGC [\$/Usu_mes]	COSTOS GESTION COM.		CGC [\$/Usu_mes]
TR1 monofásico	\$CGCT1R1m	324,07	T1G1 monofásico	\$CGCT1G1m	245,66	T2 en BT menor a 60 kW	\$CGCT2_1BT	4201,24	T1 Aluminado Público	\$CGCT1AP	205,61
TR1 trifásico	\$CGCT1R1a	411,86	T1G1 trifásico	\$CGCT1G1a	330,65	T2 en BT > a 60 y < 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_2BT	15304,20	T2 Aluminado Público	\$CGCT2AP	4201,24
TR2 monofásico	\$CGCT1R2m	164,65	T1G2 monofásico	\$CGCT1G2m	579,99	T2 en BT más de 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_3BT	20375,22			
TR2 trifásico	\$CGCT1R2a	251,44	T1G2 trifásico	\$CGCT1G2a	666,78	T2 en MT > a 60 y < 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_2MT	20375,22			
						T2 en MT > 300 kW en red o bornes	\$CGCT2_3MT	20375,22			
						T2 en ST > a 50 y < 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_2ST	20375,22			
						T2 en ST > 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_3ST	20375,22			
						T2 en AT > 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_3AT	20375,22			
COSTOS GESTION COMERCIAL Gestion de Energia											
						TAGE en BT menor a 60 kW	\$CGCT2_1BT	5231,24			
						TAGE en BT > a 60 y < 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_2BT	16334,20			
						TAGE en BT más de 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_3BT	21406,22			
						TAGE en MT > a 60 y < 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_2MT	21405,22			
						TAGE en MT > 300 kW en red o bornes	\$CGCT2_3MT	21405,22			
						TAGE en ST > a 50 y < 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_2ST	21405,22			
						TAGE en ST > 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_3ST	21405,22			
						TAGE en AT > 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_3AT	21405,22			



AÑO 2026

RESIDENCIALES			GENERALES			T2			ALUMBRADO PUBLICO		
COSTOS GESTION COM.	CGC [\$/Usu_mes]	COSTOS DE GESTION COMERCIAL	CGC [\$/Usus]	COSTOS GESTION COM.	CGC [\$/Usu_mes]	COSTOS GESTION COM.	CGC [\$/Usu_mes]	COSTOS GESTION COM.	CGC [\$/Usu_mes]	COSTOS GESTION COM.	CGC [\$/Usu_mes]
IR1 monofásico	321,30	IR1 monofásico	243,97	T2 en BT menor a 50 KW	4194,49	T2 en BT > a 50 y < 300 KW en bornes o red	15260,42	T2 Aluminado Público	203,80	T2 Aluminado Público	4794,49
IR1 trifásico	409,09	IR1 trifásico	330,76	T2 en BT > a 50 y < 300 KW en bornes o red	20224,19	T2 en BT > a 50 y < 300 KW en bornes o red	18542,58	T2 Aluminado Público		T2 Aluminado Público	
IR2.1 monofásico	162,97	IR2.1 monofásico	580,29	T2 en MT > a 50 y < 300 KW en bornes o red	18542,58	T2 en MT > a 50 y < 300 KW en bornes o red	18542,58				
IR2.1 trifásico	249,76	IR2.1 trifásico	667,08	T2 en SE > a 50 y < 300 KW en bornes o red	18542,58	T2 en SE > a 50 y < 300 KW en bornes o red	18542,58				
				T2 en ST > 300 KW en bornes o red	18542,58	T2 en ST > 300 KW en bornes o red	18542,58				
				T2 en AT > 300 KW en bornes o red	18542,58	T2 en AT > 300 KW en bornes o red	18542,58				
				COSTOS GESTION COMERCIAL Gestion de Energia							
				T2GE en BT menor a 50 KW	5224,49	T2GE en BT menor a 50 KW	5224,49				
				T2GE en BT > a 50 y < 300 KW en bornes o red	16290,42	T2GE en BT > a 50 y < 300 KW en bornes o red	16290,42				
				T2GE en BT mas de 300 KW en bornes o red	21254,19	T2GE en BT mas de 300 KW en bornes o red	21254,19				
				T2GE en MT > a 50 y < 300 KW en bornes o red	21254,19	T2GE en MT > a 50 y < 300 KW en bornes o red	21254,19				
				T2GE en MT > 300 KW en red o bornes	21254,19	T2GE en MT > 300 KW en red o bornes	21254,19				
				T2GE en ST > a 50 y < 300 KW en bornes o red	21254,19	T2GE en ST > a 50 y < 300 KW en bornes o red	21254,19				
				T2GE en ST > 300 KW en bornes o red	21254,19	T2GE en ST > 300 KW en bornes o red	21254,19				
				T2GE en AT > 300 KW en bornes o red	21254,19	T2GE en AT > 300 KW en bornes o red	21254,19				

10

)

)

10

Obras Anuales de Reemplazo por requerimiento de la Demanda						
N° DE OBRA	Obra	Justificación Técnica	Tensión	Cantidad	Unidad	Monito de la obra (ARS)
1	Ampliación Estación 33/13,2 Campo Grande	Aumento de la capacidad de potencia para la demanda 2022/2026	MT/MT	20	MVA	\$ 72.502.667,21
2	LMT 33 KV Cinco Saltos - Campo Grande Trifásica convencional Postación mixta 3 x 120 mm2	Aumento de la capacidad de potencia en la subtransmisión y mejora de confiabilidad ante condiciones N-1 ET4CE ET2CG	MT	21	km	\$ 37.158.255,01
3	ET 33/13,2 KV Margen Sur Cipolletti 10 MVA	Aumento de la capacidad de potencia para la demanda 2022/2026	MT/MT	10	MVA	\$ 36.251.333,60
4	Doble terna 13,2 KV Alimentador F Oro Compacta Postación HoAo 2 x 3 x 120 mm2	Nuevo alimentador troncal desde ET 132 KV El Treinta	MT	9	km	\$ 62.949.309,25
5	Construcción de un alim. en 33 KV Roca - Stefanelli-Cervantes Compacta Postación HoAo 2 x 3 x 120 mm2	Aumento de la capacidad de potencia en la subtransmisión	MT	16	km	\$ 163.559.287,78
6	ET 33/13,2 KV Stefanelli 10 MVA	Aumento de la capacidad de potencia para la demanda 2022/2026	MT/MT	10	MVA	\$ 30.945.000,00
7	ET 33/13,2 KV Cervantes 10 MVA	Aumento de la capacidad de potencia para la demanda 2022/2026	MT/MT	10	MVA	\$ 36.251.333,60
8	ET 33/13,2 KV 10 MVA Roca - Paso Córdoba	Aumento de la capacidad de potencia para la demanda 2022/2026	MT/MT	10	MVA	\$ 36.251.333,60
9	Nueva ET 33/13,2 KV Chichinales 10 MVA	Aumento de la capacidad de potencia para la demanda actual y la prevista 2022/2026	MT/MT	10	MVA	\$ 36.251.333,60
10	Nueva ET 33/13,2 KV Choele Choel 10 MVA	Continuidad de Obras concluidas en el quinquenio 2016-2021	MT/MT	10	MVA	\$ 48.335.111,47
11	Actualización Spider y Nuevos Nodos Telesupervisados	Incorporación de Tecnología para mejora de la Calidad del Servicio Técnico	COO	1	GI	\$ 120.837.778,68
Total del Quinquenio (1/1/2021-31/10/2026)						681.292.744




N° DE OBRA	Cronograma Anual de Inversiones de Obras						Total de Obra (\$)	POTENCIAS, KM Y PORCENTAJES DE OBRAS A EJECUTAR						
	1/11/2021 al 31-10-2022	1/11/2022 al 31-10-2023	1/11/2023 al 31-10-2024	1/11/2024 al 31-10-2025	1/11/2025 al 31-10-2026			1/11/2021 al 31-10-2022	1/11/2022 al 31-10-2023	1/11/2023 al 31-10-2024	1/11/2024 al 31-10-2025	1/11/2025 al 31-10-2026		
1		72.502.667					\$ 72.502.667		20,0					
2					18.579.128	18.579.128	\$ 37.158.255					10,5	10,5	
3		36.251.334					\$ 36.251.334	-	10,0					
4				62.949.309			\$ 62.949.309					9,0	9,0	
5			81.779.644	81.779.644			\$ 163.559.288			8,0		8,0	8,0	
6				30.945.000			\$ 30.945.000					10,0	10,0	
7					36.251.334		\$ 36.251.334							10,0
8	36.251.334						\$ 36.251.334	10,0						
9			36.251.334				\$ 36.251.334			10,0				
10	48.335.111						\$ 48.335.111	10,0						
11	36.251.334	24.167.556	12.083.778	24.167.556	24.167.556	24.167.556	\$ 120.837.779	0,3	0,2	0,1	0,2	0,2	0,2	
Total del Quir		120.837.779	132.921.557	130.114.755	218.420.636	78.998.017	681.292.744							



Obras Especiales						
Orden	Obra	Justificación Técnica	Tensión	Cantidad	Unidad	Monto de la obra (ABS)
1	Soterramiento Alim 13,2 KV N° 3 y 5 y LMT KV salidas Alto Valle - Cipolletti	Cañero Chiquin Continuidad de Obras reconocidas Trimestralmente en ajuste Tarifarios y concluidas en el quinquenio 2016-2021	MT	1	km	\$ 99.473.659,41
2	ET 33/13,2 KV LAS PERLAS 10 MVA	Aumento de la capacidad de potencia para la demanda 2022/2026	MT/MT	10	MVA	\$ 37.302.622,28
3	LMT 33 KV Alto Valle - Las Perlas Trifásica convencional Postación mixta 3 x 120 mm2	Aumento de la capacidad de potencia en la subtransmisión mejorando la confiabilidad ante Cortes en la Línea 13,2 KV CALF Las Perlas	MT	35	km	\$ 63.726.407,35
4	Interconexión El Cuy y Cerro Policia Trifásica Convencional Postación madera 3 x 95 mm2	Art 41 Dec 1291/95 conveniencia técnica actual de interconexión Generación Aislada	MT	100	km	\$ 155.216.866,11
5	ET 33/13,2 KV El Cuy 5 MVA	Art 41 Dec 1291/95 conveniencia técnica actual de interconexión Generación Aislada	MT	45	km	\$ 63.353.568,82
6	LMT 19 KV Maquinchao El Cain Monofásica Convencional Postación madera 1 x 50 mm2	Art 41 Dec 1291/95 conveniencia técnica actual de interconexión Generación Aislada	MT/MT	5	MVA	\$ 18.651.311,14
7	Nueva LMT 33 KV Mienucos -Sierra Colorada Trifásica Convencional Postación madera 3 x 50 mm2	Art 41 Dec 1291/95 conveniencia técnica actual de interconexión Generación Aislada	MT	90	km	\$ 57.821.250,98
Aumento de la capacidad de potencia para la demanda 2022/2026						\$ 30.456.167,68
Totales de Obras Especiales del quinquenio						526.001.854


Ing. PABLO C. MARQUEZ
 AREA TECNICA
 Ente Provincial Regulador
 de la Electricidad

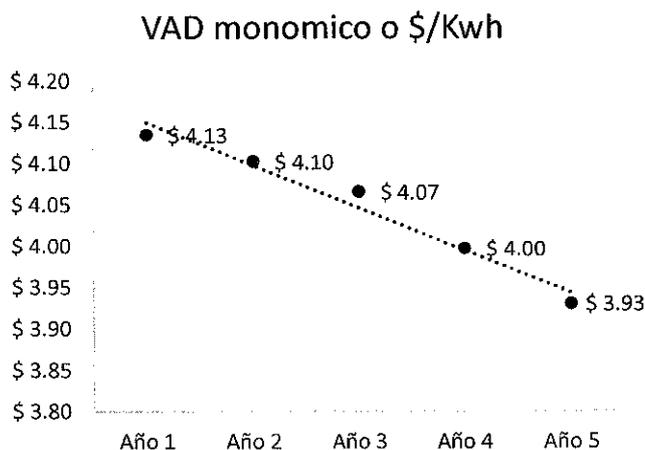
Orden	Cronograma Anual de Inversiones de Obras					Total de Obra (\$)	POTENCIAES, KM Y PORCENTAJES DE OBRAS A EJECUTAR				
	1/11/2021 al 31-10-2022	1/11/2022 al 31-10-2023	1/11/2023 al 31-10-2024	1/11/2024 al 31-10-2025	1/11/2025 al 31-10-2026		1/11/2021 al 31-10-2022	1/11/2022 al 31-10-2023	1/11/2023 al 31-10-2024	1/11/2024 al 31-10-2025	1/11/2025 al 31-10-2026
1			24.868.415	24.868.415	49.736.830	\$ 99.473.659			0,25	0,25	0,5
2	37.302.622					\$ 37.302.622	10,0				
3			31.863.204	31.863.204		\$ 63.726.407			17,5	17,5	
4		77.608.433	77.608.433			\$ 155.216.866		50,0	50,0		
5			63.353.569			\$ 63.353.569			45,0		
			18.651.311			\$ 18.651.311			5,0		
6				28.910.625	28.910.625	\$ 57.821.251				45,0	45,0
7				15.228.084	15.228.084	\$ 30.456.168				12,5	12,5
Totales de Obras		37.302.622	77.608.433	216.344.932	100.870.328	99.875.539	526.001.854				

Ing. PABLO C. MARQUEZ
 AREA TECNICA
 Ente Provincial Regulador
 de la Electricidad

ANEXO X

ANALISIS COMPARATIVO DE LAS TARIFARIAS

1) Normativa vigente a nivel provincial



La demanda proyectada durante el quinquenio, proyecta una tasa de crecimiento superior al VAD (Valor Agregado de Distribución), lo que explica un costo decreciente en términos reales como se observa en la gráfica adjunta. La tarifa de la 5ta RTO, cumple con las previsiones de los Artículos 41 inc) y 46 de la Ley J N° 2902; conforme lo expuesto en el informe final del Defensor del Usuario (Página 5).

Los datos utilizados para este análisis:

Variables	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Demanda MW anual	1.221.090	1.252.620	1.280.120	1.319.570	1.359.740
VAD	\$ 5.048.674.263	\$ 5.138.715.482	\$ 5.204.717.059	\$ 5.274.638.751	\$ 5.344.034.628
VAD \$/KWh	\$ 4,13	\$ 4,10	\$ 4,07	\$ 4,00	\$ 3,93

El artículo 45 del Decreto N° 1291/95, de la Ley J N° 2902; indica que las tarifas, cargo por servicio o cualquier otro concepto que el EPRE apruebe, no podrá ser superiores al 20% -globalmente y por todo concepto- del valor medio vigente en el ámbito provincial. La interpretación del mismo es que la nueva tarifa presenta un incremento medio del 13.81% con relación a la tarifa provincial vigentes, como se observa su interpretación en las siguientes tablas de datos:

Distribuidora	Demanda provincial	Tarifa MEDIA	Tarifa 5ta RTO
CEB	18,59%	\$ 6,98	
CEARC	1,61%	\$ 7,68	
EDERSA	79,80%	\$ 7,69	\$ 8,60
TARIFA MEDIA Rio Negro		\$ 7,56	13,81%

100

100

)

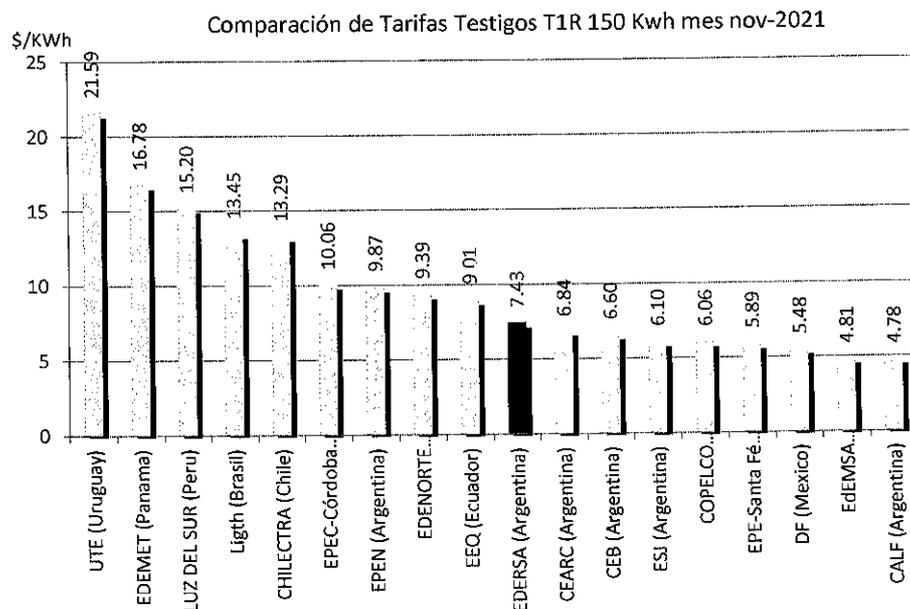
)

(*) Valor medio proporcional a la participación en la demanda provincial

2) Regional e International

En base a la información suministrada por el Estudio Montamat y Asociados, sumado a ello el relevamiento tarifario regional desde el Área Técnica del EPRE; se presentan los siguientes gráficos a manera comparativa de las tarifas actuales (noviembre 2021); contexto de la actual 5ta RTO EdERSA.

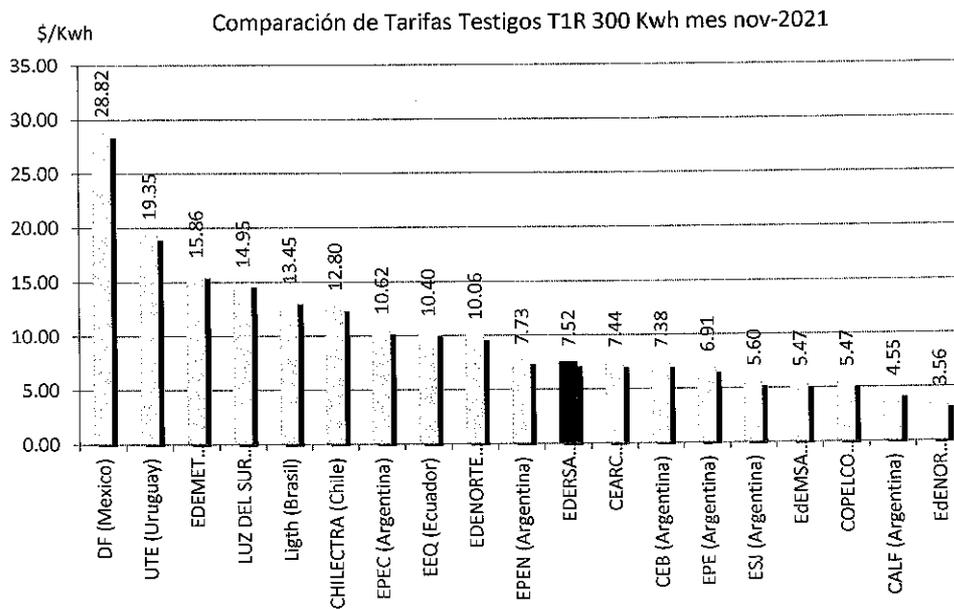
a. Tarifa usuarios residenciales 150 Kwh



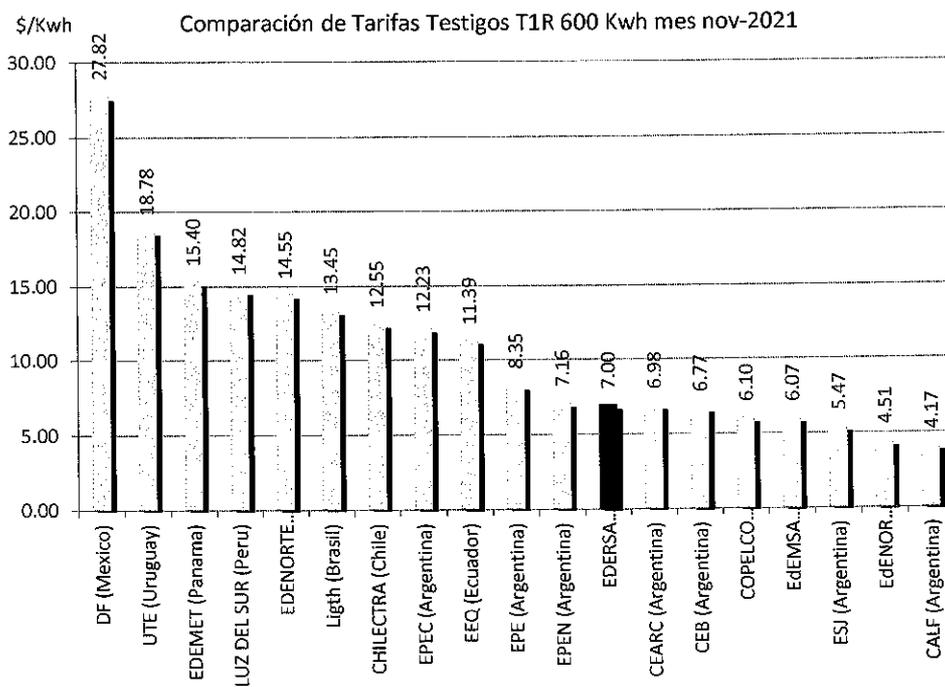
b. Tarifa usuarios residenciales 300 Kwh

Categoría	EDERSA	CEB	CEARC	MEDIA PROV.(*)	Nueva tarifa
T1 - 150 Kwh	\$ 7,43	\$ 6,60	\$ 6,84	\$ 7,27	\$ 8,95
T1 - 300 Kwh	\$ 7,52	\$ 7,38	\$ 7,44	\$ 7,50	\$ 7,76
T1 - 600 Kwh	\$ 7,00	\$ 6,77	\$ 6,98	\$ 6,96	\$ 7,35
T2 - 30 Kw Factor uso 40%	\$ 7,79	\$ 6,14	\$ 8,77	\$ 7,50	\$ 8,94
T2 - 300 Kw Factor uso 70%	\$ 8,96	\$ 8,40	\$ 8,87	\$ 8,86	\$ 10,75
MEDIA (armónica matemática)	\$ 7,69	\$ 6,98	\$ 7,68	\$ 7,56	\$ 8,60





c. Tarifa usuarios residenciales 600 Kwh

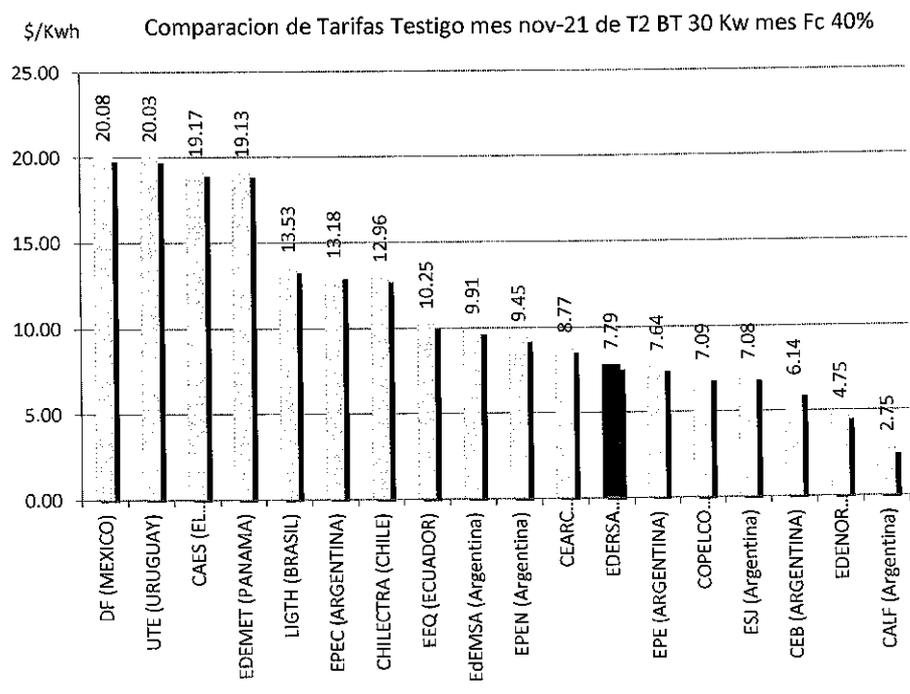


d. Tarifa T2 (grandes usuarios) menores a 30 Kw

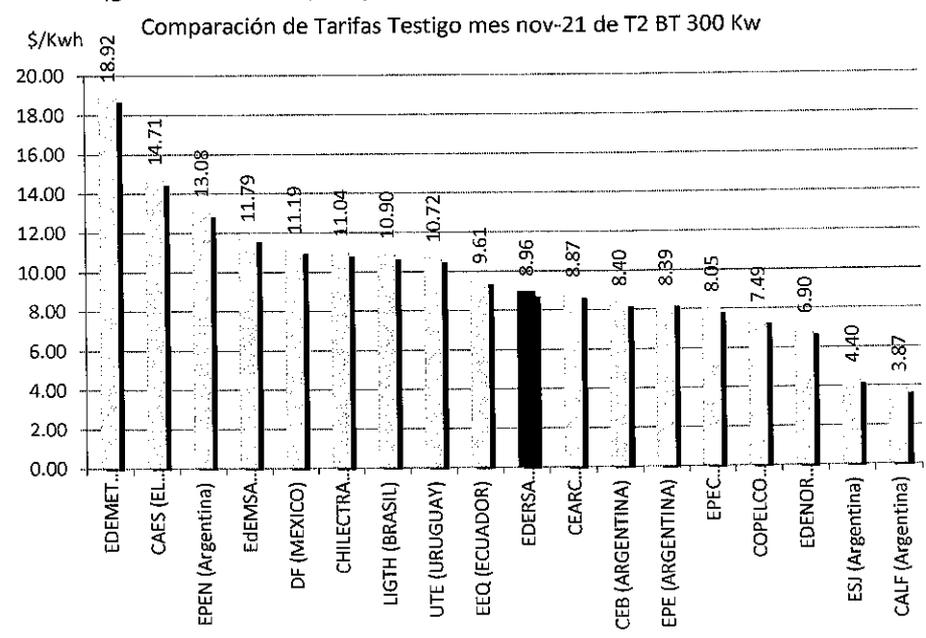
1000

1000

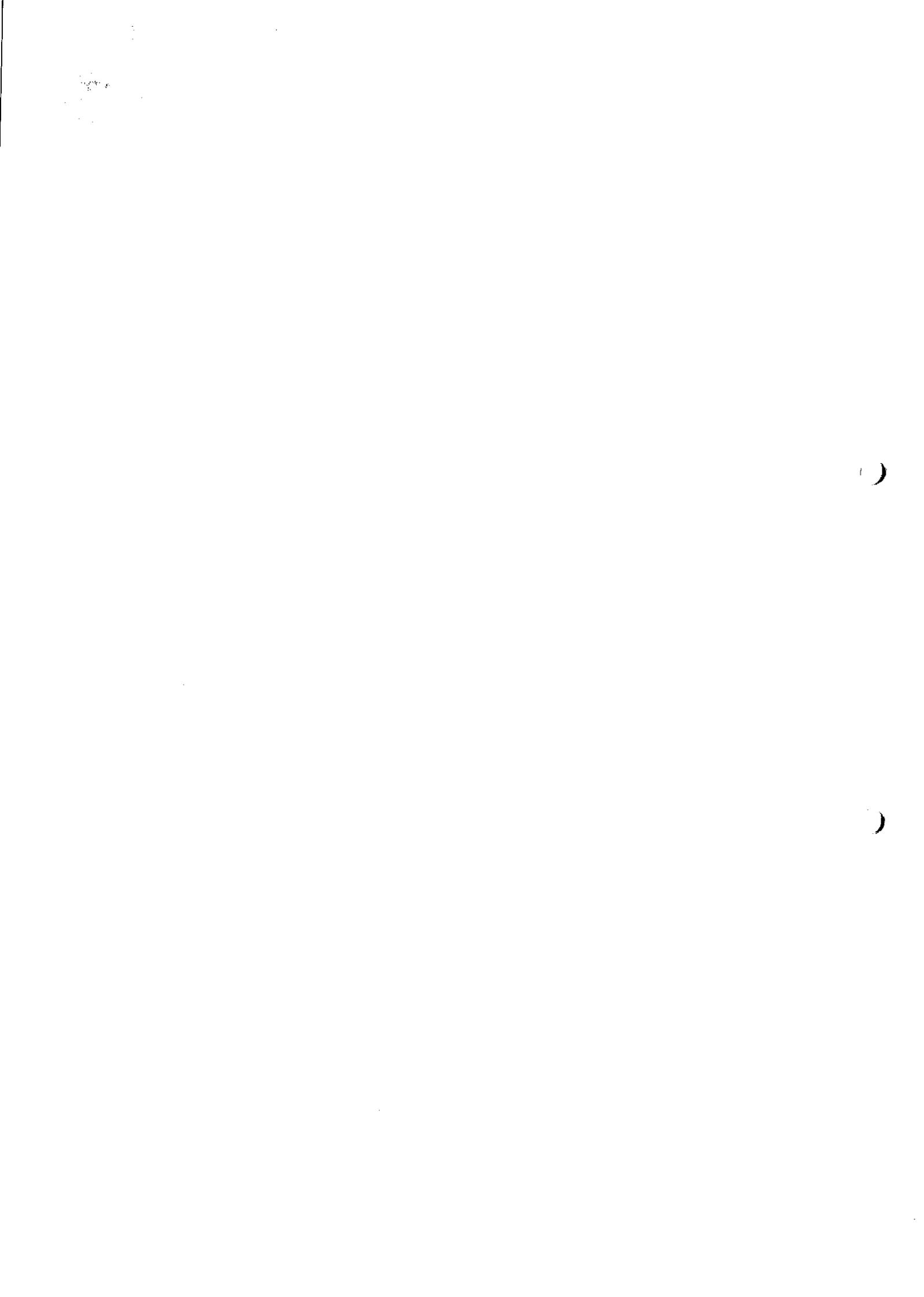
1000



e. Tarifa T2 (grandes usuarios) mayores a 300 Kw



f. Competitividad económica a nivel regional (\$/MWh)





			nov-21	5ta RTO	Se compara la tarifa de
Chile T2 30 Kwh factor uso 40%	Electra Distrib.	\$ 12,96	-30,98%		la 5ta RTO vincula de la
Brasil T2 30 Kwh factor uso 40%	Ligth Distrib.	\$ 13,53	-33,89%		actividad económica
EdERSA T2 30 Kwh factor uso 40%		\$ 7,79	\$ 8,94		expuesta a la
					competencia Chile y
			nov-21	5ta RTO	Brasil), tanto servicios
Chile T2 300 Kwh factor uso 70%	Electra Distrib.	\$ 12,96	-17,05%		como turismo y
Brasil T2 300 Kwh factor uso 70%	Ligth Distrib.	\$ 10,90	-1,37%		exportación.
EdERSA T2 300 Kwh factor uso 70%		\$ 8,96	\$ 10,75		

En general la actual tarifa de los usuarios de EdERSA continúa siendo competitiva para las actividades económica vinculadas a la competitividad internacional, sea turismo como producción exportable; como primera observación. Incluso considerando que la conversión de la tarifa internacional se realiza en base al dólar oficial publicado por el Banco Central de la República Argentina.

Lo segundo es la particularidad, de que en el caso de los grandes usuarios de consumo mayor a 300 MW que el Gobierno Nacional les retiro el subsidio implícito en la generación, a través de la tarifa del mercado mayorista (CMMESA); explica la menor brecha de la demanda con un consumo superior a 300 KW (2.6% de los grandes usuarios) en comparación con los que contabilizan un consumo menor a 30 KW; que estos últimos, representan el 63% de los grandes usuarios en la demanda de la distribuidora.



Notas Emitidas

EPRE

Ente Provincial Regulator de la Electricidad

Nº Nota: AT09023

Fecha: 15/11/2021

Anexado a Expte. Nº: 30190

Tipo: Pase

Plazo(dias): 0

Destino: Area Legal

Nombre: Sebastian Lippolis/certificador

C/copia:

Asunto: DT 5ª RT EdERSA_VERSION - REV 1.docx; A III-3-4 III-3-5 III-3-6.pdf; A III-3-7 III-3-8.pdf; Anexo de CD Años 1- 2 -3 - 4 -5.xlsx; Anexo de CGC Años 1- 2 -3 - 4 -5.xlsx; ANEXO I Régimen Tarifario.docx; ANEXO II Procedimiento Determinación Costos Abastecimiento.docx; Anexo Obras Especiales.pdf; SUBANEXO I.docx; Anexo IX.xlsx; Tablas para DT_5RTO DEFINITIVO.xlsx; ANEXO X ANALISIS TARIFARIO COMPARATIVO.docx; Copia de 5º RTO EdERSa Cuadro REsultado VADs.xlsx; Definitivos.zip

Tema: Por la presente, se remiten Dictamen Técnico y Anexos elaborados por esta Área, a los fines de la continuación del trámite administrativo.
Atentamente,



Documento: Copia de 5º RTO EdERSa Cuadro REsultado VAD



ANEXO X ANALISIS TARIFARIO COMPARATIVO Anexo IX.xlsx Tablas para DT_5RTO DEFINITIVO.>



SUBANEXO I.docx Anexo Obras Especiales.p A III-3-4 III-3-5 III-3-6.p A III-3-7 III-3-8.pd



Anexo de CD Años 1- 2 -3 - 4 -5.; Anexo de CGC Años 1- 2 -3 - 4 -5.. ANEXO I Régimen Tarifario.do



ANEXO II Procedimiento Determinación Costos Abastecimier DT 5ª RT EdERSA_VERSION - REV 1.di

Ing. AGUSTÍN R. VIDAL
Responsable Área Técnica
Ente Provincial Regulator
de la Electricidad

