

Salta, 31 de agosto de 2023.

RESOLUCIÓN ENTE REGULADOR N°:

0 1 2 1 9 / 2 3

VISTO:

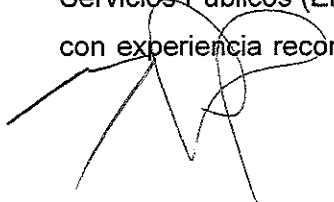
El Expediente Ente Regulador N° 267-52695/2021 caratulado: "EDESA S.A. – REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL 2022"; la Ley N° 6.835, la Ley N° 6.819, el Contrato de Concesión de EDESA S.A., las leyes 7125 de Emergencia económica y Financiera y 6583 de Reforma Administrativa del Estado y Emergencia Económica – prorrogadas por ley 8364-, la Audiencia Pública de Energía Eléctrica de fecha 17 de agosto de 2023 y el Acta de Directorio N° 42/23; y

CONSIDERANDO:

Que, las presentes actuaciones, se originan con las notas presentadas ante este Organismo por la Empresa Distribuidora de Energía de Salta S.A. (en adelante EDESA S.A.), el 31/05/21 (Notas 274/21; 602/21; 612/21; 50/22; 84/22; 162/22; 490/22 y 162/23) y ESED S.A. el 28/03/23 (Nota 160/23), en el marco del proceso de revisión tarifaria integral quinquenal previsto en los respectivos Contratos de Concesión.

Que, un proceso de revisión tarifaria integral requiere, además de contar con personal especializado en las múltiples disciplinas que la misma abarca, abordar materias y estudios extraordinarios tales como comparación de sistemas, análisis de mediciones, etc., como así también disponer de programas informáticos específicos que permitan realizar en tiempo y forma un trabajo con la especificidad, profundidad y excelencia que el tema demanda, lo que resulta conteste con las previsiones establecidas en el ámbito nacional por el artículo 45 del Decreto N° 1398/92, reglamentario de la Ley Nacional N° 24.065 (Marco Regulatorio Eléctrico Nacional).

Que, en este orden de ideas, y con el objeto de potenciar ese proceso dotándolo de un mayor carácter participativo y académico, el Ente Regulador de los Servicios Públicos (ENRESP) procedió a contratar una Consultora Externa independiente, con experiencia reconocida y acreditada en materia de tarifas de distribución de energía



eléctrica, a fin de que se encargara de la elaboración de las propuestas regulatorias y tarifarias integrales para las Empresas Concesionarias EDESA S.A. y ESED S.A., a aplicarse en el quinquenio bajo análisis, de conformidad a lo dispuesto en los Contratos de Concesión de cada una de ellas y demás normas complementarias y concordantes aplicables en la materia.

Que, en razón de ello, se verificó la firma del Convenio de Cooperación entre la Fundación Universidad de San Juan y el ENRESP a través del cual este Organismo le encomendó el servicio de "Caracterización de la Demanda del Sistema de Distribución de EDESA S.A." y el de "Revisión Tarifaria Integral Período 2022-2027 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica en la provincia de Salta", definiéndose en la Adenda del Acta Complementaria N° 2 los puntos específicos del Plan de Trabajo (1. Diagnóstico inicial, 2. Revisión del Reglamento de Calidad, 3. Análisis de propuestas tarifarias de las distribuidoras, 4. Análisis de temas regulatorios varios, 5. Propuesta tarifaria alternativa, y 6. VAD y cuadro tarifario), la presentación de seis Informes Parciales y de un Informe Final integrador.

Que, en dicho marco, y a los fines de llevar adelante una agenda de trabajo permanente y coordinada con los miembros de la Universidad de San Juan, como también para determinar los objetivos y lineamientos estratégicos a contemplar en orden a la revisión tarifaria integral de EDESA S.A. y ESED S.A. Período 2022-2027, surgió la conveniencia de conformar un Consejo Técnico en el ámbito del ENRESP, el que quedó integrado por los funcionarios a cargo de las Gerencias Jurídica, Económica, de Energía Eléctrica, de Usuarios y de Calidad y Articulación, quienes tuvieron a su cargo las funciones antes señaladas, en procura de lograr los fines indicados, desarrollando las acciones necesaria para ello y elaborando los informes del caso que obran agregados en autos.

Que, todo lo expuesto precedentemente, tuvo su expresión formal mediante el dictado de la Resolución ENRESP N° 300/22.

Que, ahora bien, entrando al tratamiento de la solicitud de EDESA S.A., corresponde tener presente que el Artículo 31° del Contrato de Concesión de EDESA S.A., expresa: *"El Régimen Tarifario y Cuadro Tarifario será revisado a los CINCO (5) AÑOS del inicio de la Concesión, y a partir de esa fecha, cada CINCO (5) AÑOS. A ese fin, con UN (1) año de antelación a la finalización de cada periodo de CINCO (5) años, LA*

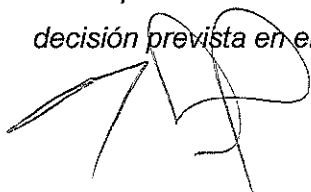
0 1 2 1 9 / 2 3

DISTRIBUIDORA presentará a la AUTORIDAD DE APLICACIÓN la propuesta de un nuevo Régimen Tarifario y Cuadro Tarifario. La propuesta que se efectúe deberá respetar los principios tarifarios básicos establecidos en la Ley Provincial N° 6819, y subsidiariamente la Ley Nacional N° 24.065 y su reglamentación, así como los lineamientos y parámetros que especifique el ENTE REGULADOR...".

Que, por su parte el Artículo 80° del Marco Regulatorio vigente (Ley 6.819), reza: "Los distribuidores, dentro del último semestre del período inicial descrito en el Artículo 78, y con sujeción a la reglamentación que dicte el Ente Regulador de los Servicios Públicos, deberán solicitarle los cuadros tarifarios que respondan a lo establecido y que se proponen aplicar, indicando las modalidades, tasas y demás cargos que corresponda a cada tipo de servicio, así como las clasificaciones de sus usuarios y las condiciones generales del servicio. Dichos cuadros tarifarios máximos, luego de su aprobación previa Audiencia Pública, deberán ser ampliamente difundidos para su debido conocimiento por parte de los usuarios". En consonancia, el Artículo 78° de igual cuerpo normativo dispone: "Los contratos de concesión de transportistas y distribuidores incluirán un cuadro tarifario que será válido inicialmente por períodos de cinco (5) años y se ajustará a los siguientes principios: 1. - Establecerá las tarifas iniciales máximas que correspondan a cada tipo de servicio ofrecido. Tales tarifas máximas serán determinadas previa Audiencia Pública...".

Que, se observa en tal sentido, que se encuentran cumplidos los tiempos allí previstos, habiendo transcurrido los cinco años desde la Revisión Extraordinaria de Tarifas de EDESA S.A. aprobada por Resolución ENRESP N° 500/17.

Que, por otro lado, el Artículo 30 de la Ley Provincial N° 6.835, establece: "Las licenciatarias, y las organizaciones de usuarios podrán solicitar modificaciones de tarifas, cargos o servicios, fundándose en circunstancias objetivas y justificadas relacionadas con el principio previsto en el inciso a) del artículo 27. El Ente convocará a una audiencia pública de las previstas en el artículo 13 y emitirá decisión dentro de los treinta días de celebrada la audiencia pública. El Ente podrá disponer que las nuevas tarifas sean aplicadas dentro de un plazo máximo de tres meses contados desde la fecha de la decisión prevista en el párrafo anterior."



Que, considerando la solicitud que diera origen al presente, la documentación obrante en autos, y la normativa vigente aplicable, es que mediante Resolución N° 1046/23 de fecha 25/07/23, el Ente Regulador de los Servicios Públicos, en adelante ENRESP, dispuso convocar a Audiencia Pública para tratar el proceso de Revisión Tarifaria Quinquenal –Período 2023/2028- de EDESA S.A. y ESED S.A., con el siguiente temario: 1. Determinación del Valor Agregado de Distribución (VAD) de EDESA S.A. y ESED S.A. Procedimiento de adecuación; 2. Plan de inversión para los 5 años posteriores a la entrada en vigencia de la RTI; 3. Tarifas Diferenciales: a) Tarifa social; b) Tarifa para zonas con climas de mayor demanda de consumo; c) Tarifa preferencial para regularización de servicio en barrios RENABAP (Registro Nacional de Barrios Populares); 4. Régimen de calidad del servicio y del producto técnico y sanciones (fs. 463/468).

Que, de fs. 471/474, se colige que la convocatoria a la Audiencia Pública mencionada precedentemente, fue debida y oportunamente publicada en el Boletín Oficial de la Provincia de Salta N° 21.518, de fecha 26/07/2023; y según fs. 475, 476 y 478, fue publicada en el Nuevo Diario Salta los días 26, 27 y 28 de Julio de 2023, dando cumplimiento así a lo ordenado en el artículo 19° del Reglamento General de Audiencias Públicas vigente.

Que, iniciada la etapa de instrucción, se cursaron invitaciones a las distintas instituciones y organismos interesados en participar de la Audiencia Pública, conforme surge de fs. 482/511.

Que, conforme surge de las en constancias de autos, se incorpora al expediente la siguiente documentación: 1) Informe de Proyección de Demanda de EDESA S.A. conforme surge de fs. 03/39 con fecha 30/11/2021; 2) Informe de Estudio de Tasa de Costo de Capital de fs.40/60 incorporado en fecha 03/12/2021; 3) Estudio de Determinación del valor nuevo de recepción de las Instalaciones de fecha 19/01/2022 obrante a fs. 61/240; 4) Informe de caracterización de carga de los usuarios EDESA S.A. incorporado a fs. 241/244 en fecha 01/02/2022; 5) Informe de fórmulas de actualización de los ingresos requeridos obrante a fs. 245/254 de fecha 16/02/2022; 6) Propuesta de cuadro y Régimen tarifario conforme surge de fs. 255/328 de fecha 28/03/ 2022; 7) Propuesta de Reglamento de contribución especial reembolsable (CER) obrante a fs. 375/376 de fecha 25/10/2022; 8) Incorporación del Anexo I de la Propuesta tarifaria de ESED S.A. actualizada a enero de

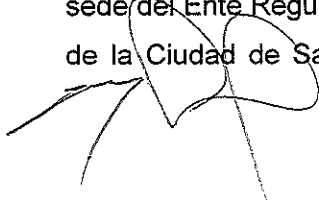
0 1 2 1 9 / 2 3

2023, obrante a fs.404/405 de fecha 28/03/2023; **9)** Informe de actualización del VAD incorporado en fecha 29/03/2023 conforme surge de fs. 406/446; **10)** El ENRESP incorpora a fs. 512/891 la siguiente documentación: **Anexo I:** Determinación del valor agregado de Distribución (VAD) de EDESA S.A. Y ESED S.A. procedimiento de adecuación; **Anexo II:** Plan de Inversión para los cinco años posteriores a la entrada en vigencia de la RTI; **Anexo III:** Tarifas diferenciales: a) tarifa social; b) tarifa para zonas con climas con mayor demanda de consumo; c) tarifa preferencial para regularización de servicios en barrios RENABAP (Registro Nacional de Barrios Populares); **Anexo IV:** Régimen de Calidad del Servicio y del Producto Técnico y Sanciones; **11)** Actas Acuerdo de actualizaciones salariales entre EDESA S.A. y los sindicatos de Luz y Fuerza; APUAYE y APJAE todo ello conforme surge de fs. 892/919; **12)** A fs. 924/932 Informe del Dr. Juan Lucas Dapena Fernández respecto al análisis de los incrementos salariales otorgados en 2022 y 2023 por la Administración Pública Provincial y el comparativo con el comportamiento de la inflación del 2022 y la inflación transcurrida y esperada para el 2023; **13)** Informe de EDESA S.A. incorporado en fecha 07/08/2023 donde detalla las Inversiones en el distrito Oran para el Período 2023/2024; **14)** Informe de la Gerencia de Energía Eléctrica de este Organismo respecto a las Inversiones en el distrito Oran para el Período 2023/2024.

Que, en fecha 07 de agosto de 2023, se dictó la Resolución ENRESP N° 1128/2023 (fs.981/982), la cual designa como Defensor de los Usuarios al Ab. Guillermo Nicolás López, y en carácter de Defensora de la Competencia, la Ab. Natalia Sánchez. Ello fue debida y oportunamente publicado en el Boletín Oficial de la Provincia de Salta N° 21.527, en fecha 08/08/2023 (fs. 985/986)

Que, en fecha 09/08/2023, se emite el Informe Final de Instrucción (fs. 1023/1025), a través del cual se admite como parte a todas las personas inscriptas, sumando un total de diecisiete (17) participantes. Sin perjuicio de ello, y atento al principio de flexibilidad y amplitud de formas, se admitió la incorporación de otros seis (6) participantes, quienes se inscribieron fuera de los plazos establecidos conforme surge de fs.1081.

Que, así las cosas, en fecha 17 de Agosto de 2023, a hs. 09:04, en la sede del Ente Regulador de los Servicios Públicos, sita en calle Bartolomé Mitre N° 1.231, de la Ciudad de Salta, se dio inicio a la Audiencia Pública, mediante modalidad digital



remota, virtual, no presencial, en forma sincrónica a través de la plataforma "ZOOM", con la presencia de sus autoridades: Carlos Humberto Saravia, Presidente del Ente Regulador de los Servicios Públicos, Jerónimo Ricardo López Fleming, Vicepresidente del Ente Regulador de los Servicios Públicos, y su Director Vocal, Lic. Mariano San Millán, dejando constancia de la apertura de la Audiencia Publica conforme Acta de fs. 1121.

Que, en ese marco, hicieron uso de la palabra las siguientes personas: Salvano, Jorge (Representante de EDESA S.A. y ESED S.A.); Dapena Fernández, Juan Lucas (Asesor Económico del Ente Regulador de los Servicios Públicos); Samperi, Mauricio y Facchini, Marcos (Representantes del Instituto de Energía Eléctrica de la Universidad de San Juan); Curá, Juan Cruz (Senador Provincial, San Ramón de la Nueva Orán); Cornejo Avellaneda, Roque Ramón (Diputado Provincial); Núñez Burgos, Federico (Defensor del Pueblo de la Ciudad de Salta); Sarmiento, Emilce Silvina y Campos, Hugo Ignacio (Representantes de Defensa del Consumidor Provincia de Salta); Calmejane, María Emilia (Representante Defensa del Consumidor Municipalidad de Salta); Bulacio, Claudio (Gerente de la Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina (ADEERA); Palleiro, Pablo (Representante de la Federación Argentina de Trabajadores de Luz y Fuerza); Pérez, Luis Roberto (usuario); Ceaglio, Carolina (Diputada Provincial, San Ramón de la Nueva Orán); Aguirre, Néstor Eduardo (Representante de APUAYE); López Guillermo (Defensor de los Usuarios) y Sánchez Natalia (Defensora de la Competencia).

Que, es del caso señalar, que la audiencia puede ser vista en el sitio <https://www.youtube.com/live/5fAewmT7Pq4?si=eZ28WKeGHAQtLxK4> y que obra incorporado a fs. 1148/1179 el documento con la desgrabación completa de las expresiones vertidas por los participantes de dicho acto. Sin perjuicio de ello, corresponde ahora, en esta instancia, consignar y analizar todas aquellas manifestaciones que resultaron conducentes al objeto de la Audiencia, en relación con los temario definido a tales efectos.

Que, ahora bien, el Presidente del Tribunal, y Presidente del ENRESP, Carlos Humberto Saravia, realiza la apertura formal de la audiencia. Acto seguido toma la palabra el primer exponente el **Ing. Jorge Luis Salvano** Representante de EDESA S.A quien comienza su exposición manifestando que la presentación estará estructurada aproximadamente 18 diapositivas, tienen que ver con EDESA y su pedido, cuál es la propuesta en el marco de esta revisión; y la segunda tiene que ver más resumida con ESED.

0 1 2 1 9 / 2 3

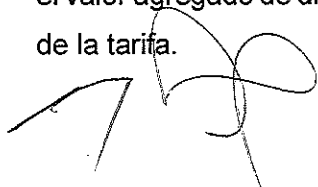
Aclara que parte de la presentación la realizara él y la parte técnica a cargo del Licenciado en Economía **Juan Pablo Marzocca**, que forma parte del equipo de EDESA a través de la Consultora Mercados Energéticos y que trabajó en la propuesta introduciendo los principales indicadores y datos de la empresa.

Que, seguidamente, realiza una breve introducción mencionando que las dimensiones de la compañía a diciembre del 2022, EDESA contaba con 372.030 usuarios, hoy se han expandido a 379.250, opera y mantiene 15.748 kilómetros de redes, 15.823 en junio/23, con una potencia instalada que en el mes de julio alcanzó los 1.013 megavatios, la energía operada, 2.241 gigavatios en diciembre de 2022 contra 1.146, que si fuesen proyectados en igual medida en el resto del año estaríamos hablando del orden de los 2.292 o 2.300 gigavatios hora. Respecto a las atenciones comerciales, menciona que de 3.805.396 contactos por canal en diciembre de 2022, contra 3.010.105 lo que es el mes de junio.

Que, en concordancia a lo mencionado, agrega que los trámites totales atendidos por la Distribuidora en el año 2022 fueron 433.365, contra los 6 meses de junio de 102.645.

Que por otra parte, se refirió a las inversiones realizadas por EDESA S.A. en el último periodos tarifarios en millones de pesos, completando desde 2018 hasta junio de 2023 un total de 11.661 millones de pesos, casi 12.000 millones de pesos en inversiones de las cuales el 95% de esas inversiones fueron a la red eléctrica y el resto en promedio alrededor de un 5% en VNR no eléctrico que tiene que ver con actividad de apoyo, camionetas, Hard y Soft para modernizar la compañía. Esos valores traducidos en millones de dólares al tipo de cambio promedio de cada año del Banco Central de la República Argentina, por un total de inversiones para el período 2018 a junio de 2023 de 131 millones de dólares.

Que seguidamente, efectuó un análisis de cómo se refleja todo lo analizado anteriormente en la tarifa. En este sentido manifestó que la misma tiene básicamente tres componentes: del 100% el 49% es abastecimiento, impuestos un 25% y el valor agregado de distribución, tema a tratar en esta audiencia, es el 26% del componente de la tarifa.




Que continuando con su alocución, el Ing. Salvano manifiesta que continuara con la presentación el Licenciado Marzocca, respecto de lo que es el estudio tarifario, menciona que es parte del equipo de Mercados Energéticos, que desarrolló el trabajo de consultoría para el cálculo del Valor Agregado de Distribución.

Que acto seguido hace uso de la palabra el **Licenciado Marzocca** realizando la presentación del estudio técnico desarrollado, compuesto por los siguientes ítems, en primer lugar los objetivos del estudio, definición del Valor Agregado de Distribución, cómo se compone y cuál fue la metodología aplicada para el cálculo de cada uno de sus componentes, estos son, los costos de explotación y la anualidad del capital, la cual necesita del cálculo de la base de capital y de la tasa de reinversión. Refiere que el estudio fue desarrollado originalmente para el año base diciembre del 2020, realizándose un ajuste a precios de marzo de 2023.

Que aclara el Licenciado, se realizó la definición de unas fórmulas de ajuste, las cuales también van a ser presentadas y finalmente estaremos cerrando con la solicitud de valor agregado de distribución, tanto en su presentación original a precios de diciembre de 2020, como su actualización a precios de marzo de 2023.

Que, asimismo, agrega que el objetivo es presentar el cálculo del valor agregado de distribución de la empresa EDESA en el marco de la revisión tarifaria de distribución eléctrica. La determinación del Valor Agregado de Distribución fue realizada en el marco de lo estipulado por la Ley Provincial N°6.819, el marco regulatorio eléctrico y el respectivo contrato de concesión de la empresa. En primer lugar se presentan los valores originalmente entregados al Ente Regulador de Servicios Públicos, los cuales fueron desarrollados a precios de diciembre de 2020 y en segundo lugar se va a presentar el valor ajustado a precios de marzo de 2023, siguiendo las fórmulas de ajuste definidas en el estudio.

Qué, seguidamente, explica qué es exactamente el Valor Agregado de Distribución. Como bien se sabe la tarifa que percibe el usuario final contempla una serie de componentes tales como el costo de abastecimiento, el Valor Agregado de Distribución y los impuestos. En lo que respecta al abastecimiento, este es un factor directo que surge de los precios del mercado mayorista, mientras lo que es el valor agregado de distribución, lo que define y se solicita a partir de este estudio desarrollado. Asimismo explicó, que el



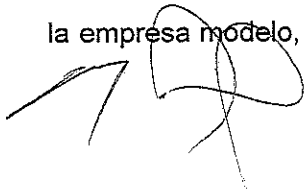
0 1 2 1 9 / 2 3

Valor Agregado de Distribución representa los ingresos que debería percibir a través de la aplicación del cuadro tarifario una Empresa Distribuidora eficientemente dimensionada, este Valor Agregado de Distribución se compone de esencialmente lo que son los costos de explotación, los costos de capital, más una serie de impuestos directos e incluyen dentro del VAD.

Que, agrega el dicente, que lo que refiere a los costos de explotación, típicamente encuentra en el Valor Agregado de Distribución, a lo que son los costos de operación y mantenimiento de la red de distribución, los costos de administración de la empresa y los costos de prestar el servicio de comercialización.

Que, asimismo, explica lo que respecta a los costos de capital, se tienen los costos asociados a la renovación de las redes, es decir renovar la red que la empresa posea, a medida que la red se va depreciando y los costos de reinversión necesarios para la ampliación de la red, como también para las mejoras de calidad de servicio entre otras. Estos costos de reinversión necesitan definir una tasa de reinversión y una base de capital.

Que, continúa explicando, la metodología seguida para definir el cálculo para los costos de explotación como para los costos de capital. En lo que respecta a los costos de explotación, estos costos son los necesarios para operar y gestionar en forma prudente y eficiente la empresa. Se estiman aplicando una metodología denominada empresa modelo, la cual consiste en el diseño de una empresa virtual que opera de forma eficiente en el contexto operativo y el entorno socio-económico real de la empresa EDESA. Esta es una metodología que es ampliamente utilizada en la región y básicamente aplicada por tanto Reguladores a nivel nacional, como en otros países tanto como Brasil, Chile y otros países de la región. En lo que respecta a la dotación de personal considerada de la empresa modelo, la misma se define a partir de las actividades que se necesitan para la operación eficiente de la empresa, una vez que se define la dotación, su valorización es considerada a partir del costo salarial de las distintas categorías que forman la estructura de personal de la empresa y se consideran los salarios que surgen de los acuerdos gremiales y la legislación laboral vigente, además de estos costos la empresa modelo contempla los costos de capital de trabajo, los costos asociados de generación propia, los costos de generación y reconexión y el costo de gestión de incobrables. Continuando con la empresa modelo, esta debe estar diseñada para una empresa que opera en el entorno



operativo de esa empresa real, es decir se encuentra adaptada para la realidad del entorno de EDESA, contempla todos los procesos de actividades necesarios para prestar el servicio de distribución, es decir operación y mantenimiento, gestión clínico comercial, dirección de administración.

Que, seguidamente, explica las tres etapas que requiere la empresa modelo. La primera etapa consiste en definir los procesos eficientes requeridos para la operación, mantenimiento, actualización y comercialización, es decir cuáles son las tareas que se realizan año a año, con qué frecuencia, cuántos son los tiempos y a partir de ellos poder definir cuáles son los recursos, esta es la segunda tarea, calcular los recursos requeridos para el desarrollo de dichos procesos, finalmente se deben valorizar esos recursos a precios de mercado. En lo que refiere a personal propio, tiene que ver con los salarios vigentes, de acuerdo a la legislación laboral y a los acuerdos que contempla la empresa. Y en lo que refiere a servicios tercerizados, de acuerdo a los precios de mercado de los contratistas. El dimensionamiento de esta empresa modelo requiere que nuevamente se considere el mismo territorio en la cual opera la empresa real, que es una de las características más importantes, además se realiza de nuevo, considerando los parámetros de eficiencia a la hora de definir estos procesos que se van a estar valorizando. Los componentes adicionales al costo de explotación son los costos de capital y trabajo, esto es el costo financiero necesario para cubrir el desfase entre la facturación y la recaudación, los costos de explotación de la generación propia, esto es en el caso de que la empresa posea generación propia requerida para abastecer sistemas aislados, entonces se incluye la cantidad de personal de contratistas necesaria para la generación térmica, el costo total del personal operativo en la central Corralito, y los costos de mantenimiento y regalías en el que se pagan a la provincia que también deben ser incluidos. Los costos de conexión y reconexión son justamente las tareas asociadas a la suspensión, rehabilitación y posterior conexión de los clientes. Finalmente, se realiza un reconocimiento por la gestión de incobrables, este es un reconocimiento eficiente, en este caso del 1% de la facturación total, también es una metodología aplicada comúnmente en la región.

Que, manifiesta el exponente, que estos son los resultados de los costos de explotación, considerando los distintos componentes y a precios de diciembre de 2020, esto ascendía a un total de 6.260 millones de pesos a moneda de diciembre de 2020.



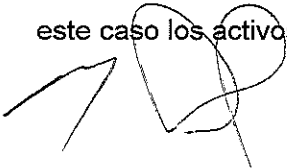
0 1 2 1 9 / 2 3

Que, respecto a los costos de capital, explica que el costo de capital de la empresa distribuidora va a tener 2 componentes, uno que está asociada a la renovación del capital, a medida que los activos se van depreciando, y otro que está asociada a la rentabilidad del capital que debe permitir la reinversión del mismo. Este componente se requiere del cálculo de una tasa de reinversión y de la definición de la base de capital. En definitiva, para poder definir el costo de capital se requieren en líneas generales 3 componentes; en primer lugar, reconocer cuáles son los activos que están puestos a disposición para prestar el servicio de distribución, esto es la base de capital, en segundo lugar se debe definir cuál es la vida útil de dichos activos, y ello dependerá de las características y del tipo de activos; y en tercer lugar, se requiere de lo que es la tasa de reinversión, la cual se aplica sobre la base de capital para tener luego la anualidad del capital.

Que asimismo refiere, lo que corresponde a la base de capital, la misma fue calculada a partir de la metodología de valor nuevo de reemplazo, esto es que se valoriza a precios de mercado actual, una red de referencias que es capaz de atender la demanda real, minimizando los costos económicos conforme la ubicación geográfica actual. Dependiendo de lo que son los distintos elementos de la red, se considerará una metodología específica diferenciada.

Que continúa explicando, lo que corresponde a la red de sub transmisión, se identifican los activos y se valorizan a precios actuales de mercado, considerando la provisión, instalación, montaje y puesta en marcha.

Que respecto a la red de media tensión y red de baja tensión, el tratamiento es diferente, dependiendo de si se trata de zonas uniformes o de zonas no uniformes. En lo que es zona uniforme, se procesa la información de demanda georeferenciada, se realiza una zonificación y una optimización técnica económica a través de un modelo matemático. Una vez que se tiene la red óptica dimensionada, se realiza la valorización a precios de mercado, nuevamente cuando se indica precios de mercado incluye todas las etapas desde la provisión hasta la puesta en marcha. Luego en lo que corresponde a la zona no uniforme, en este caso se procesa la información de demanda y también se realiza una optimización técnica-económica, pero se mantiene la traza real, en este caso los activos son de nuevo valorizados a precio de mercado.



Que seguidamente menciona, respecta al resto de los activos, además de tener activos específicos de distribución, se tendrán los activos de generación propia, estas son las plantas de generación térmica y la planta de hidráulica que posea la distribuidora para prestar este servicio.

Que continúa expresando que, en el caso de generación térmica se consideran los costos de materiales, mano de obra, ingeniería y generales. Finalmente se tiene lo que es el VNR no eléctrico, estos son todos los activos que no son específicamente del sector eléctrico, pero que son necesarios para prestar la actividad de la empresa.

Que agrega, respecta a terrenos, edificios, maquinarias, muebles, herramientas y otros bienes, se considera el valor de libro de origen de los bienes. En lo que respecta a rodados, inversiones informáticas, telecomunicaciones, telecontrol, protecciones y grupo generadores de alta montaña, en este caso se consideró el valor de reemplazo a nuevo de mercado. El total de lo que es la base de capital para el VNR eléctrico a precio de diciembre de 2020 ascendió a 40.251 millones de pesos, en el caso del VNR no eléctrico a 2.176 millones de pesos.

Que aclara el diciente, la relación entre ambos componentes trazando una cifra del orden del 5% y esta es una relación típicamente observada a la hora de hacer estudios de revisión tarifaria en distintas empresas distribuidoras tanto a nivel nacional, como a nivel internacional. Explica que esto es un parámetro típico que se usa, lo cual da cuenta que los resultados están en órdenes de magnitud razonables.

Que en razón a lo ut supra mencionado, el siguiente punto es la definición de la tasa de reinversión, esta es de suma importancia, ya que es la que permite a la empresa realizar inversiones, es decir poder invertir en lo que es la ampliación del servicio y la mejora de la calidad, y también permite la sustentabilidad del sector, es decir estos son dos componentes que tienen un impacto directo en cómo opera finalmente la empresa. Para poder calcular la tasa de reinversión, se aplicó también una metodología ampliamente utilizada a nivel nacional e internacional, que es el modelo CAPM/WACC, por sus siglas en inglés hace referencia al costo promedio ponderado del capital. Esto es así, porque básicamente considera los costos de financiamiento de una empresa, considerando las dos fuentes de financiamiento típicas. La primera de ellas es el capital propio, esto es que se calcula un costo de capital propio a partir del modelo CAPM, y en segundo lugar el costo



01219 / 23

de financiamiento a través de deuda, este costo de la deuda se ha calculado a partir de un modelo de CAPM de deuda. Una vez que se tienen los dos costos de capital, se realiza un promedio ponderado, considerando como ponderador la estructura de capital de la empresa, es decir en qué medida la empresa se financia típicamente por capital propio y en qué medida se financia a través de endeudamiento, esta información fue obtenida de los estados financieros de EDESA. Como resultado del costo promedio ponderado de ambas fuentes, tenemos lo que es la tasa WACC. La tasa WACC real después de impuestos resultó del 16,06%, la tasa WACC real antes de impuestos resultó del 24,7%. A partir de esta tasa se calcula luego el factor de recuperación de capital y este factor de recuperación del capital surge básicamente de considerar lo que es la WACC y los parámetros de vida útil, y hemos presentado la reformula típica del cálculo de factor de recuperación del capital. Explica, que la anualidad del capital surge de aplicar ese factor de recuperación sobre la base de capital, considerando estos componentes el resultado alcanzado a moneda de diciembre de 2020, fue de 10.669 millones de pesos. Una vez que se tiene tanto la anualidad del capital, como los costos de explotación se puede obtener el Valor Agregado de Distribución.

Que continúa el exponente, presentando las fórmulas de ajustes definidas en el estudio, para luego finalmente mostrar los valores tanto a moneda de diciembre de 2020, como a moneda de marzo de 2023. En lo que es la fórmula de ajuste, tenemos las fórmulas de ajustes divididas en 4 componentes. La primera consiste en las fórmulas de ajuste de los costos propios de distribución (CPD) estos costos propios de distribución se dividen en 3 ítems, los costos de activos eléctricos, incluyendo los de generación propia, los costos de activos no eléctricos y los costos técnicos de operación y mantenimiento de dichos activos, la aplicación de la fórmula es relativamente simple, básicamente se aplica a la fórmula de ajuste sobre el costo propio de distribución del pedido anterior para obtener el costo propio de distribución del período actual y en lo que es su composición se trata de una polinómica que contempla dos componentes, cada uno luego ajustado por dos índices adicionales, en lo que son los parámetros Alfa y Beta, Alfa hace referencia a la participación de los costos de capital, dentro de los costos propios de distribución y Beta hace referencia a la participación de los costos operativos dentro de los costos propios de distribución. Dentro de lo que es el parámetro Alfa se aplican dos índices, en primer lugar P1) hace referencia a la participación de los costos de mano de obra dentro de capital, y P2) hace

referencia a la participación de los costos de materiales y equipos dentro de los costos de capital. La participación de manos de obra es ajustada a partir de la aplicación de índice de salarios del sector privado registrado y la participación de lo que son los costos de materiales y equipos a partir del índice de precios internos al por mayor y su evolución en el período de análisis. En lo que respecta a los costos operativos, la participación de mano de obra, P3) es también a partir del índice de salarios registrados del sector privado y lo que es la participación de materiales y equipos en este caso a partir del índice de precios al consumidor y su evolución en el período analizado. Menciona que estos parámetros son definidos a partir de la estructura de costos calculada en el presente estudio. El segundo ítem hace referencia a los otros costos operativos, esto son los costos operativos asociados a la generación propia y los costos de capital de trabajo, en este caso el factor de ajuste es simple y únicamente se considera la evolución del índice de precios al consumidor. El tercer componente es el de los costos de comercialización, estos son los que impactan en el cargo fijo, estos costos de comercialización son ajustados en función de lo que es la parte de mano de obra, considerando nuevamente el índice de salarios del sector privado registrado y lo que es la participación de materiales y equipos a partir del índice de precios al consumidor. Luego, en lo que es los costos de conexión y reconexión se aplica una ecuación similar a lo previamente mencionada, estos son los costos de conexión y reconexión asociadas a las suspensiones y rehabilitaciones del servicio y se considera nuevamente para la participación de mano de obra, el índice de salarios y para la participación de materiales y equipos el índice de precios al consumidor.

Que finaliza su ponencia, presentando los resultados alcanzados: respecto al total del costo de capital, estos son a moneda de diciembre de 2020, fue de 10.669 millones de pesos, ajustados a precios de marzo de 2023, este total asciende a unos 33.644 millones de pesos. En lo que son los costos de explotación de 6.260 millones de pesos a moneda de diciembre de 2020, ajustados a precios de marzo, esto asciende a un total de 19.721 millones de pesos. Finalmente, de la suma de estos dos componentes, se obtienen los ingresos requeridos y solicitados en este estudio, a moneda de diciembre de 2020 estos eran 16.930 millones de pesos y ajustados a precio de marzo de 2023, estamos hablando de unos 53.365 millones de pesos.

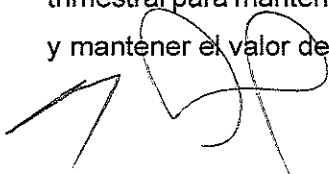
0 1 2 1 9 / 2 3

Que acto seguido toma la palabra el Ing. **Salvano** expresando, que en función de los estudios presentados, solicitan la aprobación del VAD requerido por EDESA a través de la determinación anteriormente mostrada, aprobar el mecanismo de actualización de tarifas solicitada por EDESA, considerando además una aplicación de una metodología de redeterminación de la misma, que a la luz de los últimos acontecimientos, sobre todo con lo que tiene que ver con la variabilidad ocurrida durante el año 2022 y lo que va del 2023, sea una metodología de actualización trimestral, para de esa forma mantener los valores para poder realizar las inversiones correspondientes y sobre todo para sustentar lo que son los costos de explotación, y la creación de la tarifa para barrios RENABAP sobre todo para tener en cuenta normalizaciones de redes en este tipo de barrios y de esta forma realizar instalaciones con mayor seguridad.

Que continuando con su alocución expresa que, en cuanto a la presentación de ESED, conforme se mostró la estructura de la empresa, ESED contaba con 12.149 usuarios a diciembre de 2022, lo mismo que a junio de 2023, en cuanto a la potencia instalada en vatios pico, estamos en el orden de 1.954.300, es decir en el mes de junio hubo un crecimiento marginal respecto a lo que tiene que ver con diciembre del 22' y la capacidad instalada en diciembre de 2022, era de 1.325 kilo Amper para una capacidad de descarga de hasta el 10% y en junio de 2023 de 1.329 kilo Amper.

Qué asimismo, en lo que respecta a los estudios y consideraciones de ESED, lo que se determinó son los costos de una empresa operando en las condiciones que lo requiere en la provincia para todos los sistemas dispersos, teniendo en cuenta los costos incurridos para la prestación del servicio, bajo un nivel base de actividad, a través de ello se determinaron los costos de la empresa base a costos actuales de materiales, equipo y mano de obra, y la consideración de tareas estándar. También se consideró la vida útil de los materiales en función de la experiencia recogida a través de más de 25 años de explotación de ese sistema y la distribución de costos indirectos en base a características de los equipos actuales, el modelo no contempla el faltante de batería actual.

Que finalmente, respecto a la solicitud de ESED solicita la aprobación de las tarifas requeridas y la aplicación también de una metodología de actualización de costos trimestral para mantener de esa forma la base de ingreso para realizar las tareas adecuadas y mantener el valor de esas tareas en el tiempo.



Qué acto seguido hace uso de la palabra **Lic. Juan Lucas Mario Dapena Fernández**, asesor económico del ENRESP, manifestando primeramente que le parece adecuado que la audiencia se haya celebrado con posterioridad a las elecciones, para tener una idea de lo que es la situación económica era necesario pasar esta instancia de las Primarias Abiertas Simultáneas y Obligatorias. En este sentido aclara, que una revisión como la que estamos viendo es totalmente distinta si se hace dentro de lo que es un contexto inflacionario. Ello atento a que durante el período 2022-2023 se continúan con fuertes desequilibrios económicos, que no van a traer aparejadas reformas estructurales, debido al proceso electoral acentuando la incertidumbre y la imprevisibilidad, que la economía está pasando en este momento. Porque esto lleva a decir que las reformas estructurales necesarias para tratar de llevar cierta normalidad no se van a poder llevar adelante al menos durante este proceso electoral.

Que menciona, a fines de darle un contexto económico de revisión realizó un seguimiento de lo que es la inflación, la inflación del NOA y lo que es el poder adquisitivo, la inflación para el NOA a nivel general y en lo que hace con la división vivienda, agua, electricidad, gas y otros combustibles que integran el índice de precios al consumidor.

Que por otro lado, los incrementos salariales del sector público en virtud de que es el principal empleador de la provincia. Agrega que tiene ciertas limitaciones analizar el incremento salarial del sector público salteño, por la fuerte informalidad laboral que se presenta en la provincia.

Que resalta nuevamente, que el contexto inflacionario complica la revisión tarifaria porque ensucian todas las variables que están siendo revisadas, al ensuciarlas generan un desequilibrio o una forma de actualización de distintas variables con distintos ritmos y a distintas velocidades. Todo esto nos lleva al contexto actual en el cual estamos realizando esta audiencia.

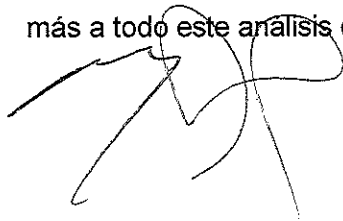
Que seguidamente realiza una comparación entre la inflación y las paritarias, con dos variables, lo que es inflación y lo que es poder adquisitivo, poder adquisitivo medido por los incrementos salariales del sector público. Menciona que tenemos una inflación del 95% para el año pasado, y que el incremento salarial del sector público es de un 93%, ello para el periodo 2022, sumando el 2023, se encuentra por arriba del 100%, del 115% y el incremento salarial de los empleados públicos ya tiene un 67% de aumento

01219 / 23

hasta este momento. Dice que, no es lo mismo hacer esta audiencia pública en una coyuntura económica estable que hacerlo en una coyuntura económica inestable como la actual, hay fuertes desequilibrios económicos que no van a ser solucionados en el corto plazo, que no han sido solucionados en este último tiempo. Esto lleva a hacer un análisis con base en dos variables, lo que es la inflación para el NOA y lo que es el incremento salarial del sector público salteño.

Que, asimismo, para hacer este análisis, se utilizaron dos variables, la inflación el IPC para el NOA y el incremento salarial del sector público provincial, porque el sector público provincial es el principal empleador de la provincia. Destaca que el problema del sector público no abarca a todos y que la provincia de Salta tiene una fuerte informalidad laboral, ese es un llamado de atención para que tengamos en cuenta que el incremento salarial que tiene el sector público provincial no necesariamente se refleja en la economía privada y sobre todo en la economía privada informal, dentro de esto se tiene que en este sector el incremento salarial fue superior al 93%, esto para el 2022. Menciona que, tenemos la inflación actualizada para lo que es el NOA que es superior al 115%. Agrega que es de público conocimiento la inestabilidad que se ha sumado después de las PASO, la devaluación que se produjo este lunes pasado de un 20%, que replicó absolutamente en todos los valores del dólar y que ya se está trasladando a precios, no solamente es para ajustar aquellos componentes que esta dolarizados sino como un modo preventivo porque la incertidumbre que queda por delante con el proceso eleccionario es bastante alta.

Que, seguidamente, refiere que tenemos una inflación anualizada del 115% para los últimos 18 meses; está por arriba del 150%, tenemos que el incremento salarial de un 67%, todos los números son realmente altos. Manifiesta que es un contexto complicado con una inflación alta que de alguna manera está siendo acompañada por la suba salarial del sector público provincial pero no necesariamente esta suba salarial es extensiva a lo que es el empleo privado, tanto formal como informal, entonces con una inflación interanual superior al 115%, nos da una pauta de que las tarifas claramente tienen que ser revisadas por el contexto económico inflacionario que lleva agregar una variable más a todo este análisis que es la fuerte suba de precios.



Que, por otro lado, menciona otro problema, que es el contexto socioeconómico de la provincia, es decir, por un lado sí es necesario, solamente por el contexto inflacionario, realizar una revisión tarifaria que incluya esta suba de precios.

Que agrega, el NOA se caracterizó por tener inflaciones superiores a la media nacional, es decir, un punto, medio punto o a veces un poco más de un punto porcentual por arriba de la inflación nacional, por eso se caracteriza con respecto al IPC del NOA. Entonces tenemos un contexto inflacionario con una inflación anualizada superior al 15%, con una incertidumbre política y económica que nos confirman que la inflación va a seguir erosionando los precios. Si bien acá el análisis es para atrás tenemos que tener en cuenta que cualquier incremento salarial que se haga, esta semana está siendo sujeto a un nuevo análisis, las actualizaciones tarifarias deben permitir el normal funcionamiento en la empresa, para que se pueda prestar un adecuado servicio manteniendo la calidad. Por otro lado, no se analiza la calidad en este caso, se le da el contexto económico, las actualizaciones deben poder ser soportadas por los ingresos de los usuarios, esto quiere decir que, si bien la inflación es superior al 100%, los incrementos salariales están siendo alrededor del 100%, teniendo en cuenta que el sector privado formal de la provincia no llega a alcanzar esos incrementos salariales y el sector informal de la provincia menos.

Que aclara, no se puede trasladar la inflación a la tarifa en su totalidad, así también, los componentes son distintos, la situación social es complicada, atender la problemática económica que tiene el mercado, que tiene la provincia de Salta, revisar las subas salariales como comparativo adicional es bueno, el sector público es bueno, pero no nos olvidemos del sector privado tanto formal como informal. Por ello se debe entender que la revisión tarifaria no puede estar desacoplada de la situación económica de los usuarios y por último tener en cuenta la posibilidad, de incrementos tarifarios diferenciados o bien mecanismos similares para tratar de que no afecte notoriamente la calidad de vida de las personas.

Que finaliza su ponencia manifestando que, existen subas salariales superiores o alrededor del 100%, inflación claramente superior al 100% anualizada. Y una inflación que ensucia cualquier variable que quiera ser revisada, pero por otro lado, una situación social complicada, por también tiene que ser atendida la situación social o la situación del mercado al que atiende la empresa, con un incremento tarifarios diferenciado



0 1 2 1 9 / 2 3

o bien mecanismos similares para tratar de que la mayor cantidad de usuarios sigan recibiendo el servicio que están recibiendo.

Que seguidamente se le otorga la palabra al **Ing. Mauricio Samper**, representante del Instituto de Energía Eléctrica (IEE) Universidad de San Juan, inicia su ponencia manifestando que este proceso de revisión tarifaria integral del servicio de distribución de energía eléctrica en la provincia de Salta, luego del estudio realizado a lo largo ya de 14, 15 meses en conjunto con el Ente Regulador, se ha trabajado en la revisión y en unas propuestas de mejora del reglamento de calidad.

Que acto seguido menciona que, se realizó un estudio de caracterización de la demanda del sistema de distribución de EDESA que permite poder reflejar la situación actual de cada uno de los estratos, lo cual luego eso tiene una relación directa en el cuadro tarifario.

Que, por otro lado, realizó una proyección de la demanda que permite evaluar las redes de la empresa actualmente y al futuro, en los próximos 5 años, en el quinquenio. Y un análisis de las propuestas tarifarias presentadas tanto por EDESA como por ESED y las bases de una propuesta tarifaria alternativa conociendo la formulación del VAD. Se revisan costos de explotación, la base de capital, el VNR eléctrico, no eléctrico, la tasa de rentabilidad.

Que asimismo menciona una situación particular, la generación aislada que tiene Edesa y la generación solar que hace a la esencia de ESED, para finalmente también comentar sobre los factores de actualización.

Que respecto del primer punto, en cuanto a las propuestas de mejoras al reglamento de calidad, todo esto está plasmado en los diferentes informes que forman parte del expediente. Agrega que es simplemente un resumen respecto del procedimiento del registro de interrupciones, parte del control se basa en la información aportada por equipos registradores, y para efectuar una fiscalización y auditoría adecuada se recomienda implementar una campaña de renovación de estos equipos registradores, ya varios de ellos obsoletos. Recomienda, en principio por un sistema de telemedición inteligente como los que la empresa ya está invirtiendo.



Que en cuanto a los indicadores utilizados y en sus valores límites, valores de frecuencia y duración de interrupciones por usuario o por semestre encontrados en algunas localidades, en algunas localizaciones no son adecuados para los niveles normados por la reglamentación. Ello supone que la distribuidora no ha realizado las inversiones necesarias o no ha asignado los suficientes recursos para atender en menor tiempo estas contingencias. Por ello recomienda, implementar un plan que permita corregir progresivamente en el próximo quinquenio la calidad del servicio técnico en distritos más afectados a partir de los niveles actuales de los indicadores con trayectorias de mejoras de niveles más estrictos. Así también recomienda, analizar la inclusión de una categoría adicional para los usuarios tipos rurales, de zonas alejadas o con difícil acceso, como en otras provincias existe esta diferenciación dentro de Argentina y asignando de esta manera indicadores un poco más relajados para estos sectores.

Que continúa el dicente manifestándose respecto a la calidad del servicio técnico, la valorización de la energía no suministrada, el cálculo actual de las penalizaciones considera, este valor de energía no suministrada, el cual depende de un factor de actualización C. La empresa ha utilizado una metodología de actualización considerando la variación de los costos a partir de la tarifa media de venta y no del VAD, resultando en penalizaciones notablemente menores que las recalculada por el ENTE. En virtud de ello recomienda incrementar el factor C recientemente acordado con la empresa para una mejor valorización de la energía no suministrada y que esto sirva como una señal económica para la distribuidora en cuanto a implementar mejoras o inversiones que permitan cumplir con los niveles exigidos de calidad que este es el fin primal de toda regulación de calidad, motivar justamente a las empresas para que puedan brindar un servicio adecuado.

Que a continuación agrega, en cuanto a la asignación de penalizaciones, fondo de obras, actualmente los montos de penalizaciones se depositan en la cuenta MUCAAP para obras y mejoras de instalaciones de comunidades aborígenes y financiación de obras de línea o estaciones en diferentes localidades, la única devolución que perciben los usuarios es por penalizaciones adicionales por montos relativamente menores e insignificantes respecto de los otros montos.

Que, respecto de la variación porcentual admitida del nivel de tensión, recomienda no modificar los límites de variaciones de más menos 5%. En casos de



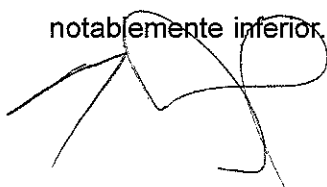
0 1 2 1 9 / 2 3

suministros con problemas transitorios o permanentes del sistema de transporte o por déficit de generación en el sistema interconectado nacional, esto basándose en la propia ley, marco regulatorio de la provincia la ley N° 6819, enfatiza que la distribuidora es responsable de arbitrar los medios necesarios para mitigar estas situaciones, cuando la mitigación no le permita a la distribuidora contar con un servicio dentro también de los parámetros exigidos, debería trasladar las penalizaciones a quien corresponda, transportistas o agentes responsables.

Que en cuanto a la cantidad de puntos de mediciones y a la validez de las mediciones recomienda aumentar hoy la cantidad de puntos para que en lo posible se pueda realizar en 3 o 4 periodos tarifarios un monitoreo total de todos los usuarios o al menos en su gran mayoría. Por ello recomienda establecer también criterios de validez de una medición en función del contenido de los registros almacenados por el equipo de medición, por cada equipo de medición (corte de audio).

Que continua la exposición diciendo que, respecto de la variación porcentual admitida entonces mencionaba, en los casos que la empresa distribuidora, el suministro le sea brindado en niveles inadecuados mayores al 5% exigido que no se relajen los límites, sino que se instrumente a la empresa distribuidora para que pueda trasladar esas penalizaciones a los agentes que correspondan.

Que finalmente sugiere en cuanto a la validez de las mediciones, aumentar la cantidad de puntos medidos mensualmente con el objetivo de que permitan 3 o 4 periodos tarifarios habiendo observado la calidad de todos los usuarios de la provincia o al menos en un alto porcentaje revisando también criterios de validez en cuanto a la medición. Respecto del valor de la valorización de la energía suministrada con mala calidad de forma similar en la calidad del servicio técnico, teniendo en cuenta un factor de actualización por supuesto multiplicado o en función de los niveles de tensión o los apartamientos en los niveles de tensión y este factor C, debiera de ser incrementado como un señal a la empresa distribuidora, tal cual se mencionó para la calidad del servicio y la relación entre el costo asignado de la energía en mala calidad y el valor del VAD aprobado en cada revisión tarifaria comparado con otras normativas de otras provincias en el país es notablemente inferior. Con lo cual esto también sustenta una revisión de esos niveles de



costos por mala calidad, que se recomiendan revisar y aumentar para que brinde las señales adecuadas a la empresa.

Que acto seguido hace uso de la palabra el **Ing. Marcos Facchini** exponiendo respecto a lo que es la caracterización de demanda del sistema de distribución de EDESA, tarea que es muy importante dentro de los estudios tarifarios, dado que una vez que se ha determinado el ingreso requerido anual por la empresa distribuidora debe ser asignado a las distintas categorías tarifarias y debe ser asignado en forma justa y equitativa, lo cual lleva a la importancia de esta tarea.

Que continúa mencionando que, se realizó mediante una campaña de medición sobre una muestra de usuarios de la empresa, de la cantidad de usuarios de la empresa según las categorías tarifarias. Por ello el conocimiento y caracterización de los usuarios del sistema de distribución y cómo son sus modalidades de consumo son aspectos especialmente críticos dentro de los estudios tarifarios. A partir del concepto de grupo y sectores tarifarios o tarifas o categorías tarifarias se requiere determinar los factores y parámetros para esos usuarios típicos que se determinan.

Que, por lo tanto, para esta caracterización del mercado se utilizó información disponible del mercado eléctrico bajo estudio, esto es las actuales categorías tarifarias, información disponible a través de archivos de facturación y del padrón de usuarios. Y si bien las categorías tarifarias actuales son una base para el análisis dentro del diseño de la campaña de medición. Para caracterizar la demanda se consideraron grupos los más desagregados posibles para permitir una posible creación o eliminación de grupos tarifarios en base justamente a los resultados de esa campaña de medición, o sea ver si las categorías tarifarias que están actualmente definidas son las más convenientes no es necesario realizar modificaciones.

Que continúa manifestando que, la campaña de medición tiene 3 etapas, en sí misma importante también, la primera etapa es el diseño de la campaña de medición lo cual es crítico dado que cualquier error en el diseño no es posible que sea corregido a través del procesamiento de las mediciones. Seguidamente una segunda etapa de selección del equipamiento que se va a utilizar y su instalación en campo, o sea en los lugares en los puntos de medición, en los puntos de suministros de cada usuario que haya sido seleccionado y el relevamiento de esa información recopilada por los medidores y su

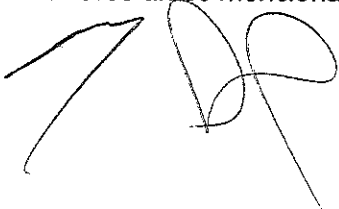


0 1 2 1 9 / 2 3

almacenamiento en alguna base de datos. Por último una tercera etapa de procesamiento de toda esa información que permite obtener los factores y parámetros característicos de la demanda para poder asignar los costos adecuadamente.

Que finalmente menciona que, desde el Instituto Energía Eléctrica se ha realizado el diseño de la campaña de medición y el procesamiento de esa información. La tarea intermedia de colocación de equipos y relevamiento de la información o almacenamiento de la información estuvo a cargo de la empresa distribuidora con la supervisión en conjunta del Ente y nosotros. Entonces en esa primera etapa se define la muestra de usuarios que van a ser medidos dentro de cada una de las características de consumo de ellos o agrupándolos con características de consumos similares y una vez definida esa muestra de todo el espectro de usuarios de la distribuidora se colocan los equipos de medición y los datos recopilados se almacenan y se pusieron a disposición nuestra y del Ente a través de un webservice, toda esa tarea estuvo a cargo de la distribuidora.

Que seguidamente menciona que, el periodo de medición que se llevó adelante fue desde el 1 de mayo del 22 al 30 de abril del 23, 12 (doce) meses consecutivos de medición, donde los equipos estuvieron colocados en forma permanente durante todo el año en los usuarios asignados en la muestra. Por ello, toda la etapa de colocación de los equipos y almacenamiento de la información fue realizada en seguimiento, verificando la consistencia de la información que se iba relevando. Si bien este proceso presento algunos inconvenientes durante esa etapa por mal funcionamiento de algunos equipos, fallas en la comunicación, todos estos equipos tenían comunicación remota a través de GPRS, no había una persona que fuera a leerlos, sino que directamente los equipos se comunicaban a un punto de control y de allí se almacenaba la información. También por modificación del estado de servicio de los usuarios, algún usuario que se tuvo que dar de baja por falta de pago, errores en la información almacenada, etc., implicó algunas pérdidas de información, con diversos grados de solución, en todo ese periodo por parte de la distribuidora. Luego una vez almacenada toda esa información se llevó adelante un proceso de adecuación y depuración de los registros con lo cual algunas mediciones debieron descartarse por los errores antes mencionados. Y se finalizó con una cantidad en algunos puntos de medición,



algo inferior a la prevista originalmente o al diseño originalmente, pero que estuvo dentro de los errores aceptables.

Que por otro lado, como elemento de control también se utilizó la facturación, o sea la mediciones que se iban relevando se iban comparando con la facturación de la empresa para ver su consistencia, luego a partir de ese procesamiento de la información se obtienen los siguientes resultados, curvas de carga anuales para los distintos rangos de consumo que se definieron en el diseño, sectores tarifarios, categorías, curvas de cargas para los días de máxima de cada una de esas bandas de consumo, sectores y tarifas, y luego se definieron los parámetros característicos que son necesarios para hacer una adecuada asignación del ingreso requerido de la empresa o del valor agregado de distribución determinado a lo que tiene que pagar cada sector de consumo o cada categoría de usuario. Esos parámetros al final son el factor de carga, factor de coincidencia interno, de coincidencia externa a nivel de baja tensión, de coincidencia externa a nivel de media tensión, de coincidencia externa a nivel de sistema y la estructura de consumo o sea los porcentajes de energía en pico, valle y resto. Una vez obtenidas todas esas curvas se verificó que el día y hora de máxima resultante del procesamiento de las curvas de toda la información recopilada durante la campaña es coincidente con el día y hora de máxima registrado por el SMEC que es el punto de compra que tiene la distribuidora y que abarca toda la provincia esa fecha es el 13 de febrero del 23 a las 14:30 hs., entonces como se mencionaba, tanto la información recopilada del SMEC como la procesada a través de la campaña de medición dieron el mismo punto de coincidencia con fecha y hora de coincidencia.

Que menciona algunas de las curvas que se han obtenido, a modo de ejemplo, la tarifa residencial en el rango de consumo de 500 a 700 kilovatios hora por mes para el día de su máxima propia, la segunda es para un sector de consumo de 200 a 1500 de la tarifa general, después tenemos la tercera es la tarifa T2, luego tenemos la tarifa T3 en baja tensión, una tarifa estacional como es la tarifa T5, tarifa en media tensión, tarifa T3 en media tensión y la de riego es la tarifa 7 en baja tensión de 10 a 50 kilowatts, también una curva típica o la curva real le llamamos, obtenida para el día de demanda máxima propia para todo el conjunto de usuarios que están en esa categoría, tarifa de baja tensión para usuarios de mayores de 300 kilowatts, y la curva obtenida para todo el sistema de



0 1 2 1 9 / 2 3

distribución de la provincia para el día de máxima demanda. Así las cosas, del 13 de febrero del 23, ya ésta es una muestra de todas las curvas obtenidas a través del procesamiento de la campaña, los factores típicos que se determinaron, el factor de carga que es la energía del diagrama de cargas para el año de una determinada categoría tarifaria sobre la potencia máxima por el tiempo sobre el cual se registró el diagrama o sea en este caso al ser anual 8760 horas. El factor de simultaneidad o coincidencia interno es el aporte que realiza la cantidad de usuarios individuales de cada categoría o sea es la potencia máxima de la categoría en forma simultánea por ejemplo de la categoría R1 en forma simultánea la potencia máxima si esta fuera la categoría R por ejemplo o la categoría objeto de análisis y como aporta cada uno de los usuarios, o sea que se divide en la sumatoria de las potencias máximas individuales de cada usuario de la categoría. Luego el factor de coincidencia externo o de participación que indica como participa cada una de las categorías tarifarias o de los sectores tarifarios en que se ha definido en la máxima propia del estadio, o sea baja tensión, media tensión o alta tensión. Entonces si esta curva es la del estadio de baja tensión, por ejemplo, como participa en el máximo de esa curva en el día de máxima propia que tiene esa categoría, como participa cada uno de los sectores de consumo de manera de poder asignarle los costos adecuadamente.

Que por otro lado el factor de coincidencia total es la multiplicación de ambos el factor de coincidencia interno y el externo, y luego tenemos la estructura de consumo que son los porcentajes de consumo en los horarios de punta, valle y resto que son los horarios definidos por un mercado eléctrico mayorista en la normativa de nuestro país.

Que concluye, que si bien en el proceso de tareas de campo y relevamiento de información se presentaron algunos inconvenientes en esa tarea, luego con las tareas de depuración y consistencia realizadas se lograron errores aceptables y comparables a los previstos en el diseño y acorde a los esperados en una estimación de datos para una población en base a una muestra. Como resultado final se obtuvieron entonces, todos los parámetros característicos de los distintos agrupamientos de usuarios definidos, los cuales se requieren para la asignación del valor agregado de distribución a los distintos grupos tarifarios. En el caso de energía y potencia la proporción cambia, los usuarios de T1 representan aproximadamente el 50%, los T1R y las otras categorías tienen

o aportan otra importancia superior tanto en, energía como en la potencia máxima simultánea en el año del día de máxima que es la que nos va a permitir determinar esos factores necesarios para asignar adecuadamente esos costos de distribución.

Que en cuanto a la proyección de demanda se realizó un estudio basado en las buenas prácticas regulatorias y la teoría econométrica dentro de los modelos econométricos. Menciona principalmente dos cuadrados que se basan en el ajuste de la cantidad de la demanda y da un pronóstico moderado influido por el contexto económico del país y de la provincia, y un modelo de suavización exponencial de Holt Winters que se basa en una serie de tiempos en función de sus valores históricos. Ello nos da un pronóstico más optimista influido por su propio pasado. Para esto que se trabajó con registros históricos brindados por la empresa entre el año 2005 y 2021, aquí el resumen de los resultados obtenidos, las diferentes tasas de crecimiento anual, de ventas de energía para ambos escenarios moderados y optimistas, siendo en promedio la tasa para el próximo quinquenio un 2,3% en escenario moderado, un 2,6% en el escenario optimista, esto sería variación anual esperada porcentual. Y en cuanto a la potencia máxima también el crecimiento es el que se muestra en la gráfica para ambos escenarios en los próximos años, estos valores son luego utilizados para determinar una parte de la red de media tensión técnicamente adaptada la demanda en el estudio del VNR eléctrico.

Que respecto el último punto del análisis de las propuestas tarifarias presentadas por las distribuidoras y las bases de una propuesta alternativa. La empresa para poder determinar el valor agregado de distribución, se utiliza una empresa modelo, para esto las etapas, en general son toda una primera etapa de recopilación y validación de los datos de la empresa real y su mercado, cantidad de clientes, demanda, consumo, el estudio de demanda que presenta la zonificación del mercado, para luego realizar un dimensionamiento de la red adaptada a la empresa modelo en cuanto a las tecnologías, instalaciones del sistema eléctrico, actividades de operación y mantenimiento, la organización propia de la empresa modelo, una determinación de los gastos indirectos de gestión que tiene que ver con los incobrables, impuestos, costo de capital de trabajo, entre otros, para finalmente poder determinar el VAD en sus principales componentes de explotación, bases de capital y gastos indirectos, base de capital o anualidades de las inversiones.



0 1 2 1 9 / 2 3

Que menciona los componentes del VAD clásicos que se pueden encontrar, costos de capital, de bienes eléctricos y no eléctricos, costos de explotación de personal, materiales e insumos y servicios tercerizados, esto para el servicio de distribución y los mismos indicadores para el servicio de generación aislada que este es un caso puntual de Salta, de Edesa, la generación propia, térmica, y luego otros impuestos y gastos que es importante resaltar, en concordancia con el Ente Regulador y tal cual el Presidente lo dijo al principio de este compromiso social se ha destinado un 3% del VAD para nuevas tecnologías que permitan mejoras de accesibilidad en la provincia, dentro de este rubro además se tienen en cuenta los otros gastos, impuestos, incobrables, capital de trabajo que finalmente permiten determinar el VAD para la empresa.

Que, en cuanto a los costos de explotación, el objetivo es verificar la razonabilidad de los costos eficientes propuestos por la distribuidora. Este análisis se divide en la verificación del costo salarial, la estructura de la empresa y los costos por área, los principales puntos tenidos en cuenta en cada ítem. Respecto del costo salarial se han considerado los convenios colectivos actualmente de trabajo, los mismos niveles jerárquicos que la empresa tiene, no se consideran costos de personal que incurren la empresa. Actualmente en nuestro modelo de empresa se considera una antigüedad promedio 16 años por operario. Respecto de la verificación de la estructura de la empresa se consideraron oficinas comerciales y distritos actualmente existentes e incluso se agregaron otras oficinas que no estaban considerados en el estudio propuesto por la propia empresa, oficinas comerciales que nosotros sabemos que existen, de hecho figuran en la página de la misma empresa, se consideró la estructura de Valle de Lerma dentro de EDESA y una tercerización de servicio principalmente de lo que hace a la lectura de medidores y el call center, se consideró una estructura centralizada con funciones corporativas y descentralizada en los distritos y sucursales principalmente para atención de cliente y reclamos. Se redefinieron la conformación de cuadrillas, se consideraron áreas técnicas de operación y mantenimientos dentro de una gerencia centralizada de ingeniería y operaciones, se tomaron en cuenta servicios en función de la experiencia de las distribuidoras.

Que asimismo manifiesta que el instituto tiene ya una trayectoria en diferentes estudios, tomándose esta base para poder determinar esta empresa modelo. Se



considera una mayor estructura en el área de TCT trabajos con tensión, entendiendo que es fundamental para mejorar la calidad de servicio de la empresa como así también una estructura de higiene y seguridad. Por otro lado, agrega que se redujeron algunos puestos jerárquicos que observaron.

Que seguidamente realiza una propuesta de la estructura jerárquica para la empresa, una administración con una gerencia general, dos departamentos y 4 gerencias de administración, comercial, de distribución y recursos humanos, en particular la gerencia comercial a su vez también dividida en 4 departamentos de atención al cliente, tarifa regulación, comerciales y de pérdidas técnicas y no técnicas. Cada uno de estos departamentos con un par de secciones cada uno, y la gerencia de distribución que es la gerencia más importante, siendo la esencia de la empresa, también se re diseñó basado en el distrito Salta, un departamento planificación e ingeniería y un departamento de operación y mantenimiento con diferentes secciones. Esto a modo sucinto nos da un total de 605 empleados propios de la empresa y 92 tercerizados.

Que, respecto a la verificación de costo por área, el costo de personal de empresa modelo determinado por el Instituto, es el que se tiene en cuenta luego para poder determinar los costos totales de explotación. Así como una estructura optimizada detallando en cuanto a los servicios determinados de la empresa se detallan en el informe cada uno de los servicios tenidos en cuenta, así como los costos que incurre esta. Agrega que en total el estudio da un total de 605 empleados propios para la empresa y 92 tercerizados. Siendo lo mismo a lo propuesto por la empresa, más allá de alguna diferencia en costos, que es razonable simplemente por optimizar algunos servicios, y algunas formas de cómo realizar sus tareas, siendo diferencias que están dentro de lo razonable, en cuanto al estudio que ha propuesto la empresa distribuidora. Y finalmente respecto de los considerar el servicio tercerizados de lectura, con una lectura y facturación mensual, la parte de medidores inteligentes que actualmente tiene la empresa se ha tenido en cuenta para este servicio de lectura, como así también, felicitar a la empresa por la capacidad de tener hoy un 65% de la factura digital, siendo ello una disminución importante de costos de impresión y distribución de facturas.

Que en cuanto a los principales ítems del VNR eléctrico que hace a la base de capital que se ve en tres áreas, o distritos, o niveles de alta tensión o su transmisión

0 1 2 1 9 / 2 3

que incumbe a las redes de 66, los equipos de protección y maniobra en ese mismo nivel y las estaciones transformadoras de 66/33/13, que son operadas por la empresa distribuidora, en este sentido, teniéndose en cuenta las mismas inversiones que actualmente la empresa tiene y siendo lo mismo en su propuesta tarifaria, solo que se han ajustado algunos costos que están reflejados en el manual de costos, que también forman parte del estudio en el expediente. En cuanto al sistema de distribución primaria, de media tensión incumbe a las redes de 13,2 y 33 que la distribuidora tiene, los equipos de protección y maniobra asociados en este nivel y las subestaciones transformadoras de media baja 33-13, 380 o 220. En este nivel se realizó un estudio distintivo respecto del presentado por la empresa, pero que los resultados arrojados terminan siendo prácticamente lo mismo en cuanto a cantidad de kilómetros de línea, cantidad de equipos de protección y cantidad de subestaciones, las diferencias son dentro del margen razonable, por supuesto moderando una red eficiente se tomaron un conjunto de alimentadores típicos de la empresa distribuidora y eso se traspoló a todo el sistema, con diferencias razonables.

Que respecto del sistema de baja tensión que hace a las redes de 380, 220 acometidas y medidores se tomó la misma base del estudio presentado por EDESA atento a que el estudio realizado es consistente, es coherente, respeta las buenas prácticas, con lo cual lo único que tomar la parte técnica actualizándose algunos costos que están reflejados, un manual de costos. Agrega que existen algunas diferencias en más, otras en menos, en general el resultado es una diferencia también razonable dentro de los parámetros normales respecto de lo presentado por la empresa.

Que en cuanto al VNR eléctrico, que también forma parte de la base capital, algunas pequeñas diferencias se observaron en cuanto a los vehículos, a los costos de software, a la cantidad de hardware, herramientas y equipos de telecomunicaciones, por supuesto partiendo de una empresa modelo, diferencias que están dentro de lo razonable.

Que respecto a la tasa de rentabilidad, en la empresa el modelo que se utiliza es el costo promedio ponderado de capital WACC por sus siglas en inglés, con base en la ley marco de la provincia de Salta que refiere a una tasa de rentabilidad razonable y con alguna diferencia en cuanto a analizar la situación del país, pero por ahí no tanto estos procesos inestables que tenemos, que son transitorios, sino ver un poco más la historia, teniendo presente se va a definir una tasa para el próximo quinquenio de una empresa que

es regulada, que tiene garantizados su ingresos, y que es el objetivo de este estudio tarifario.

Que continua la ponencia diciendo que, en cuanto al riesgo país insta a ver más la historia, e incluso el mercado regional, para tener un riesgo país en ordenes razonables promedios y no tan altos como pueden ser hoy una inestabilidad transitoria lo mismo en cuanto a la tasa libre de riesgo, evaluando los T-BONS de 5, 10, 20 y 30 años con niveles razonables promedios mirando esos quinquenios o los últimos años y en cuanto al adicional por riesgo de mercado, igual, revisando los stocks de T- BILLS y T-BONDS en sus promedios aritméticos geométricos principalmente.

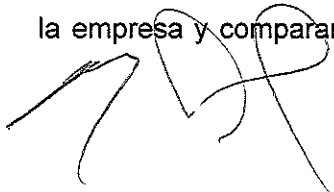
Que, cerrando la exposición, en cuanto a la generación aislada que es la generación propia de la empresa ESED, que por su definición es aquella generación que no se encuentra interconectada al sistema provincial bajo esta definición es un punto importante que se observó, considerado como generación propia aquella que hoy si se encuentra interconectada y que han generado energía eléctrica los últimos meses del 2022. De este análisis se reconocen 14 zonas aisladas con generación propia que son abastecidas por la empresa distribuidora. A partir de la identificación de estas zonas aisladas, se plantea una distribución de plantel y cantidad de operarios en cada una de estas zonas, se tuvieron en cuenta los salarios del convenio colectivo de Luz y Fuerza tal cual lo establecen hoy en día, de jornadas de trabajo cada 6 horas, un promedio de antigüedad de 16 años con zonas de trabajo de un operario por turno y uno de relevo, se realizó un exhaustivo análisis de cada zona aislada, hemos hecho un esfuerzo enorme por optimizar también este servicio. Propone dentro del estudio de empresa modelo, cuatro puntos o centros de operación para abastecer esas 14 zonas aisladas, estos cuatro centros son los encargados principalmente de poder suministrar todo lo que hace a la operación del servicio en esas zonas aisladas para esto también es necesario y se tienen en cuenta diferentes ítems como son talleres, depósitos, oficinas y personal administrativo y esta distribución de costos de estos diferentes operarios y otros gastos que son cargados en forma proporcional a la potencia en cada zona. En cuanto a generación solar, a cargo de ESED, quien debe brindar el servicio eléctrico basado en el recurso solar, presentando diferentes alternativas de VAD.

0 1 2 1 9 / 2 3

Que por otro lado aclara que realizaron un análisis distinto del que la empresa ESED presenta, esta presenta un flujo de fondos basado en costos de sus últimos años, de su último periodo. Menciona que proponen el mismo modelo de VAD que se aplica para EDESA, donde bajo este modelo hay tener en cuenta que los costos de capital, en su gran mayoría son los propios sistemas que han sido financiados con fondos PERMER con lo cual no se tiene en cuenta como costo de capital propio, pero si en cuenta todos los otros costos de VNR eléctrico, explotación y demás para el VAD. Dentro de este estudio se proponen 5 alternativas que difieren cada una en cuanto a la cantidad de reposición de los principales equipos que hacen a un sistema solar fotovoltaico y esto se ve reflejado en la calidad del servicio a brindar. Estas variaciones partiendo desde un VAD, considerando un 5% de reposición de baterías que es un equipo clave en sistemas solares y luego incrementando porcentajes de reposición de paneles solares, porcentaje de reposición de inversores, de reguladores de tensión, aumentar los porcentajes de baterías llegando hasta una alternativa, que en principio es la que recomienda, un VAD con 10% de reposición de baterías, una reposición de 2% de paneles, 2% de inversores y 2% de reguladores de carga.

Que finalmente en cuanto a los factores de actualización de la tarifa, de los ajustes tarifarios y también en consonancia con lo que el presidente del ENRESP ha manifestado y en consonancia con el contexto que conocemos, consideran que se deben realizar revisiones, actualizaciones semestrales no anuales como son hoy en día, revisar en forma semestral el VAD y con una cláusula gatillo que si supera el 5% del semestre con la misma cláusula que hoy tiene disparar esta actualización. Asimismo recomienda que en dos meses, si coinciden con dos de los cuatro meses de actualización de los costos de abastecimiento del mercado eléctrico mayorista de Argentina, como es el mes de mayo y el mes de noviembre, actualizar VAD, actualizar tarifas y para esto resulta oportuno de una forma muy simplificada y con los resultados obtenidos aplicando las formas de ajuste que presento la empresa, que son cuatro índices principalmente, los de costos de distribución propia, operativa o comercialización, conexión y reconexión considerándolo más ágil, que la actual matriz de costo que tiene el Ente arrojando resultados similares, debiéndose revisar algún tipeo en la formulación.

Que finaliza su ponencia manifestando que, los cálculos propuestos por la empresa y comparando la propuesta hecha por el Instituto de Energía Eléctrica de la



Universidad Nacional de San Juan son congruentes, proponiendo trabajar con estos indicadores de aquí en más.

Que seguidamente toma la palabra el senador provincial **Juan Cruz Curá**, por la localidad de San Ramón de la Nueva Orán. Inicia su ponencia manifestando que es imposible negar que en un contexto devaluatorio tan complejo para nuestro país, para nuestro norte hablar de aumentos, con la devaluación sufrida esta semana preocupante para todos. Aclara que atento a su función de legislador y representante del norte de Orán y en protección a cada uno de los que componen la red de usuarios de la energía para las familias que más lo necesitan que están en una situación compleja y que aún más se va a incrementar con estas condiciones del país. Entonces es innegable hablar de que no se puede aumentar o actualizar las tarifas, por otro lado hace hincapié en la calidad del servicio que no ha sido acorde a la realidad, que no ha sido acorde a la media de la provincia porque yendo a los datos informativos, en el norte se corta la luz cinco veces más de lo que se corta en otros lugares de la provincia, entonces en función de eso en caso de darse un aumento o actualización de tarifas, solicita sea acompañado por un servicio de calidad, teniendo en cuenta lo ocurrido en el mes de enero 2023 y diciembre del año pasado, a pesar que desde el gobierno de la provincia se hizo un esfuerzo muy importante con respecto a las tarifas y subsidiar una parte.

Que finalmente hace referencia a los cortes programados, solicitando a este Ente Regulador que los mismos no sean los días hábiles, que no sean los días que el comercio funciona, que no sean los días que los bancos estén en funcionamiento, si bien se hacen con anticipación, realmente genera muchos problemas. Agrega que existen personas que viven alejados de la ciudad, en parajes que tienen que cruzar cinco ríos para llegar, por lo que solicita que los cortes programados sean los días domingos, feriados o en la madrugada. Concluye su ponencia que está a favor de que se hagan las intervenciones, pero no en los días laborables.

Que acto seguido toma la palabra el Diputado Provincial **Roque Ramón Cornejo Avellaneda** quien considera que no hay motivos suficientes tanto en el expediente como en el desarrollo de esta audiencia para considerar la posibilidad de ningún tipo de aumento. Menciona que este tipo de acto debe tener oportunidad y mérito. Considera que no es oportuno un aumento tarifario, pensando siempre por supuesto, en las personas, en

0 1 2 1 9 / 2 3

el usuario, en el contribuyente, en las familias. Refiere que no hay merito suficiente, ya que desde la propia empresa solamente se refiere a los costos, pero cuál es la situación real de la empresa, eso es lo que queremos saber los salteños. Considera que es necesario conocer los estados contables, los balances, para que conocer el pasado nos sirve para entender el presente y poder programar un futuro.

Que finaliza su exposición solicitando la suspensión de este proceso hasta tanto desde el Ente Regulador intime a la empresa a prestar mayores fundamentos para avanzar sobre si es viable o no un aumento de tarifas y en caso positivo en que porcentaje, porque no podemos estar jugando a que aumente un 15, un 20, un 30% tan livianamente.

Que posteriormente hizo uso de la palabra el Defensor del Pueblo de Salta, el Lic. en Ciencias Políticas Federico Martín Núñez Burgos, expresó la importancia de escuchar y poder plantear las distintas posiciones vertidas, haciendo una observación, que se arbitren los medios necesarios para que las participaciones tengan un nivel vinculante. A más de ello, agradece al Ente Regulador y la Empresa que permiten acceder a toda la información requerida a lo largo de este tiempo a los fines de ir formulando una opinión. Expresa que, en referencia al pedido específico de la Empresa, entiende que se está fundamentando básicamente en una actualización de precios por inflación, el cual este traslado directo de precios inflacionarios a los precios de consumo no sería lo más correcto.

Que entiende el Licenciado que, es necesario establecer un criterio solidario de distribución, toda vez que la mayoría de las empresas, los negocios de cercanía, los negocios de barrio, los comerciantes en general cuando existen estos precios inflacionarios lo que hacen fundamentalmente es absorber gran parte de estos costos reduciendo distintos gastos que tienen, mejorando y haciendo más eficiente gastos administrativos, concibe el disertante que, el criterio de solidaridad en la distribución de los costos inflacionarios sería el más eficiente para pensar justamente esta situación o para atravesar esta situación.

Que continúa expresando el dicente que, la empresa tiene la obligación legal y de mercado de utilizar criterios innovadores que estén a su alcance para una provisión de calidad en el servicio que se brinda, toda vez que, la prestación del servicio



tiene que ser cada vez más eficiente en su provisión, pero también más equilibrado en su economía, y por eso es importante que se celebren este tipo de revisiones tarifarias integral.

Que agrega el Defensor que, manifestó en las audiencias públicas anteriores la importancia de avanzar hacia fuentes energéticas renovables, que de todo lo que se ha analizado y lo que se ha escuchado, el componente generación de energía, sigue siendo un componente sumamente importante y por supuesto volátil frente a los procesos económicos inestables. Es por ello que entiende que, hubiera sido muy lindo escuchar en términos especialmente de ESED cuáles son los planes de inversión que va a tener para delante en materia de desarrollo de energías renovable. Asimismo, sería optimo que se avance en trabajos conjunto con el Instituto de la Vivienda para que las nuevas unidades habitacionales ya cuenten directamente con paneles solares que permitan cubrir los consumos familiares.

Que agrega el Licenciado que, otro punto importante son los gastos administrativos, tal es así que, hoy el 66% de los usuarios de la empresa están volcados a facturas digitales, pero seguimos sin notar una modificación de los precios trasladados a los usuarios de estas mejoras y lo esperado es que esto se traduzca en mejoras en los precios. Destaca el esfuerzo que los Organismos están haciendo, especialmente el Ente Regulador, el Gobierno de la Provincia, respecto del impacto que ha tenido la segmentación tarifaria, la cual en principio ha tenido un impacto muy fuerte sobre todo en aquellos sectores que han quedado sin subsidios, pero también es importante destacar el esfuerzo que ha hecho tanto el Ente Regulador, como el gobierno de la provincia para mantener a una gran cantidad de la población cubiertas con los subsidios a la energía . Asimismo, recalca la importancia de que se profundice el trabajo entre el ENRESP, con ANSES y con otros organismos para lograr que las tarifas diferenciales de RENABAP que han sido anunciadas en la presentación de la empresa.

Que añade que, otro tema fundamental es el avance en las tarifas diferenciales para zonas cálidas. Entiende que hay un esfuerzo frente a la emergencia ocurrida por parte de la provincia para que las zonas cálidas tengas una cobertura diferencial, pero es fundamental llamar a los legisladores nacionales para que trabajen rápidamente en un esquema de tarifas diferenciales que seguramente no será la solución definitiva, pero va a permitir avanzar en un paliativo de largo plazo para los usuarios de



0 1 2 1 9 / 2 3

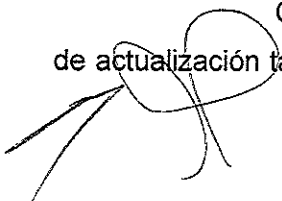
estas regiones. A más de ello, es sabido que las actualizaciones salariales no siempre van de la mano de las actualizaciones de precios, por ello es muy importante el anuncio que también ha hecho el presidente del Ente Regulador de Servicios Públicos de trabajar con topes sociales en función de pensar los acuerdos paritarios provinciales.

Que continúa expresando el dicente que, que había un criterio el salario mínimo, vital y móvil como criterio básico, pero entiende que es importante esta acción regulatoria que va a permitir al usuario, a las empresas y a los organismos de control tener criterios eficientes en proceso de inestabilidad como para poder hacer un seguimiento en el largo plazo de la evolución tarifaria, siendo este un punto sumamente importante.

Que finaliza su ponencia manifestado que, ha trabajado siempre con un intento de buscar criterios eficientes y de mediano plazo, por un lado, el criterio vinculado a la calidad de la prestación del servicio, el precio del servicio y el ingreso promedio de las familias, es por ello que solicita que la resolución que se tome tenga especialmente un criterio social que se ajuste la realidad de vida de los hogares afectados por los procesos inflacionarios, entendiéndose por supuesto que la razonabilidad del ENRESP se va a expresar en torno a las actualizaciones paritarias del sector público provincial y esto es un anuncio que realmente ha dado respuestas a gran parte de las dudas que quería dilucidar en esta audiencia.

Que entiende también que, es importante que la Empresa prestadora del servicio y la empresa generadora del sistema en conjunto, integrado por los servicios de energía eléctrica inviertan en el desarrollo de energías renovables por medio de inversiones físicas, capacitaciones, desarrollo y campañas de difusión masiva para usuarios e inversores que permitan romper las distorsiones que provocan los procesos inflacionarios. Agrega que, es una alternativa fundamental y que seguirá trabajando con la información brindada ya que esencial entender cuál es el criterio de inversiones que en esta materia van a tener las empresas en los próximos años. Entiende que se debe reconsiderar la actualización tarifaria solicitada rondando el 80%, buscando mayores criterios eficientes que permitan su reducción, aminorando el impacto negativo que este aumento podría provocar en las economías familiares.

Que asimismo expresa el Licenciado que, concibe que cualquier proceso de actualización tarifaria que eventualmente se disponga debe escalonarse, prorratearse,



de acuerdo a los cuatrimestres en los cuales está previsto el aumento del salario mínimo, vital y móvil o en el caso de que el Ente vaya a utilizar el criterio paritario, cualquier actualización que debiere ocurrir tendría que estar asociada a la evolución de los acuerdos paritarios sin mayores actualizaciones anuales.

Que a su turno toman la palabra los representantes de la Secretaría de Defensa del Consumidor de la Provincia de Salta, los abogados **Dra. Emilce Silvina Sarmiento** y el **Dr. Hugo Ignacio Campos**.

Que inicia su ponencia la **Dra. Emilce Silvana Sarmiento**, expresando que son la autoridad de aplicación de la Ley 24.240 de Defensa del Consumidor y de la Ley 7402, de la Provincia de Salta, del ejercicio y en tutela del resguardo de derechos de los usuarios de nuestra Provincia. Expresa que el marco normativo del cual va a basarse la exposición, está dado por el artículo 42 de la Constitución Nacional, el 31 de la Constitución Provincial, en los cuales se refiere a los derechos de los usuarios y consumidores son derechos operativos, que comprenden la protección de los usuarios, donde hay un deber por parte del Estado de garantizar la calidad de los servicios requeridos, en este caso haciendo referencia al suministro de energía eléctrica. Resalta la importancia de la participación de los usuarios con carácter previo de la readecuación de la tarifa, toda vez que constituye un factor de previsibilidad integrativo del derecho constitucional, que tienen los usuarios, que se les brinde una información adecuada y veraz a fin de garantizar el derecho de información pública, estrechamente relacionado con el sistema republicano de Gobierno. Agrega que, la participación ciudadana a través de la audiencia pública se ha posicionado en estos últimos tiempos, como un mecanismo de gran relevancia, que ha denotado legitimidad a la hora de canalizar las demandas sociales sobre todo en este tiempo, cuando se tiene en cuenta que se va a readecuar una tarifa y va a tener gran incidencia en el bolsillo del usuario salteño.

Que continúa manifestando la dicente que, la participación ciudadana fortalece una ciudadanía responsable, la que debe complementarse con la capacidad de los funcionarios públicos democratizando a los procesos en la toma de decisiones, de iniciativas públicas, posibilitando mayor control social sobre el Estado. Añade que, uno de los objetivos de esta audiencia es proporcionar a la Administración Pública una mejor base para la elaboración de políticas públicas, garantizando una implementación de políticas

0 1 2 1 9 / 2 3

públicas, en la medida que los ciudadanos se involucren. Es por eso que, la Secretaría de Defensa del Consumidor destaca que, si bien existe un proceso para la revisión tarifaria y la determinación del cuadro tarifario, deben adecuarse al contexto social en que convive con los procesos inflacionarios, el cual impacta en todos los costos de las prestaciones del servicio y, coincidentemente con lo referido con el Defensor del Pueblo, que los mismos no deben trasladarse en su totalidad al usuario y consumidor. Debe tenerse también como premisas que la prestación del servicio debe hacerse en condiciones óptimas, tal como establece las normativas vigentes, así como la continuidad y accesibilidad a servicios públicos, ya desde la previsión, el servicio eléctrico es un servicio esencial.

Que manifiesta que, no se puede permitir que ningún salteño sea privado de tal servicio, que no tengan los medios económicos para hacer frente al pago de una boleta de luz, que si bien el incremento solicitado sería a los fines de solventar los costos, para brindar un servicio óptimo a los usuarios, la Secretaría se expide que a raíz de las crisis económica imperante y de lo cual no están exentos los consumidores, no es el momento oportuno, conveniente, ni razonable para aplicar incrementos tarifarios que impacten gravemente y que agraven la situación de los usuarios.

Que concluye la Dra. Sarmiento expresando que, no debe perderse de vista a los usuarios que ante las grandes decisiones que tiene las empresas para solventar determinados costos, no pueden abonar la tarifa, muestra de eso ha quedado sellada cuando en julio una noticia de público conocimiento que más del 70% de los usuarios salteños se han anotado al subsidio, por lo tanto más de 20.000 familias hoy no pueden hacer frente al pago de la boleta de servicio, teniendo que optar muchas veces entre garantizar la compra de una canasta básica o bien pagar el servicio.

Que seguidamente toma la palabra el **Dr. Hugo Ignacio Campos**, expresa que, la posición de la Secretaría de Defensa del Consumidor es la oposición al aumento tarifario. Formula que del expediente que ha sido puesto en plataforma por las empresas EDESA y ESED se visualiza uno de los principales temas, y, el más importante lo había constituido el valor agregado de ejecución, siendo un factor preponderante que incide en los costos para determinar una tarifa. Considera que se debería bajar esos costos, sin ajustar, por supuesto los estándares de calidad y eficiencia del servicio, en gran medida para poder sostener la tarifa y beneficiar a los usuarios. Agrega que hay que lograr un



equilibrio en la prestación y el servicio, que si bien un poco referente a los pasos técnico, como se dijo; el estudio de curvas, campañas de medición, para detener el comportamiento de consumo, el mantenimiento de operación, los costos operativos, esos costos operativos que se plantean en mantenimiento, costos de ambientación, costos comerciales, la valuación de la base de capital, los cálculos tasas de redistribución de capital y el diseño de cuadro tarifario. Expresa que la empresa prestataria podría ajustar esos costos y porcentajes, teniendo en cuenta la calidad del servicio y también la categoría de los usuarios, debiendo aplicar de esa manera tarifas que sean accesibles a la economía de los usuarios.

Que añade el Dr. Campo que, esto trae a colación, como dijo la Dra. Sarmiento, el principio de los costos compartidos entre las empresas prestatarias y los usuarios, todo ello para establecer la mayor flexibilidad y contingencia de las tarifas eléctricas y lograr de alguna manera un equilibrio justo para las partes. No obstante, ello, en cuanto al plan de inversión, surge del informe del CONICET que tiene un retraso en las inversiones del año 2021. Todo esto luego de analizar las variaciones que representa el VAT, además de los montos reales, fueron proyectados en el cálculo del VAT y también se observa que en durante el 2021, se ha implementado.

Que agrega que, si bien existe un endeudamiento por parte de EDESA, este endeudamiento es más bien del desbalance operativo y no de las inversiones, que mejoren la calidad del servicio. A más de ello, respecto a las tarifas diferenciales, tarifa social, tarifas de mayor demanda de consumo y tarifa preferencial para los barrios que conforman ese registro nacional de barrios populares, a la hora de ajustar la tarifa, solicita que se tenga en cuenta los principios de progresividad y no regresión, que hace a la plena efectividad de los derechos de los consumidores, toda vez que no se debe retroceder en los estándares económicos y los niveles normativos de la situación del consumidor. Este principio también habla al público, de protección al consumidor, donde la autoridad de aplicación debe garantizar el efectivo cumplimiento. Principio de acceso al consumo, que busca garantizar el acceso al consumo de un servicio de calidad, principio especial también para los consumidores en situación de vulnerabilidad, implica que el sistema debe proteger especialmente a aquellos grupos afectados por una vulnerabilidad agravada, en particular niños, adolescentes, personas mayores, personas con problemas de salud o con

0 1 2 1 9 / 2 3

discapacidad, entre otras, y principio también respecto de la dignidad humana y del esfuerzo compartido. Considera que estos principios deben ser tenidos en cuenta para poder resolver, en caso de que se considere un ajuste tarifario, puedan contemplarse y puedan ser atendibles, todo esto también desde el contexto que en relación a lo que es el proceso inflacionario, la situación real y actual del país, y lo alarmante que resulta para la economía familiar salteña hoy tratar este tipo de cuestión.

Que añade que hay un informe en el expediente de las mediciones de calidad del servicio, mediante el uso de los indicadores, por los cuales se registran las frecuencias de los cortes y duración de los mismos, donde se constató que hay distritos que se ven afectados gravemente por esta interrupción en el servicio. Tal es así que, en el norte, son los municipios de Orán, Tartajal, Joaquín V Gonzales, Güemes, San Antonio de los Cobres y al sur de nuestra Provincia, Metán y Salta capital, eso debido a que la distribuidora no ha realizado las inversiones necesarias y es que tampoco se asignan a recursos materiales, humanos, para atender en tiempo las contingencias que presentan estas áreas afectadas. Asimismo, se observa que, de agosto del 2021 a enero del 2022 los usuarios de la Provincia de Salta han tenido un promedio de 3.3 y 3.5 del corte de energía, ello demuestra la deficiencia en la prestación del servicio y que ha sido recurrente, en cuanto a las denuncias que hay en la Secretaría.

Que a más de lo expuesto manifiesta que, la Secretaría de Defensa del Consumidor ha recepcionado reclamos de los usuarios de las localidades mencionadas, por las deficiencias del servicio, habiendo recibido informes de consumo, sin tener respuestas de calidad y eficiencia del servicio, sin embargo, la empresa prestataria lejos de refacturar los periodos o las diferencias en cuanto al servicio y los desbalances de los consumos, solo ofrece una información que no satisface las necesidades y la pretensión del consumidor y genera una gran incertidumbre al usuario. A modo de ejemplo las denuncias son por tarifas de servicios deficientes, por cortes prologados, intermitentes, por subas y bajas de tensión y que, en muchos casos, esto ha ocasionado graves perjuicios a los usuarios. También se verifica como práctica abusiva por parte de la empresa prestataria en cuanto a que existe este tipo de monopolización por parte de la empresa porque tenemos solamente informaciones y no una respuesta que pueda cubrir la necesidad, en cuanto al





planteo que realizan los consumidores, en este caso los usuarios del servicio de energía eléctrica.

Que concluye su ponencia el disertante manifestando que, la Secretaría de Defensa del Consumidor, requiere al Ente Regulador de los Servicios Públicos, que tenga presente la formal oposición al aumento tarifario de energía eléctrica pretendidas por las empresas EDESA S.A y ESED y dado que no es oportuno, ni conveniente efectivizar el mismo, atentos a la crisis social y económica imperante en país por los motivos expuestos. Por otro lado; en caso de considerarse precedente para la ecuación tarifaria, se requiere un análisis exhaustivo y profundo de costos e ingresos. Asimismo, se requiere que se resguarde los intereses económicos de los usuarios del servicio, respetando así la garantía constitucional de protección de los ingresos económicos imperante en el artículo 42, de la Constitución Nacional del usuario.

Que por último solicita que no se trasladen a los usuarios los costos que surjan de esas ineficiencias operativas o imprevisiones ante un eventual ajuste de la tarifa; considera que debe establecerse un equilibrio en la calidad de prestación del servicio y los reales ingresos de las familias salteñas, es decir; un enfoque de justicia social que debe aplicarse junto con los principios de gradualidad, proporcionalidad, razonabilidad, equidad y esfuerzo compartido. Téngase presente que los usuarios salteños están cautivos en ésta empresa monopólicas, dado que son las únicas que brindan el servicio, que, ante la eventual inconformidad con la prestación, no tienen esta libertad de opción para migrar a otras a fin de satisfacer el suministro de energía eléctrica.

Que seguidamente toma la palabra el Presidente del ENRESP, quien le solicita a los representantes de la Secretaría de Defensa del Consumidor de la Provincia de Salta que remitan al Ente Regulador las denuncias recibidas de los usuarios, toda vez que es el Organismo que tiene competencia específica en la materia, ya que, toda decisión que se adopte sobre cualquiera de las prestatarias de servicios públicos, ya fuere Aguas del Norte o Edesa, tiene una instancia de revisión en el Ente Regulador, que es quien ejerce una potestad jurisdiccional y nos interesa intervenir, no solamente para mensurar en su plenitud la totalidad de los reclamos que se ingresan, sino también para intervenir en buscar una aplicación plena de la normativa vigente y eventualmente de forjar soluciones a los usuarios.

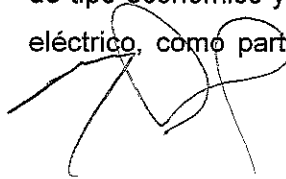
0 1 2 1 9 / 2 3

Que a su turno toma la palabra la Subsecretaria de Defensa del Consumidor de la Municipalidad de Salta, la **Dra. María Emilia Calmejane**, expresa que, si bien la empresa prestataria ha formulado una necesidad de adecuación del valor agregado de distribución, brindándonos también información sobre los costos de explotación, inversiones y mantenimientos; como contracara de esto tenemos al usuario, un usuario que debe acceder a una tarifa justa y razonable y en este sentido no podemos apartarnos de los principios que nos ha marcado ya la Corte Suprema de Justicia en el fallo CEPIS, en el cual establece que es deber del Estado el fijar tarifas que tengan en cuenta parámetros socioeconómicos de las familias y el interés público, en condiciones regulares y garantizando la protección de los usuarios.

Que agrega que, el contexto actual genera hoy una angustia para muchos usuarios y familias, porque la situación económica que estamos viviendo se dispara constantemente y afecta directamente al bolsillo y economía familiar de muchos que hoy están atentos y pendientes a esta audiencia. Expresa que, tal como lo señaló anteriormente el Dr. Lucas Dapena, estamos viviendo momentos de incertidumbre e imprevisibilidad, posteriores a un proceso electoral, lo que hace imposible dar tratamiento a las reformas estructurales necesarias, que se están tratando, destacando también que la inflación en el Noa es superior al 100%, sumada a la devaluación de los últimos días, las que van a venir; es por ello que, es imposible estimar costos, porque estos van a variar constantemente.

Que por otro lado manifiesta la disertante que es necesario destacar las políticas de segmentación tarifaria que ha tomado en este sentido el Ente Regulador de Servicios Públicos en la materia y reforzar la política de tutela y protección a los usuarios, teniendo en cuenta las modificaciones de categorías de usuarios que puedan darse a futuro, por causa del cambio de las condiciones socioeconómicas a priori.

Que asimismo manifiesta que, conforme al fallo que estableció la Corte Suprema en CEPIS, el cual impone el deber estatal de evitar fijar tarifas que para los ciudadanos sean imposibles de pagar y que solamente terminarían desencadenando en un índice creciente de incobrabilidades y exclusiones a un servicio tan esencial, como es el acceso a la luz, un servicio básico, insustituible, que forma parte de los Derechos Humanos, de tipo económico y social; el Estado tiene la obligación de asegurar el acceso al servicio eléctrico, como parte de un piso de derechos mínimos, que deben ser garantizados en



conformidad a toda la amplia normativa constitucional que nos rige. Es por ello que, desde la Subsecretaría de Defensa del Consumidor, solicita que se prorrogue el tratamiento de aumento por no considerarlo en este momento oportuno, sino hasta después del proceso eleccionario y/o hasta que el contexto económico sea más certero y para el caso en que se disponga o se autorice un incremento en la tarifa, se tengan en cuenta los parámetros de tarifa justa y razonable, haciendo hincapié en la prestación y en la calidad del servicio de acuerdo a las zonas. Se considera, además, los expedientes no han sido suficientes, para poder evaluar la capacidad de solución en tiempo o respuesta, ante incidentes de cortes o interrupciones del servicio, de usuarios. Así también que se tengan en cuenta los principios que establece el fallo CEPIS, respecto a la proporcionalidad, necesidad y razonabilidad, para establecer este aumento, ya que no sería justo que los usuarios deban soportar todo el esfuerzo para pagar costos por variables de inflación, que entendemos, se deben a un desequilibrio económico que se viene dando desde hace mucho tiempo en el país. Por otro lado, la inflación hoy también está afectando a cada uno de los usuarios y las familias y es deber del Estado velar por su protección y transmitir tranquilidad en este momento en el ejercicio de esta potestad tarifaria tiene que considerar más que nunca la capacidad de pago real de las personas, para evitar así exclusiones a este servicio esencial.

Que seguidamente el Presidente del ENRESP otorga la palabra a la Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina, representada por el **Sr. Claudio Bulacio**, quien comienza su exposición realizando una breve presentación de la Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina, manifestando que es una organización sin fines de lucro, que fue creada en el año 92, actualmente está conformada por 49 distribuidores de energía eléctrica de todo el país, de origen público, privado y cooperativo y por supuesto Edesa es uno de los socios. Agrega que, las distribuidoras que componen ADEERA, como son sus siglas están presentes en 23 provincias más en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Todas las empresas operan el 98% de la energía que se consume en Argentina, en su conjunto le prestan el servicio público de electricidad a más de 14,5 millones de clientes de medidores en todo el país, cuenta con 450.000 kilómetros de redes, con instalación en alta, media y baja tensión, distribuyen 120.0000 gigabit hora al año, aproximadamente y emplean a 40.000 personas de manera directa y un número similar de manera indirecta. Expresa que



0 1 2 1 9 / 2 3

se puede ver a lo largo del país, las distribuidoras socias de ADEERA, desde Jujuy hasta Tierra del Fuego.

Que continua exteriorizando que, los principales objetivos que tiene la asociación son los de promover el desarrollo, el mejoramiento de la distribución de energía eléctrica, incentivar la capacitación e información del público, mediante la organización de seminarios, cursos, conferencias y también prestar el asesoramiento e información a los asociados, mediante su representación ante los distintos organismos; es por ello que están presentes en esta audiencia pretendiendo colaborar con la sustentabilidad de un servicio que resulta esencial para la vida y para el desarrollo del país.

Que, ahora bien, adentrándose a los temas de la audiencia, los principios básicos para el funcionamiento del sector son, en términos generales, las principales obligaciones que tienen las distribuidoras que es atender todo el incremento de la demanda, a través de la ampliación de las redes y poder llevar la energía eléctrica requerida por los clientes. Además, abastecer esa demanda con una calidad de servicio preestablecida, la que se determina en cada jurisdicción. Para ello, para cumplir con esas obligaciones, resulta necesario que el distribuidor cuente con los recursos adecuados, oportunos en el tiempo y suficientes. A más de ello, las tarifas deben ser calculadas teniendo en cuenta los principios que se establecen en la Ley 24.065, la Ley de Marco Regulatorio Eléctrico que la Provincia de Salta se adhirió y entre ellos se menciona que las distribuidoras deben tener la oportunidad de contar con tarifas justas y razonables, que le permitan ingresos suficientes, para poder cubrir costos operativos, impuestos y costos de capital, para aquellas empresas que operan de forma prudente y económica y además que las variaciones de costos; que no son controlables por las distribuidoras, deben ser trasladados a tarifas. Pronuncia que, estos principios deben ser aplicados para el recalcu de todos los cuadros tarifarios, reconociendo los verdaderos costos del servicio, toda vez que, no hay ninguna actividad económica, que sea sustentable, si no se reconocen sus verdaderos costos.

Que continúa con su exposición expresando que, la composición de la factura que paga el usuario cada vez que hace frente a sus obligaciones básicamente son tres ítems que la componen, uno de ellos es el precio mayorista que es el precio de la generación, sumado el transporte de energía de la generación, de los puntos de generación de todo el país, hasta llegar al usuario final, siendo un valor que se revisa trimestralmente

y lo define la Secretaría de Energía y se traslada al usuario final por parte de la distribuidora, ello sin ningún aporte, sin ninguna ganancia. Agrega que, este es un valor que está parcialmente subsidiado, de acuerdo a la categoría de los usuarios residenciales, que están divididos en tres ítems, en 1, 2 y 3 y algunas de esas categorías tienen algún tipo de subsidios. El otro ítems que compone la factura, es el valor agregado de distribución, que es justamente el tema que estamos tratando en esta audiencia, que es un valor que está regulado por el Estado Provincial, que es la única remuneración que perciben los distribuidores para hacer frente a sus obligaciones, operación, mantenimiento, inversiones, costos de capital, atender el servicio, en fin, todo lo que tiene que ver con la gestión de la distribución, es un valor que no tiene ningún tipo de subsidios, sino al contrario, por falta de actualización del VAD, el usuario está pagando un valor que es inferior al que técnicamente es el correcto, por lo tanto es una especie de subsidio que la distribuidora le da al usuario también, pero la distribuidora no recibe ningún tipo de subsidio. Finalmente, los impuestos nacionales y provinciales y fondos, todos se aplican sobre dos ítems, que anteriormente hemos mencionado.

Que agrega el expositor algunas consideraciones adicionales como el VAD, el cual debe actualizarse, toda vez que estamos en una situación macroeconómica compleja y todos los ítems de la economía sufren lamentablemente incrementos y el VAD si no se actualiza queda fuera de foco, desactualizado, porque además es la única fuente de ingreso que percibe la distribuidora y que además debe privilegiar la prestación del servicio frente a otras obligaciones. Tal es así que, la experiencia indica que los atrasos tarifarios impactan negativamente en la cantidad y la duración de los costos, es decir, en la calidad del servicio que se presta y por otro lado resulta necesario dar certidumbre y sustentabilidad al servicio eléctrico para avanzar en el proceso de la llamada transición energética, la transformación del sector, como por ejemplo la inclusión de la medición inteligente, que fue mencionada en esta audiencia, la incorporación de la movilidad eléctrica, la generación renovable distribuida, siendo el propio usurario, quien, a través de distintos mecanismos renovables, como un panel solar, genere su propia energía y eventualmente vende el excedente, la posibilidad de que haya tarifas flexibles, en función a toda esta incorporación de tecnología en las redes.

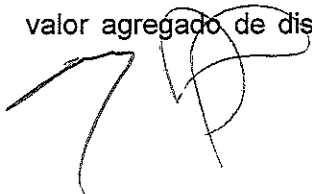


0 1 2 1 9 / 2 3

Que finaliza su disertación expresando que, la inversión en las redes tiene que ser constante, para sostener y mejorar la calidad con la cual se prestó el servicio y, si no hay tarifas actualizadas, si no hay ingresos actualizados para la distribuidora, lamentablemente se reciente la inversión. El VAD que resulte de este proceso de revisión tarifaria integral, debe ser ajustado trimestralmente, tanto en magnitud como en oportunidad y ello les permitirá a las distribuidoras ajustarse a la realidad de los costos. Agrega que, todo este proceso debe establecer un nivel de recursos que asegure la sustentabilidad del servicio, entendiéndose como tal el servicio a los clientes actuales, pero también a los clientes futuros y además considerando los desafíos que implica la transición energética.

Que, consecutivamente, toma la palabra el Secretario de Políticas Energéticas de La Federación Argentina de Luz y Fuerza, representado por el Sr. **Pablo Palleiro**, quien formula que se trata de una organización sindical que conduce el Sr. Guillermo Moser y contiene a 41 sindicatos a lo largo y ancho de todo el país y representa a la mayoría de los trabajadores de la actividad eléctrica nacional. Agrega que, participan de esta audiencia pública, convocada por el Ente Regulador de los Servicios Públicos de Salta, despojados de todo interés particular o sectorial, motivados de poder contribuir con su modesta opinión, a solucionar justa y equitativamente los problemas que hoy presenta este servicio esencial todos. Aclara que, la defensa de los derechos de los trabajadores del sector eléctrico es nuestro deber, es irrenunciable y la preocupación por el correcto funcionamiento del mismo tiene correlato con la preservación de las fuentes laborales, fundamento básico de nuestro accionar.

Que, continua su ponencia, diciendo que en esta audiencia pública de participación democrática, cada sector tendrá la oportunidad de emitir su punto de vista a fin de alcanzar un cuadro tarifario que refleje fielmente los costos directos y asociados, permitiendo simultáneamente cumplir con la calidad y la seguridad del servicio, que nuestra sociedad exige. Agrega que hablar de reajustes de tarifas resulta cuanto menos antipático, pero también es sabido que la quita de subsidio a las mismas, la suba del dólar, la devaluación de nuestra moneda, la suba de los precios internacionales de los combustibles, como también una recuperación en la economía, que genera mayores demandas de energía, hacen un combo en el cual es imprescindible rever las tarifas, determinando el valor agregado de distribución, con el procedimiento adecuado, ya que el mismo es la

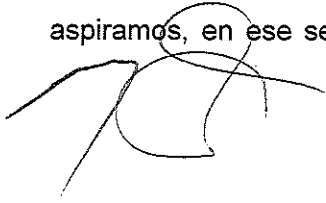


herramienta que tiene la distribuidora, para poder prestar un buen servicio y principalmente ir graduando los subsidios de forma segmentada, reconociendo a los usuarios de mayor capacidad de pago.

Que añade que, reconoce la existencia de sectores de nuestra sociedad que tienen dificultad para solventar los costos del servicio eléctrico y es ahí donde debe estar presente el Estado Nacional, Provincial, Municipal y también las empresas prestadoras del servicio, para garantizar el acceso a la energía, con una tarifa social realmente inclusiva y la atención de situaciones particulares, para instrumentar planes de regularización en el marco de la responsabilidad social que le compete a las empresas prestadoras de un servicio público tan esencial.

Que, al mismo tiempo, otro de los temas de esta audiencia de revisión tarifaria quinquenal es el periodo 2023-2028 del plan de inversiones para los cinco años posteriores a la entrada en vigencia de la RTI, las tarifas diferenciales, tarifas sociales, tarifas por zonas con mayor demanda, por el clima, tarifas preferenciales, para la regulación de barrios populares, del programa ReNaBaP. Conforme se manifestó anteriormente, defendemos como principio básico el derecho a la energía de nuestros conciudadanos, es por esto que permanentemente proponemos y reclamamos el cumplimiento de condiciones elementales, como son la accesibilidad y la sustentabilidad al sector eléctrico. La accesibilidad tiene que ver con la población, de acceder al servicio eléctrico, lo cual importa tanto el acceso físico, es decir que las redes lleguen hasta donde está el usuario, como el acceso económico, que refiere a que se puede pagar por el servicio prestado. La sustentabilidad tiene que ver con que el servicio eléctrico pueda sostenerse en el tiempo, con una calidad acorde con las necesidades de los usuarios, asegurando la reserva de los recursos necesarios, para poder abastecer demandas futuras.

Que agrega el disertante que lo expuesto nos permite deducir que, no habrá sustentabilidad sin un precio suficiente, como tampoco habrá accesibilidad con un precio que el usuario no pueda afrontar, cabe decir que, el sector eléctrico es una herramienta fundamental y estratégica en el desarrollo económico y social de nuestra patria, sin energía en cantidad y calidad, es imposible alcanzar el desarrollo sostenido, al que todos aspiramos, en ese sentido es necesario también recurrir a la decidida participación del



0 1 2 1 9 / 2 3

Estado, asumiendo su indelegable rol directriz de planificador, de regulación, de una actividad, que no puede quedar acotada a las frías reglas del mercado.

Que finaliza el Secretario de Políticas Energéticas de La Federación Argentina de Luz y Fuerza manifestando que, se han interiorizados sobre las propuestas presentadas para establecer el nuevo cuadro tarifario por la distribuidora de servicios públicos, las cuales contienen argumentos esgrimidos para tal fin, como el incremento de la demanda futura, como así también la información en la variación de costos e insumos, necesarios, que requiere la infraestructura eléctrica provincial y también la necesidad de tener en cuenta a los sectores más vulnerables. Concluye expresando que la Organización apoya el contenido de la propuesta presentada, entendiendo que su aplicación quedará supeditada a intervención y resolución definitiva, la cual coadyuvará a tener un servicio como el que todos exigimos.

Que acto seguido el Dr. Carlos Saravia, da uso de la palabra al usuario **Luis Roberto Pérez**, quien comienza su ponencia cuestionando el alumbrado público. Expresa que, en otro expediente que tiene el Ente Regulador, el 56551, se muestra que la empresa hace proyecciones a partir del año 2020, con los datos que tiene hasta ese entonces, pero estamos a 2023 y no hace las proyecciones que podría haber hecho, respecto al alumbrado público. En el cuestionario que presentó y se incorporó al expediente, se muestra que desde los años 2018 al 2019 se produce un amesetamiento del consumo del alumbrado público y comienza un descenso en el 2019 y 2020, eso muestra que el efecto del cambio de luminarias por parte de la Municipalidad, está teniendo su efecto. En esa curva, las luminarias eran 6.000, ahora, al día de la fecha, las luminarias están rondando las 11.000 y según las promesas electorales, iban a ser 18.000 a fin de año, con lo cual la curva tendría que seguir descendiendo y a partir de ahí recién comenzar a hacer las proyecciones sobre cómo evolucionaría el consumo del alumbrado público.

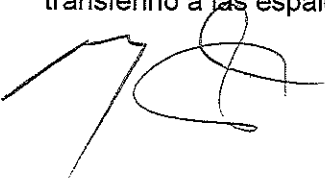
Que continúa expresando que, como la situación es que el medioambiente va a seguir estando en la agenda de todos los candidatos, es razonable pensar que esa curva, ese consumo va a seguir bajando, hasta que se cubra el 100% de las luminarias. Entonces, es necesario que se revea esas proyecciones que se hacen, porque si no estamos hablando sobre proyecciones que no son reales, como lo que se presenta en el expediente, donde se habla de modelos y no de datos empíricos, que tendrían que estar

mostrando la realidad hasta el día de la fecha o por lo menos hasta el año pasado. Por otro lado, también pregunta cómo se verifican las medidas de consumo eléctrico, porque hasta el 2015, el consumo del alumbrado eléctrico seguía un orden estacional, sería un patrón estacional, donde en el verano se usa mucho menos luz que en invierno, justamente por las diferencias horarias, la diferencia de horas de luz, que se producen a lo largo del año o sea se seguía un patrón estacional. Hasta el 2015 se puede ver el patrón estacional, pero luego hay un patrón irregular, que no se condice con la evolución estacional.

Que también plantea el usuario el tema de la diferencia de precios, que también en el 2015, el costo del alumbrado público era casi el mismo que el costo de la tarifa T1 R1, pero al día de hoy resulta que la tarifa del alumbrado público, es más de un 200%, respecto del costo de la tarifa T1, R1. Es por ello que, solicita explicaciones sobre ese tipo de diferencias, en el comportamiento, en el consumo del alumbrado público. Agrega que, también se planteó que el 60% del alumbrado público es medido y un 38% es fijo, con lo cual corresponde a los semáforos y cámaras de seguridad, con lo cual ese tipo de consumo no afectaría la curva del consumo del alumbrado, de las luminarias en sí, puesto que, al funcionar las 24 horas, es un consumo constante y que solo produciría un desplazamiento de la curva hacia arriba,

Que finaliza solicitando que, se muestren los valores que se obtienen en los medidores, donde están, donde se pueden acceder, si se puede hacer un control tanto público para poder también hacer estudios y correlaciones de lo que pide la empresa. En este caso, repite que, todo lo expresado está centrado en el tema del alumbrado público.

Que acto seguido le ceden la palabra a la **Diputada Provincial Sra. Carolina Ceaglio** quien expresa preocupación por la propuesta de este aumento en estos días que estamos viviendo. Agrega que, esta propuesta de incremento afecta directamente a cada hogar y a cada empresa de la localidad de Orán. Se debe considerar que, continuamos con emergencia socio-sanitaria, frente a la cual los vecinos de Orán no se pueden dar el lujo de tener ningún margen para futuros incrementos. Entiende la importancia de mantener un servicio eléctrico confiable, de calidad, y reconoce que hay que hacer las inversiones, pero estas inversiones no tienen que ser con los gastos o eso transferirlo a las espaldas de los vecinos de Orán.

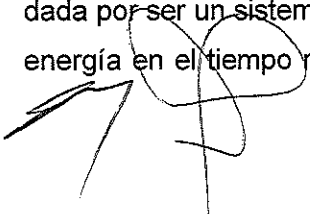


0 1 2 1 9 / 2 3

Que formula que, nos encontramos en un momento en que la estabilidad económica nacional es desafiante, inquietante, es por ello que solicita que, la tarifa de zonas cálidas de la localidad de Orán se incremente no solamente a seis meses sino a los doce meses del año, además que el incremento de la tarifa que se discute en esta audiencia se prorrogue hasta que se determine el periodo eleccionario, porque se están viviendo momentos muy difíciles en la Argentina, donde los vecinos no pueden pagar ningún incremento de ningún tipo, y menos de luz, en donde la prestación deja mucho que desear porque hay muchos cortes, mucha baja de tensión y es sabido que es por falta de inversión. Finaliza expresando que, esto va de la mano del incremento de la factura, pero es necesario que esto se prorrogue, toda vez que se trata de una discusión constructiva para luchar por una tarifa justa, razonable que no ponga en peligro el bienestar de los vecinos de Orán.

Que posteriormente toma la palabra el Secretario de la Comisión Directiva de la Seccional NOA del Sindicato de Asociación de Profesionales Universitarios de Agua y Energía Eléctrica **APUAYE**, señor **Néstor Eduardo Aguirre**, quien representa a los profesionales universitarios del sector eléctrico con ámbito de actuación en todo el país desarrollando su actividad a través de seccionales. Expresa que, en este caso ejerce la representación gremial de los profesionales universitarios que se desempeñan en relación de dependencia en la empresa EDESA, participando en esta audiencia pública convocada por el Ente Regulador de los Servicios Públicos planteando su misión y propuestas respecto de la problemática del sector eléctrico, que conlleva implícita un adecuado funcionamiento del servicio público de distribución de energía eléctrica en base al logro de una prestación del servicio en condiciones de calidad, precio que garanticen el interés de la Provincia, de la empresa y de los derechos e intereses de todos los usuarios actuales y futuros.

Que expresa que, es a través de la búsqueda de este justo equilibrio precio-calidad de la energía eléctrica que se pueden lograr tarifas que permitan la sustentabilidad adecuada del sistema eléctrico de la provincia, garantizando el principio de accesibilidad del servicio a todos los usuarios, y el de solidaridad con aquellos que no presentan condiciones económicas aceptables, pudiéndose así concretar efectivamente los derechos de todos los usuarios. Añade que, la complejidad propia del sistema eléctrico, dada por ser un sistema en donde se genera, se transporta, se distribuye y se consume la energía en el tiempo real requiere lógicamente el esfuerzo de todos los trabajadores del



sector, con exigencias crecientes de su calificación laboral y profesional, que se debiera traducir en el logro de mejores condiciones de trabajo y cuyos costos debe reflejarse en una estructura tarifaria adecuada.

Que, ahora bien, en el sistema eléctrico de distribución de Salta, a través del mecanismo periódico de monitoreo de costos, se debe efectuar ajustes que posibilitaran la realización de inversiones para mantener y mejorar el estado de las instalaciones, ampliar su capacidad ante la demanda siempre creciente, cubrir los costos operativos y con ello lograr una adecuada prestación del servicio eléctrico en la provincia. Expresa que, el contexto inflacionario vivido en el último año produjo un desfasaje de costos y de precios relativo siendo el costo laboral el que más ha sufrido, considerando la caída real del salario con respecto al año 2.022, el cual se acentuó en esta última semana con la devaluación sufrida, de público conocimiento que ubica al país en una situación económica compleja.

Que continúa expresando el dicente que, APUAYE sostiene que la actual evaluación del impacto de los precios en el valor agregado de la distribución debe lograr una respuesta continua, progresiva y eficiente compatible con el objetivo de que el servicio eléctrico en la provincia de Salta se preste con la mayor eficiencia y calidad. Agrega que, la visión general de APUAYE, considerando las características y condiciones específicas de un servicio público, es reconocer como objetivo central de las actualizaciones tarifarias la definición de una política de desarrollo sustentable basada en cubrir en forma adecuada y realista los costos eficientes, que posibiliten las inversiones de reposición y expansión en un horizonte a mediano y largo plazo y permitan a la empresa prestar el servicio eléctrico bajo los parámetros de calidad y eficiencia requeridos, con el fin de que satisfaga las crecientes necesidades de los usuarios actuales y futuros.

Que asimismo considera que, dada la situación actual del sector energético y la socioeconómica nacional y provincial, la distribuidora debe desarrollar su actividad en un escenario de tasa de rentabilidad acorde para lo cual la tarifa debe reflejar un valor justo, equitativo y razonable. En este sentido, apoya la gestión realizada por el Ente Regulador para obtener una adecuada actualización de los costos y con ello una tarifa que permita velar por los derechos de todos los actores, entre los cuales por supuesto, se encuentran los trabajadores universitarios del sector eléctrico, toda vez que, el trabajo provoca la movilización de la subjetividad individual o colectiva de las personas, pues para

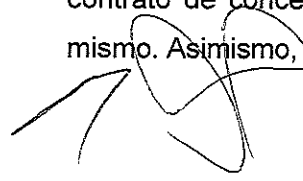


0 1 2 1 9 / 2 3

desarrollarse en las mejores condiciones se requiere coordinación, cooperación y solidaridad del colectivo de trabajo, así resulta necesario fortalecer al grupo de trabajadores universitarios que comparten iguales condiciones y problemas, y enfrentan los mismos obstáculos y que justo al resto de los trabajadores conforman una comunidad laboral de excelencia que le permite abordar los desafíos que el servicio eléctrico les demanda, lo que finalmente beneficia a los usuarios.

Que expresa que, APUAYE entiende al trabajo profesional de manera tal que en cada ámbito laboral se logren economías de alta productividad, se apliquen estrategias de inclusión, se generen mayores oportunidades de aprendizaje y se profundice la relación entre trabajo y capital. Por ello, es vital lograr establecer una carrera profesional sustentable en la capacitación, elemento base del ascenso social, en lo individual y cimiento sustentable de una mejor calidad de trabajo en general. EDESA ha firmado oportunamente el convenio colectivo de trabajo con APUAYE alcanzándose mejoras para todos los trabajadores universitarios que allí se desempeñan, en este contexto entre las partes se van acordando y aplicando estrategias destinadas a mejorar estas condiciones de trabajo de los profesionales con el compromiso de responsabilidad de seguir avanzando hacia una adecuada estructura y desarrollo de una carrera profesional. Condiciones necesarias para lograr una aceptada planificación del factor humano que favorezca su consideración la jerarquización de las funciones y el logro de remuneraciones equitativas, con lo que la empresa se potenciara adecuadamente para afrontar el desafío de lograr una eficiente prestación del servicio eléctrico con la continuidad y la calidad que necesitan los usuarios para el desarrollo de sus actividades.

Que, además de lo expuesto, APUAYE considera conveniente que el gobierno provincial autorice una recomposición tarifaria basada en el estudio realizado por el Ente Regulador de los Servicios Públicos en la necesidad objetiva de que la distribuidora obtenga los ingresos adecuados para llevar adelante su actividad y planes de desarrollos propuestos. Expresa que se adhiere al principio de promover un servicio público sostenible, sustentable, con tarifas que respondan al concepto de costo económico facilitando así brindar un servicio de calidad con expansión continua conforme a las exigencias del contrato de concesión generando con ello derecho de exigir el pleno cumplimiento del mismo. Asimismo, apoya la existencia de una tarifa social a los fines de asegurar el acceso





al consumo de electricidad a todos los ciudadanos de sectores sociales con dificultades socio económicas y de un plan de regularización de las conexiones para poder así brindar un suministro en condiciones seguras a todos los usuarios que se encuentren en esta situación.

Que por todo lo expuesto, reitera que, para APUAYE la aplicación del procedimiento de actualización de los costos debe contemplar, no solo la evolución de los precios asociados a la distribución de energía, sino también la situación económica social de los usuarios agrupados en las distintas categorías de manera de lograr el fin específico de adecuar la marcha de la economía nacional y local con una política de desarrollo sustentable en el sistema eléctrico provincial, inversiones, costos operativos, condiciones laborales adecuadas a la normativa nacional e internacional, a través del cual tratar de lograr una tarifa justa, equitativa y razonable. Es por ello que, la tarifa debe ponderar los costos de relaciones de trabajo modernas, esto es el pleno respeto a las normativas laborales vigentes, en particular al convenio colectivo y la negociación convencional con sujeción al principio de trabajo decente, que, para la Organización Internacional del Trabajo, trabajo decente es trabajo formal, esto es comprendido en convenios colectivos. En ese sentido EDESA cuenta con el convenio colectivo de trabajo de sus trabajadores que deben ser tomados en cuenta al momento del cálculo de la revisión tarifaria, en ese marco APUAYE entiende convenientemente que el Ente Regulador efectúe la adecuación de los cuadros tarifarios para la prestación del servicio público de electricidad en la Provincia de Salta con el objeto de producir un desarrollo sustentable y sostenible en el sistema de distribución provincial, lo que afectara positivamente en la continuidad y la calidad del servicio público de electricidad prestado a los usuarios.

Que retoma la palabra el Presidente del ENRESP quien da intervención, conforme manda la reglamentación, a los designados por el Consejo de Usuarios como defensor de usuarios y defensor de la competencia en la presente audiencia. Asimismo, enuncia que con posterioridad van a poder hacer uso de un derecho de réplica, cualquiera que quisiera hacerlo.

Que, acto seguido, le concede la palabra al **Dr. Guillermo López, abogado, Defensor de los Usuarios**, designado por el Consejo de Usuarios de la provincia de Salta y también con la representación de los municipios del Valle de Lerma,

0 1 2 1 9 / 2 3


especialmente aquellos que por cuestiones de distancia se encuentran lejos del municipio Capital, que es el caso de Coronel Moldes, La Viña, Guachipas con sus zonas urbanas y rurales.

Que inicia su exposición indicando que, tuvo la oportunidad de leer el informe proporcionado por la empresa EDESA que sostiene que la pandemia del Covid tuvo una implicancia en la situación económica y patrimonial de la empresa. Destaca que esta afección tuvo su mayor impacto en los usuarios y en especial en aquellos que tienen menos recursos. Siguiendo la línea de la audiencia pública convocada por el Ente, expresa que, en todo momento se sostiene que es de carácter no vinculante, en muchos casos parecería ser el cumplimiento de un trámite más, pero debemos comprender que la misma sirve para la participación ciudadana, para que podamos manifestar las inquietudes y/o problemáticas de los ciudadanos con las empresas prestatarias de servicios públicos, en este caso de la energía eléctrica.

Que agrega que, muchas veces como usuarios del interior de la provincia no se puede participar, pero en este acto, tiene el honor de participar de esta audiencia en representación de todos los usuarios de la provincia, privilegio que le fue dado por el Ente a través de la implementación del valor público en la participación ciudadana.

Que, ahora bien, en lo que respecta al pedido de aumento de tarifas solicitado por EDESA y por ESED cabe mencionar que, la situación socio económica que atraviesa nuestro país no es ajena bajo ningún concepto nuestra provincia. Expresa que, el servicio público está caracterizado por tres elementos, la persona que lo presta que es la administración pública a través de la concesión de una empresa. Segundo, el servicio tiene por finalidad la satisfacción de una necesidad colectiva y tercero este servicio se presta bajo un régimen de derecho público exorbitante al derecho privado. Los caracteres jurídicos del servicio público son la generalidad y la igualdad, o sea todos tienen derecho a usarlo y todos pueden exigir igualdad de condiciones, así mismo debe ser el servicio regular y continuo porque está destinado a satisfacer las necesidades que se presenten.

Que añade el Defensor de los Usuarios que, el régimen jurídico ha tocado un concepto errado de interés público, olvidando que este reside en la satisfacción del interés individual de la gran mayoría de los usuarios. También toma el régimen jurídico una apreciación equivocada al interés público ya que los confunden algunos casos con el interés



de la administración pública, creyendo que el interés público consiste solamente en la conveniencia material de la colectividad cuando en verdad también existe el interés público en que exista justicia en ella. El régimen jurídico actual, en lugar de proteger al usuario del servicio protege a la entidad que presta el servicio, no está asegurando de tal modo el interés público, sino que, precisamente atacándolo. Agrega que, la provisión de energía eléctrica es un servicio público y en nuestra provincia se presta bajo la modalidad de contrato de concesión y el mismo debe prestarse con los caracteres propios que son de regularidad, igualdad, generalidad y continuidad, se debe tener en cuenta que la empresa EDESA no cumple con estos caracteres propios, en muchas ocasiones, o en muchos lugares de la provincia y los únicos que terminan sufriendo las consecuencias de esta situación son los usuarios

Que destaca el exponente que, los usuarios en todo el territorio de la provincia reciben un servicio deficiente y en especial en el norte de la provincia, pero deben pagar importes iguales o mayores de los que paga un usuario en Capital, evidenciando una desigualdad entre los usuarios. Otra situación que corresponde tener en cuenta es la falta de obras e inversiones por parte de las empresas para mejorar el servicio que brindan. Tal es así que, la empresa EDESA solicita aplicar un incremento en los valores de la energía eléctrica utilizando fórmulas que para nada condicen con el devaluó de los ingresos de los usuarios y tampoco condice con la falta de obras e inversiones que deberían de realizar en los diferentes puntos estratégicos de nuestra provincia. Así mismo, considera el disertante que, se debe prever la cobertura de los usuarios rurales que no tienen acceso a la red eléctrica por la distancia que existe entre sus hogares y dicha red, encontrándose en medio de campos por donde no pasa la misma red.

Que respecto a la empresa ESED considera que, la misma deberá prever cobertura para todos aquellos usuarios que los requieran y con tarifas justas y razonables, además de considerar que debería contemplar todos los reclamos que puedan existir en tiempos razonables. Respecto a ello, hay usuarios que hacen reclamos porque el panel solar dejó de funcionar en muchos casos y hasta que se le brinda una solución pasan días, dejan de contar con este servicio en medio de la nada, y sin posibilidades económicas de acceder a otros servicios. En este punto de la exposición es necesario hacer mención de

0 1 2 1 9 / 2 3

aquellas localidades en donde la temperatura es extremada, con lo cual se necesitan muchas horas de consumo para mantener un hogar confortable.

Que frente a lo manifestado ut supra, corresponde solicitar que la empresa ponga tarifas diferenciales en donde cada uno pueda acceder a un buen servicio, esto es con calidad, regularidad e igualdad pero que no vaya en detrimento del bolsillo del usuario. En este punto cabe destacar que, la calidad del servicio no es la más adecuada, un ejemplo de ello es la gente que vive en el departamento San Martín, que continuamente sufre cortes en el suministro y que viven en épocas de altas temperaturas. Esto nos lleva a decir que, nuevamente la empresa, incumple con los requisitos de igualdad de este servicio.

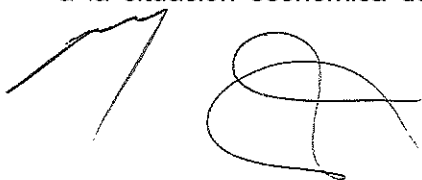
Que también requiere que, así como el Ente convoca a una audiencia pública para velar por los intereses de la empresa, también refuerce sus acciones para velar por los intereses de los usuarios, haciendo visitas más seguidas a las localidades del interior en donde puedan conocer la idiosincrasia de cada pueblo y las necesidades de cada usuario y que también estos usuarios puedan acceder a la posibilidad de realizar reclamos y postular a subsidios que le permitan tener un beneficio y una ayuda en el pago de sus facturas.

Que expresa el exponente que, siendo vecino de la localidad de Coronel Moldes en este caso, y responsable de la delegación de Defensa al Consumidor de esa localidad, siendo la única oficina que se encuentra presente para los tres municipios, quisiera compartir un par de experiencias; en reiteradas veces se reciben denuncias por equipos quemados por la alta o baja tensión, gestiones por la reconexión de medidores o planes de pago para evitar el endeudamiento, personas mayores que quieren descargar su última factura para poder pagar, ya que la misma no le llega al domicilio y deben hacerlo vía internet, y además existe un solo agente que cobra facturas vencidas, por lo menos en la localidad de Coronel Moldes y en las localidades aledañas. Ante estos casos en primer lugar surge una duda, en los municipios mencionados al principio de la ponencia, todos tienen una oficina local que tiene la cartelería de Rapipago y EDESA, pero aun teniendo el logo de EDESA, no resuelve los tramites comerciales. Es una delegación de la empresa prestataria, la cual debería tener personal idóneo para resolver cuestiones o al menos realizar el reclamo vía on line. Por supuesto esto generaría un costo que debe asumir la empresa, pero también se darían cuenta de los reclamos y situaciones por mal servicio con

respecto al suministro de electricidad que sufren los vecinos de esas localidades, debería otorgárseles mayor acceso a aquellos consumidores vulnerables y a aquellos consumidores hipervulnerables, hablando de las personas mayores y aquellas personas con discapacidad. Repite que, siendo localidades que se encuentran alejadas del municipio Capital donde se encuentra la casa central de EDESA y los tramites de forma presencial se realizan sólo en ese lugar. A más de ello, cabe hacer mención que también comparecen varios usuarios a la oficina de Defensa del Consumidor por el retiro de medidores por falta de pago

Que, ahora bien, otro tema es la falta de realización de trámites comerciales de manera presencial, como por ejemplo la efectivización de un plan de pago. Si bien existe la vía on line para generar la solicitud de un plan de pago por lo general para evitar el viaje a la ciudad de Salta, y muchas personas por no tener confianza con la conectividad terminan pagando a gestores para que le realicen este tipo de solicitud. Esto también nos lleva a la consecuencia de los llamados colgados de la luz, que en muchos casos son técnicos, electricistas o afines que terminan haciendo este tipo de conexiones ilegales y peligrosas y muchas veces otorgadas, entre comillas, por la municipalidad, por los intendentes, por los funcionarios que no buscan más que un rédito político. Pero el vecino no asume la consecuencia lógica de la misma, ya que tenemos conocimiento que puede ser plausible de una multa por haberse colgado de la luz y que no se le va a cobrar al municipio, sino que en primer lugar les cuesta a los ciudadanos ya que van a tener que afrontar los costos de penalidades impuestas por la empresa. Ante la reiteración de estos casos, se debe generar conciencia a los vecinos de la provincia por medio de la publicidad y de la capacitación en los ámbitos educativos para que tomen conciencia de cada situación irregular que va en detrimento de la seguridad de cada uno de los vecinos. Asimismo, considera el exponente que, la empresa debe educar a los usuarios, debe ver la manera de realizar campañas de concientización tanto del consumo responsable como también de las conexiones ilegales e incluir de la misma manera a los municipios, cada una en sus Secretarías de Obras Públicas.

Que asimismo expresó el Dr. López que, pudo acceder a las reuniones preparatorias y conocer el procedimiento para solicitar un plan de pago que sea adecuado a la situación económica del usuario, debiendo dirigirse al Ente Regulador de manera



0 1 2 1 9 / 2 3

personal para solicitar la tramitación de subsidios que puedan otorgarse. Entiende que la empresa que presta el servicio, en este caso EDESA y su sistema, cumple las cláusulas de un contrato que obligan al usuario en este contrato, pero que también hay muchos ejemplos de audiencia de conciliación, por lo menos en la delegación de Defensa del Consumidor de Coronel Moldes en que, charlado con la empresa, se logró en algunos casos que se eliminen intereses de las facturaciones y se readecue el monto de la deuda acorde a lo que el usuario puede pagar, previamente revisando los ingresos del mismo. Ante lo expuesto, entiende el dicente que se podría evitar que organismos como la Secretaría de Defensa del Consumidor y/o el Ente Regulador sirvan de intermediarios y se solucione directamente desde la Empresa.

Que, además, respecto a los nuevos cuadros tarifarios la pregunta sería ¿Cuál será el impacto para el usuario? No lo sabríamos con exactitud, dado que ello dependerá de lo que en definitiva se apruebe para los transportistas y las distribuidoras. Es imprescindible tener en cuenta la capacidad económica de los usuarios al definirse los nuevos cuadros tarifarios, que es lo que se está hablando, sobre la capacidad económica de cada uno de los usuarios, de los titulares de los NIS. Entiende que debe incluirse en este análisis, puesto que se afrontan incrementos en otros servicios básicos, incrementos en productos que hacen a su subsistencia, incrementos salariales insuficientes, devaluación del peso con impacto en el salario y en el poder de compra, y pérdida de su fuente de trabajo tal como lo indico el licenciado Da Pena en su exposición. Es decir, estamos frente a una crisis, el nivel de ingresos del sector asalariado y de los comerciantes en general, lo cual hace necesario el adoptar medidas para la defensa y el resguardo de sus intereses. Deben entonces también contemplarse las circunstancias sociales, políticas y económicas del país, imponer a los usuarios nuevos precios en el servicio de distribución de electricidad implica analizar si están en condiciones de soportar el pago de facturas superiores a las que están vigentes. Hay usuarios que se endeudan solicitando préstamos para pagar sus facturas y que pagan altas tasas de interés y en la mayoría de los casos, están fuera del sistema bancario.

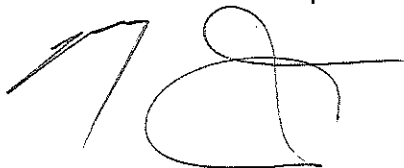
Que finaliza la ponencia manifestando que, en defensa del usuario y como miembro del Consejo de Usuarios, insiste que los pagos por el servicio no deben disminuir la calidad de vida de las personas para adquirir otros bienes que se relacionan con la



dignidad propia de toda persona y de los derechos que de allí se desprenden, como por ejemplo la salud, la educación, la alimentación, a una vida y a una vivienda digna. Es decir, se debe analizar si los incrementos pueden llevar a la exclusión del servicio con afectación directa de derechos humanos fundamentales, toda vez que el suministro de electricidad es un servicio esencial. El Estado debe arbitrar las medidas para garantizar la accesibilidad y la asequibilidad. Expresa que no se conoce cuál será el monto total que abonaran los usuarios, incluyendo el precio de la energía y todo lo que conlleva lo que es el transporte, la distribución, los impuestos, la tasa y lo que se hablaba al principio también. Por ello el Estado, y en este caso el Ente Regulador debe garantizar la accesibilidad y la asequibilidad del servicio, y en condiciones de regularidad, igualdad con calidad y de acuerdo a la necesidad de cada usuario.

Que, por todo lo expuesto, solicita el Defensor de los Usuarios que se evalúe la facturación final del usuario y que puedan determinarse tarifas diferenciales, que haya mayor cobertura del servicio tanto de la empresa EDESA como de ESED y que el aumento solicitado no conlleve un perjuicio para el usuario, que la recaudación de la empresa pueda ser devuelta a los usuarios en obras, en mejoras de la calidad y en mejor atención, y que sea un costo razonable y justo. Asimismo, solicita a las empresas EDESA y ESED que inviertan en la instalación de oficinas comerciales fijas con mayor cobertura geográfica en todos los servicios para poder agregar valor público al servicio que brindan a todos los usuarios de la provincia.

Que, seguidamente, el Presidente del ENRESP le otorga la palabra a la señora Defensora de la Competencia designada por el Consejo de Usuarios de la Provincia de Salta, y también presidenta de Codelco Salta, la **Dra. Natalia Sánchez**, quien comienza su exposición expresando que, en cumplimiento de la función encomendada procede a realizar el análisis del objeto establecido en esta audiencia. Expresa que, el sistema político institucional argentino cuenta con diversos mecanismos para acrecentar la transparencia de los actos de gobierno, permitir un acceso igualitario a la información y ampliar la participación de la sociedad y los procesos decisorios de la administración. Uno de ellos es la audiencia pública, la cual habilita la participación de la ciudadanía en el proceso de toma de decisiones a través de un espacio institucional en el que, todos aquellos que puedan sentirse afectados por una decisión de la administración, presenten su perspectiva



0 1 2 1 9 / 2 3

individual, grupal o colectiva en relación a la medida que se va a tomar. Continúa señalando que, el mecanismo de audiencia pública es una importante innovación en el sistema legal administrativo argentino que supera los 10 años de vida, que está íntimamente relacionado con la legítima pretensión participativa de los usuarios por conocer en el momento oportuno los asuntos que conciernen al interés público.

Que, añade, que la Constitución Nacional de 1.994 garantiza el principio de publicidad de los actos de gobierno y el derecho de acceso a la información pública a través del artículo primero de los artículos 33, 41, 42 y concordantes del capítulo segundo, que establece nuevos derechos y garantías, y del artículo 75 Inciso 22 que incorpora con jerarquía constitucional diversos tratados institucionales constitucionales. Agrega que, el sector eléctrico está compuesto por actividades de generación, transporte y distribución, y las empresas generadoras utilizan diferentes recursos para producir energía eléctrica. Expresa que, la totalidad de la energía eléctrica de la Argentina es producida mediante generación hídrica térmica turba, vapor turba, gas y ciclo combinado y nuclear. Tal es así que, la producción de energía eléctrica es realizada por 40 centrales perteneciente a grupos económicos y privados y empresas estatales que compiten para ofrecer su producto en el mercado eléctrico mayorista, y una vez producida en planta generadora, la energía eléctrica es transportada a través de líneas de transmisión que llevan la electricidad de alto voltaje a una subestación, quien reduce el voltaje para que pueda ser transportada por líneas de distribución. Estas llevan la energía desde la subestación a un barrio o zona, mediante un transformador se reduce nuevamente al voltaje y a través de los cables de la empresa distribuidora la energía llega a nuestros hogares.

Que expone que, a diferencia de lo que sucede en generación, las actividades de transporte y distribución son monopólicas. Actualmente hay una sola empresa transportista de alta tensión, que es el tronco del sistema, y hay seis transportistas regionales que son las ramas del árbol eléctrico. Finalmente, hay tres empresas distribuidoras de jurisdicción nacional, todos ellos son concesionarios que detentan la exclusividad legal para proveer el servicio en sus respectivas áreas de concesión. Explica que, debido a que no enfrentan competencia, su accionar tendería espontáneamente a imponer altos precios para obtener rentas, esto es precisamente una de las razones que justifican la intervención regulatoria del Estado, a los fines de proteger los derechos de los



usuarios que están cautivos en las empresas monopólicas porque no tienen alternativa que haya otros transportistas o distribuidores.

Que tal es así que, el regulador estatal fija las tarifas justas y razonables y establece estándares de calidad y seguridad que deben ser respetados, y, a su vez, aplica sanciones a las empresas cuando se registran incumplimientos en dichos estándares. Expresa la dicente que, la institución que ejerce ese rol es el Ente Regulador de Servicios Públicos, que es quien debe sujetar su accionar a los siguientes objetivos, proteger adecuadamente los derechos de los usuarios, promover la competitividad de los mercados de producción y demanda de electricidad y alentar inversiones para asegurar el suministro de largo plazo, promover la operación, confiabilidad, igualdad, libre acceso y no discriminación y el uso generalizado de los servicios e instalaciones de transporte y distribución de electricidad. Asimismo, se encarga de regular las actividades de transporte y la distribución de electricidad, asegurando que las tarifas que se apliquen a los servicios sean justas y razonables. A más de ello, debe incentivar el abastecimiento, transportes, distribución y el uso eficiente de la electricidad y controlar la calidad del servicio.

Que, a más de lo expuesto, resalta la importancia de la audiencia pública frente al pedido de actualización del cuadro tarifario presentado por la distribuidora del servicio eléctrico, siendo que, en nuestra provincia es la única oportunidad que tiene el usuario para expresarse y para ser ponderadas por el Ente Regulador al momento de la fijación del precio del servicio. Por ello, considera la oradora sumamente necesaria reevaluar el carácter de no vinculante de estas audiencias, toda vez que la distribuidora de energía eléctrica tiene el monopolio en nuestra provincia. Por esa razón, considera que se debe exigir a la prestataria el máximo rigor y la mayor eficacia y eficiencia en el cumplimiento de las obligaciones asumidas en el contrato de concesión, así como también aplicar multas considerables a la empresa en cuestión si no cumple con las obligaciones y si no brinda un buen servicio. De ahí la importancia vital que tiene el Ente Regulador.

Que seguidamente manifiesta la Defensora de la Competencia que, respecto al aumento de tarifas solicitado por las empresas, entiende que la suba y la inflación descontrolada que rige hasta el momento, es entendible, pero también es deber del Ente Regulador velar que dicho aumento no sobrepase los niveles aceptados. Debe controlar si los aumentos pretendidos tienen relación con lo establecido en la doctrina del

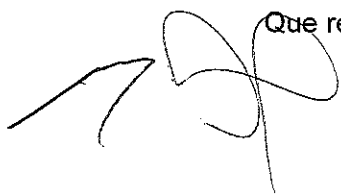


0 1 2 1 9 / 2 3

fallo CEPIS de la Corte de Justicia de la Nación que establecen los criterios rectores a los que se deben adecuar, es decir, que el porcentaje del aumento que finalmente alcanzara a las liquidaciones, sea inferior al proceso inflacionaria que atravesamos, que sea inferior al aumento salarial y al de las jubilaciones. Ello no puede ser de otra manera, toda vez que el servicio eléctrico es un servicio esencial para la sociedad, vital para el conjunto de ciudadanos y corresponde al Estado asegurar su prestación.

Que, según lo expuesto hasta aquí, entiende la disertante que, un aumento es desmedido e improcedente. El caso de EDESA, según lo establece la ley 6.819 del Marco Regulatorio Eléctrico de la Provincia de Salta señala en su artículo 77 que las tarifas que apliquen los distribuidores deberán posibilitar una razonable tasa de rentabilidad si opera eficientemente. Así mismo, la tasa deberá guardar relación con el grado de eficiencia y eficacia operativa de la empresa. Y aquí surge una duda, si ¿EDESA opera eficaz y eficientemente? Respecto a ello, cabe hacer mención que, los municipios de Orán y Tartagal que se encuentran en la cabeza con un promedio de 9.37 y 9.19 de cortes por usuario con una duración promedio que va de 15 horas en Tartagal y 12 horas en Orán, seguido por Joaquín V. González con un promedio de 6.5 cortes y una duración promedio de 10 horas. Güemes 4.8 cortes y una duración de 7 horas, frente a la situación de Capital con un promedio de 2 cortes y una duración de una hora y media. Estas incidencias marcan claramente la deficiencia en el servicio, sobre todo en el norte provincial donde los usuarios deben enfrentarse a altas temperaturas en la época estival, que es donde la temperatura supera los 40 grados y los cortes de energía traen aparejados también, como consecuencia, la falta de provisión del servicio de agua, sin mencionar las quejas que recibe en el ámbito comercial de la empresa. Con lo expuesto, no puedo decirse que EDESA brinde un servicio eficiente, regular, continuo ni de calidad, por lo cual, se le solicita al Ente Regulador que endurezca las multas y vele por el cumplimiento estricto del contrato de concesión con la empresa, ya es que la única manera de controlarla, recordando que los usuarios están cautivos de un monopolio natural.

Que finaliza su ponencia rechazando el aumento pretendido, entendiendo que no tiene lugar y menos en este momento y en esta delicada situación socioeconómica que atraviesa el país.



Que retoma la palabra el Dr. Carlos Saravia, dando por concluida la lista

de expositores en la Audiencia Pública, poniendo de resalto de que este Ente Regulador ha propiciado una intervención plena. A más de ello expresa que se han realizado invitaciones a la Cámara de Senadores, Cámara de Diputados, al Foro de Intendentes de la Provincia de Salta, a las asociaciones de defensa del consumidor que tienen actividad en la provincia, considerando en consecuencia, que se ha dado cumplimiento de una manera acabada con el principio de participación ciudadana.

Que, llegados a este punto, corresponde analizar y dar respuesta a los planteos efectuados en el marco de la Revisión Tarifaria dispuesta y en la Audiencia Pública realizada al efecto, haciendo la salvedad que en esta ocasión se abordará por una cuestión metodológica solamente la cuestión tarifaria atinente a EDESA S.A.

Que, en este sentido, las Gerencias Económica y de Energía Eléctrica del ENRESP procedieron a analizar las respectivas exposiciones de las partes intervinientes en la Audiencia, emitiendo los informes que a continuación se desarrollan.

Que, respecto a los planteos de índole económica, la Gerencia de dicha área procedió a transcribirlos en el orden en que se verificaron en la Audiencia Pública, para luego responder a los mismos.

Que, en este sentido, informa que el Sr. Senador Provincial de Orán, **Sr. Juan Cruz Curá**, expresó que la eficiencia de la prestación del servicio condiciona los reconocimientos tarifarios, especialmente en los departamentos de Orán, San Martín y Rivadavia, donde, a su entender, el mismo no ha sido acorde a la realidad ni a la media de la provincia.

Que, al respecto, manifiesta la Gerencia Económica que el artículo N° 77 del Marco Regulatorio Provincial (Ley N° 6.819) expresa: *"Las tarifas que apliquen los distribuidores deberán posibilitar una razonable tasa de rentabilidad si opera eficientemente. Asimismo, la tasa deberá guardar relación con el grado de eficiencia y eficacia operativa de la empresa."*

Que, en razón de ello, la Tasa de rentabilidad será determinada en la presente Revisión Integral de Tarifas y para los próximos cinco años. A tales efectos, se contrató una consultora con probada idoneidad en la materia, como así también a un asesor económico externo, el Lic. Lucas Dapena Fernández.



0 1 2 1 9 / 2 3

Que expresa al respecto la Gerencia interviniente, que el modelo de cálculo empleado, consiste justamente en reemplazar la empresa real por una ideal o modelo que, disponiendo de instalaciones y recursos económicamente adaptados a la demanda real del área, operaría con la eficiencia ideal garantizando la tarifa de mínimo costo para los usuarios, es decir que cualquier apartamiento de la Distribuidora respecto a una gestión eficiente, le genera mayores gastos que no son remunerados por la tarifa, actuando esto como señal económica tendiente a lograr en el tiempo la convergencia de la Empresa real con el modelo ideal aplicado.

Que, así también, las tarifas deben ser justas y razonables, interpretando el interés común de largo plazo y apuntando a obtener los mejores resultados para los usuarios presentes y futuros. Esto es así debido a que, con tarifas irrazonables no resultaría posible mantener el servicio en condiciones de calidad, regularidad y continuidad, tal lo disponen los regímenes marco del servicio.

Que, agrega la Gerencia Económica, que la omisión al fijar tarifas a valores razonables produce consecuencias a futuro, ya que impacta en la calidad del servicio y en la imposibilidad de su mantenimiento en condiciones de regularidad.

Que continúa la Gerencia Económica analizando lo expresado por el Diputado Provincial, **Dr. Roque Ramón Cornejo Avellaneda**, quien manifestó que se desconocen los costos y la situación real de la empresa, como así también cuál fue el incremento en su planta y las inversiones que realiza. Así también que se desconoce si la empresa está siendo eficiente.

Que respecto a lo manifestado por el Sr. Diputado en el sentido que no se cuenta con acceso a los estados contables y balances de la Distribuidora, la Gerencia interviniente expresa que la información solicitada referente a EDESA se encuentra disponible en la página web de la Comisión Nacional de Valores (<http://www.cnv.gob.ar>), en el ítem "Información Financiera".

Que en este punto observa la Gerencia interviniente que existe una confusión por parte del usuario en cuanto a entender que la eficiencia real de la Empresa es la adoptada al momento de la Revisión Tarifaria para fijar las tarifas. Ello no es así, ya que el modelo de cálculo empleado, como se dijera anteriormente, consiste en reemplazar



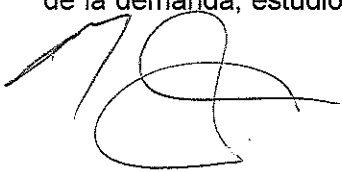
la empresa real por una empresa modelo, determinando la tarifa mínima, por lo que cualquier apartamiento de la Distribuidora respecto a la gestión eficiente, le genera mayores gastos que no son remunerados por la tarifa, actuando esto como señal económica tendiente a lograr en el tiempo la convergencia de la Empresa real con el modelo ideal aplicado.

Que respecto a la afirmación de que se trata de una actualización de tarifas, la Gerencia Económica entiende que se debe dejar en claro que, en el caso que nos ocupa, la Revisión que se lleva a cabo es la Integral de Tarifas, la que implica los siguientes pasos técnicos:

- 1- Estudio de la curva de carga: Permite conocer el comportamiento de la demanda de los usuarios.
- 2- Proyección de la demanda: Es la estimación de la demanda futura de los usuarios.
- 3- Estudio de costos operativos: Es la determinación del nivel de gasto anual necesario para operar el servicio.
- 4- Valuación de la base de capital: Es la valuación del capital inmovilizado, mediante la cual se obtiene la anualidad de depreciación (reposición) y la rentabilidad que resulta de aplicarle una cierta tasa.
- 5- Cálculo de la retribución del capital: Determina la tasa de rentabilidad que debe retribuir a los inversores, considerando una rentabilidad equivalente a la que obtendrían en colocaciones de riesgo similar.
- 6- Diseño del cuadro tarifario: Éste paso implica construir un cuadro tarifario que le permita a la Distribuidora recaudar el costo de abastecimiento, más el Valor Agregado de Distribución y los impuestos, trasladando a cada usuario los costos en base a criterios técnicos.

Que, a su turno, el Defensor del Pueblo de la ciudad de Salta, **Lic. Federico Martín Núñez Burgos**, expresó que el pedido específico de la empresa se está fundamentando básicamente en una actualización de precios por inflación.

Que, al respecto, destaca la Gerencia Económica que la presente se trata de una Revisión Tarifaria Integral, es decir que significa un análisis completo y exhaustivo del Régimen Tarifario, el cual incluye estudio de las curvas de carga, proyección y análisis de la demanda, estudios de costos operativos, valuación de la base de capital, cálculo de



0 1 2 1 9 / 2 3

la tasa de retribución del capital, diseño de Cuadro Tarifario, etc. Una vez determinado el Valor Agregado de Distribución, el mismo registrá para los próximos cinco años.

Que, en el caso de las revisiones por actualización de costos, informa la Gerencia Económica que, una vez determinado el Valor Agregado de Distribución (VAD) en la Revisión Integral, la forma de mantener el equilibrio económico financiero determinado en la misma, es reconociendo las variaciones de los costos producto de la inflación, que inciden sobre la mano de obra, materiales, gastos generales, maquinarias y combustibles, etc. Agrega que en estas actualizaciones no se analiza la estructura de los costos, la cual ya fue determinada en la Revisión Integral correspondiente, si no que mediante una matriz de índices del INDEC (Índices oficiales y de público conocimiento), los mismos son actualizados.

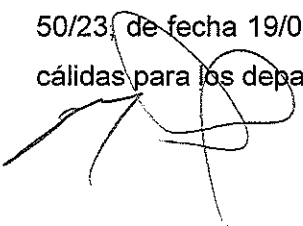
Que, asimismo, manifestó el Defensor del Pueblo que la segmentación energética ha tenido un impacto muy fuerte sobre todo en aquellos sectores que han quedado sin subsidios, siendo importante destacar el esfuerzo que ha hecho el Ente Regulador y el gobierno de la provincia para mantener a una gran cantidad de la población cubiertas con los subsidios a la energía.

Que, al respecto, informa la Gerencia Económica que a junio de 2023 existen aproximadamente 11.000 usuarios que cuentan con el beneficio del subsidio a la indigencia, 266 usuarios electrodependientes y 133.682 usuarios que son beneficiados con una tarifa social.

Que, en cuanto al actual contexto social, destaca la Gerencia interviniente que este Organismo está trabajando en la modificación al Régimen de tarifa social para que permita incluir un padrón mayor de usuarios.

Que también hizo alusión el Lic. Núñez Burgos al avance en las tarifas diferenciales para zonas cálidas, solicitando que se trabaje con los legisladores nacionales para que se elabore rápidamente un esquema para implementar las mismas.

Que, al respecto, la Gerencia Económica resalta que este Organismo dictó la Resolución Ente Regulador N° 192/23, reglamentaria del Decreto Provincial N° 50/23, de fecha 19/01/23, que dispuso la creación de la bonificación de tarifa para zonas cálidas para los departamentos de Orán, San Martín, Anta y Rivadavia, a aplicarse durante



los meses de noviembre a febrero de cada año, a fin de brindar una solución definitiva a los vecinos de la zona. Posteriormente, mediante Resolución Ente Regulador N° 226/23, se dispuso ampliar la cobertura de la Bonificación de tarifa para zonas cálidas hasta el mes de marzo inclusive.

Que, informa la Gerencia Económica, que la bonificación creada reviste naturaleza de subsidio y fue finalmente implementada en beneficio de los usuarios residenciales que habitan en los departamentos antes señalados como así también en los municipios de La Candelaria, El Potrero y El Galpón, durante los meses de temperaturas más altas, es decir de noviembre a marzo, resultando en una reducción del 30% sobre el total de la factura del servicio de energía eléctrica, y del 50% para los usuarios incorporados al régimen de tarifa social.

Que, asimismo, según lo dispuesto en el artículo 4° de la mencionada Resolución se solicita a los señores legisladores nacionales por la Salta y al congreso de la Nación Argentina, se imprima urgente tratamiento a los proyectos legislativos que promueven la creación de una tarifa eléctrica diferencial para la zona cálida del Norte Grande, en lo que respecta al costo de abastecimiento.

Que, por último, planteó el Defensor del Pueblo que cualquier proceso de actualización tarifaria que eventualmente se disponga debe escalonarse, prorratearse, de acuerdo a los cuatrimestres en los cuales está previsto el aumento del salario mínimo, vital y móvil o en el caso de que el Ente vaya a utilizar el criterio paritario, cualquier actualización que debiere ocurrir tendría que estar asociada a la evolución de los acuerdos paritarios sin mayores actualizaciones anuales.

Que, al respecto, informa la Gerencia Económica que dicha forma de implementación es generalmente la utilizada al momento de determinar los incrementos en el VAD, por lo que será tenida en cuenta también en el presente proceso.

Que, a su turno, la **Dra. Emilce Silvana Sarmiento** de la Secretaría de Defensa del Consumidor de la Provincia de Salta, se refirió a la calidad del servicio, cuestión que ya fue respondida al Sr. Curá, mientras que con respecto a los subsidios otorgados, ya se hizo referencia en la respuesta al Sr. Núñez Burgos.



0 1 2 1 9 / 2 3

Que, con posterioridad, el **Dr. Hugo Ignacio Campos** hizo referencia a su vez a que se deberían bajar los costos de la empresa, sin afectar los estándares de calidad y eficiencia del servicio. Asimismo, expresó que la empresa prestataria podría ajustar esos costos y porcentajes, teniendo en cuenta la calidad del servicio y también la categoría de los usuarios.

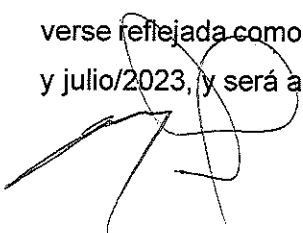
Que, al respecto, se aplica la respuesta brindada al Sr. Curá, y el Dr. Roque Ramón Cornejo Avellaneda, al describir el concepto de empresa modelo utilizado en la presente revisión.

Que, otra observación realizada por el Dr. Campos, fue acerca de la necesidad de establecer tarifas diferenciales, tarifa social, tarifas de mayor demanda de consumo y tarifa preferencial para los barrios que conforman ese registro nacional de barrios populares.

Que, sobre el particular, la Gerencia Económica informa que en cuanto a las tarifas diferenciales, se puede mencionar en primer lugar, a las establecidas para zonas cálidas, recordando que este Organismo dictó al respecto las Resoluciones Ente Regulador N° 192/23 y 226/23, conforme a lo establecido mediante el dictado del Decreto N° 50/23.

Que, por otra parte, en fecha 20 de julio de 2023 se dictó la Resolución Ente Regulador N° 1.045/23, donde se dispuso la bonificación en el costo de abastecimiento de energía para zonas frías dispuesta por la Resolución de la S. E. N° 576/23 a favor de los usuarios de las categorías residenciales del Nivel 3 (artículo 2° del PEN 332/22), la cual será aplicada a los departamentos de Cafayate, Capital, Cerrillos, Chicoana, La Caldera, La Viña, Cachi, Iruya, Molinos, Rosario de Lerma, San Carlos, Santa Victoria, La Poma y Los Andes. Ello hasta tanto el ENARGAS remita el padrón de usuarios residentes en los departamentos precedentemente enumerados, que no tienen acceso al servicio de gas natural por redes y gas propano indiluido por redes.

Que, dicha Resolución, establece además que la bonificación dispuesta se corresponderá con los consumos de energía eléctrica que encuadren dentro de los parámetros establecidos por los artículos 1° y 3° de la Resolución S.E. N° 576/23 y deberá verse reflejada como un crédito para las facturaciones correspondientes a los períodos junio y julio/2023, y será aplicada en el período agosto/2023.





Que, asimismo, el ENRESP ordenó que la Distribuidora proceda a implementar la bonificación establecida con la facturación del mes de agosto/23, bajo la leyenda "Bonificación Resolución Ente Regulador N° 1.045/23".

Que, ahora bien, con respecto a la tarifa social, la Gerencia Económica comunica que mediante Resolución Ente Regulador N° 615/22 y conforme las facultades otorgadas por la ley 6835 y el artículo 79 de la Ley N° 6819, se estableció una tarifa social y diferencial de carácter solidario para aquellos usuarios en situación de vulnerabilidad económica, creando en consecuencia dos nuevas categorías tarifarias denominadas Tarifa Social Residencial Segmento 1 y Tarifa Social Residencial Segmento 2, en las cuales se aplicará sólo en 50% del incremento tarifario establecido en el artículo 10° de la mencionada resolución.

Que, con posterioridad, fue dictada la Resolución Ente Regulador N° 1.233/22, actualizando la base de ingresos de los usuarios beneficiarios de la tarifa social residencial oportunamente creada por Resolución Ente Regulador N° 615/22 y determinando un nuevo padrón, el cual asciende en junio de 2023 a 133.682 usuarios.

Que, con respecto a la situación de la empresa Distribuidora, el Dr. Campos manifestó que existe un monopolio de un servicio público esencial.

Que, sobre este punto informa la Gerencia interviniente que efectivamente se trata de un monopolio, esto es así atento a que en la etapa de distribución el peso relativo del monopolio natural es más fuerte, lo que implica que una empresa puede distribuir toda la producción del mercado con un costo menor que si fuera ofrecido por varias entidades públicas compitiendo.

Que, a su vez, la Subsecretaria de Defensa al Consumidor de la Municipalidad de Salta, **Dra. Emilia Calmejane**, sostuvo que se debe tener en cuenta los parámetros de tarifa justa y razonable, haciendo hincapié en la prestación y en la calidad del servicio de acuerdo a las zonas.

Que, al respecto, la Gerencia Económica reitera la respuesta brindada al Sr. Juan Cruz Curá.

Que, a su turno, el usuario, **Sr. Luis Roberto Pérez**, hace referencia a la nota presentada en el expediente de la referencia, donde plantea que "el Alumbrado Público

0 1 2 1 9 / 2 3

es más caro que el domiciliario hasta el punto que a la fecha es superior al 200% de sobreprecio”.

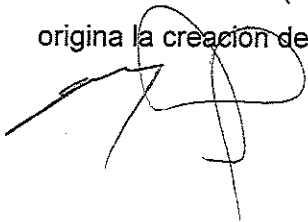
Que, sobre el particular, la Gerencia Económica manifiesta que el alumbrado público es un servicio público esencial, que consiste en la iluminación de las vías, parques públicos y demás espacios de libre circulación; su objetivo es proporcionar visibilidad óptima para el normal funcionamiento de las actividades en lugares de concurrencia pública de toda la provincia. Agrega que la incidencia del alumbrado público hace referencia a la energía eléctrica que fuera entregada al sistema de alumbrado municipal, plazas, parques, calles, avenidas, cámaras de seguridad, paradores, semáforos, etc.

Que, ahora bien, informa la Gerencia interviniente que conforme lo establece el 4to párrafo del Artículo 32º del Contrato de Concesión vigente, la Distribuidora debe mensualmente realizar las mediciones de los consumos del Alumbrado Público de todos y cada uno de los Municipios de la Provincia y luego emitir a éstos la facturación correspondiente.

Que, a tales fines, EDESA compra la energía y potencia en el MEM y entrega para el servicio de Alumbrado Público la cantidad de GWh/mes requerida.

Que, ilustra la Gerencia Económica que para efectuar el cálculo del valor a incluir en el Cuadro Tarifario en concepto de alumbrado público (T1AP), se considera tanto el valor del abastecimiento informado por la Secretaría de Energía de la Nación, como el Valor Agregado de Distribución de la Distribuidora. Agrega que en tal sentido, corresponde mencionar que según lo dispuesto por la normativa vigente, los ajustes de VAD por actualización de costos por inflación se llevan a cabo en forma anual, siendo que el último incremento registrado data del período de octubre de 2022; como así también en forma quinquenal mediante la Revisión Tarifaria Integral, siendo que la última llevada a cabo fue en el año 2017.

Que, por otra parte, el valor del abastecimiento de la energía sufre ajustes en forma trimestral (existiendo excepciones en las que se realiza en forma mensual), lo que origina la creación de nuevos cuadros tarifarios donde se materializan dichos incrementos.



Que, destaca la Gerencia Económica, que, a partir de la segmentación energética llevada a cabo por el gobierno nacional, desde el mes de agosto del año 2022 y hasta el mes de agosto del año 2023, se han producido incrementos por quita de subsidios en el orden del 274% para el concepto de alumbrado público.

Que, asimismo, para el segmento de usuarios residenciales con mayores ingresos, el incremento registrado asciende a un 657%, mientras que para el sector de ingresos medios el incremento fue de un 26% hasta los consumos límite y de un 657% para los consumos excedentes.

Que, por último, informa la Gerencia interviniente que, según puede observarse en el Cuadro Tarifario Mayo-Julio/23, el cargo correspondiente al T1AP es de \$ 24,8695, mientras que el de un usuario Residencial con categoría N1 oscila entre \$ 32,5564 y \$ 35,2814 dependiendo del rango de consumos registrados.

Que, finalmente, detalla la normativa aplicable al cálculo de los valores de IAP, la cual se encuentra disponible en la página web del Organismo:

- Decreto Provincial N° 820/03
- Resolución ENRESP N° 110/03 y 119/03
- Marco Regulatorio Ley 6819/96,
- Contrato de Concesión Artículo 32°

Que, por su parte, la Diputada Provincial por Orán, **Sra. Carolina Ceaglio**, solicitó que las tarifas diferenciales por zona cálida se incrementen a los 12 meses del año, como así también hizo referencia a la calidad del servicio en la localidad de Orán.

Que, tales temas, ya han sido respondidos con anterioridad a los Sres. Federico Núñez Burgos y Juan Cruz Curá.

Que, entre las manifestaciones vertidas por el Defensor de los Usuarios, miembro del Consejo de Usuarios – Defensa del Consumidor de Coronel Moldes, **Dr. Guillermo López**, surge que los usuarios del norte de la provincia deben pagar importes iguales o mayores a los que paga un usuario de Capital.



0 1 2 1 9 / 2 3

Que, al respecto, informa la Gerencia Económica que las tarifas determinadas en los cuadros tarifarios rigen para la totalidad de los usuarios de la Distribuidora, dependiendo de la categoría tarifaria a la cual pertenezcan, no existiendo tarifas más elevadas para los usuarios del norte de la provincia.

Que conforme lo descripto, las diferencias aludidas son resultantes de incrementos en los consumos, los que pudieron deberse a la puesta en servicio de nuevos artefactos o a un funcionamiento más intensivo de los ya existentes, debido a las temperaturas de la zona, o bien al mal funcionamiento de tales artefactos, como también a pérdidas eléctricas en las instalaciones internas de los inmuebles.

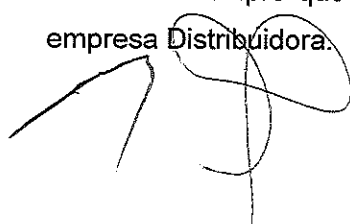
Que, asimismo, cabe destacar que las zonas a las que el Sr. Guillermo López hace referencia, cuentan con una tarifa diferencial por zonas cálidas, establecida mediante Decreto N° 50/23 y reglamentada por las Resoluciones Ente Regulador N° 192/23 y 226/23.

Que, dicha tarifa diferencial, consiste en una bonificación para los departamentos de Orán, San Martín, Anta y Rivadavia, como así también en los municipios de La Candelaria, El Potrero y El Galpón, durante los meses de temperaturas más altas, es decir de noviembre a marzo, resultando en una reducción del 30% sobre el total de la factura del servicio de energía eléctrica, mientras que ascenderá al 50% para los usuarios incorporados al régimen de tarifa social.

Que, por otra parte, el Dr. Guillermo López se refiere a la calidad del servicio, tema éste que fuera respondido con anterioridad al Sr. Juan Cruz Curá.

Que también hace alusión, a que algunos usuarios deben dirigirse al Ente Regulador o efectuar audiencias de conciliación en la Secretaría de Defensa del Consumidor a fin de celebrar acuerdos de pago más beneficiosos.

Que, al respecto, informa la Gerencia Económica que el otorgamiento de los planes de pagos es potestad exclusiva de Distribuidora, no siendo este Organismo el indicado para gestionar los mismos. No obstante ello, en situaciones particulares puede llegar a interceder en favor de los usuarios a fin de conseguir condiciones más favorables, aclarando siempre que no es lo habitual y que la decisión final recae siempre sobre la empresa Distribuidora.



Que, por último, la Defensora de la Competencia, presidenta de CODELCO Salta y miembro del Consejo de Usuarios, **Dra. Natalia Sánchez**, expresó que a diferencia de lo que sucede en generación, las actividades de transporte y distribución son monopólicas, como así también hizo referencia a la calidad del servicio brindado por la Distribuidora.

Que tales puntos ya fueron abordados en las respuestas brindadas a los Sres. Hugo Ignacio Campos y Sr. Juan Cruz Curá.

Que, en cuanto al actual contexto social, este Organismo está trabajando en la modificación al Régimen de otorgamiento de subsidios para que permitan incluir un padrón mayor de usuarios.

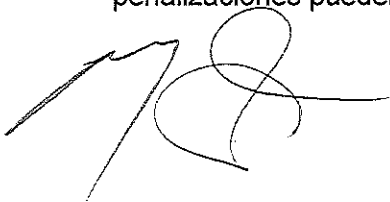
Que en lo que respecta a los planteos técnicos efectuados en la Audiencia, la Gerencia de Energía Eléctrica emite informe en el que enumera lo expresado por los participantes para luego emitir las respuestas correspondientes de la siguiente manera:

➤ **Juan Cruz Cura**

1. Que el aumento vaya acompañado con una mejora en la calidad del servicio.
2. Calidad de servicio Oran, Rivadavia y San Martín (Cortes).
3. Cortes programados que no sean días hábiles donde los bancos están abiertos y hay gente que viaja para llegar. Propone que sean domingos, feriados, madrugada.

Respuestas

1. A los fines de mejorar la calidad del servicio, se definirá un plan quinquenal de Obras desarrollado en el marco de la presente Revisión Tarifaria Integral. Así mismo, a los mismos fines, se derivan fondos para obras dentro del plan anual de inversiones. En el ANEXO I puede verse el historial de distribución de fondos como también en avance de las obras a ejecutar durante el año 2023.
2. Los desvíos en la calidad del servicio son penalizados siguiendo lo establecido en el Anexo III del Contrato de Concesión de EDESA S.A. - 2º Etapa y en Las Bases Metodológicas para el Control de Calidad del Producto y del Servicio Técnico. Estas penalizaciones pueden verse en el ANEXO V.



0 1 2 1 9 / 2 3

Agregamos que en el 2021 se inició a medir la calidad del servicio que presta EDESA S.A. haciendo uso de los indicadores internacionales de frecuencia y duración de cortes (SAIDI-SAIFI), la cual sirven para enfocar los esfuerzos en las zonas de mayor impacto, a su vez que se evalúa implementar un sistema de penalizaciones en base a dichos indicadores. Esto puede verse en el ANEXO II.

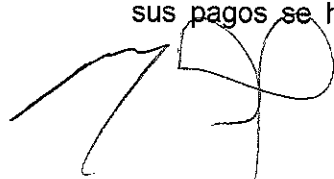
3. La alternativa de realizar los cortes programados los fines de semana se expone en el ANEXO III.

➤ **Roque Avellaneda**

1. Que inversiones realiza la empresa.
2. La empresa es o no eficiente.
3. Quienes son los grandes consumidores de la provincia y cuánto pagan.
- 4.Cuál es la política de consumo responsable que tiene la empresa.
- 5.Cuál es la calidad del servicio.

Respuestas

1. Las inversiones anuales de la empresa se exponen en el ANEXO I. Asimismo, en el marco de la presente Revisión Tarifaria Integral, se trabaja en la confección de un plan quinquenal de Obras destinadas a la mejora del servicio.
2. En marco de la RTI se contrató a la Universidad Nacional de San Juan para, entre otras cosas, verificar la razonabilidad de los costos de explotación eficientes propuestos por la Distribuidora para la determinación del VAD a ser reconocido para el periodo tarifario 2022-2027.
3. En el ANEXO IV, se exponen los grandes consumidores de la provincia, con sus correspondientes consumos desde enero 2021 a julio 2023.
4. Las acciones en el marco de esta política se orientan a disminuir el consumo interno de energía y agua en las instalaciones de la empresa EDESA S.A. En ese sentido se han mantenido e inclusive descendido los niveles de autoconsumos de energía pese a la incorporación de cada vez más usuarios. También se ha avanzado en un proceso de despapelización interno desarrollando procesos, como el de compras, que se hacen completamente en forma digital. Esto permite que desde el pedido de materiales y servicios hasta la factura de los mismos y sus pagos se hagan completamente en forma digital. Externamente esto se



complementa con una fuerte campaña para el uso de la factura digital lo cual alcanza el día de hoy a aproximadamente el 80% de los usuarios. A esto se suma la presencia en la página web de EDESA S.A. de información sobre uso eficiente de energía y el simulador de consumo para que los usuarios puedan entender y modificar su conducta de consumo. A esto se suma la presencia en los medios para hablar sobre uso eficiente de energía o en colegios. Actualmente la empresa EDESA S.A. trabaja en la incorporación de un vehículo eléctrico con estación de carga para comenzar una campaña destinada a la electromovilidad en la provincia y empezar a experimentar con un vehículo de este tipo en cuadrillas de calle. En el marco de la penetración de energía renovable la empresa ha trabajado para permitir el acceso a la red de la central generadora de 15 MW San Carlos y se ha desarrollado un proyecto de generación solar a gran escala para la zona de Palomitas al efecto de proveer a eventuales inversores de anteproyectos para impulsar la generación de energía solar.

5. La calidad del servicio es medida mediante los indicadores de frecuencia y duración de cortes por usuario donde los desvíos son penalizados siguiendo lo establecido en el Anexo III del Contrato de Concesión de EDESA S.A. - 2º Etapa y en Las Bases Metodológicas para el Control de Calidad del Producto y del Servicio Técnico. Estas penalizaciones pueden verse en el ANEXO V.

Agregamos que en el 2021 se inició a medir la calidad del servicio que presta EDESA S.A. haciendo uso de los indicadores internacionales de frecuencia y duración de cortes (SAIDI-SAIFI), la cual sirven para enfocar los esfuerzos en las zonas de mayor impacto a su vez que se evalúa implementar un sistema de penalizaciones en base a dichos indicadores. Esto puede verse en el ANEXO II

➤ **Federico Martín Núñez Burgos**

1. Cuáles son los planes de inversión en materia de energías renovables de la empresa ESED.

Respuestas

1. Las inversiones en materia de energía renovable se exponen en el ANEXO VI.



0 1 2 1 9 / 2 3

➤ **Emilce Sarmiento - Dra. Sarmiento**

1. Se prevea que el servicio se preste de manera óptima. Hay distritos afectados gravemente por indicadores SAIDI y SAIFI (Oran, Tartagal, San Antonio de los Cobres, Metán, Cafayate, etc.), demuestra la deficiencia en la prestación del servicio y que haya un equilibrio entre la calidad del servicio y la tarifa que se cobra.

Respuestas

1. A los fines de mejorar la calidad del servicio, se definirá un plan quinquenal de Obras desarrollado en el marco de la presente Revisión Tarifaria Integral. Así mismo, a tales fines, se derivan fondos para obras dentro del plan anual de inversiones. En el ANEXO I puede verse el historial de distribución de fondos como también en avance de las obras a ejecutar durante el año 2023.

Los desvíos en la calidad del servicio son penalizados siguiendo lo establecido en el Anexo III del Contrato de Concesión de EDESA S.A. - 2º Etapa y en Las Bases Metodológicas para el Control de Calidad del Producto y del Servicio Técnico. Estas penalizaciones pueden verse en el ANEXO V.

Agregamos que en el 2021 se inició a medir la calidad del servicio que presta EDESA S.A. haciendo uso de los indicadores internacionales de frecuencia y duración de cortes (SAIDI-SAIFI), la cual sirven para enfocar los esfuerzos en las zonas de mayor impacto a su vez que se evalúa implementar un sistema de penalizaciones en base a dichos indicadores.

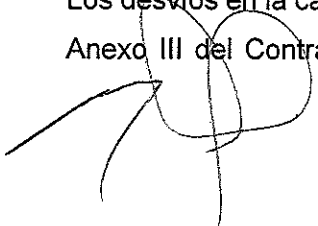
María Emilia Calmejane

1. Aumento a la calidad del servicio prestado.

Respuestas

1. A los fines de mejorar la calidad del servicio, se definirá un plan quinquenal de Obras desarrollado en el marco de la presente Revisión Tarifaria Integral. Así mismo, a los mismos fines, se derivan fondos para obras dentro del plan anual de inversiones. En el ANEXO I puede verse el historial de distribución de fondos como también en avance de las obras a ejecutar durante el año 2023.

Los desvíos en la calidad del servicio son penalizados siguiendo lo establecido en el Anexo III del Contrato de Concesión de EDESA S.A. - 2º Etapa y en Las Bases



Metodológicas para el Control de Calidad del Producto y del Servicio Técnico. Estas penalizaciones pueden verse en el ANEXO V.

Agregamos que en el 2021 se inició a medir la calidad del servicio que presta EDESA S.A. haciendo uso de los indicadores internacionales de frecuencia y duración de cortes (SAIDI-SAIFI), la cual sirven para enfocar los esfuerzos en las zonas de mayor impacto a su vez que se evalúa implementar un sistema de penalizaciones en base a dichos indicadores.

➤ **Luis Roberto Pérez**

1. Verificación de medición de consumo del A°P°
2. Costos de tarifa del A°P°
3. Acceder a los medidores de alumbrado público

Respuestas

Todas sus consultas fueron contestadas en el expediente Expte. 267 - 52695 /21 – “EDESA S.A. – REVISINO TARIFARIA INTEGRAL 2022”; la Ley N°6835, la Ley N°6819, el Contrato de Concesión de EDESA S.A., el Contrato de Concesión ESED S.A.- Se adjunta en ANEXO VII.

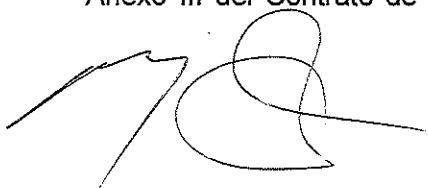
➤ **Guillermo López**

1. Servicio deficiente, sobre todo en el norte. Falta de obras, Inversiones.
2. Reclamos y demora en atención de ESED S.A.

Respuestas

1. A los fines de mejorar la calidad del servicio, se definirá un plan quinquenal de Obras desarrollado en el marco de la presente Revisión Tarifaria Integral. Cabe resaltar que se derivan fondos para obras dentro del plan anual de inversiones. En el ANEXO I puede verse el historial de distribución de fondos como también en avance de las obras a ejecutar durante el año 2023.

Los desvíos en la calidad del servicio son penalizados siguiendo lo establecido en el Anexo III del Contrato de Concesión de EDESA S.A. - 2° Etapa y en Las Bases



01219 / 23

Metodológicas para el Control de Calidad del Producto y del Servicio Técnico. Estas penalizaciones pueden verse en el ANEXO V.

Agregamos que en el 2021 se inició a medir la calidad del servicio que presta EDESA S.A. haciendo uso de los indicadores internacionales de frecuencia y duración de cortes (SAIDI-SAIFI), la cual sirven para enfocar los esfuerzos en las zonas de mayor impacto a su vez que se evalúa implementar un sistema de penalizaciones en base a dichos indicadores.

2. En relación a los reclamos y penalizaciones aplicadas a la empresa ESED S.A. se expone el ANEXO VIII.

➤ **Natalia Sánchez**

1. ¿EDESA S.A. opera eficaz y eficientemente?
2. Solicita que el ENRESP endurezca multas contra la empresa
3. Solicitud de mayores inversiones para garantizar el suministro de energía a largo plazo

Respuestas

1. En marco de la RTI se contrató a la Universidad Nacional de San Juan para, entre otras cosas, verificar la razonabilidad de los costos de explotación eficientes propuestos por la Distribuidora para la determinación del VAD a ser reconocido para el periodo tarifario 2022-2027. Es así que al finalizar dichos estudios tendremos una conclusión sobre la eficiencia de la empresa EDESA S.A. No obstante, en materia de costos se reconocerán los correspondientes a una empresa eficiente.
2. Los desvíos en la calidad del servicio son penalizados siguiendo lo establecido en el Anexo III del Contrato de Concesión de EDESA S.A. - 2º Etapa y en Las Bases Metodológicas para el Control de Calidad del Producto y del Servicio Técnico. Estas penalizaciones pueden verse en el ANEXO V. En línea con su pedido, informamos que las penalizaciones antes expuestas se afectarán al aplicar un índice de actualización en línea con el VAD de la empresa y no con la variación tarifaria. Agregamos que en el 2021 se inició a medir la calidad del servicio que presta EDESA S.A. haciendo uso de los indicadores internacionales de frecuencia y duración de cortes (SAIDI-SAIFI), la cual sirven para enfocar los esfuerzos en las

zonas de mayor impacto a su vez que se evalúa implementar un sistema de penalizaciones en base a dichos indicadores.

3. A los fines de mejorar la calidad del servicio, se definirá un plan quinquenal de Obras desarrollado en el marco de la presente Revisión Tarifaria Integral. Así mismo, a los mismos fines, se derivan fondos para obras dentro del plan anual de inversiones. En el ANEXO I puede verse el historial de distribución de fondos como también en avance de las obras a ejecutar durante el año 2023.

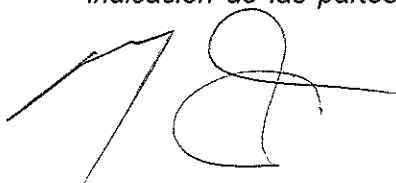
Que, en otro orden de cosas, y en relación al planteo sobre el carácter no vinculante de la Audiencia Pública efectuado por el **Lic. Núñez Burgos**, siendo el mismo reiterado por la **Dra. Natalia Sánchez**, corresponde proceder a su tratamiento.

Que, tal como se desprende de la lectura completa del Reglamento de Audiencias Públicas y demás normativa aplicable (v.gr.: Ley N° 6.835, en especial Art. 13), el carácter consultivo de la audiencia está establecido en la normativa vigente y en modo alguno implica que la autoridad convocante no deba valorar las opiniones volcadas en su trámite.

Que, entonces, no es factible anudar el carácter vinculante o consultivo de la audiencia, con la obligación, o no, respectivamente, de valorar las opiniones en ella vertidas.

Que en cualquier caso, y específicamente en el marco del Reglamento aplicable, ninguna duda cabe de que la resolución final que se adopte será fundada y ponderará la prueba producida en el procedimiento, pues, como señala el Art. 41 del cuerpo normativo citado, ***“el titular de la autoridad convocante o quien éste delegue, dictará la resolución definitiva sustentada en derecho, que deberá valorar la prueba debidamente producida y considerará expresamente todos los hechos traídos a su conocimiento o introducidos de oficio en la Audiencia Pública...”*** –el resaltado nos pertenece–.

Que, en esa línea, la autoridad tendrá en cuenta, también, el Informe Final que deberá elaborar el Instructor al concluir la etapa preparatoria que contendrá ***“la indicación de las partes, una relación sucinta de las cuestiones debatidas, las pruebas***



0 1 2 1 9 / 2 3

admitidas y producidas, precisando el objeto concreto de la audiencia y el derecho a considerar en ella...”.

Que se trata, en definitiva, de cumplir con la obligación legal de motivar todos los actos administrativos, observando los trámites esenciales sustanciales a su dictado (cfr. arts. 31 y 42 respectivamente, Ley N° 5.348).

Que la normativa transcrita tiende a garantizar el debido proceso y el derecho de defensa de los participantes –Art. 18 de la Constitución Nacional- de manera que al momento de dictar la resolución final la autoridad encargada de resolver tenga en consideración y analice las distintas observaciones u opiniones formuladas en la audiencia y dicte de este modo un acto administrativo (resolución final) debidamente fundado en los hechos y en el derecho que le sirven de causa.

Que el carácter no vinculante de la Audiencia Consultiva, es la misma solución que expresamente consagra, a nivel federal, el Reglamento General de Audiencias Públicas para el Poder Ejecutivo Nacional cuando, en su art. 6, preceptúa que “*Las opiniones y propuestas vertidas por los participantes en la Audiencia Pública no tienen carácter vinculante*”.

Que de tales artículos surge manifiesto que el Régimen Tarifario responde a una normativa fijada previamente por ley, por lo que en el presente caso, tanto la readecuación como su procedimiento no resultan una cuestión discrecional, sino una cuestión debidamente reglada.

Que por igual motivo, las opiniones que llegaren a verse en audiencias convocadas con tal fin (readecuación tarifaria) no podrían tomarse como vinculantes, por cuanto la normativa citada fija los procedimientos y los principios a los que dicha readecuación debe ajustarse.

Que por todo lo expuesto y superada la errónea relación que se hace entre el pretendido carácter vinculante de la audiencia y el ya existente deber legal de fundar la resolución definitiva -ponderando las opiniones y pruebas producidas-, la crítica vertida se encuentra debidamente superada.

Que, corresponde ahora, desarrollar el informe económico efectuado por la Gerencia Económica del ENRESP. Sobre el particular, la misma menciona las diferentes



presentaciones realizadas por EDESA S.A. respecto de los temas a tratar:

- *Nota DS 274/21 del 31/05/21 de EDESA S.A. por la cual la Distribuidora, informa que en el mes de marzo/21 ha dado inicio a los estudios técnicos para la elaboración de la propuesta y régimen tarifario para el quinquenio 2022-2027. Expresan también que el plazo para el desarrollo de las tareas involucradas se vio afectado como consecuencia de las diferentes restricciones que se aplicaron en el marco de la emergencia sanitaria. Respecto de la campaña de medición, manifiestan que la empresa inició la adquisición de medidores inteligentes para la realización de la campaña de medición permanente como fuese informado a ese ENRESP.*
- *Nota DS 602/21 del 29/11/21 de EDESA S.A. por la cual la Distribuidora, remite el Estudio de demanda.*
- *Nota DS 612/21 del 03/12/21, en la cual la Distribuidora remite el estudio de tasa de costo de capital.*
- *Nota DS 20/22 del 18/01/22 de EDESA S.A. por la cual la Distribuidora remite la información detallada a continuación: Estudio de determinación del valor nuevo de reposición de las instalaciones, Estudio de costos de explotación y Estudio del valor agregado de distribución,*
- *Nota DS 50/22 del 31/01/22 de EDESA S.A. por la cual la Distribuidora remite información sobre la campaña de caracterización de carga de los usuarios de EDESA S.A.*
- *Nota DS 84/22 del 16/02/22 de EDESA S.A. por la cual la Distribuidora propone una nueva fórmula de actualización de los ingresos requeridos y que se aplique de forma semestral.*
- *Nota DS 162/22 del 28/03/22 de EDESA S.A. por la cual la Distribuidora remite una propuesta de cuadro y régimen tarifario.*
- *Nota DS 162/23 del 28/03/22 de EDESA S.A. por la cual la Distribuidora remite un informe de actualización del VAD a precios marzo 2.023.*
- *Nota DS 392/23 del 02/08/23, la Distribuidora remite las Actas de Renegociación Paritarias suscriptas la primera mitad del año 2.023.*

0 1 2 1 9 / 2 3

Que la Gerencia actuante menciona, a los efectos de una mejor comprensión de la problemática tratada, que el referido informe consta de las siguientes partes:

I – Aspectos Generales

II – Síntesis de la presentación de EDESA S.A.

III – Síntesis del Informe del Instituto de Energía Eléctrica de San Juan dependiente de la Universidad de San Juan.

IV – Propuesta de la Gerencia Económica

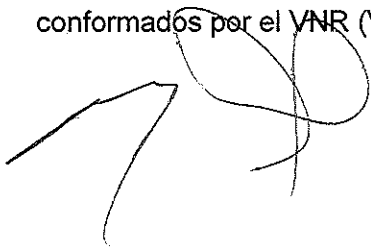
V – Anexos

Que remitiéndose a los Aspectos Generales (I) advierte la Gerencia actuante que, el artículo 74 de la Ley Provincial N° 6.819 define a la tarifa eléctrica como el precio que se cobra por la prestación del servicio de energía eléctrica a cualquier persona de carácter público o privado, libre de toda carga de índole impositiva. A su vez, el artículo N° 76 de la citada Ley expresa que el servicio suministrado por la Distribuidora será ofrecido a tarifas justas y razonables, entendiéndose por tales, a aquellas que aseguren a la empresa ingresos suficientes para cubrir los costos operativos razonables aplicables al servicio, las amortizaciones y provean una razonable tasa de rentabilidad.

Que en términos generales, la Tarifa del servicio de energía eléctrica es igual a: Costo de Abastecimiento (o de Generación) + Valor Agregado de Distribución (VAD).

Que formula la Gerencia actuante que, el Costo de Abastecimiento está dado por: Costo de Compra en el MEM + Costos Propios de Generación, el cual se traslada a los usuarios, de acuerdo a la demanda y niveles de tensión a los cuales éstos se encuentran conectados, aplicando para ello las fórmulas tarifarias establecidas en el Contrato y demás normativa complementaria y concordante. Se trata de un Pass Trough, es decir que el mismo debe ser neutro para la Distribuidora.

Que agrega la Gerencia que, los Costos Propios de Generación están conformados por el VNR (Valor Nuevo de Reposición) de las instalaciones destinadas a la



Generación Propia, por los Gastos de Operación y Mantenimiento y por los gastos de compra del Combustible utilizado para dicha generación.

Que asimismo el VAD debe cubrir los gastos de explotación (gastos de operación, mantenimiento, comerciales y administrativos), impuestos e inversiones y debe otorgar a los accionistas una rentabilidad sobre el capital invertido.

Que seguidamente enuncia la Gerencia interviniente que:

- ✓ Los Gastos de Explotación deben ser los necesarios para realizar una prestación eficiente del servicio.
- ✓ Las Inversiones en reposición y/o expansión se refieren a aquellas que la Distribuidora debe realizar para atender el crecimiento de la demanda y para renovar las instalaciones a medida que éstas cumplan su vida útil.
- ✓ La Rentabilidad del Capital debe ser justa, razonable y ser similar a la de otras empresas del sector con riesgo similar. La misma consiste en aplicar una tasa de rentabilidad sobre la Base del Capital Regulada (BCR). El objetivo es remunerar el capital invertido con fondos propios y de terceros.

Que efectuada estas consideraciones, la Gerencia actuante analiza las distintas propuestas de adecuación tarifaria y presenta su propuesta, para lo cual tuvo en cuenta, los principios tarifarios establecidos en el Marco Regulatorio Eléctrico y en el Contrato de Concesión y los que derivan de la doctrina de la Corte suprema de Justicia de la Nación, sentados en la causa "CEPIS", referidos en especial a la cuestión económica y de justicia social.

Que seguidamente la Gerencia interviniente hace referencia a las Presentaciones de EDESA S.A. (II) realizando una síntesis de las mismas, por cuanto en las Notas DS 020/22 y 162/23, la Distribuidora remite el Valor Agregado de Distribución considerando volúmenes y valores económicos a diciembre 2.020, el que fue actualizado en la última presentación a marzo 2.023. Dichas presentaciones, fueron realizadas en el marco de lo dispuesto en el Contrato de Concesión, Marco Regulatorio Eléctrico Provincial (Ley 6819/96) y demás Normativa aplicable.



0 1 2 1 9 / 2 3

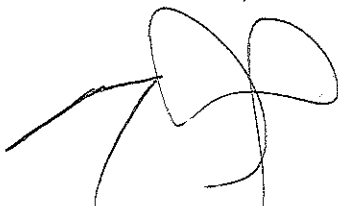
Que menciona la Gerencia que dicha petición se encuentra respaldada por el correspondiente estudio tarifario (realizado por la Consultora Mercados Energéticos Consultores), en el cual se destaca la determinación del VNR de las instalaciones afectadas a la prestación del servicio concesionado (redes, estaciones transformadoras, medidores, equipos de generación, edificios, hard y soft, etc) necesarias para prestar el servicio en los próximos cinco años. Asimismo, presentó un estudio técnico con la determinación de los costos de operación y mantenimiento, a marzo 2.023.

Que continúa informando, conforme según surge de la presentación realizada por la Distribuidora, que la misma solicitó que se le reconozcan los ingresos necesarios para cubrir los costos operativos más los costos de capital, aplicando a tal fin el método de la "empresa modelo". Para ello, calculó el VNR de todos sus activos, como si los mismos estuviesen, en su totalidad, técnica y económicamente adaptados a la demanda de ese momento.

Que con respecto a lo arriba mencionado, se tiene que la anualidad correspondiente a los costos de los activos tanto eléctricos como no eléctricos (V.N.R.) a Marzo 2.023 presentada por EDESA S.A. en la Nota DS 162/23 (obrante a fs. 406 a 446), asciende a \$33.644.536.415. Asimismo, a los fines de determinar la "anualidad" del V.N.R. (es decir el monto a trasladar anualmente a la tarifa) EDESA S.A. utilizó la Tasa de Rentabilidad determinada por Mercados Energéticos Consultores según informe obrante a fs. 422 (24,70%).

Que en el cálculo del VNR del total de los activos de la empresa, además de las instalaciones eléctricas afectadas directamente a la distribución, se incluyeron los costos correspondientes a las etapas de transmisión y generación propia, los edificios, sistemas de comunicaciones y sistemas informáticos, vehículos, equipamientos y muebles de oficina, todo ello valorizado a los precios de mercado vigentes a marzo 2.023.

- Respecto de los gastos de explotación, la Distribuidora solicitó un reconocimiento anual de \$ 9.997.349.771, más Impuestos y Tasas directas sobre ventas \$ 8.383.808.022, a valores de Marzo 2.023.



- Por otra parte, en concepto de Capital de Trabajo, la Distribuidora solicitó un reconocimiento anual a valores Marzo 2.023 de \$1.340.118.195.

Que en resumen, expresa la Gerencia interviniente que, en una primera instancia, la Distribuidora solicitó un aumento del Valor Agregado de Distribución (VAD) del 262%, ya que asciende a la suma de \$ 53.365.812.043, según Tabla obrante a fs. 1491 vta.

Que por otra parte, la Distribuidora solicitó en la Nota DS 84/22 que en virtud de la situación económica reinante, la actualización de los costos de distribución se realice en forma semestral, proponiendo una nueva matriz para dicho cálculo.

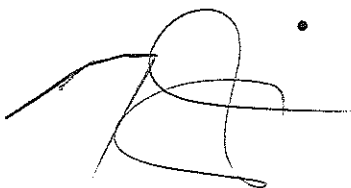
Que, acto seguido, la Gerencia actuante realiza una Síntesis del informe del Instituto de Energía Eléctrica de San Juan dependiente de la Universidad de San Juan (III) (Consultora ENRESP).

Que en primer lugar, el Instituto de Energía de San Juan efectúa un análisis preliminar de la compañía, por lo que realiza un resumen de las principales conclusiones:

- *Los valores realmente ocurridos en el periodo 2017-2021 de cantidad de usuarios, consumo de energía y demanda máxima de potencia, se encuentran por debajo de los 3 escenarios previstos (bajo, medio y alto) en el estudio "Proyección de la Demanda de Energía y Potencia EDESA S.A. 2017 – 2021" realizado a comienzos del año 2017. Para el caso particular del año 2020, este comportamiento está relacionado con el efecto pandemia COVID-19. A su vez, para los años 2017, 2018 y 2019, se produce el mismo comportamiento, con lo cual se deberían analizar si hay razones que puedan explicar estas diferencias, o si existen errores en la metodología utilizada para la determinación de las proyecciones.*

- *Para el caso particular de las pérdidas de energía en distribución, se observa que los valores reales durante el periodo 2018-2021 fueron mayores a las pérdidas reconocidas (12%). Esto podría implicar una red no optimizada o pérdidas no técnicas en exceso.*

- *Las inversiones acumuladas indicadas en los estados*



0 1 2 1 9 / 2 3

financieros y las proyectadas en el cálculo del VAD, presentan cierta aproximación a lo largo de los tres primeros años. Sin embargo, se observa un retraso de dichas inversiones en el año 2021.

- *Los gastos totales reales informados en los estados financieros de EDESA S.A. han sido muy superiores a los proyectados en el cálculo del VAD del periodo tarifario anterior, observándose una pequeña disminución en los años 2020 y 2021.*

- *Los ingresos obtenidos por EDESA S.A. indicados en los estados financieros han sido similares a los proyectados en el cálculo del VAD, a excepción del año 2021 donde han sido menores.*

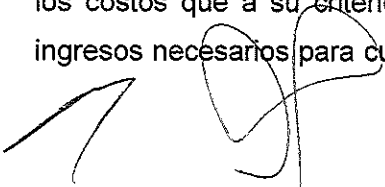
- *Se aprecia una caída en todos los indicadores de rentabilidad en el periodo 2017-2020, sin embargo, para el año 2021 dichos indicadores se han incrementado. Esto última muestra a la empresa en una adecuada situación para hacer frente a sus obligaciones inmediatas.*

- *El indicador de liquidez indica que la empresa tuvo que incurrir en el incremento de la deuda con sus acreedores para financiar sus obligaciones año tras año.*

- *En función de los indicadores de endeudamiento se observa que la empresa ha incrementado su posición de endeudamiento ocasionado la necesidad de atender más bien el desbalance operativo mediante un mayor endeudamiento y no a inversiones que hayan engrosado el activo de la empresa.*

- *El Ratio de Deuda a Largo Plazo se mantiene relativamente estable como resultado de que las diferentes fuentes de endeudamiento han crecido a ritmo similar, y al ser este cercano a uno en los últimos años el grado de exigibilidad de la deuda ha sido menor.*

Que el informe de la consultora contratada por este Organismo analizó, en segundo lugar, la propuesta presentada por la Distribuidora. Exponiendo el estudio de los costos que a su criterio deben ser remunerados por las tarifas, determinando los ingresos necesarios para cubrir los mismos. Todo ello respetando los aspectos legales y



reglamentarios previstos en el Contrato de Concesión, en el Marco Regulatorio Eléctrico (Ley 6.819) y en el resto de las normas complementarias y concordantes de aplicación en la materia.

Que el estudio de la determinación de los costos de explotación y el VNR Eléctrico y No Eléctrico de EDESA S.A. incluyeron los siguientes estudios:

1.- Costo de Capital

1.1 Manual de Costos

Que el objetivo del Manual de Costos consiste en analizar los criterios para la determinación de los costos de instalaciones típicas utilizadas normalmente en redes de baja y media tensión de los sistemas eléctricos de distribución, para su posterior aplicación en el proceso de determinación del VNR Eléctrico como parte esencial del VAD. La Consultora, tomo como base el estudio original presentado por la Distribuidora, el mismo fue actualizado por la Consultora a mayo 2.023 (precios marzo 2.023).

Que sobre la presentación realizada por EDESA S.A. la Consultora del ENRESP realizó las siguientes observaciones:

- En la mayoría de las instalaciones analizadas, los costos de los materiales son superiores a los valores obtenidos de la base de datos del Instituto de Energía Eléctrica de San Juan (IEE).
- El manual de costos presentado pro EDESA S.A. no discrimina los costos de mano de obra y equipos, sino que engloba dichos costos en el costo de montaje. Los costos calculados por el Instituto de Energía Eléctrica de San Juan (IEE) discriminan entre costos de mano de obra y equipos, los cuales sumados se pueden comparar a los costos de montaje presentados por la Distribuidora.
- La Distribuidora incluye costos de Ingeniería e intereses intercalares a las instalaciones asociadas al manual de costos, que luego aplican a la estructura de costos de operación y mantenimiento de la Distribuidora.



01219 / 23

- Los costos de las celdas de protección y maniobra de 13,2 kv difieren significativamente entre los Centros de Distribución y las subestaciones subterráneas. Al no tener una descripción detallada, no se puede discriminar la diferencia entre ítems, por lo cual se toman valores similares.
- Si bien las LMT de 33 kV son para obras rurales mientras que para 13,2 kV son urbanas, se observa una diferencia considerable entre ambos tipos de obras.

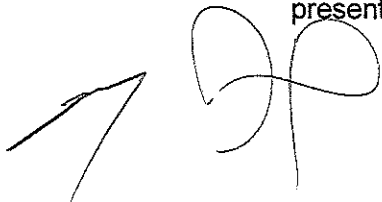
Que respecto a Bienes Eléctricos, la Consultora analizó detalladamente el estudio de VNR Eléctrico presentado por EDESA S.A. a diciembre 2.020 (Actualizado a marzo 2.023) para poder comparar y/o realizar el estudio de red adaptada técnica y económicamente a la demanda por estadio de AT, MT y BT (alta, media y baja tensión, respectivamente). A continuación, se transcribe el cuadro resumen con los principales valores de VNR por equipamiento para cada estadio, determinados por la Consultora, de los que se obtiene una anualidad de \$18.386.545.000, considerando una tasa de rentabilidad del 14,63%, conforme surge de la tabla obrante a fs. 1494.

Que refiere a que EDESA S.A. determinó una anualidad de \$ 31.406.643.540, considerando una tasa de rentabilidad del 24,70%.

Que respecto a los Bienes No Eléctricos, se dimensiona el VNR No Eléctrico considerando la infraestructura necesaria para cada uno de los rubros mencionados anteriormente en función de la cantidad de clientes que debe atender la empresa, y luego valoriza dicha infraestructura a partir de los costos de mercado de cada equipamiento involucrado.

Que en función del procedimiento anterior, y comparando con los valores obtenidos en cada uno de los rubros mencionados, se encontraron algunas diferencias con respecto al VNR No Eléctrico presentado por EDESA S.A.:

- Vehículos de transporte: se observa que los valores obtenidos por el Instituto de Energía Eléctrico de San Juan (IEE) son menor que los presentados por la Distribuidora, debido principalmente a una



reducción en los costos de explotación al considerar el modelo de empresa eficiente.

- Terrenos y edificios: debido a la dificultad del Instituto de Energía Eléctrica de San Juan (IEE) de poder realizar una tasación de estos ítems en la Provincia de Salta, se consideran los mismos valores presentados por la Distribuidora ya que ellos tienen conocimiento real de sus activos y el valor de los mismos.
- Software y Hardware informático: para estos dos rubros también se observan montos menores en comparación con los presentados por la Distribuidora, esto debido a una reducción en la cantidad de personal.
- Herramientas, equipos e instrumentos para tareas de campo y laboratorio: los ítems considerados en este caso tienen una fuerte relación con la cantidad de cuadrillas y por ende con la cantidad de vehículos determinados a partir de los costos de explotación, es por ello, que en este caso también se observa que los montos determinados a partir de los costos de explotación, es por ello, que en este caso también se observa que los montos determinados por el Instituto de Energía Eléctrica de San Juan (IEE) son menores que los presentados por la Distribuidora.
- Muebles y otros bienes: en este caso los montos de dinero presentados por el Instituto de Energía Eléctrica de San Juan (IEE) son mayores que los de la Distribuidora. Esto puede deberse a dos motivos principales, por un lado, los costos de cada equipamiento considerado, y por el otro, la cantidad de oficinas que el IEE determinó como eficientes.
- Equipos e instalaciones de comunicación de voz y datos propios: al igual que ítems anteriores, estos valores dependen de la cantidad de empleados y cuadrillas, con lo cual los valores en este caso son menores a los presentados por la Distribuidora, ya que mediante



0 1 2 1 9 / 2 3

metodología de empresa modelo eficiente se determinó una cantidad menor de empleados y cuadrillas.

Que seguidamente se detalla la determinación realizada por el Instituto de Energía Eléctrica de San Juan para el VNR No Eléctrico a mayo 2.023, según Tabla obrante a fs. 1495.

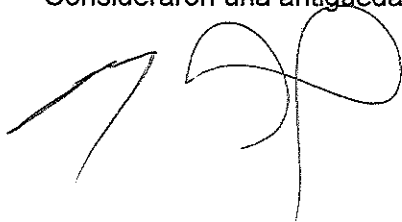
Que el monto determinado por EDESA S.A. para la anualidad correspondiente al VNR No Eléctrico a mayo 2.023, con una tasa de rentabilidad del 24,70% es de \$ 2.237.892.876.

Que respecto a los costos de Explotación, se analiza desde el punto de vista técnico y económico, la razonabilidad de la propuesta de la consultora Mercados Energéticos (ME), consultora contratada por la Empresa Distribuidora de Electricidad de Salta S.A. (EDESA S.A.), sobre los costos de explotación eficientes requeridos para el quinquenio 2022-2027 necesarios y que formarán parte del VAD a determinar como propuesta tarifaria.

Que el estudio presentado por EDESA S.A. toma como referencia valores a diciembre 2021 para determinar los costos de explotación de una empresa distribuidora de energía eléctrica modelo para atender el mercado de Salta. Posteriormente, actualizaron los valores a marzo de 2023.

Que partiendo de la distribución geográfica real de los usuarios atendidos por la distribuidora, de las exigencias del contrato de concesión en cuanto a normas de Calidad de Servicio y Producto Técnico y Calidad de Servicio Comercial, de la distribución de oficinas comerciales, se plantea una empresa modelo eficiente que atienda ese mercado eficiente ese mercado, y se compara con la estructura y resultados presentados por la Consultora.

Que respecto a Determinación del Costo de Personal, Tomaron los convenios colectivos de trabajo vigentes en la distribuidora para calcular los costos remunerativos anuales a diciembre 2022, para posteriormente referirlos a marzo 2.023. Consideraron una antigüedad media de 16 años.



Que se definen cuadrillas operativas, sobre las que se calcula los costos operativos de las movilidades en función del tipo de cuadrilla, herramientas asignadas y conformación de las mismas (cantidad y tipo de operarios).

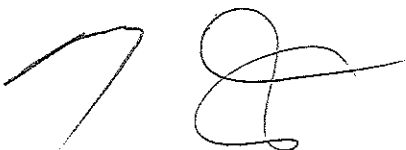
Que se verificaron las sucursales y/u oficinas comerciales definidas por la empresa (de su página web), y en función de la cantidad de clientes asociados a cada una y las distancias entre ellas, se definieron las cantidades de cuadrillas operativas y de mantenimiento en cada una de las sucursales.

Que se verificaron las sucursales y/u oficinas definidas por la empresa (de su página web); y de la comparación de las consideraras por la Consultora Mercados Energéticos, se agregaron sucursales que faltaban considerar, de acuerdo al organigrama obrante a fs. 1496 y 1496 vta.

Que se optimizaron las estructuras de las organizaciones, asociando áreas corporativas, tanto operativas como administrativas.

Que al no tener un detalle de la estructura en la propuesta de la Consultora de EDESA S.A (Mercado Eléctrico), el Instituto de Energía Eléctrica de San Juan (IEE) ha planteado una estructura en la Gerencia Técnica dividida en tres áreas corporativas bien definidas:

- **Distritos:** que tiene la función de la coordinación y atención de guardias de reclamos y mantenimientos menores descentralizados en cada uno de los distritos.
- **Departamento de Planificación de Ingeniería:** a través de sus distintas secciones, tiene la responsabilidad de la definición de políticas operativas y de mantenimiento, seguimiento y mejora de los niveles de calidad de servicio y producto técnico, dictado de normas constructivas, proyecto de inspección de obras, planificación del crecimiento a mediano y largo plazo, elaboración de planes de inversiones, etc.
- **Departamento de Operación y Mantenimiento:** es el encargado de llevar a la práctica las políticas operativas y de mantenimiento definidas por la Gerencia a través del Departamento de Planificación e Ingeniería. Ejecuta la operación y supervisión en tiempo real del Sistema Eléctrico Interconectado, ejecuta las acciones de mantenimiento preventivo y correctivo en función de los distintos estadios del sistema eléctrico. Ejecuta tareas de trabajo con tensión en instalaciones de media tensión,



0 1 2 1 9 / 2 3

como recurso para la mejora de la Calidad de Servicio Técnico. Se han considerado 3 cuadrillas de TcTMT.

La supervisión de la generación en los sistemas aislados está considerada dentro de este departamento.

Que el Instituto de Energía Eléctrica de San Juan (IEE), basado en las actuales oficinas comerciales indicadas por EDESA S.A. en su página web, se consideraron oficinas comerciales que no estaban contempladas en el análisis de Mercados Energéticos. Consideraron también como tercerizados los servicios de lectura y atención de reclamos telefónicos.

Que a la Gerencia General, Administración y Finanzas, Recursos Humanos la consideraron como estructura administrativa. Respecto a el Área de Higiene y Seguridad (RRHH) se considera dentro de la estructura de la empresa y con una mayor cantidad de técnicos de terreno para realizar las verificaciones necesarias.

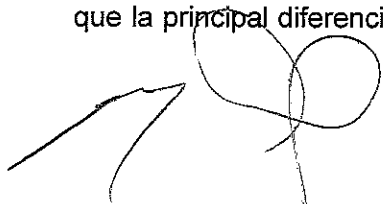
Que los servicios técnicos y comerciales del Valle de Lerma, EDESA S.A. a la fecha se encuentran tercerizados, y su consultora los mantuvo de esa forma.

Que el Instituto de Energía Eléctrica de San Juan a fin de determinar los costos eficientes de una empresa distribuidora modelo, los considera dentro de la estructura de EDESA S.A.

Que respecto a los servicios de Lectura y Call Center, el Instituto de Energía Eléctrica de San Juan (IEE) los consideró como tercerizados, ya que resultan de esta forma costos más eficientes, según Tabla que obra a fs. 1497 vta.

Que seguidamente, se expresa la Gerencia Económica sobre el punto 3. **Servicio de Generación Aislada.** Formula que, el Instituto de Energía Eléctrica de San Juan (IEE), excluyó todas aquellas centrales informadas oportunamente que se encuentran interconectadas, de esta manera, el conjunto de centrales que se analizan y estudian como Sistemas Aislados es el que se muestra en la Tabla que obra a fs. 1498.

Que continúa manifestando la Gerencia actuante que, El IEE hace notar que la principal diferencia respecto del estudio presentado por EDESA S.A., cuyo planteo



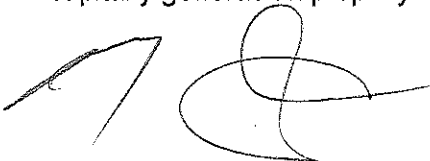
de los costos de Operación y Mantenimiento y VNR es de las 23 Centrales declaradas (incluidas las interconectadas al Sistema).

Que, ahora bien, respecto al punto **3. 1 Costos de Operación y Mantenimiento**, el Instituto de Energía Eléctrica de San Juan utiliza 21 movilidades para transportar al personal de Operación de los equipos de Generación, esto implica gastos de combustible (el cual fue calculado en función de la distancia que recorren en cada cambio de guardia), mantenimiento, seguro, cubiertas y gastos varios tal como baterías, reparaciones menores, etc.

Que en relación al punto **3. 2 Mantenimiento de Grupos Electrónicos**, expresa la citada Gerencia que, la Consultora del ENRESP Instituto de Energía Eléctrica de San Juan determinó los consumos específicos, para el cálculo del mantenimiento se considera que los mismos se hagan cada 300 Hs.

Que, ahora bien, respecto a **los Impuestos y Otros gastos** la Gerencia Económica los distribuye de la siguiente manera, **4.1 Inversiones en nuevas tecnologías**. Sobre este punto expresa que, con el fin de mejorar la accesibilidad al servicio de energía eléctrica, en zonas socialmente vulnerables, se asigna un 3% del VAD por año; cuyo monto deberá ser debidamente rendido y justificado por la empresa al ENRESP al finalizar cada año para que el mismo luego sea reconocido/actualizado en el siguiente año tarifario.

Que asimismo respecto a los **Gastos gestión por mora reconocidos (4.2)** para el cálculo de este ítem, la mentada Gerencia utiliza de base los valores reconocidos en el período mayo 2.022 - abril 2.023 en concepto de rehabilitaciones, y conexiones y reconexiones. Valor proporcionado por el ENRESP. También establece los **Incobrables (4.3)** expresando que, los costos asociados a incobrables se determinan en forma proporcional a los ingresos totales, incluyendo tanto los costos propios de Distribución como los de Abastecimiento. El valor proporcional corresponde al 1% de la facturación total. Seguidamente en el punto **4.4 ubica a IIBB, Sellos, Débitos y Créditos, Tasas Municipales, ENRE y ENRESP**. Expresa que para determinar el impuesto sobre ventas, asociados a IIBB, Sellos, Débitos y Créditos, Tasas Municipales, Tasa ENRE y Tasa ENRESP, se aplica el método grossing up sobre el costo de abastecimiento, costo total de capital y generación propia y costos de explotación (incluyendo mora e incobrables).



0 1 2 1 9 / 2 3

Que en relación al **Costo de Capital de Trabajo (4.5)** manifiesta la Gerencia citada que, para efectuar la estimación del costo de capital se realizó una simulación de los requerimientos de fondos para la operación de la distribuidora. Para ello, consideró un mes típico de operación, estimando los requerimientos de capital diarios y el costo correspondiente al mismo. Para efectuar la simulación, se consideró un mes de ventas de la distribuidora (se supone un ciclo repetitivo para el resto de los meses) y se tuvo en cuenta los siguientes conceptos:

- Ingresos por cobros de ventas de energía efectuadas durante el mes
- Egreso por pago de las facturas de compra de energía
- Egreso por pago de remuneraciones al personal
- Egreso por pago de otros impuestos y Tasas
- Egreso por pago de Servicios de Terceros
- Mantenimiento de un stock de materiales de explotación

Que, ahora bien respecto a los **Ingresos No regulados (4.6)** manifiesta la Gerencia Económica que, los costos asociados a ingresos no regulados se determinan en función del promedio de dicho monto de los últimos 5 años, valores obtenidos de la contabilidad regulatoria de la Distribuidora. Agrega que, dentro de los ingresos regulados se considera el alquiler de camionetas, alquiler de postes y servicios a terceros (convenio por facturación conjunta).

Que acto seguido la mentada Gerencia hacer referencia a la **Tasa de Rentabilidad Regulada** manifestando que, el Instituto de Energía de Energía Eléctrica de San Juan determina una tasa de rentabilidad regulada real antes de impuestos del 14,63%, conforme cuadro explicativo que obra a fs. 1499 vta.

Que agrega que, el informe confeccionado por el Instituto de Energía Eléctrica San Juan, tiene como finalidad realizar un análisis comparativo de las metodologías y datos utilizados en los informes determinación de la tasa de rentabilidad regulada presentados por EDESA S.A. y los que a su criterio son los correctos.

Que expresa que, para la estimación de la tasa de rentabilidad tanto el Mercado Energéticos Consultores (EDESA S.A.) como el Instituto de Energía Eléctrica San Juan (ENRESP) utilizaron el Costo Promedio Ponderado de Capital, o WACC (Weighted Average of Capital). Formula que, esta metodología contempla que la empresa financia sus actividades a partir del capital propio aportado por los accionistas y endeudamiento (deudas con entidades financieras y bonos corporativos), ponderándolas por una determinada estructura de financiamiento. Añade que, la diferencia entre la tasa determinada por EDESA S.A. y el Instituto de Energía Eléctrica de San Juan, tiene origen en los valores considerados para cada componente de la misma.

Que a más de lo expuesto expresa la Gerencia actuante que, el Instituto de Energía Eléctrica de San Juan realizó un análisis exhaustivo de los valores presentados por la Distribuidora y proponen los valores que a su criterio son los más adecuados a mayo 2.023 (precios a marzo 2.023). Seguidamente detalla algunos de los puntos más relevantes, de dicho informe:

- **Tasa Libre de Riesgo:** El Instituto de Energía Eléctrica de la Universidad de San Juan utilizó para determinar la Tasa Libre de Riesgo un promedio de los T- Bond de 30 años, que se corresponde con la vida útil de los activos, estiman una tasa libre de riesgo del 3,66%, mientras que EDESA S.A. considera una tasa libre de riesgo del 2,44%.
- **Coefficiente Beta:** El Instituto de Energía Eléctrica de la Universidad de San Juan, expresa sobre el coeficiente beta que el riesgo de un activo puede separarse en dos tipos: Riesgo Sistemático (riesgo de mercado) este asociado a los movimientos del mercado en su conjunto y Riesgo Asistemático (riesgo específico) no este asociado a los movimientos del mercado en su conjunto. El cálculo realizado para este concepto por el Instituto de Energía Eléctrica de San Juan es de 0,679, mientras que EDESA S.A. determinó para este concepto un valor de 0,64.
- **Prima de riesgo de mercado:** La empresa EDESA S.A. toma un promedio aritmético del spread entre el rendimiento del UST-10 y el rendimiento del S&P500 para un horizonte de 92 años. Para el Instituto de Energía Eléctrica de San Juan el período es extenso ya que contiene eventos históricos como la gran depresión y la segunda guerra mundial, proponen adoptar el promedio aritmético de los rendimientos históricos para el período 1.972 -2.021, dado que períodos más cortos pueden introducir aspectos

0 1 2 1 9 / 2 3

coyunturales y específicos, así como un error estándar razonable. El valor de la prima de mercado resultante del estudio realizado por el IEE es de 5,14%, mientras que la propuesta de EDESA S.A. para este concepto es de 6,64%.

- **Prima de riesgo país:** Existe consenso en ambos informes respecto que el riesgo que enfrenta una empresa en los países emergentes difiere con el de los países desarrollados y que el mismo debe ser incorporado al CAPM, pero no utilizan el mismo criterio para su determinación, EDESA propone un promedio de los últimos 5 años del valor del EMBI + Argentina – Promedio mensual, que da como resultado un valor de 16,24%. Mientras que el Instituto de Energía Eléctrica de San Juan determina un valor de 8,68%.
- **Estructura de Capital:** La estructura de capital utilizada debe ser la óptima es decir aquella que minimice el valor del WACC y por lo tanto maximice el valor de la empresa, considerando un equilibrio entre el ahorro impositivo y los intereses pagados y los costos de insolvencia financiera. El Instituto de Energía Eléctrica de San Juan, propone una estructura de capital del 50% capital propio y 50% deuda, mientras que EDESA S.A. adopta una estructura igual al 46% que hace que se pondere más el capital propio.
- **Tasa de rentabilidad real antes de impuestos resultante:** EDESA S.A. (24,70%) e Instituto de Energía Eléctrica de San Juan (14,63%).

Obra en el presente expediente de fjs. 1.356 a 1.381 la propuesta de Valor Agregado de Distribución para EDESA S.A. realizado por el Instituto de Energía Eléctrica de San Juan dependiente de la Universidad de San Juan, a partir de:

- a) La Base de Capital estimada por el método del Valor Nuevo de Reposición Adaptado, el cual determina los bienes eléctricos y no eléctricos necesarios para abastecer la distribución espacial.
- b) El costo de capital que definieron como anualidad, tal que la sumatoria actualizada de las mismas iguale el valor de las inversiones realizadas, teniendo en cuenta las depreciaciones económicas de los bienes (vinculadas a la vida útil) y descontadas a una tasa de rentabilidad acorde con el riesgo de la actividad evaluada.
- c) Los Costos de Explotación provenientes del diseño de la empresa de referencia que opera en forma eficiente en el área de cobertura de la Distribuidora.



- d) El Capital de Trabajo requerido.
- e) Los correspondientes impuestos que gravan en forma directa la actividad de la Distribuidora.
- f) Los costos de abastecimiento provistos por el Ente Regulador para agosto 2.023.

Que, el detalle de la referida propuesta obra en la Tabla que rola a fs. 1501 vta., que arroja un valor de VAD total de 34.308.851 (expresado en M\$).

Que a más de ello, la Gerencia Económica hace alusión a la **Matriz de Actualización de costos**, expresa que, la Consultora de EDESA S.A. Mercados Energéticos, realiza una propuesta para la determinación de fórmulas de ajuste de los costos de distribución, comercialización, conexión y reconexión durante el período tarifario. Agrega que, dicha propuesta fue analizada por el Instituto de Energía Eléctrica de San Juan, modificando de la misma solamente la consideración de los costos de conexión y reconexión asociados a las suspensiones y rehabilitaciones del servicio, ya que no forman parte del Valor Agregado de Distribución.

Que agrega que la mentada Gerencia que, las fórmulas para actualizar serían:

Factor de Actualización de Costos Propios de Distribución (CPD)

Incluyen los costos de los activos eléctricos, incluyendo los de generación propia, costos de los activos no eléctricos y los costos técnicos de operación y mantenimiento de dichos activos.

Los componentes de las tarifas que refleja los CPD se deberá ajustar según la siguiente expresión:

$$CPD_n = (1 + FA_{nCPD} / 100) \times CPD_{n-1} \quad (1)$$

Donde:

CPD_n: Son los costos Propios de Distribución, para el período tarifario "n".

FA_{nCPD} : Es el factor de ajuste semestral de los Costos Propios de Distribución correspondientes al período tarifario "n".

CPD_{n-1}: Son los costos Propios de Distribución, para el período "n-1"



0 1 2 1 9 / 2 3

Por su parte, el FA nCPD resulta de la siguiente expresión:

$$FA_{n}^{CPD} = \alpha * \left(p_1 * \frac{IS_n}{IS_0} + p_2 * \frac{IPIM_n}{IPIM_0} \right) + \beta * \left(p_3 * \frac{IS_n}{IS_0} + p_4 * \frac{IPC_n}{IPC_0} \right)$$

Donde:

α : es el componente de Costos de Capital de los Costos Propios de Distribución.

p_1 : es el peso de los costos de mano de obra que forman parte de los Costos de Capital, sobre el total de los Costos Propios de Distribución.

IS_n : es el Índice de Salarios del Sector Privado Registrado publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC), correspondiente al mes "m-3", siendo "m" el primer mes del período tarifario "n".

IS_0 : es el Índice de Salarios del Sector Privado Registrado publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC), vigente al mes de diciembre de 2020.

p_2 : es el peso de los costos de materiales y equipos que forman parte de los Costos de Capital, sobre el total de los Costos Propios de Distribución.

$IPIM_n$: es el Índice de Precios Internos al Por Mayor, Nivel General, publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC), correspondiente al mes "m-2", siendo "m" el primer mes del período tarifario "n".

$IPIM_0$: es el Índice de Precios Internos al Por Mayor, Nivel General, publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC), vigente al mes de diciembre de 2020.

β : es el componente de Costos Operativos (técnicos) de los Costos Propios de Distribución.

p_3 : es el peso de los costos de mano de obra que forman parte de los Costos Operativos (técnicos), sobre el total de los Costos Propios de Distribución.

p_4 : es el peso de los costos de materiales y equipos que forman parte de los Costos Operativos (técnicos), sobre el total de los Costos Propios de Distribución.

IPC_n : es el Índice de Precios al Consumidor, Nivel General, publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC), correspondiente al mes "m-2", siendo "m" el primer mes del período tarifario "n".



IPC0 : es el Índice de Precios al Consumidor, Nivel General, publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC), vigente al mes de diciembre de 2020.

Que expresa la Gerencia Económica que, los ponderadores α , β , $p1$, $p2$, $p3$ y $p4$ surgen de la estructura de costos propuesta por EDESA S.A. en la determinación de los *CPD* de su Estudio Tarifario. Agrega que, el Instituto de Energía Eléctrica de San Juan manifestó que los mismos son correctos.

Que a más de lo expuesto, manifiesta la citada Gerencia que, dichos ponderadores surgieron de los siguientes criterios:

- Los costos de capital se desagregaron, de acuerdo con la estructura de costos reconocidos, en costos de mano de obra y costos de materiales y equipos. Los primeros se ajustan de acuerdo con la evolución del IS y los segundos con la evolución del IPIM.
- Los costos operativos (técnicos) se desagregaron en costos de mano de obra y costos de materiales y equipos (incluye: materiales, herramientas, combustible y servicios tercerizados). Los primeros se ajustan de acuerdo con la evolución del IS, mientras los segundos se actualizan de acuerdo con la evolución del IPC.

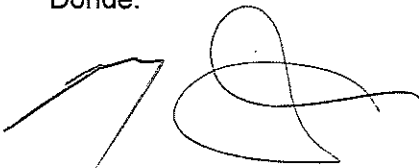
Que además el IEE informa que, del análisis de la formulación presentada por la Distribuidora, debe destacarse que el FA nCPD tiene como mínimo un valor igual o mayor a 1 ya que, si se considera que los valores de los índices informados por el INDEC fueran iguales, el valor de FA nCPD es igual a 1. Por lo tanto, la ecuación (1) debería reformularse de la siguiente manera:

$$CPD_n = (FA \text{ nCPD} / 100) \times CPD_{n-1} \quad (3)$$

Que, ahora bien, respecto a los **Otros Costos Operativos (OCO)** formula la Gerencia actuante que, los otros Costos Operativos incluyen los costos operativos asociados a la generación propia y los costos de capital de trabajo. Tal es así que, el componente de las tarifas que refleja los *OCO* se deberá ajustar según la siguiente expresión:

$$OCO_n = (1 + FAOCO_n / 100) * OCO_{n-1}$$

Donde:



0 1 2 1 9 / 2 3

OCO_n: son los Otros Costos Operativos (asociados a generación propia y capital de trabajo), para el período tarifario “n”.

OCO_{n-1}: son los Otros Costos Operativos (asociados a generación propia y capital de trabajo), para el período “n-1”.

FAOCO_n : es el factor de ajuste semestral de los Otros Costos Operativos (asociados a generación propia y capital de trabajo) correspondientes al período tarifario “n”.

Que agrega que se propone ajustar estos costos considerando la evolución del IPC, resultando la siguiente expresión:

$$FA_n^{OCO} = \frac{IPC_n}{IPC_0}$$

Que respecto a los **Costos de Comercialización (CCO)**, expresa la mentada Gerencia que, los mismos incluyen los costos de comercialización asociados al Cargo Fijo de las tarifas a usuarios finales. Además, el componente de las tarifas que refleja los **CCO** se deberá ajustar según la siguiente expresión:

$$CCO_n = (1 + FAOCO_n / 100) * CCO_{n-1}$$

Donde:

CCO_n: son los Costos de Comercialización, para el período tarifario “n”.

CCO_{n-1}: son los Costos de Comercialización, para el período “n-1”.

FAOCO_n : es el factor de ajuste semestral de los Costos de Comercialización correspondientes al período tarifario “n”.

Por su parte, el **FAOCO_n** resulta de la siguiente expresión:

$$FA_n^{CCO} = p_5 * \frac{IS_n}{IS_0} + p_6 * \frac{IPC_n}{IPC_0}$$

Donde:

p₅ : es el peso de los costos de mano de obra sobre el total de los Costos de Comercialización.



p6 : es el peso de los costos de materiales y equipos (incluye: materiales, herramientas, combustible y servicios tercerizados) sobre el total de los Costos de Comercialización.

Que agrega la Gerencia actuante que, los ponderadores **p5** y **p6** surgen de la estructura de costos reconocidos en la determinación de los **CCO** en el Estudio Tarifario. Agrega que el Instituto de Energía de San Juan en su informe, detalla cuales son los factores de ponderación presentados por la Distribuidora y que ellos adoptaron a los fines del respectivo cálculo, tal como consta en la Tabla de fs. 1504 vta.

Que, finalmente, la Gerencia Económica realiza su Propuesta Económica (IV). Expresa que, sobre la **Determinación de la Base de Capital**, la Gerencia, adhiere al análisis de la Consultora contratada a tal fin, el Instituto de Energía Eléctrica de San Juan, aclarando que todos los temas fueron analizados conjuntamente con anterioridad a la emisión del informe final por parte de la misma. Respecto a la **Tasa de Rentabilidad del Capital WACC (Weighted Average Costo of Capital)**, el Instituto de Energía Eléctrica de San Juan (IEE) calcula la tasa de rentabilidad aplicando el método de la WACC, (Weighted Averaged Cost of Capital o costo de capital promedio ponderado), a través del cual se tiene en cuenta la tasa de rentabilidad de los accionistas, la del capital de terceros y la estructura de financiamiento de los activos de la Distribuidora. Por otra parte, el método para la definición del WACC está ampliamente difundido, siendo de aplicación universal y aceptado por los principales Organismos Regulatorios para la definición de los costos de capital de las empresas. Tal es así que, tanto la Ley Nacional N° 24.065 como la Ley Provincial N°6819 del Marco Regulatorio Eléctrico establecen como principio rector que las tarifas que apliquen las Distribuidoras deberán posibilitar una razonable tasa de rentabilidad a aquellas empresas que operen en forma eficiente.

Que continúa expresando la Gerencia Económica que, conceptualmente las tarifas deben proveer a la Distribuidora, en la medida que opere en forma económica y eficiente, la oportunidad de obtener ingresos suficientes para satisfacer los costos operativos razonables aplicables al servicio, las amortizaciones y una razonable tasa de rentabilidad. Asimismo, dicha tasa deberá guardar relación con el grado de eficiencia y eficacia operativa de la Empresa y ser similar, como promedio de la industria, a la de otras actividades de riesgo similar o comparable nacional o internacionalmente. Es decir que la



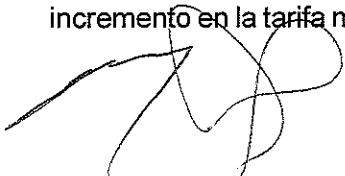
0 1 2 1 9 / 2 3

WACC determinada por el Instituto de Energía Eléctrica de San Juan del 14,63% real antes de impuestos, resulta razonable.

Que seguidamente la citada Gerencia hace alusión a la **Anualidad del VNR Eléctrico y No Eléctrico** expresa que, a través de la fórmula de Factor de Recupero de Capital (FRC) = $i/[1-(1+i)^{-n}]$ donde i es la tasa de rentabilidad (WACC) admitida y "n" el período de vida útil asignado, se determina el monto a trasladar anualmente a la tarifa de los usuarios finales y permite cubrir las amortizaciones del capital y la rentabilidad del capital de terceros y de los accionistas. En la determinación de la anualidad se discrimina la parte incluida en la misma en concepto de amortización, cifra que la Empresa debe destinar a la renovación de las instalaciones existentes, en los términos y con los alcances establecidos en el Decreto N° 5450/09, Anexo I, cláusula sexta (Plan de Inversiones Anual). (Anexo A y Anexo B).

Que respecto a los **Gastos de Explotación**, considera la mentada Gerencia que, los costos de explotación establecidos a mayo 2.023 (precios marzo 2.023) por el Instituto de Energía Eléctrica de San Juan (IEE) son correctos, (Anexo C).

Que agrega la Gerencia interviniente que, en relación a la **Determinación del Valor Agregado de Distribución (VAD) a Mayo 2.023** (precios marzo 2.023), en base a costos eficientes, permite obtener el ingreso tarifario óptimo, entendiendo por tal, aquel que otorga a la Distribuidora la posibilidad de prestar el servicio conforme los parámetros de calidad establecidos en el Contrato de Concesión, al mínimo costo para los usuarios, asegurándole a su vez la obtención de los ingresos suficientes para satisfacer los costos operativos razonables, las tasas e impuestos, las inversiones necesarias valuadas al mínimo costo y obtener una rentabilidad justa y razonable. Siguiendo esos principios, el monto del VAD determinado por esta Gerencia a Mayo 2.023, es decir considerando la actualización de costos hasta Marzo 2.023, conforme las consideraciones expuestas en dicho informe, incluidos los impuestos y tasas directos sobre ventas, es de \$34.308.851 (expresado en miles de pesos). Adjunta en su informe el Anexo D con detalle del mismo. Tal es así que, a los fines de que la Distribuidora obtenga los ingresos necesarios para hacer frente al VAD determinado en el párrafo anterior se debería fijar un ~~incremento en la tarifa~~ media de venta del 39,49%, que le permitirá a la Distribuidora obtener



los ingresos necesarios para cubrir el mismo y cumplir con el Plan de Inversiones Anual (PIO) establecido en el Decreto N° 5450/09, Anexo I, cláusula sexta de \$ 4.737.020.000.

Que agrega la Gerencia actuante que, respecto al **Cálculo Tarifario**, el procedimiento utilizado para la determinación del Cuadro Tarifario (fórmulas tarifarias) surge de la propuesta de Cuadro Tarifario realizada por el Instituto de Energía Eléctrica de San Juan obrante a fjs. 1450. Dicha propuesta surge contemplando los resultados de la campaña de medición y permite la obtención de un cuadro tarifario técnico, el cual admite la asignación adecuada de los costos. Seguidamente expresa que el Cuadro tarifario Técnico obtenido por la Consultora y que este Organismo propone adoptar, permite una asignación adecuada de los costos, de abastecimiento y distribución entre las distintas categorías propuestas a través de los parámetros tarifarios considerando las curvas de carga y su asignación en base a las responsabilidades de cada grupo de usuarios en cada una de las etapas del sistema eléctrico.

Que continúa expresando la Gerencia Económica que a partir del Cuadro Tarifario Técnico obtenido por la Consultora, se mantuvieron diversas reuniones con los directivos y profesionales del ENRESP a fin de implementar mecanismos que permitan obtener aquellas tarifas más adecuadas a la idiosincrasia, particularidades de sus hábitos y consumos y el contexto socio-político-económico de la población de Salta.

Que en este orden de ideas, se mantienen las normas de aplicación del cuadro tarifario aprobadas en la Resolución Ente Regulador N° 833/12 – Anexo II.

Que expresa la Gerencia informante que la Consultora modifica las fórmulas tarifarias empleadas actualmente para la determinación del respectivo cuadro tarifario, que se traduce en el Anexo E del presente informe – Procedimiento para la determinación del cuadro tarifario (fórmulas tarifarias). Asimismo, expresa que, realizados los cálculos correspondientes, se obtuvo el cuadro tarifario propuesto correspondiente al VAD e ingresos totales a Mayo 2.023, con un grossing up de 0,925. Añade que, utilizando la misma metodología, los valores y precios correspondientes al cuadro tarifario de Agosto 2.023 (Expediente N° 267- 59518/23 correspondiente al cuadro tarifario Agosto – Septiembre – Octubre 2.023), se obtuvieron el VAD e ingresos totales de la Empresa Distribuidora, considerando el Mercado Modelo Agosto 2.022 – Julio 2.023. Adicionalmente se utilizaron los valores obtenidos del Cuadro Tarifario para recalcular el VAD, Ingresos

0 1 2 1 9 / 2 3

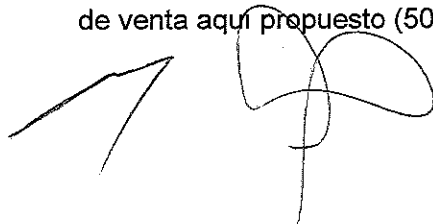
Totales e impuestos mediante la planilla de cálculo de VAD, obteniéndose valores congruentes con los resultados del Cuadro Tarifario vigente.

Que destaca la Gerencia Económica que, los valores obtenidos de VAD e ingresos totales a Mayo 2.023 resultan inferiores a los presentados por la Empresa a la misma fecha, el VAD determinado por el Instituto de Energía Eléctrica San Juan es de \$34.308.851 (expresado en miles de pesos), mientras que el solicitado por EDESA S.A. a la misma fecha asciende a \$ 53.365.812.403, siendo la principal diferencia entre ambos valores la tasa de rentabilidad propuesta por EDESA S.A. (24,70%) y la determinada por el IEE (14,63%). Si se comparan ambas presentaciones a la misma tasa de rentabilidad el VAD solicitado por EDESA S.A. asciende a \$34.796.745 (expresado en miles de pesos).

Que seguidamente expresa la citada Gerencia que, en el presente expediente obra a fs. 924 el informe del Dr. Juan Lucas Dapena Fernández (Asesor Económico y Financiero del Organismo), de acuerdo a su informe el incremento salarial pactado para Empleados Públicos en el 2.022 fue del 93% y desde 01/23 hasta 07/23 fue del 67%, según la proyección anualizada del Dr. Dapena la inflación para el 2.023 será superior al 115%. Por lo expuesto considera la Gerencia que, como límite el 50% de los incrementos salariales de los empleados públicos, hasta 07/23 sería del 33,5%.

Que a más de lo expuesto, cabe hacer mención que, a los fines, de mitigar el impacto que el incremento tarifario ocasionaría a los usuarios, considera la Gerencia actuante que, el mismo podría ser otorgado en tres etapas, aclarando que en caso de que ese Directorio considere conveniente dicha propuesta, se debe cubrir el monto que la Distribuidora deja de facturar por ese diferimiento en el tiempo, lo cual implica que la tarifa media de venta deberá ser incrementada en un porcentaje mayor, de acuerdo al siguiente detalle:

- A partir de septiembre 2.023 se aplicaría un 50% del incremento en la tarifa media de venta aquí propuesto (25,10% de incremento en la tarifa media de venta)
- A partir de noviembre 2.023 se aplicaría un 75% del incremento en la tarifa media de venta aquí propuesto (37,64% de incremento en la tarifa media de venta).
- A partir de diciembre 2.023 se aplicaría el 100% del incremento en la tarifa media de venta aquí propuesto (50,19% de incremento en la tarifa media de venta).



Que, consecuentemente, entiende la Gerencia Económica que el Directorio del ENRESP debería aprobar el Cuadro Tarifario pleno (Anexo F), sin perjuicio de su aplicación conforme se detalla en el párrafo anterior.

Que en este sentido, expresa la mencionada Gerencia que es responsabilidad del Ente Regulador y del Estado Provincial, no solo velar por la situación económico financiera de la prestación, los niveles de calidad del servicio y la concreción de las obras e inversiones necesarias para que ello sea posible, sino también proteger el interés de los usuarios asegurando tarifas justas y razonables para todos ellos.

Que asimismo enuncia que, este Organismo mediante el Reglamento de Subsidios establecido por Resolución Ente Regulador N° 1786/21, garantiza la cobertura de aquellos usuarios que por su situación de carencia o indigencia, debidamente comprobada, no pueden abonar mensualmente sus facturas de servicios de energía eléctrica, razón por la cual puede estimarse que la readecuación tarifaria objeto de estudio y análisis no va a constituir un factor excluyente para los sectores más vulnerables, los cuales tienen su debida contención y tratamiento específico, en el sistema de subsidios mencionado.

Que, por otra parte, el Gobierno Nacional mediante la Resolución N° 204/17 emitida por la Secretaría de Energía, creó la Tarifa para Electro-dependientes, que posee subsidio nacional para el abastecimiento. Para el componente de VAD de la tarifa, la Provincia estableció un subsidio al 100%, abonando el usuario a tarifa cero.

Que, ahora bien, respecto a la **Matriz de actualización de costos**, en cuanto a la metodología de Actualización del VAD, considera la Gerencia Económica que es oportuno modificar la misma contemplando la propuesta realizada por la Distribuidora y verificada por el Instituto de Energía Eléctrica de San Juan. Agrega que, por otra parte, esta Gerencia propone modificar el indicador testigo que habilita el proceso de revisión por mayores costos para hacerlo más sencillo. Recordamos que este coeficiente solamente tiene la finalidad de disparar la posibilidad de la Distribuidora de realizar una presentación cada seis meses, solicitando se reconozcan los mayores costos consecuencia de la inflación, siempre y cuando el mismo supere el 10%. Para ello, considera conveniente utilizar el Índice de Precios internos al por Mayor nivel general publicado por el INDEC.

0 1 2 1 9 / 2 3

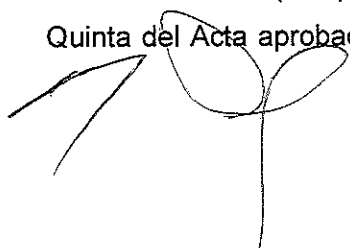
Que, en ese sentido, también considera conveniente la Gerencia, que en caso de que dicho coeficiente supere en un trimestre el 25%, exista la posibilidad de que la Distribuidora realice una presentación extraordinaria solicitando el reconocimiento del impacto de la inflación en el Valor Agregado de Distribución.

Que adjunta la Gerencia actuante como Anexo G de su informe, la propuesta tanto de indicador testigo como de las fórmulas para la actualización del Valor Agregado de Distribución.

Que finaliza su informe la Gerencia Económica de este Organismo expresando que, atento a la situación económica del país, el plazo que se considera hoy para dichas presentaciones (12 meses), resulta muy extenso, motivo por el cual se suma a la propuesta realizada por la Distribuidora y compartida por la Consultora de este Organismo en cuanto a la reducción de dicho plazo a seis meses.

Que, a su vez, corresponde hacer referencia a los informes técnicos realizados por la Gerencia de Energía Eléctrica del ENRESP, obrantes a fs. 1404/1439 y 1440/1481, en donde expone las conclusiones resultantes de las actividades de Revisión del Reglamento de Calidad de Servicio Técnico (CST) y Calidad del Producto Técnico (CPT) que aplicará el Ente Regulador de Servicios Públicos (ENRESP) en la provincia de Salta a la Empresa Distribuidora de Energía de Salta Sociedad Anónima (EDESA SA). Las mismas surgen como consecuencia de los análisis realizados por la consultora del IEE-UNSJ, tomado como base para los estudios correspondientes (Contrato de Concesión, normas de control de CPT y CST, Actas Acuerdos, Decretos, Expedientes internos, Informes Semestrales del control de CTS y CPT, etc.), como así también el detalle de las normativas empleadas por otros entes reguladores en el país y recomendaciones emanadas de normativas internacionales.

Que sostiene la citada Gerencia que, en el ámbito de la Regulación Económica, las multas o penalizaciones constituyen una señal económica orientadas a estimular la eficiencia y el desarrollo de las inversiones necesarias para la consecución de los niveles de calidad exigidos en las normas regulatorias. En lo que respecta a Calidad de Servicio Técnico (CST) y Calidad de Producto Técnico (CPT) dispuesto en la Cláusula Quinta del Acta aprobada por el Decreto N° 5450/09, la experiencia regulatoria recogida



desde el dictado del mencionado decreto hasta la fecha marca la necesidad de modificar la reglamentación vigente.

Que, en razón de ello -en el marco del proceso de Revisión Tarifaria Integral (RTI) 2022-2027 llevado adelante por el ENRESP y la empresa EDESA S.A.-, y en ejercicio de las competencias asignadas legalmente, las partes suscribieron el 26 de julio de 2022 un Acta Acuerdo en la que se acordó el inicio de la reformulación de las condiciones cualitativas y cuantitativas a cumplir con la calidad de servicio de forma de orientar hacia una mejora de la misma.

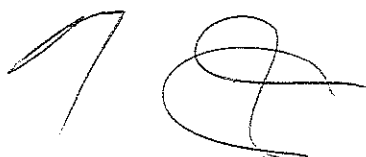
Que, en este orden de ideas, el Acta mencionada contempló, entre otras cuestiones, en su Cláusula Tercera la determinación del valor de actualización del factor "C" provisorio. Encontrándonos en el período final de la Revisión Tarifaria Integral llevada adelante, corresponde definir el valor del factor "C" para el quinquenio siguiente, junto a otros aspectos que hacen a la calidad del servicio de distribución de energía eléctrica.

Que, como resultado de los análisis realizados en dichos informes, el ENRESP procedió a firmar con EDESA S.A. un Acta Acuerdo tendiente a restablecer el Régimen de Calidad de Producto y Servicio Técnico, la que obra a fs. 1560/1569 de autos, y supone una clara mejora en la actividad regulatoria llevada a cabo por este Organismo, con beneficios concretos para los usuarios del servicio de distribución de energía eléctrica.

Que, por último, la Gerencia de Usuarios del ENRESP emite informe obrante a fs. 1570 y vta., en el que manifiesta que, en el marco de los planteos efectuados en el marco de la Audiencia Pública referida al Servicio Eléctrico y atendiendo a las cuestiones planteadas por los oradores, advierte la necesidad de reforzar, sea con oficinas y/u operadores, la atención en algunas localidades donde realmente a los usuarios les resulta difícil gestionar sus consultas, pagos y/o reclamos.

Que expresa la Gerencia informante que estas falencias radican principalmente en las grandes distancias que los usuarios deben recorrer, como también en los tiempos de espera para ser atendidos en las oficinas que se encuentran compartidas junto a Rapipago, en donde la demanda de usuarios, por sus características, es mayor. A continuación detalla la situación actual relevada por personal de la Gerencia en cuestión:

Localidades que no cuentan con Oficinas:



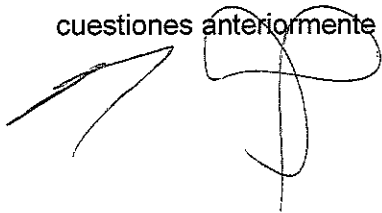
0 1 2 1 9 / 2 3

- **AGUAS BLANCAS:** Con 531 usuarios cuenta con atención una vez por mes (en Municipalidad -y solo efectúan cobros-). La oficina más cercana es a 45 km. en la localidad de San Ramón de la Nueva Orán.
- **LOS BLANCOS:** 505 usuarios, **NO** cuentan con atención y la oficina más cercana es en la localidad de Cnel. Juan Solá (Estación Morillo) a 36 Km.
- **CAPITÁN PAGE:** 75 usuarios, **NO** cuenta con atención y la oficina más cercana es en la Localidad de Morillo a 62 km.

Oficinas que necesitan un operador más para atención debido a la gran demanda de usuarios:

- **La Merced:** (2612 usuarios). Comparte oficina con **Rapipago**, Atención Lunes, Miércoles y Viernes de 08 a 14:30 y de 17 a 20 hs. – Sábados de 09 a 13 hs.
- **Rosario de Lerma:** (6071 usuarios). Comparte oficina con **Rapipago**, Atención de Lunes a Viernes de 08 a 13 hs y de 17 a 20 – Sábados de 09 a 13 hs.
- **El Carril:** (3153 usuarios). Comparte oficina con **Rapipago**, Atención de Lunes a Viernes de 08 a 13 hs y de 17 a 20 – Sábados de 09 a 13 hs.
- **Guachipas:** (795 usuarios). Comparte oficina con **Rapipago**, Atención de Lunes y Martes de 08 a 14.30 hs.
- **Cerrillos:** (12.346 usuarios). Comparte oficina con **Rapipago**, Atención de Lunes a Viernes de 08 a 13 hs y de 17 a 20 – Sábados de 09 a 13 hs.
- **Rosario de la Frontera:** (9054 usuarios). Atención de Lunes a Viernes de 07 a 13 hs.
- **Salta Capital.** Resultan igualmente insuficiente las tres bocas de atención dispuestas a tal efecto.

Que, por lo expuesto, la Gerencia de Usuarios del ENRESP entiende procedente requerir a EDESA S.A., dentro del marco de la presente Revisión Integral, a presentar -dentro del plazo de treinta (30) días corridos posteriores a su emisión-, un proyecto de abordaje que contemple medidas concretas destinadas a regularizar las cuestiones anteriormente planteadas.



Que, a su turno, la Gerencia Jurídica del ENRESP entiende oportuno destacar, en primer lugar, que conforme lo manifiesta reconocida doctrina -Maizal-, el principio general de justicia y razonabilidad aplicado a las tarifas de servicios públicos aparece tratado cuando señala que *"en general, se ha relacionado lo justo con lo jurídico, o sea con la forma de aplicación de la tarifa, mientras que lo razonable haría a lo económico, es decir, al quantum de la misma. En ese sentido, sería razonable la tarifa que prevé una adecuada retribución para el concesionario y sería justa si, además, no implica discriminar arbitrariamente entre los usuarios"* (Ing. Julio César Molina - Solidaridad en las Tarifas - El principio de solidaridad en el diseño tarifario parte I- pag. 43, Rev. Única (Asociación de Profesionales Universitarios del Agua y la Energía Eléctrica)- Año XXXVIII / Abril 2012 / N° 115)

Que en esa inteligencia resulta oportuno agregar los fines de la justicia conmutativa, la cual trata precisamente las compensaciones que puedan darse entre las partes intervinientes -comunidad de usuarios / prestador-, buscando producir un equilibrio, una correspondencia objetiva en los intercambios que se producen. Para el caso del Servicio Público, el Concesionario debe percibir un equivalente económico por la prestación que lleva a cabo; se trata en definitiva, de la preservación del principio de sostenibilidad (Art. 40 inc. a de la Ley 24.065), que no es otra cosa que garantizar el equilibrio económico-financiero de la Prestataria condicionado a su comportamiento eficiente y prudente (Obr. Cit. Pag. 44)

Que compete al Ente Regulador proteger el interés de los usuarios y fijar tarifas justas y razonables orientadas al establecimiento y mantenimiento de equilibrio entre las necesidades económicas y financieras de las licenciatarias y concesionarias prestadoras, la expansión y conservación de los servicios con niveles de calidad permanentes y el acceso de los usuarios a las prestaciones propias de cada uno de tales servicios (conf. artículo 2° de la ley 6.835).

Que a su vez, este Organismo se encuentra investido de potestades tarifarias, atento lo establecido en el artículo 3° de la ley mencionada precedentemente.

Que en este orden, cabe tener presente que los usuarios tienen derecho a tarifas justas y razonables, determinadas de acuerdo a las disposiciones de esta ley y sus reglamentaciones (artículo 46° de la ley 6.835).



0 1 2 1 9 / 2 3

Que, consecuentemente y conforme las facultades otorgadas por la ley de Emergencia Económica y Administrativa 6583, la ley 6835 y el artículo 79 de la ley 6819, en orden a garantizar los principios constitucionales de solidaridad y amparo a los usuarios y consumidores, corresponde ratificar la vigencia del Régimen de Tarifa Social implementado mediante las Resoluciones ENRESP N° 615/22 y N° 1217/23, el que se traduce en la creación de dos nuevas categorías tarifarias denominadas **Tarifa Social Residencial segmento 1** (hasta 192 KWh/mes) y **Tarifa Social Residencial segmento 2** (mayor a 192 KWh/mes), en las cuales se aplicará sólo el 50% del incremento tarifario que se establezca en el presente proceso.

Que, por otra parte, y a tenor de las facultades conferidas por las Leyes 6.835 y 6.819, el Decreto N° 50/23 del Poder Ejecutivo Provincial y las Resoluciones Ente Regulador N° 192/23 y N° 226/23, corresponde tener presente la “**Bonificación de Tarifa para Zonas Cálidas**”, la que –conforme la reglamentara el Ente Regulador mediante Resolución ENRESP N° 192/23- se corresponde con una reducción del 30% del total facturado durante los meses de Noviembre, Diciembre, Enero, Febrero y Marzo de cada año, y se aplica a los usuarios de todas las categorías residenciales de los departamentos de Anta, Orán, Rivadavia, San Martín, General Güemes y los municipios de La Candelaria, El Potrero y El Galpón.

Que, al respecto, y en razón de las condiciones socioeconómicas de los usuarios residenciales incorporados al régimen de Tarifa Social provincial que habitan en los lugares referidos, se estableció una reducción equivalente con un 50% del total facturado, disponiendo además que la reducción debe abarcar todos los días comprendidos en los períodos de facturación mencionados.

Que, en este mismo orden de ideas, corresponde crear la **Tarifa Preferencial para Usuarios Residenciales de Zonas de Regularización del Servicio de Energía Eléctrica**, que residan en urbanizaciones precarias y/o barrios inscriptos en el Registro Nacional de Barrios Populares -o que se encuentren dentro de las condiciones allí contempladas para su registro-, la que tendrá vigencia por el término de un año a partir del alta del suministro generado por el proceso de regularización.

Que, en consecuencia, la adecuación del cuadro tarifario propuesto por la Gerencia Económica y Eléctrica, encuentra su sustento en lo establecido en el artículo 76,



de la Ley N° 6819, el que en relación a tarifas justas y razonables, *expresamente reza: "Los servicios suministrados por los Transportistas y Distribuidores de Mercado Concentrado serán ofrecidos a tarifas justas y razonables, las que se ajustarán a los siguientes principios: a) Proveerán a los Transportistas y Distribuidores de Mercado Concentrado la oportunidad de obtener ingresos suficientes para cubrir los costos operativos razonables aplicables al servicio, las amortizaciones y una razonable tasa de rentabilidad... "*

Que, en el mismo orden de ideas, es importante recordar lo dicho sobre el asunto por la Corte Suprema de Justicia de la Nación en la causa "Centro de Estudios para la Promoción de la Igualdad y la Solidaridad y otros c/ Ministerio de Energía y Minería s/ amparo colectivo" (Fallos 339:1077), en cuanto señala en el considerando 33) que la decisión tarifaria debe atender a la cuestión social imperante, "...ponderando la realidad económico-social concreta de los afectados por la decisión tarifaria con especial atención a los sectores más vulnerables, y evitando, de esta forma, el perjuicio social provocado por la exclusión de numerosos usuarios de dichos servicios esenciales como consecuencia de una tarifa que, por su elevada cuantía, pudiera calificarse de 'confiscatoria', en tanto detraiga de manera irrazonable una proporción excesiva de los ingresos del grupo familiar a considerar. Por lo demás, no debe obviarse que un cálculo tarifario desmesurado o irrazonable generará altos niveles de incobrabilidad y terminará afectando al mentado financiamiento y, por vía de consecuencia de este círculo vicioso, a la calidad y continuidad del servicio".

Que, en línea con los fundamentos antes expuestos, sobre la legitimidad y necesidad de atender debidamente la cuestión social en este asunto, también se ha pronunciado el Banco Interamericano de Desarrollo, estableciendo entre sus recomendaciones que "... Los subsidios pueden y deben desempeñar un papel para que los servicios sean más asequibles, sobre todo para los pobres. ... (*De Estructuras a Servicios. El Camino a una Mejor Infraestructura en América Latina y El Caribe*, pág. 121).

Que, a mayor abundamiento, debe tenerse en cuenta, que la energía eléctrica es una necesidad básica insustituible y forma parte de los derechos humanos de tipo económico y social, así el Estado tiene la obligación de asegurar el acceso al servicio eléctrico como parte de un piso de derechos mínimos que deben ser garantizados a toda la población.

01219 / 23

Que, la Declaración Universal de Derechos Humanos Emergentes establece en su art. 1º el *"Derecho a la existencia en condiciones de dignidad. Todos los seres humanos y las comunidades tienen derecho a vivir en condiciones de dignidad. Este derecho humano fundamental comprende los siguientes derechos: 1. El derecho a la seguridad vital, que supone el derecho de todo ser humano y toda comunidad, para su supervivencia, al agua potable y al saneamiento, a disponer de energía y de una alimentación básica adecuada, y a no sufrir situaciones de hambre. Toda persona tiene derecho a un suministro eléctrico continuo y suficiente y al acceso gratuito a agua potable para satisfacer sus necesidades vitales básicas."*

Que, por su parte, la Asamblea General de Naciones Unidas, a través de su Resolución N° 65/151, en el año 2.012 -Año Internacional de la Energía Sostenible para Todos- afirma que el acceso a servicios energéticos modernos y asequibles es esencial para lograr los objetivos de desarrollo convenidos internacionalmente ayudando a reducir la pobreza y a mejorar las condiciones y el nivel de vida de la mayoría de la población. Allí mismo se menciona la necesidad de mejorar el acceso a recursos y servicios energéticos para el desarrollo sostenible que sean fiables, de costo razonable, económicamente viables, socialmente aceptables y ecológicamente racionales.

Que, en consonancia con lo anterior, el art. 25 de la Declaración Universal de los Derechos Humanos y el art. 11 del Pacto Internacional de Derechos Económicos, Sociales y Culturales establecen que *"toda persona tiene derecho a un nivel de vida adecuado que le asegure, así como a su familia, la salud y el bienestar, y en especial la alimentación, el vestido, la vivienda, la asistencia médica y los servicios sociales necesarios"*, del mismo modo que nuestro art. 42 de la Carta Magna dispone que *"Los consumidores y usuarios de bienes y servicios tienen derecho, en la relación de consumo, a la protección de su salud, seguridad e intereses económicos; a una información adecuada y veraz; a la libertad de elección, y a condiciones de trato equitativo y digno"*, poniendo en cabeza de las autoridades la obligación de proteger esos derechos y controlar los monopolios naturales y legales.

Que, a su vez, el artículo 31 de la Constitución Provincial dispone: *"DERECHOS DE LOS CONSUMIDORES Y USUARIOS. Los consumidores y usuarios de bienes y servicios tienen derecho, en la relación de consumo, a la protección de su salud,*



seguridad e intereses económicos; a una información adecuada y veraz; a la libertad de elección y a condiciones de trato equitativo y digno. Las autoridades aseguran la protección de esos derechos, la educación para el consumo, la defensa de la competencia contra toda forma de distorsión de los mercados, el control de los monopolios naturales y legales, la calidad y eficiencia de los servicios públicos y la constitución de asociaciones de consumidores y usuarios. La legislación regula la publicidad para evitar inducir a conductas adictivas o perjudiciales o promover la automedicación y establece sanciones contra los mensajes que distorsionen la voluntad de compra del consumidor mediante técnicas que la ley determine como inadecuadas. La legislación establece procedimientos eficaces y expeditos para la prevención y solución de conflictos y los marcos regulatorios de los servicios públicos de competencia provincial, previendo la necesaria participación de los consumidores, usuarios, asociaciones que los representen y municipios, en los órganos de control.”.

Que, compete al Ente Regulador proteger el interés de los usuarios, fijar tarifas justas y razonables, asegurando la accesibilidad de los usuarios a las prestaciones propias del servicio (conforme Ley N° 6.835).

Que, por todo lo expuesto, resulta ajustado a derecho disponer las medidas regulatorias que se aprueban por la presente, en la medida que resuelven razonablemente las principales cuestiones planteadas en este proceso de revisión tarifaria integral que tuvo el debido rigor técnico y el necesario carácter participativo; proceso enmarcado en un complejo contexto económico y social que atraviesa el país y del cual la provincia de Salta no resulta ser ajena, con emergencias declaradas que se mantienen en el tiempo y que impactan en la vida de los contratos de concesión de servicios públicos, exigiendo de las autoridades regulatorias un justo y adecuado tratamiento de los asuntos sometidos a su competencia legal atribuida.

Que, concluyendo, la Gerencia Jurídica entiende que, considerando los antecedentes de autos y conforme los informes emitidos por las Gerencias Económicas y de Energía Eléctrica del ENRESP, se encuentran debidamente reunidos los requisitos previstos por la normativa vigente aplicable –oportunamente citada-, y cumplidos todos y cada uno de los pasos procedimentales necesarios para la presente revisión tarifaria (Art. 31 Contrato de Concesión, Arts. 78 y 80 de la Ley 6819, Art. 31 Ley 6835 y Resolución



0 1 2 1 9 / 2 3

ENRESP N° 1046/23, entre otras), por lo que sugiere aprobar el Cuadro Tarifario que deberá aplicar EDESA S.A. a partir de Septiembre/2023, producto de la revisión efectuada.

Que, el Directorio del Ente Regulador de los Servicios Públicos es competente para el dictado del presente acto en virtud de lo establecido en las Leyes N° 6.835 y N° 6.819, como así también en las demás normas complementarias y concordantes.

Por ello,

**EL DIRECTORIO DEL ENTE REGULADOR
DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS**

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°: DAR POR CONCLUIDA la Campaña de Medición de Curva de Demanda de Energía y Potencia de los Usuarios del Servicio de Energía Eléctrica implementada entre Abril/22 y Agosto/23, y **APROBAR** sus conclusiones.

ARTÍCULO 2°: RATIFICAR la vigencia de la Resolución ENRESP N° 615/22 que habilitó los procedimientos de compensación a favor de usuarios del servicio de energía eléctrica en estado de vulnerabilidad económica, en compatibilidad con las Resoluciones S. E. N. N°s. 40/21 y N° 371/21 y lo dispuesto sobre el remanente de la orden de crédito reconocida por CAMMESA a EDESA S.A. por imperio del convenio firmado con la Secretaría de Energía de la Nación. Las compensaciones dispuestas deberán traducirse en créditos de consumo a favor de los beneficiarios, o en cancelación total o parcial de acuerdos de financiación por deudas que encuentren causa adecuada en manifestaciones de imposibilidad de pago ocurridas entre los meses Marzo/2020 y Diciembre/2021.

ARTÍCULO 3°: INTIMAR a EDESA S.A. a realizar las inversiones necesarias del Plan de Inversiones Obligatorio (PIO) respecto del período 2023/2028, por la suma anual de \$ 4.737.020.000 (pesos cuatro mil setecientos treinta y siete millones veinte mil), y adoptar todas las medidas operativas pertinentes, otorgando prioridad a las áreas en donde los índices que denuncian los distribuidores de media tensión exralimitan los máximos de calidad permitidos para el servicio prestado.

ARTÍCULO 4°: APROBAR e IMPLEMENTAR, a partir del período 09/2023, los criterios técnicos contenidos en el Acta Acuerdo firmada con EDESA S.A. tendientes a

RESTABLECER el Régimen de Calidad de Producto y Servicio Técnico, la que como ANEXO I forma parte de la presente Resolución.

ARTÍCULO 5°: REQUERIR a EDESA S.A. que en el plazo de 30 (treinta) días de notificada la presente Resolución, presente ante el ENRESP un plan de obras de remediación de los puntos de Calidad de Producto Técnico actualmente penalizados.

ARTÍCULO 6°: RATIFICAR la vigencia del Régimen de Tarifa Social implementado mediante las Resoluciones ENRESP N° 615/22 y N° 1217/23, el que se traduce en la creación de dos nuevas categorías tarifarias denominadas Tarifa Social Residencial segmento 1 (hasta 192 KWh/mes) y Tarifa Social Residencial segmento 2 (mayor a 192 KWh/mes). Respecto de ellas se aplicará el 50% del incremento tarifario establecido en el artículo 16° de la presente Resolución.

ARTÍCULO 7°: AUTORIZAR una Tarifa Preferencial para Usuarios Residenciales de Barrios en Proceso de Regularización del Servicio Eléctrico (B.P.R.S.E.), que consistirá en una categoría tarifaria especial inferior a la establecida para los usuarios T1R1 y T1R2.

El monto de la facturación correspondiente (cargo fijo y variable) será determinado e incorporado al respectivo cuadro tarifario de manera fundada por el Ente Regulador.

La presente Tarifa Residencial B.P.R.S.E. tendrá una vigencia total de doce (12) meses contados a partir de la facturación correspondiente al período de alta del suministro. Vencido dicho plazo los usuarios encuadrados en esta categoría tarifaria podrán integrar la categoría correspondiente a Tarifa Social Residencial, siempre y cuando cumplan con los requisitos establecidos para la misma.

ARTÍCULO 8°: RATIFICAR la vigencia del Régimen de Tarifa Preferencial para Zonas Cálidas implementado por el Decreto N° 50/23 del Poder Ejecutivo Provincial y las Resoluciones Ente Regulador N° 192/23 y N° 226/23, la que se corresponde con una reducción del 30% del total facturado durante los meses de Noviembre, Diciembre, Enero, Febrero y Marzo de cada año, y se aplica a los usuarios de todas las categorías residenciales de los departamentos de Anta, Orán, Rivadavia, San Martín, General Güemes y los municipios de La Candelaria, El Potrero y El Galpón.

0 1 2 1 9 / 2 3

En razón de las condiciones socioeconómicas de los usuarios residenciales incorporados al Régimen de Tarifa Social provincial que habitan en los lugares referidos, la reducción será equivalente al 50% del total facturado.

La reducción abarcará todos los días comprendidos en los períodos de facturación mencionados.

ARTÍCULO 9º: ESTABLECER el acceso continuo a los regímenes de tarifas preferenciales según las condiciones establecidas en los actos resolutivos que los instauran y garantizara los usuarios la vía de revisión mediante la puesta a disposición de un formulario de reconsideración.

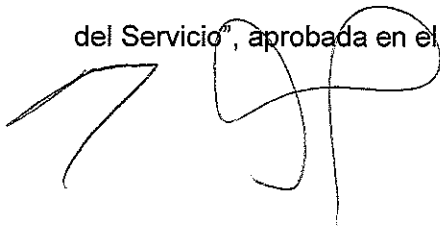
ARTÍCULO 10º: REITERAR solicitud a fin de que la Subsecretaría de Planeamiento Energético habilite la inscripción al RASE en soporte físico a fin de garantizar accesibilidad a los usuarios de la Provincia de Salta que carecen de conectividad fija y se encuentran imposibilitados de preservar el subsidio al componente abastecimiento del servicio de energía eléctrica. Hasta tanto ello ocurra, **RATIFICAR** la vigencia de la medida cautelar administrativa dispuesta mediante Resolución ENRESP n° 830/22.

ARTÍCULO 11º: DEJAR ACLARADO que de verificarse inconsistencias entre la información registral considerada para las categorizaciones establecidas en la presente y la situación real de los usuarios alcanzados por los beneficios que tales categorizaciones conllevan, el ENRESP se encuentra legalmente habilitado para excluir de sus padrones a aquellos usuarios que evidencien una manifestación de solvencia en incompatibilidad con el régimen solidario aquí dispuesto.

ARTÍCULO 12º: RECHAZAR el incremento en la tarifa media de venta de 80,43 % solicitado por la Empresa Distribuidora de Electricidad de Salta S.A. (EDESA S.A.), por los motivos expuestos en los considerandos de la presente Resolución.

ARTÍCULO 13º: MANTENER la vigencia de las "Normas de Aplicación del Cuadro Tarifario", aprobadas en el Anexo II de la Resolución Ente Regulador N° 833/12.

ARTÍCULO 14º: MANTENER la vigencia de la "Metodología de Actualización de los Costos del Servicio", aprobada en el Anexo V de la Resolución Ente Regulador N° 833/12.



ARTÍCULO 15°: APROBAR el ANEXO II que contiene el "Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario (Fórmulas Tarifarias)".

ARTÍCULO 16°: APROBAR el Cuadro Tarifario pleno que como ANEXO III forma parte de la presente, el cual prevé una readecuación progresiva que deberá ser aplicado por la Distribuidora según los períodos y porcentajes que se detallan a continuación:

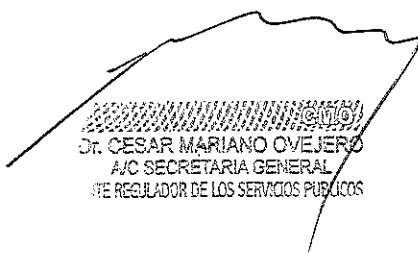
- Septiembre 2.023, un incremento en la tarifa media de venta del 25,10%.
- Noviembre 2.023, un incremento en la tarifa media de venta del 12,54%.
- Diciembre 2.023, un incremento en la tarifa media de venta del 12,55%.

ARTÍCULO 17°: APROBAR el ANEXO IV que contiene el "Factor de actualización del Valor Agregado de Distribución".

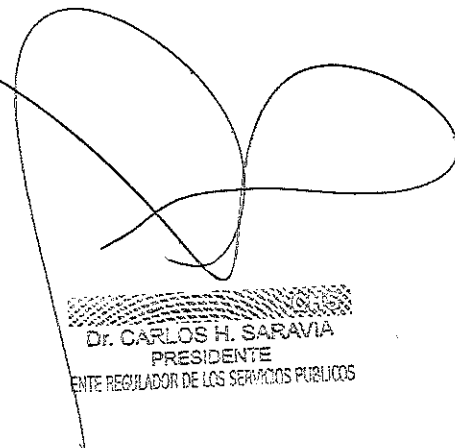
ARTÍCULO 18°: REQUERIR a EDESA S.A. que en el plazo de 30 (treinta) días de notificada la presente Resolución, presente ante el ENRESP un plan de un proyecto de abordaje que contemple medidas concretas destinadas a regularizar las falencias de atención comercial puestas de manifiesto por la Gerencia de Usuarios del ENRESP en su informe de fs. 1570 y vta.

ARTÍCULO 19°: DISPONER que a fin de dar amplia difusión al Cuadro Tarifario a aplicarse a los usuarios, la Distribuidora deberá publicar el mismo a su cargo durante dos (2) días, en el diario de mayor circulación de la Provincia, en tamaño y formato legible.

ARTÍCULO 20°: NOTIFICAR, Registrar, Publicar en el Boletín Oficial y oportunamente Archivar.-



Dr. CESAR MARIANO OVEJERO
AJC SECRETARIA GENERAL
ENTE REGULADOR DE LOS SERVICIOS PUBLICOS



Dr. CARLOS H. SARAVIA
PRESIDENTE
ENTE REGULADOR DE LOS SERVICIOS PUBLICOS

ACTA ACUERDO

CALIDAD DE SERVICIO

En la ciudad de Salta, capital de la provincia del mismo nombre, República Argentina, a los veintinueve días del mes de agosto de 2023, se reúnen, por una parte el Sr. Presidente del Ente Regulador de los Servicios Públicos de la Provincia de Salta (ENRESP), Dr. Carlos Humberto Saravia (conforme Decreto de Designación N° 123/19), con domicilio en calle Bartolomé Mitre N° 1231 de la Ciudad de Salta, en representación del citado Organismo, y por otra parte el Ing. Jorge Luis Salvano, DNI N° 24.209.133, y el Dr. Luis Leyes, DNI N° 26.779.059, ambos en representación de la Empresa Distribuidora de Electricidad de Salta Sociedad Anónima (EDESA S.A.), en su carácter de apoderados, con domicilio en Pasaje Zorrilla N° 29 de esta Capital; en forma conjunta las Partes, a los fines de suscribir la presente Acta Acuerdo:

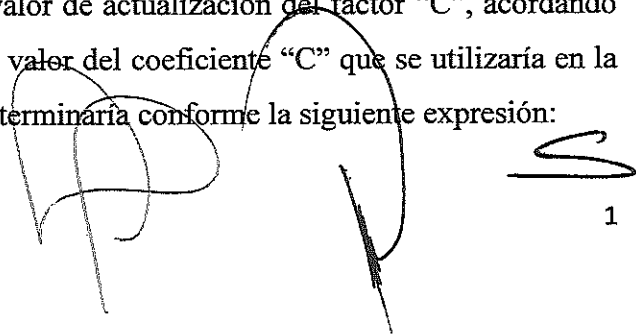
PARTE PRIMERA – ANTECEDENTES:

En el ámbito de la Regulación Económica, las multas o penalizaciones constituyen una señal económica orientadas a estimular la eficiencia y el desarrollo de las inversiones necesarias para la consecución de los niveles de calidad exigidos en las normas regulatorias.

En lo que respecta a Calidad de Servicio Técnico (CST) y Calidad de Producto Técnico (CPT) dispuesto en la Cláusula Quinta del Acta aprobada por el Decreto N° 5450/09, la experiencia regulatoria recogida desde el dictado del mencionado decreto hasta la fecha marca la necesidad de modificar la reglamentación vigente.

En razón de ello -en el marco del proceso de Revisión Tarifaria Integral (RTI) 2022-2027 llevado adelante por el ENRESP y la empresa EDESA S.A.-, y en ejercicio de las competencias asignadas legalmente, las partes suscribieron el 26 de julio de 2022 un Acta Acuerdo en la que se acordó el inicio de la reformulación de las condiciones cualitativas y cuantitativas a cumplir con la calidad de servicio de forma de orientar hacia una mejora de la misma.

En este orden de ideas, el Acta mencionada contempló, entre otras cuestiones, en su Cláusula Tercera la determinación del valor de actualización del factor “C”, acordando que a partir del mes de noviembre/21 el valor del coeficiente “C” que se utilizaría en la actualización del unitario de multa se determinaría conforme la siguiente expresión:

The image shows two handwritten signatures in black ink. The signature on the left is more complex and cursive, while the one on the right is simpler and more stylized. Below the signatures, there is a large, dark, scribbled-out mark that partially obscures the text of the document.

$$C = 106,16804 \times K1 \times K2$$

Donde, **K1** = Factor de empalme calidad el cual se ajustaría conforme el sendero de avance del proceso de RTI 2022-2027 de forma de alcanzar su valor máximo dentro del próximo período tarifario quinquenal (2023-2028). Su valor variaría entre 0,25 y 1 conforme el avance de dicho proceso, estableciendo como valor inicial el de 0,25.

A su vez, **K2** = Factor de actualización que se corresponde linealmente con el incremento de VAD (Valor Agregado de Distribución) otorgado en cada actualización a partir del mes de enero/22. Valor inicial enero/22 = 1.

- Asimismo se acordó que el valor de C a partir de noviembre/21, conforme los valores iniciales, sería de 26,54201.

Ahora bien, encontrándonos en el período final de la Revisión Tarifaria Integral llevada adelante, corresponde definir el valor del factor “C” para el quinquenio siguiente, junto a otros aspectos que hacen a la calidad del servicio de distribución de energía eléctrica.

En merito a los antecedentes descriptos, las Partes acuerdan suscribir el presente, sujetándose a las siguientes cláusulas:

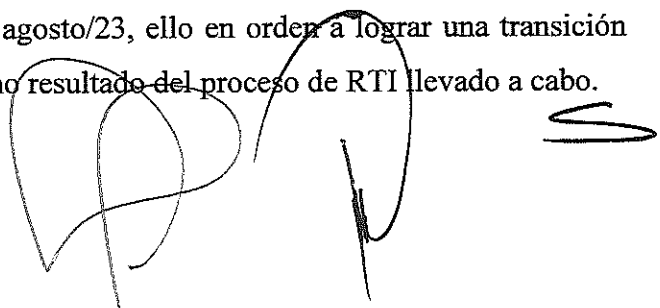
PARTE SEGUNDA – TÉRMINOS Y CONDICIONES DEL ACUERDO

CLÁUSULA PRIMERA: Encuadre.

Este Acuerdo responde, en su contenido y alcances, al marco conceptual establecido en la CLÁUSULA QUINTA del Acta Acuerdo aprobada por Decreto N° 5450/09 del Poder Ejecutivo Provincial, debiendo tenerse como modificación consensuada de dicha cláusula, resultando aplicable a todos aquellos aspectos que sean previstos por el presente.

CLÁUSULA SEGUNDA: Alcance.

El presente Acuerdo, en lo conceptual, será de aplicación al control de Calidad del Servicio Técnico (CST) y Calidad del Producto Técnico (CPT) a partir del semestre 51 (inclusive) el cual inició en el mes de agosto/23, ello en orden a lograr una transición armónica con los criterios a aplicar como resultado del proceso de RTI llevado a cabo.



CLÁUSULA TERCERA: Determinación del Valor de Actualización del coeficiente “C”.

En adelante, el coeficiente C se ajustará con cada actualización del VAD y tomará valores porcentuales progresivos incluyendo el periodo 12/2023. A partir de esta fecha los valores a ser tomados en el futuro serán equivalentes a la actualización del VAD que se otorgue.

Hasta el período 12/2023, el factor C tomará los siguientes valores según la formula arriba expresada y los valores que a continuación se describen en la Tabla I siguiente:

Tabla I.

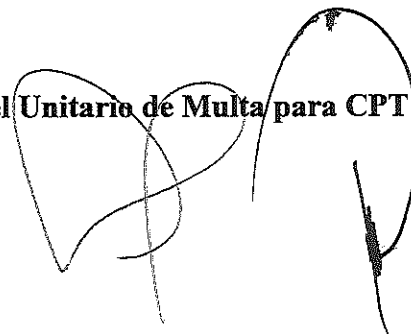
Factor	K1=	K2=	Periodo
C	0.50	incremento del VAD correspondiente para el periodo	01/09/2023 al 31/10/2023
C	0.75	incremento del VAD correspondiente para el periodo	01/11/2023 al 30/11/2023
C	1	incremento del VAD correspondiente para el periodo	01/12/2023 en adelante

Desde el periodo 12/2023 en adelante, el factor de actualización C será afectado exclusivamente con la variación del VAD que se otorgue y coincidentemente con la oportunidad de aplicación de la misma.

CLÁUSULA CUARTA: Valor del Unitario de Multa para CST.

Los valores de Energía no Suministrada para el cálculo de las sanciones por CST serán afectadas por los valores del coeficiente C calculado conforme lo definido en la CLÁUSULA TERCERA.

CLÁUSULA QUINTA: Valor del Unitario de Multa para CPT



ANEXO I - RESOLUCIÓN ENRESP N° 1219/23

Los valores de Energía No Suministrada en \$/ KWh para el cálculo de las sanciones por CPT serán afectadas por los valores del coeficiente C calculado conforme lo definido en la CLÁUSULA TERCERA.

CLÁUSULA SEXTA: Asignación de las penalizaciones – Fondo para Obras

Los montos correspondientes a las penalizaciones calculadas de Calidad de Servicio Técnico en adelante (CST) y las calculadas en Calidad de Producto Técnico, en adelante (CPT), por la Distribuidora, continuarán siendo depositadas en la cuenta MUCAAP y utilizados en obras y/o mejoras de infraestructura eléctrica para Comunidades de Pueblos Originarios y/o regularización del servicio en barrios populares o urbanizaciones precarias, para la financiación de obras de construcción de líneas/subestaciones MT/BT en diferentes localizaciones de la provincia con un reintegro posterior, como así también a los fines que el Ente Regulador considere pertinentes.

La metodología que se implementará para el tratamiento de dichas obras, en cuanto resulte compatible por tipo de obra, será el descrito en el *ANEXO I “Procedimiento para realización de obras con fondos MUCAAP” de la Resolución 1260/22.*

Por otro lado, en cuanto a la devolución que perciben los usuarios por una mala calidad de suministro, que corresponde a la aplicación de una penalización adicional consistente en la disminución proporcional de los cargos fijos de la tarifa de cada usuario afectado (denominada Bonificación Adicional), continuará calculándose de la misma manera que se viene tomando en función de las “Bases Metodológicas para el Control de la Calidad del Producto Técnico Etapa II”, pero considerando los nuevos valores límites de interrupción y tiempos de interrupción definidos en la Tabla N° II.

CLÁUSULA SÉPTIMA: Valores límites de frecuencia y tiempo de interrupciones

A los fines de disminuir el tiempo de una interrupción del servicio sin ser penalizada, se modifican los valores máximos contenidos en el Anexo III del Contrato de Concesión de EDESA S.A. - 2° Etapa y en Las Bases Metodológicas para el Control de Calidad del Servicio Técnico, Tabla I, por los siguientes:

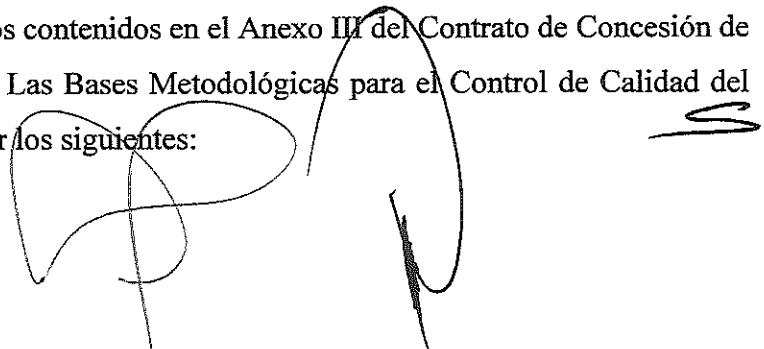
The image shows several handwritten signatures and initials in black ink. There are two large, overlapping signatures on the left and center, and a smaller, more distinct signature on the right. The text 'por los siguientes:' is partially obscured by these marks.

Tabla II.

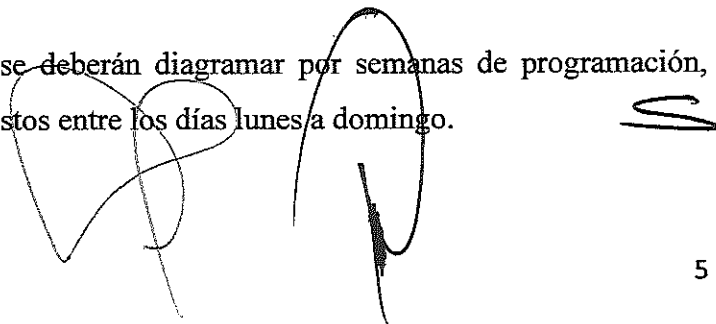
Categoría	Frecuencia de interrupciones (Interrupciones/ semestre)	Tiempo Máximo de interrupción (Horas/ interrupción)	Tiempo Máximo de interrupciones (Horas interrumpidas sin penalizar en un semestre)
Usuarios en AT	3	2	6
Usuarios en MT	4	3	12
Usuarios en BT (pequeñas y medianas demandas)	4	5	20
Usuarios en BT (grandes demandas)	4	4	16

Los valores de la Tabla II, reemplazan a los valores correspondientes de la Tabla I de Las Bases Metodológicas para el Control de Calidad del Servicio Técnico y entrarán en vigencia desde el inicio del semestre 52, es decir desde el 01/02/2024 en adelante. Los semestres futuros serán analizados en función de los valores contemplados en la Tabla II.

CLÁUSULA OCTAVA: Cortes Programados

Los cortes programados descritos en el punto 4.4 de las Bases metodológicas para el control de la calidad del Servicio Técnico Etapa II, serán modificados siguiendo la siguiente metodología:

- 1) Los cortes programados se deberán diagramar por semanas de programación, contemplando los trabajos dispuestos entre los días lunes a domingo.



2) Una vez planificados, deberán ser remitidos por vía mail al ENRESP, adjuntando un archivo Excel que contenga la totalidad de los CP con la siguiente información individualizada:

- a) Fecha
- b) Distrito
- c) Distribuidor
- d) Hora de Inicio
- e) Duración
- f) Zona afectada
- g) Trabajo a realizar
- h) Motivo
- i) Instalación consignada
- j) Equipo CAR
- k) Lugar de trabajo
- l) CT afectados

3) Sobre cada corte detallado en la planilla Excel, deberá generarse y adjuntarse al correo de remisión, un archivo "Project" con las especificaciones de los tiempos de las tareas y el personal involucrado.

4) La programación semanal deberá ser remitida por correo electrónico con siete días de antelación, en consecuencia deberá ser enviada el día lunes de la semana anterior, hasta las 12:00 hs.

En caso que el día lunes coincida con un feriado o día inhábil administrativo, la entrega podrá realizarse hasta las 13:00 hs. del día hábil posterior.

5) La programación semanal efectivamente remitida, podrá ser reprogramada y/o modificada por EDESA hasta el día Miércoles a las 10.00 hs., o hasta el anterior día hábil hasta las 13:00 hs., en caso de resultar feriado o día inhábil administrativo.

6) El ENRESP tendrá plazo hasta el día jueves a las 14.00 horas, o hasta el siguiente día hábil en el mismo horario en caso de resultar feriado o día inhábil administrativo, para revisar la planilla semanal y en su caso proceder a la aceptación o al rechazo fundado de los cortes programados, lo que deberá ser comunicado a EDESA por correo electrónico.

En caso de no mediar remisión de correo en dicho término, se tendrá a la totalidad de los cortes programados semanales por aprobados.

7) En caso de suspenderse la ejecución de un corte programado por pedido del propio regulador, o por necesidad de la empresa o por cualquier otra causa, se deberá remitir un

correo electrónico informando la suspensión y la fecha de reprogramación, en caso de corresponder la misma. Debiendo incluirse el mismo en el envío de la programación semanal correspondiente, en caso de ser reprogramado.

8) Dentro de los diez (10) días hábiles de ejecutados los cortes programados, deberá notificarse dicho estado al ENRESP por correo electrónico.

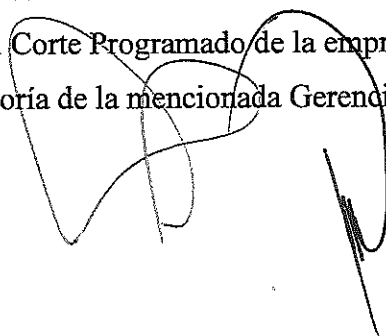
9) En caso de requerirse un corte programado que demande a EDESA el envío del mismo fuera de los tiempos estipulados en este procedimiento, serán puestos a consideración de la Gerencia de Energía Eléctrica del ENRESP mediante correo electrónico, con sus explicaciones técnicas y cualquier otra que considere pertinente. En caso de ser aprobados, no serán penalizados.

10) No resultarán penalizables los cortes de suministro solicitados fehacientemente por los Usuarios, en la medida en que los mismos afecten exclusivamente al suministro de los solicitantes, sin causar interrupciones al resto de los Usuarios servidos desde la red que alimenta al recurrente. La Distribuidora presentará en su informe semestral la documentación respaldatoria de estas interrupciones.

11) Cuando un corte programado solicitado por un cliente se exceda del tiempo previsto originalmente por razones atribuibles al interesado, la interrupción no entrará en el cálculo de los índices. Para este fin será suficiente prueba una adenda en la nota de pedido de corte del cliente especificando la hora real de reposición, firmada de conformidad por el mismo.

12) Una vez autorizado por el ENRESP la realización de un corte programado de una determinada duración, la Distribuidora deberá cumplir estrictamente con el tiempo asignado para la ejecución de los trabajos. Cualquier exceso en este aspecto, independiente de la magnitud del mismo y/o de las causas que lo originen, hará que automáticamente el corte en cuestión, en toda su duración, resulte incluido en el cálculo de las penalizaciones del semestre. La Distribuidora podrá argumentar la demora en la reposición, la cual quedará a consideración del ENRESP para su resolución y penalización definitiva de corresponder.

13) Toda auditoría que se lleve a cabo por parte de la Gerencia de Energía Eléctrica del ENRESP a cualquier corte programado que fuera aprobado bajo los términos declarados por la Distribuidora, será llevada a cabo mediante un acta de auditoría, la cual deberá ser firmada por el responsable del Corte Programado de la empresa Distribuidora EDESA S.A. y el responsable de la auditoría de la mencionada Gerencia.



14) En todos los casos de cortes programados, la Prestadora deberá informar a la población a afectar, mediante publicaciones en el diario de mayor circulación y/o medios radiales o informáticos y/o aquellos que resulten más idóneos en virtud del lugar, con una anticipación de 48 hs. como mínimo, para conocimiento general y prevenciones del caso. Esto contempla cualquier corte de energía que sea programado por EDESA, como así también cualquier corte programado por la Transportista de energía, que impacte sobre los Usuarios de las redes de la Distribuidora.

CLÁUSULA NOVENA: Calidad del Producto Técnico CPT

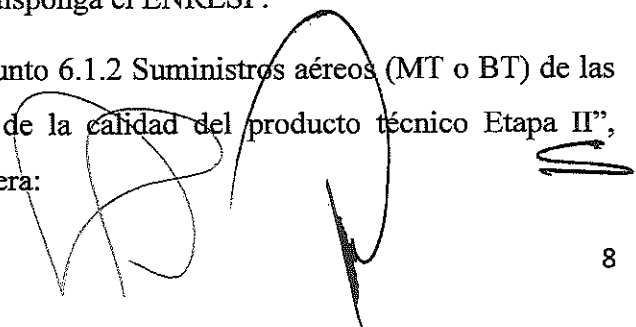
9.1 Variación porcentual admitida del Nivel de Tensión

Para situaciones de suministro con problemas transitorios o permanentes debido a problemas del sistema de transporte y/o por déficit de generación en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) que implique valores superiores de variación de tensión al $\pm 5\%$ en las barras de compra de EDESA S.A., no se modificarán los valores límites indicados en los puntos 6.1.2. de las “Bases Metodológicas para el control de la calidad del producto técnico Etapa II”. En tal caso, de la medición que se realice deberá excluirse el lapso de tiempo en el cual se presentaron inconvenientes en el sistema de transporte y/o déficit de generación o efectuarse una remediación.

Adicionalmente EDESA deberá realizar las gestiones tendientes ante quien corresponda al efecto de mitigar los inconvenientes debido a problemas en el sistema de transporte y/o déficit de generación, debiendo la Distribuidora presentar ante este Regulador las evidencias de tales gestiones realizadas, esto en el marco de las presentaciones de las solicitudes de fuerza mayor de manera completa, no admitiendo presentaciones parciales. En los casos donde la Distribuidora no cumpla lo antes mencionado, se computarán las perturbaciones dentro del cálculo de penalizaciones por calidad, rechazando así el pedido de fuerza mayor.

En caso que se apliquen sanciones en el Mercado Eléctrico Mayorista a generadores o transportistas vinculadas a problemas de tensión y tengan como destinatario a la Distribuidora, la misma deberá trasladar dichas sanciones (créditos) a los usuarios finales en el cuadro tarifario o en la forma que disponga el ENRESP.

A tenor de lo expuesto se modifica el punto 6.1.2 Suministros aéreos (MT o BT) de las “Bases Metodológicas para el control de la calidad del producto técnico Etapa II”, quedando redactado de la siguiente manera:



“En todo momento e independiente de la condición del SIN, el rango de variación admitido deberá ser = $\pm 7\%$ de la tensión nominal del suministro, tanto para suministros urbanos como rurales (aéreos o subterráneos en MT o BT).

Esta modificación entrará en vigencia a partir de la firma de la presente Acta Acuerdo.

9.2 Cantidad de equipos registradores móviles y puntos mínimos de medición mensual.

Resulta necesario aumentar la cantidad de equipos registradores (actualmente 20), para las mediciones destinadas al control de la calidad del Producto Técnico en la Etapa 2. Esto a los fines de ampliar la capacidad de control de este Ente Regulador, respecto al valor de tensión que entrega la Distribuidora a los usuarios.

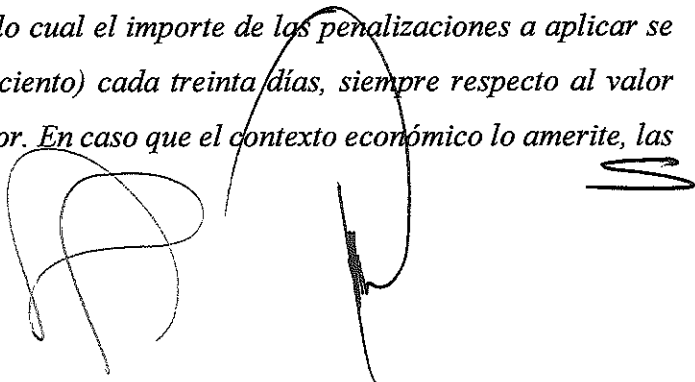
A los fines de adecuar el actual sistema de gestión, las Partes definirán la normativa necesaria para su efectiva implementación en un plazo máximo de 6 (seis) meses, coincidiendo el punto de partida con el inicio del semestre 52 (1ro de febrero de 2024).

9.3 Penalización por Reincidencias por mala calidad de producto

Resulta necesario modificar la penalización aplicada en carácter de reincidencia, como así también el periodo de gracia (menor a $n+2$), para realizar las obras, ya que cuando persiste la mala calidad del producto que entrega la Distribuidora, la penalización actual resulta insignificante para impulsar las correcciones necesarias en los ámbitos penalizados.

Para esto es necesario modificar el punto 6.2 Cálculo de las Penalizaciones de las Bases Metodológicas para el control de la calidad del producto técnico Etapa II”, inciso c) tercer párrafo, el que quedará redactado de la siguiente manera:

“A partir del primer día del semestre $n+1$ respecto a aquel en que se realizaron las mediciones que dieron origen a las penalizaciones, y de persistir la mala calidad del producto técnico en el sector de la red relevada, se considerará automáticamente a la Distribuidora en reincidencia, con lo cual el importe de las penalizaciones a aplicar se incrementará en un 8% (ocho por ciento) cada treinta días, siempre respecto al valor aplicado en el mes inmediato anterior. En caso que el contexto económico lo amerite, las Partes revisarán este porcentaje.”



Cabe aclarar que las penalizaciones por producto técnico y su respectiva reincidencia descrita en el presente punto, son afectadas por la modificación del factor C definida en la Cláusula Tercera de la presente.

Esta modificación entrará en vigencia a partir de la firma de la presente Acta Acuerdo y no será aplicable retroactivamente a las obras pendientes de ejecución o finalización.

CLÁUSULA DÉCIMA: Generación Aislada

Queda en la órbita de este Regulador, el reconocimiento del combustible de las centrales de generación aislada bajo las auditorías que sean necesarias.

A tales fines la Distribuidora deberá contar con un sistema de medición remota de la energía generada en la central cuyos valores a reconocer serán los que surjan de tal medidor. En caso de no contar con la medición antes mencionada, sólo podrán hacerse como máximo 2 (dos) estimaciones por central al año calendario, debidamente justificada.

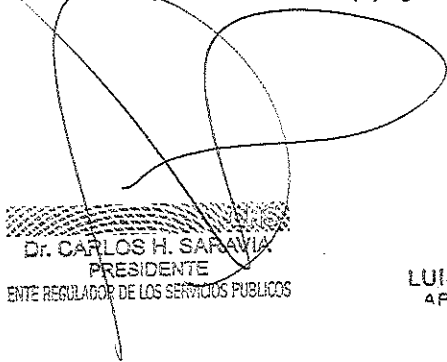
Las mediciones remotas, mediante medidores inteligentes con tecnología AMI, deberán estar instalados, entrando en vigencia la presente reglamentación desde el inicio del semestre 52 (01/02/2024).

Asimismo, los registros del medidor inteligente podrán ser utilizados para los cálculos de penalizaciones por servicio y producto técnico.

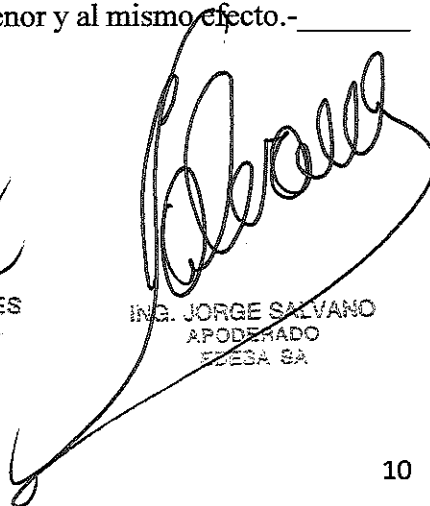
CLÁUSULA DÉCIMA PRIMERA: Declaración

El resto de los conceptos que no hayan sido modificados por la presente mantienen su plena vigencia.

_____ En prueba de conformidad, las Partes, en ejercicio de sus respectivas representaciones, suscriben dos (2) ejemplares de igual tenor y al mismo efecto.- _____


DR. CARLOS H. SARAVIA
PRESIDENTE
ENTE REGULADOR DE LOS SERVICIOS PUBLICOS


LUIS ALEJANDRO LEYES
APODERADO EDESA S A


ING. JORGE SALVANO
APODERADO
EDESA SA

ANEXO II - RESOLUCIÓN ENRESP N° 1219/23

PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DEL CUADRO TARIFARIO (FÓRMULAS TARIFARIAS)

1. FÓRMULAS TARIFARIAS

1.1. Baja Tensión (BT)

1.1.1. T1R1N1, T1R1-N2, T1R1-N2 Social, T1R1-N3 y T1R1_ed

a) Cargo Fijo Mensual (CF)

$$CF = \frac{CC + [VAD_{T1R1} * (1 - aCD_{T1R1}) + PP * FCoinPAT_{T1R1} * (1 - aP_{T1R1}) * PPBT] * Du_{T1R1}}{FGU}$$

$$VAD_{T1R1} = CDBT * FCoinPBT_{T1R1} * FPPABT_{T1R1} + CDMT * FCoinPMT_{T1R1} * FPPAMT_{T1R1} + CDAT * FCoinPAT_{T1R1} * FPPAAT_{T1R1}$$

Siendo:

CC: Costo comercial asignado a la categoría T1R1, expresado en (\$/mes)

VAD_{T1-R1}: VAD asignado a la categoría T1R1

aCD_{T1-R1}: Factor de asignación del VAD al cargo variable de la categoría T1R1

PP: Precio de la potencia, expresado en (\$/KW-mes)

aP_{T1-R1}: Factor de asignación del costo de la potencia al cargo variable para la categoría T1R1

PPBT: Factor de expansión de pérdidas de potencia acumuladas en BT

Du_{T1-R1}: Demanda máxima mensual promedio por usuario de la categoría T1R1

FGU: Factor de Grossing Up

FCoinPBT_{T1-R1}: Factor de coincidencia de la categoría T1R1 con la demanda pico en BT

FCoinPMT_{T1-R1}: Factor de coincidencia de la categoría T1R1 con la demanda pico en MT

FCoinPAT_{T1-R1}: Factor de coincidencia de la categoría T1R1 con la demanda pico en AT

CDBT: Costo de Distribución unitario en BT, expresado en (\$/KW-mes)

CDMT: Costo de Distribución unitario en MT, expresado en (\$/KW-mes)

CDAT: Costo de Distribución unitario en AT, expresado en (\$/KW-mes)

FPPABT_{T1-R1}: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de BT, aplicable a la categoría T1R1

FPPAMT_{T1-R1}: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de MT, aplicable a la categoría T1R1

FPPAAT_{T1-R1}: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de AT, aplicable a la categoría T1R1

b) Cargo Variable (CV)

CV =

$$\frac{PE_{T1R1} * PEBT + \left[(VAD_{T1R1} * aCD_{T1R1} + PP * FCoinPAT_{T1R1} * aP_{T1R1} * PPBT) * 1 / (FC_{T1R1} * \left(\frac{8760}{12} \right)) \right] + FOPRO + CVT}{FGU}$$

$$PE_{T1R1} = PEP_{T1R1} * Yp_{T1R1} + PER_{T1R1} * Yr_{T1R1} + PEV_{T1R1} * Yv_{T1R1}$$

Siendo:

PE_{T1-R1}: Precio promedio ponderado de la energía para la categoría T1R1, expresado en (\$/kWh)

PEBT: Factor de expansión de pérdidas de energía acumuladas en BT

FC_{T1-R1}: Factor de carga de la categoría T1R1

FOPRO: Factor de Fondo obras y gastos de oficinas, expresado en (\$/kWh)

CVT: Cargos Variables de Transporte, expresado en (\$/kWh)

PEP_{T1-R1}: Precio de la energía en punta aplicable a clientes residenciales, expresado en (\$/kWh).
En el caso de T1R1_ed se reemplaza este precio por el aplicable a clientes electrodependientes

PEV_{T1-R1}: Precio de la energía en valle aplicable a clientes residenciales, expresado en (\$/kWh).
En el caso de T1R1_ed se reemplaza este precio por el aplicable a clientes electrodependientes

PER_{T1-R1}: Precio de la energía en resto aplicable a clientes residenciales, expresado en (\$/kWh).
En el caso de T1R1_ed se reemplaza este precio por el aplicable a clientes electrodependientes

Yp_{T1-R1}: Factor de participación del consumo en horas de punta para la categoría T1R1

Yv_{T1-R1}: Factor de participación del consumo en horas de valle para la categoría T1R1

Yr_{T1-R1}: Factor de participación del consumo en horas de resto para la categoría T1R1

1.1.2. T1R2aN1, T1R2a-N2, T1R2a-N2 Social, T1R2a-N3 y T1R2a_ed

a) Cargo Fijo Mensual (CF)

$$CF = \frac{CC + [VAD_{T1R2a} * (1 - aCD_{T1R2a}) + PP * FCoinPAT_{T1R2a} * (1 - aP_{T1R2a}) * PPBT] * Du_{T1R2a}}{FGU}$$

ANEXO II - RESOLUCIÓN ENRESP N° 1219/23

$$VAD_{T1R2a} = CDBT * FCoinPBT_{T1R2a} * FPPABT_{T1R2a} + CDMT * FCoinPMT_{T1R2a} * FPPAMT_{T1R2a} + CDAT * FCoinPAT_{T1R2a} * FPPAAT_{T1R2a}$$

Siendo:

CC: Costo comercial asignado a la categoría T1R2a, expresado en (\$/mes)

VAD_{T1-R2a}: VAD asignado a la categoría T1R2a

aCD_{T1-R2a}: Factor de asignación del VAD al cargo variable de la categoría T1R2a

PP: Precio de la potencia, expresado en (\$/KW-mes)

aP_{T1-R2a}: Factor de asignación del costo de la potencia al cargo variable para la categoría T1R2a

PPBT: Factor de expansión de pérdidas de potencia acumuladas en BT

Du_{T1-R2a}: Demanda máxima mensual promedio por usuario de la categoría T1R2a

FGU: Factor de Grossing Up

FCoinPBT_{T1-R2a}: Factor de coincidencia de la categoría T1R2a con la demanda pico en BT

FCoinPMT_{T1-R2a}: Factor de coincidencia de la categoría T1R2a con la demanda pico en MT

FCoinPAT_{T1-R2a}: Factor de coincidencia de la categoría T1R2a con la demanda pico en AT

CDBT: Costo de Distribución unitario en BT, expresado en (\$/KW-mes)

CDMT: Costo de Distribución unitario en MT, expresado en (\$/KW-mes)

CDAT: Costo de Distribución unitario en AT, expresado en (\$/KW-mes)

FPPABT_{T1-R2a}: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de BT, aplicable a la categoría T1R2a

FPPAMT_{T1-R2a}: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de MT, aplicable a la categoría T1R2a

FPPAAT_{T1-R2a}: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de AT, aplicable a la categoría T1R2a

b) Cargo Variable (CV)

CV =

$$PE_{T1R2a} * PEBT + \frac{\left[(VAD_{T1R2a} * aCD_{T1R2a} + PP * FCoinPAT_{T1R2a} * aP_{T1R2a} * PPBT) * 1 / (FC_{T1R2a} * \left(\frac{8760}{12}\right)) \right] + FOPRO + CVT}{FGU}$$

$$PE_{T1R2a} = PEP_{T1R2a} * Yp_{T1R2a} + PER_{T1R2a} * Yr_{T1R2a} + PEV_{T1R2a} * Yv_{T1R2a}$$

Siendo:

PE_{T1-R2a}: Precio promedio ponderado de la energía para la categoría T1R2a, expresado en (\$/kWh)

PEBT: Factor de expansión de pérdidas de energía acumuladas en BT

FC_{T1-R2a}: Factor de carga de la categoría T1R2a

FOPRO: Factor de Fondo obras y gastos de oficinas, expresado en (\$/kWh)

CVT: Cargos Variables de Transporte, expresado en (\$/kWh)

PEP_{T1-R2a}: Precio de la energía en punta aplicable a clientes residenciales, expresado en (\$/kWh). En el caso de T1R2a_ed se reemplaza este precio por el aplicable a clientes electrodependientes

PEV_{T1-R2a}: Precio de la energía en valle aplicable a clientes residenciales, expresado en (\$/kWh). En el caso de T1R2a_ed se reemplaza este precio por el aplicable a clientes electrodependientes

PER_{T1-R2a}: Precio de la energía en resto aplicable a clientes residenciales, expresado en (\$/kWh). En el caso de T1R2a_ed se reemplaza este precio por el aplicable a clientes electrodependientes

Yp_{T1-R2a}: Factor de participación del consumo en horas de punta para la categoría T1R2a

Yv_{T1-R2a}: Factor de participación del consumo en horas de valle para la categoría T1R2a

Yr_{T1-R2a}: Factor de participación del consumo en horas de resto para la categoría T1R2a

1.1.3. T1R2bN1, T1R3b-N2, T1R2b-N3 y T1R2b_ed

a) Cargo Fijo Mensual (CF)

$$CF = \frac{CC + [VAD_{T1R2b} * (1 - aCD_{T1R2b}) + PP * FCoinPAT_{T1R2b} * (1 - aP_{T1R2b}) * PPBT] * Du_{T1R2b}}{FGU}$$

$$VAD_{T1R2b} = CDBT * FCoinPBT_{T1R2b} * FPPABT_{T1R2b} + CDMT * FCoinPMT_{T1R2b} * FPPAMT_{T1R2b} + CDAT * FCoinPAT_{T1R2b} * FPPAAT_{T1R2b}$$

Siendo:

CC: Costo comercial asignado a la categoría T1R2b, expresado en (\$/mes)

VAD_{T1-R2b}: VAD asignado a la categoría T1R2b

aCD_{T1-R2b}: Factor de asignación del VAD al cargo variable de la categoría T1R2b

PP: Precio de la potencia, expresado en (\$/KW-mes)

aP_{T1-R2b}: Factor de asignación del costo de la potencia al cargo variable para la categoría T1R2b

ANEXO II - RESOLUCIÓN ENRESP N° 1219/23

PPBT: Factor de expansión de pérdidas de potencia acumuladas en BT

Du_{T1-R2b}: Demanda máxima mensual promedio por usuario de la categoría T1R2b

FGU: Factor de Grossing Up

FCoinPBT_{T1-R2b}: Factor de coincidencia de la categoría T1R2a con la demanda pico en BT

FCoinPMT_{T1-R2b}: Factor de coincidencia de la categoría T1R2a con la demanda pico en MT

FCoinPAT_{T1-R2b}: Factor de coincidencia de la categoría T1R2a con la demanda pico en AT

CDBT: Costo de Distribución unitario en BT, expresado en (\$/KW-mes)

CDMT: Costo de Distribución unitario en MT, expresado en (\$/KW-mes)

CDAT: Costo de Distribución unitario en AT, expresado en (\$/KW-mes)

FPPABT_{T1-R2b}: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de BT, aplicable a la categoría T1R2b

FPPAMT_{T1-R2b}: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de MT, aplicable a la categoría T1R2b

FPPAAT_{T1-R2b}: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de AT, aplicable a la categoría T1R2b

b) Cargo Variable (CV)

CV =

$$\frac{PE_{T1R2b} * PE_{BT} + \left[(VAD_{T1R2b} * a_{CD_{T1R2b}} + PP * FCoinPAT_{T1R2b} * a_{P_{T1R2b}} * PPBT) * 1 / (FC_{T1R2b} * \left(\frac{8760}{12}\right)) \right] + FOPRO + CVT}{FGU}$$

$$PE_{T1R2b} = PEP_{T1R2b} * Yp_{T1R2b} + PER_{T1R2b} * Yr_{T1R2b} + PEV_{T1R2b} * Yv_{T1R2b}$$

Siendo:

PE_{T1-R2b}: Precio promedio ponderado de la energía para la categoría T1R2b, expresado en (\$/kWh)

PEBT: Factor de expansión de pérdidas de energía acumuladas en BT

FC_{T1-R2b}: Factor de carga de la categoría T1R2b

FOPRO: Factor de Fondo obras y gastos de oficinas, expresado en (\$/kWh)

CVT: Cargos Variables de Transporte, expresado en (\$/kWh)

PEP_{T1-R2b}: Precio de la energía en punta aplicable a clientes residenciales, expresado en (\$/kWh). En el caso de T1R2b_ed se reemplaza este precio por el aplicable a clientes electrodependientes

PEV_{T1-R2b}: Precio de la energía en valle aplicable a clientes residenciales, expresado en (\$/kWh). En el caso de T1R2b_ed se reemplaza este precio por el aplicable a clientes electrodependientes

PER_{T1-R2b}: Precio de la energía en resto aplicable a clientes residenciales, expresado en (\$/kWh). En el caso de T1R2b_ed se reemplaza este precio por el aplicable a clientes electrodependientes

Yp_{T1-R2b}: Factor de participación del consumo en horas de punta para la categoría T1R2b

Yv_{T1-R2b}: Factor de participación del consumo en horas de valle para la categoría T1R2b

Yp_{T1-R2b}: Factor de participación del consumo en horas de resto para la categoría T1R2b

1.1.4. T1R2cN1, T1R3c-N2, T1R2c-N3 y T1R2c_ed

a) Cargo Fijo Mensual (CF)

$$CF = \frac{CC + [VAD_{T1R2c} * (1 - aCD_{T1R2c}) + PP * FCoinPAT_{T1R2c} * (1 - aP_{T1R2c}) * PPBT] * Du_{T1R2c}}{FGU}$$

$$VAD_{T1R2c} = CDBT * FCoinPBT_{T1R2c} * FPPABT_{T1R2c} + CDMT * FCoinPMT_{T1R2c} * FPPAMT_{T1R2c} + CDAT * FCoinPAT_{T1R2c} * FPPAAT_{T1R2c}$$

Siendo:

CC: Costo comercial asignado a la categoría T1R2c, expresado en (\$/mes)

VAD_{T1-R2c}: VAD asignado a la categoría T1R2c

aCD_{T1-R2c}: Factor de asignación del VAD al cargo variable de la categoría T1R2c

PP: Precio de la potencia, expresado en (\$/KW-mes)

aP_{T1-R2c}: Factor de asignación del costo de la potencia al cargo variable para la categoría T1R2c

PPBT: Factor de expansión de pérdidas de potencia acumuladas en BT

Du_{T1-R2c}: Demanda máxima mensual promedio por usuario de la categoría T1R2c

FGU: Factor de Grossing Up

FCoinPBT_{T1-R2c}: Factor de coincidencia de la categoría T1R2c con la demanda pico en BT

FCoinPMT_{T1-R2c}: Factor de coincidencia de la categoría T1R2c con la demanda pico en MT

FCoinPAT_{T1-R2c}: Factor de coincidencia de la categoría T1R2c con la demanda pico en AT

CDBT: Costo de Distribución unitario en BT, expresado en (\$/KW-mes)

CDMT: Costo de Distribución unitario en MT, expresado en (\$/KW-mes)

CDAT: Costo de Distribución unitario en AT, expresado en (\$/KW-mes)

FPPABT_{T1-R2c}: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de BT, aplicable a la categoría T1R2c

ANEXO II - RESOLUCIÓN ENRESP N° 1219/23

$FPPAMT_{T1-R2c}$: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de MT, aplicable a la categoría T1R2c

$FPPAAT_{T1-R2c}$: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de AT, aplicable a la categoría T1R2c

b) Cargo Variable (CV)

$CV =$

$$\frac{PE_{T1R2c} * PEBT + \left[(VAD_{T1R2c} * aCD_{T1R2c} + PP * FCoinPAT_{T1R2c} * aP_{T1R2c} * PPBT) * 1 / (FC_{T1R2c} * \left(\frac{8760}{12}\right)) \right] + FOPRO + CVT}{FGU}$$

$$PE_{T1R2c} = PEP_{T1R2c} * Yp_{T1R2c} + PER_{T1R2c} * Yr_{T1R2c} + PEV_{T1R2c} * Yv_{T1R2c}$$

Siendo:

PE_{T1-R2c} : Precio promedio ponderado de la energía para la categoría T1R2c, expresado en (\$/kWh)

$PEBT$: Factor de expansión de pérdidas de energía acumuladas en BT

FC_{T1-R2c} : Factor de carga de la categoría T1R2c

$FOPRO$: Factor de Fondo obras y gastos de oficinas, expresado en (\$/kWh)

CVT : Cargos Variables de Transporte, expresado en (\$/kWh)

PEP_{T1-R2c} : Precio de la energía en punta aplicable a clientes residenciales, expresado en (\$/kWh). En el caso de T1R2c_ed se reemplaza este precio por el aplicable a clientes electrodependientes

PEV_{T1-R2c} : Precio de la energía en valle aplicable a clientes residenciales, expresado en (\$/kWh). En el caso de T1R2c_ed se reemplaza este precio por el aplicable a clientes electrodependientes

PER_{T1-R2c} : Precio de la energía en resto aplicable a clientes residenciales, expresado en (\$/kWh). En el caso de T1R2c_ed se reemplaza este precio por el aplicable a clientes electrodependientes

Yp_{T1-R2c} : Factor de participación del consumo en horas de punta para la categoría T1R2c

Yv_{T1-R2c} : Factor de participación del consumo en horas de valle para la categoría T1R2c

Yr_{T1-R2c} : Factor de participación del consumo en horas de resto para la categoría T1R2c

1.1.5. T1R2dN1, T1R3d-N2, T1R2d-N3 y T1R2d_ed

a) Cargo Fijo Mensual (CF)

$$CF = \frac{CC + [VAD_{T1R2d} * (1 - a_{CD_{T1R2d}}) + PP * FCoinPAT_{T1R2d} * (1 - a_{P_{T1R2d}}) * PPBT] * Du_{T1R2d}}{FGU}$$

$$VAD_{T1R2d} = CDBT * FCoinPBT_{T1R2d} * FPPABT_{T1R2d} + CDMT * FCoinPMT_{T1R2d} * FPPAMT_{T1R2d} + CDAT * FCoinPAT_{T1R2d} * FPPAAT_{T1R2d}$$

Siendo:

CC: Costo comercial asignado a la categoría T1R2d, expresado en (\$/mes)

VAD_{T1-R2d}: VAD asignado a la categoría T1R2d

a_{CD_{T1-R2d}}: Factor de asignación del VAD al cargo variable de la categoría T1R2d

PP: Precio de la potencia, expresado en (\$/KW-mes)

a_{P_{T1-R2d}}: Factor de asignación del costo de la potencia al cargo variable para la categoría T1R2d

PPBT: Factor de expansión de pérdidas de potencia acumuladas en BT

Du_{T1-R2d}: Demanda máxima mensual promedio por usuario de la categoría T1R2d

FGU: Factor de Grossing Up

FCoinPBT_{T1-R2d}: Factor de coincidencia de la categoría T1R2d con la demanda pico en BT

FCoinPMT_{T1-R2d}: Factor de coincidencia de la categoría T1R2d con la demanda pico en MT

FCoinPAT_{T1-R2d}: Factor de coincidencia de la categoría T1R2d con la demanda pico en AT

CDBT: Costo de Distribución unitario en BT, expresado en (\$/KW-mes)

CDMT: Costo de Distribución unitario en MT, expresado en (\$/KW-mes)

CDAT: Costo de Distribución unitario en AT, expresado en (\$/KW-mes)

FPPABT_{T1-R2d}: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de BT, aplicable a la categoría T1R2d

FPPAMT_{T1-R2d}: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de MT, aplicable a la categoría T1R2d

FPPAAT_{T1-R2d}: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de AT, aplicable a la categoría T1R2d

ANEXO II - RESOLUCIÓN ENRESP N° 1219/23

b) Cargo Variable (CV)

CV =

$$\frac{PE_{T1R2d} * PEBT + \left[(VAD_{T1R2d} * aCD_{T1R2d} + PP * FCoinPAT_{T1R2d} * aP_{T1R2d} * PPBT) * 1 / (FC_{T1R2d} * \left(\frac{8760}{12}\right)) \right] + FOPRO + CVT}{FGU}$$

$$PE_{T1R2d} = PEP_{T1R2d} * Yp_{T1R2d} + PER_{T1R2d} * Yr_{T1R2d} + PEV_{T1R2d} * Yv_{T1R2d}$$

Siendo:

PE_{T1-R2d}: Precio promedio ponderado de la energía para la categoría T1R2d, expresado en (\$/kWh)

PEBT: Factor de expansión de pérdidas de energía acumuladas en BT

FC_{T1-R2d}: Factor de carga de la categoría T1R2d

FOPRO: Factor de Fondo obras y gastos de oficinas, expresado en (\$/kWh)

CVT: Cargos Variables de Transporte, expresado en (\$/kWh)

PEP_{T1-R2d}: Precio de la energía en punta aplicable a clientes residenciales, expresado en (\$/kWh). En el caso de T1R2d_ed se reemplaza este precio por el aplicable a clientes electrodependientes

PEV_{T1-R2d}: Precio de la energía en valle aplicable a clientes residenciales, expresado en (\$/kWh). En el caso de T1R2d_ed se reemplaza este precio por el aplicable a clientes electrodependientes

PER_{T1-R2d}: Precio de la energía en resto aplicable a clientes residenciales, expresado en (\$/kWh). En el caso de T1R2d_ed se reemplaza este precio por el aplicable a clientes electrodependientes

Yp_{T1-R2d}: Factor de participación del consumo en horas de punta para la categoría T1R2d

Yv_{T1-R2d}: Factor de participación del consumo en horas de valle para la categoría T1R2d

Yr_{T1-R2d}: Factor de participación del consumo en horas de resto para la categoría T1R2d

1.1.6. T1G1

a) Cargo Fijo Mensual (CF)

$$CF = \frac{CC + [VAD_{T1G1} * (1 - aCD_{T1G1}) + PP * FCoinPAT_{T1G1} * (1 - aP_{T1G1}) * PPBT] * Du_{T1G1}}{FGU}$$

$$VAD_{T1G1} = CDBT * FCoinPBT_{T1G1} * FPPABT_{T1G1} + CDMT * FCoinPMT_{T1G1} * FPPAMT_{T1G1} + CDAT * FCoinPAT_{T1G1} * FPPAAT_{T1G1}$$

Siendo:

CC: Costo comercial asignado a la categoría T1G1, expresado en (\$/mes)

VAD_{T1G1}: VAD asignado a la categoría T1G1

aCD_{T1G1}: Factor de asignación del VAD al cargo variable de la categoría T1G1

PP: Precio de la potencia, expresado en (\$/KW-mes)

aP_{T1G1}: Factor de asignación del costo de la potencia al cargo variable para la categoría T1G1

PPBT: Factor de expansión de pérdidas de potencia acumuladas en BT

Du_{T1G1}: Demanda máxima mensual promedio por usuario de la categoría T1G1

FGU: Factor de Grossing Up

FCoinPBT_{T1G1}: Factor de coincidencia de la categoría T1G1 con la demanda pico en BT

FCoinPMT_{T1G1}: Factor de coincidencia de la categoría T1G1 con la demanda pico en MT

FCoinPAT_{T1G1}: Factor de coincidencia de la categoría T1G1 con la demanda pico en AT

CDBT: Costo de Distribución unitario en BT, expresado en (\$/KW-mes)

CDMT: Costo de Distribución unitario en MT, expresado en (\$/KW-mes)

CDAT: Costo de Distribución unitario en AT, expresado en (\$/KW-mes)

FPPABT_{T1G1}: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de BT, aplicable a la categoría T1G1

FPPAMT_{T1G1}: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de MT, aplicable a la categoría T1G1

FPPAAT_{T1G1}: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de AT, aplicable a la categoría T1G1

b) Cargo Variable (CV)

CV =

$$\frac{PE_{T1G1} * PE_{BT} + \left[(VAD_{T1G1} * a_{CD_{T1G1}} + PP * FCoinPAT_{T1G1} * a_{P_{T1G1}} * PPBT) * 1 / (FC_{T1G1} * \left(\frac{8760}{12}\right)) \right] + FOPRO + CVT}{FGU}$$

$$PE_{T1G1} = PEP_{T1G1} * Yp_{T1G1} + PER_{T1G1} * Yr_{T1G1} + PEV_{T1G1} * Yv_{T1G1}$$

Siendo:

PE_{T1G1}: Precio promedio ponderado de la energía para la categoría T1G1, expresado en (\$/kWh)

PEBT: Factor de expansión de pérdidas de energía acumuladas en BT

ANEXO II - RESOLUCIÓN ENRESP N° 1219/23

FC_{T1G1} : Factor de carga de la categoría T1G1

FOPRO: Factor de Fondo obras y gastos de oficinas, expresado en (\$/kWh)

CVT: Cargos Variables de Transporte, expresado en (\$/kWh)

PEP_{T1G1} : Precio de la energía en punta aplicable a clientes generales, de AP y/o con demanda máxima de 10 a 300 kW, expresado en (\$/kWh)

PEV_{T1G1} : Precio de la energía en valle aplicable a clientes generales, de AP y/o con demanda máxima de 10 a 300 kW, expresado en (\$/kWh)

PER_{T1G1} : Precio de la energía en resto aplicable a clientes generales, de AP y/o con demanda máxima de 10 a 300 kW, expresado en (\$/kWh)

Yp_{T1G1} : Factor de participación del consumo en horas de punta para la categoría T1G1

Yv_{T1G1} : Factor de participación del consumo en horas de valle para la categoría T1G1

Yr_{T1G1} : Factor de participación del consumo en horas de resto para la categoría T1G1

1.1.7. T1G2a

a) Cargo Fijo Mensual (CF)

$$CF = \frac{CC + [VAD_{T1G2a} * (1 - aCD_{T1G2a}) + PP * FCoinPAT_{T1G2a} * (1 - aP_{T1G2a}) * PPBT] * Du_{T1G2a}}{FGU}$$

$$VAD_{T1G2a} = CDBT * FCoinPBT_{T1G2a} * FPPABT_{T1G2a} + CDMT * FCoinPMT_{T1G2a} * FPPAMT_{T1G2a} + CDAT * FCoinPAT_{T1G2a} * FPPAAT_{T1G2a}$$

Siendo:

CC: Costo comercial asignado a la categoría T1G2a, expresado en (\$/mes)

VAD_{T1G2a} : VAD asignado a la categoría T1G2a

aCD_{T1G2a} : Factor de asignación del VAD al cargo variable de la categoría T1G2a

PP: Precio de la potencia, expresado en (\$/KW-mes)

aP_{T1G2a} : Factor de asignación del costo de la potencia al cargo variable para la categoría T1G2a

PPBT: Factor de expansión de pérdidas de potencia acumuladas en BT

Du_{T1G2a} : Demanda máxima mensual promedio por usuario de la categoría T1G2a

FGU: Factor de Grossing Up

$FCoinPBT_{T1G2a}$: Factor de coincidencia de la categoría T1G2a con la demanda pico en BT

$FCoinPMT_{T1G2a}$: Factor de coincidencia de la categoría T1G2a con la demanda pico en MT

$FCoinPAT_{T1G2a}$: Factor de coincidencia de la categoría T1G2a con la demanda pico en AT

$CDBT$: Costo de Distribución unitario en BT, expresado en (\$/KW-mes)

$CDMT$: Costo de Distribución unitario en MT, expresado en (\$/KW-mes)

$CDAT$: Costo de Distribución unitario en AT, expresado en (\$/KW-mes)

$FPPABT_{T1G2a}$: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de BT, aplicable a la categoría T1G2a

$FPPAMT_{T1G2a}$: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de MT, aplicable a la categoría T1G2a

$FPPAAT_{T1G2a}$: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de AT, aplicable a la categoría T1G2a

b) Cargo Variable (CV)

$CV =$

$$\frac{PE_{T1G2a} * PEBT + \left[(VAD_{T1G2a} * aCD_{T1G2a} + PP * FCoinPAT_{T1G2a} * aP_{T1G2a} * PPBT) * 1 / (FC_{T1G2a} * \left(\frac{8760}{12}\right)) \right] + FOPRO + CVT}{FGU}$$

$$PE_{T1G2a} = PEP_{T1G2a} * Yp_{T1G2a} + PER_{T1G2a} * Yr_{T1G2a} + PEV_{T1G2a} * Yv_{T1G2a}$$

Siendo:

PE_{T1G2a} : Precio promedio ponderado de la energía para la categoría T1G2a, expresado en (\$/kWh)

$PEBT$: Factor de expansión de pérdidas de energía acumuladas en BT

FC_{T1G2a} : Factor de carga de la categoría T1G2a

$FOPRO$: Factor de Fondo obras y gastos de oficinas, expresado en (\$/kWh)

CVT : Cargos Variables de Transporte, expresado en (\$/kWh)

PEP_{T1G2a} : Precio de la energía en punta aplicable a clientes generales, de AP y/o con demanda máxima de 10 a 300 kW, expresado en (\$/kWh)

PEV_{T1G2a} : Precio de la energía en valle aplicable a clientes generales, de AP y/o con demanda máxima de 10 a 300 kW, expresado en (\$/kWh)

PER_{T1G2a} : Precio de la energía en resto aplicable a clientes generales, de AP y/o con demanda máxima de 10 a 300 kW, expresado en (\$/kWh)

Yp_{T1G2a} : Factor de participación del consumo en horas de punta para la categoría T1G2a

Yv_{T1G2a} : Factor de participación del consumo en horas de valle para la categoría T1G2a

Yr_{T1G2a} : Factor de participación del consumo en horas de resto para la categoría T1G2a

ANEXO II - RESOLUCIÓN ENRESP N° 1219/23

1.1.8. T1G2b

a) Cargo Fijo Mensual (CF)

$$CF = \frac{CC + [VAD_{T1G2b} * (1 - aCD_{T1G2b}) + PP * FCoinPAT_{T1G2b} * (1 - aP_{T1G2b}) * PPBT] * Du_{T1G2b}}{FGU}$$

$$VAD_{T1G2b} = CDBT * FCoinPBT_{T1G2b} * FPPABT_{T1G2b} + CDMT * FCoinPMT_{T1G2b} * FPPAMT_{T1G2b} + CDAT * FCoinPAT_{T1G2b} * FPPAAT_{T1G2b}$$

Siendo:

CC: Costo comercial asignado a la categoría T1G2b, expresado en (\$/mes)

VAD_{T1G2b}: VAD asignado a la categoría T1G2b

aCD_{T1G2a}: Factor de asignación del VAD al cargo variable de la categoría T1G2b

PP: Precio de la potencia, expresado en (\$/KW-mes)

aP_{T1G2b}: Factor de asignación del costo de la potencia al cargo variable para la categoría T1G2b

PPBT: Factor de expansión de pérdidas de potencia acumuladas en BT

Du_{T1G2a}: Demanda máxima mensual promedio por usuario de la categoría T1G2a

FGU: Factor de Grossing Up

FCoinPBT_{T1G2a}: Factor de coincidencia de la categoría T1G2a con la demanda pico en BT

FCoinPMT_{T1G2a}: Factor de coincidencia de la categoría T1G2a con la demanda pico en MT

FCoinPAT_{T1G2a}: Factor de coincidencia de la categoría T1G2a con la demanda pico en AT

CDBT: Costo de Distribución unitario en BT, expresado en (\$/KW-mes)

CDMT: Costo de Distribución unitario en MT, expresado en (\$/KW-mes)

CDAT: Costo de Distribución unitario en AT, expresado en (\$/KW-mes)

FPPABT_{T1G2a}: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de BT, aplicable a la categoría T1G2a

FPPAMT_{T1G2a}: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de MT, aplicable a la categoría T1G2a

FPPAAT_{T1G2a}: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de AT, aplicable a la categoría T1G2a

b) Cargo Variable (CV)

CV =

$$\frac{PE_{T1G2a} * PEBT + \left[(VAD_{T1G2a} * aCD_{T1G2a} + PP * FCoinPAT_{T1G2a} * aP_{T1G2a} * PPBT) * 1 / (FC_{T1G2a} * \left(\frac{8760}{12}\right)) \right] + FOPRO + CVT}{FGU}$$

$$PE_{T1G2a} = PEP_{T1G2a} * Yp_{T1G2a} + PER_{T1G2a} * Yr_{T1G2a} + PEV_{T1G2a} * Yv_{T1G2a}$$

Siendo:

PE_{T1G2a}: Precio promedio ponderado de la energía para la categoría T1G2a, expresado en (\$/kWh)

PEBT: Factor de expansión de pérdidas de energía acumuladas en BT

FC_{T1G2a}: Factor de carga de la categoría T1G2a

FOPRO: Factor de Fondo obras y gastos de oficinas, expresado en (\$/kWh)

CVT: Cargos Variables de Transporte, expresado en (\$/kWh)

PEP_{T1G2b}: Precio de la energía en punta aplicable a clientes generales, de AP y/o con demanda máxima de 10 a 300 kW, expresado en (\$/kWh)

PEV_{T1G2b}: Precio de la energía en valle aplicable a clientes generales, de AP y/o con demanda máxima de 10 a 300 kW, expresado en (\$/kWh)

PER_{T1G2b}: Precio de la energía en resto aplicable a clientes generales, de AP y/o con demanda máxima de 10 a 300 kW, expresado en (\$/kWh)

Yp_{T1G2b}: Factor de participación del consumo en horas de punta para la categoría T1G2b

Yv_{T1G2b}: Factor de participación del consumo en horas de valle para la categoría T1G2b

Yr_{T1G2b}: Factor de participación del consumo en horas de resto para la categoría T1G2b

1.1.9. T1A

a) Cargo Variable (CV)

CV =

$$\frac{PE_{T1AP} * PEBT + \left[(VAD_{T1AP} * aCD_{T1AP} + PP * FCoinPAT_{T1AP} * aP_{T1AP} * PPBT + CC) * 1 / (FC_{T1AP} * \left(\frac{8760}{12}\right)) \right]}{FGU}$$

$$PE_{T1AP} = PEP_{T1AP} * Yp_{T1AP} + PER_{T1AP} * Yr_{T1AP} + PEV_{T1AP} * Yv_{T1AP}$$

ANEXO II - RESOLUCIÓN ENRESP Nº 1219/23

$$VAD_{T1AP} = CDBT * FCoinPBT_{T1AP} * FPPABT_{T1AP} + CDMT * FCoinPMT_{T1AP} * FPPAMT_{T1AP} + CDAT * FCoinPAT_{T1AP} * FPPAAT_{T1AP}$$

Siendo:

CC: Costo comercial asignado a la categoría T1AP, expresado en (\$/mes)

VAD_{T1AP}: VAD asignado a la categoría T1AP

aCD_{T1AP}: Factor de asignación del VAD al cargo variable de la categoría T1AP

PP: Precio de la potencia, expresado en (\$/KW-mes)

aP_{T1AP}: Factor de asignación del costo de la potencia al cargo variable para la categoría T1AP

PPBT: Factor de expansión de pérdidas de potencia acumuladas en BT

FGU: Factor de Grossing Up

FCoinPBT_{T1AP}: Factor de coincidencia de la categoría T1AP con la demanda pico en BT

FCoinPMT_{T1AP}: Factor de coincidencia de la categoría T1AP con la demanda pico en MT

FCoinPAT_{T1AP}: Factor de coincidencia de la categoría T1AP con la demanda pico en AT

CDBT: Costo de Distribución unitario en BT, expresado en (\$/KW-mes)

CDMT: Costo de Distribución unitario en MT, expresado en (\$/KW-mes)

CDAT: Costo de Distribución unitario en AT, expresado en (\$/KW-mes)

FPPABT_{T1AP}: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de BT, aplicable a la categoría T1AP

FPPAMT_{T1AP}: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de MT, aplicable a la categoría T1AP

FPPAAT_{T1AP}: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de AT, aplicable a la categoría T1AP

PE_{T1AP}: Precio promedio ponderado de la energía para la categoría T1AP, expresado en (\$/kWh)

PEBT: Factor de expansión de pérdidas de energía acumuladas en BT

FC_{T1AP}: Factor de carga de la categoría T1AP

PEP_{T1AP}: Precio de la energía en punta aplicable a clientes generales, de AP y/o con demanda máxima de 10 a 300 kW, expresado en (\$/kWh)

PEV_{T1AP}: Precio de la energía en valle aplicable a clientes generales, de AP y/o con demanda máxima de 10 a 300 kW, expresado en (\$/kWh)

PER_{T1AP}: Precio de la energía en resto aplicable a clientes generales, de AP y/o con demanda máxima de 10 a 300 kW, expresado en (\$/kWh)

Yp_{T1AP}: Factor de participación del consumo en horas de punta para la categoría T1AP

Yv_{T1AP} : Factor de participación del consumo en horas de valle para la categoría T1AP

Yp_{T1AP} : Factor de participación del consumo en horas de resto para la categoría T1AP

1.1.10. T2

a) Cargo Fijo (CF)

$$CF = \frac{CC}{FGU}$$

Siendo:

CC: Costo comercial asignado a la categoría T2, expresado en (\$/mes)

FGU: Factor de Grossing Up

b) Cargo Variable (CV)

$$CV = \frac{PE_{T2} * PEBT + \left[(VAD_{T2} * bCD_{T2} + PP * FCoinPAT_{T2} * bP_{T2} * PPBT) * 1 / \left(FC_{T2} * \left(\frac{8760}{12} \right) \right) \right] + FOPRO + CVT}{FGU}$$

$$PE_{T2} = PEP_{T2} * Yp_{T2} + PER_{T2} * Yr_{T2} + PEV_{T2} * Yv_{T2}$$

$$VAD_{T2} = CDBT * FCoinPBT_{T2} * FPPABT_{T2} + CDMT * FCoinPMT_{T2} * FPPAMT_{T2} + CDAT * FCoinPAT_{T2} * FPPAAT_{T2}$$

Siendo:

VAD_{T2}: VAD asignado a la categoría T2

bCD_{T2}: Factor de asignación del VAD al cargo variable de la categoría T2

PP: Precio de la potencia, expresado en (\$/KW-mes)

bP_{T2}: Factor de asignación del costo de la potencia al cargo variable para la categoría T2

PPBT: Factor de expansión de pérdidas de potencia acumuladas en BT

FGU: Factor de Grossing Up

FCoinPBT_{T2}: Factor de coincidencia de la categoría T2 con la demanda pico en BT

FCoinPMT_{T2}: Factor de coincidencia de la categoría T2 con la demanda pico en MT

ANEXO II - RESOLUCIÓN ENRESP N° 1219/23

$FCoinPAT_{T2}$: Factor de coincidencia de la categoría T2 con la demanda pico en AT

$CDBT$: Costo de Distribución unitario en BT, expresado en (\$/KW-mes)

$CDMT$: Costo de Distribución unitario en MT, expresado en (\$/KW-mes)

$CDAT$: Costo de Distribución unitario en AT, expresado en (\$/KW-mes)

$FPPABT_{T2}$: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de BT, aplicable a la categoría T2

$FPPAMT_{T2}$: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de MT, aplicable a la categoría T2

$FPPAAT_{T2}$: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de AT, aplicable a la categoría T2

PE_{T2} : Precio promedio ponderado de la energía para la categoría T2, expresado en (\$/kWh)

$PEBT$: Factor de expansión de pérdidas de energía acumuladas en BT

FC_{T2} : Factor de carga de la categoría T2

PEP_{T2} : Precio de la energía en punta aplicable a clientes generales, de AP y/o con demanda máxima de 10 a 300 kW, expresado en (\$/kWh)

PEV_{T2} : Precio de la energía en valle aplicable a clientes generales, de AP y/o con demanda máxima de 10 a 300 kW, expresado en (\$/kWh)

PER_{T2} : Precio de la energía en resto aplicable a clientes generales, de AP y/o con demanda máxima de 10 a 300 kW, expresado en (\$/kWh)

Yp_{T2} : Factor de participación del consumo en horas de punta para la categoría T2

Yv_{T2} : Factor de participación del consumo en horas de valle para la categoría T2

Yr_{T2} : Factor de participación del consumo en horas de resto para la categoría T2

c) Cargo por Máxima Capacidad Contratada (CMCC)

$$CMCC = \frac{[(VAD_{T2} * (1 - b_{CD_{T2}}) + PP * FCoinPAT_{T2} * (1 - b_{P_{T2}}) * PPBT)] * FSI_{mcc_{T2}}}{FGU}$$

Siendo:

$FSI_{mcc_{T2}}$: Factor de simultaneidad interna de la categoría T2 para la máxima capacidad contratada

1.1.11. T3BTMDg, T3BTMDsye, T3BTGDg y T3BTGDsye

a) Cargo Fijo (CF)

$$CF = \frac{CC}{FGU}$$

Siendo:

CC: Costo comercial asignado a la categoría T3BT, expresado en (\$/mes)

FGU: Factor de Grossing Up

b) Cargo Variable en Horas de Punta (CVp)

$$CVp_{T3BT} = \frac{PEP_{T3BT} * PE_{BT} + \left[(VAD_{T3BT} * bCD_{T3BT} + PP * FCoinPAT_{T3BT} * bP_{T3BT} * PPBT) * 1 / (FC_{T3BT} * \left(\frac{8760}{12} \right)) \right] + FOPRO + CVT}{FGU}$$

$$VAD_{T3BT} = CDBT * FCoinPBT_{T3BT} * FPPABT_{T3BT} + CDMT * FCoinPMT_{T3BT} * FPPAMT_{T3BT} + CDAT * FCoinPAT_{T3BT} * FPPAAT_{T3BT}$$

Siendo:

VAD_{T3BT}: VAD asignado a la categoría T3BT

bCD_{T3BT}: Factor de asignación del VAD al cargo variable de la categoría T3BT

PP: Precio de la potencia, expresado en (\$/KW-mes)

bP_{T3BT}: Factor de asignación del costo de la potencia al cargo variable para la categoría T3BT

PPBT: Factor de expansión de pérdidas de potencia acumuladas en BT

FGU: Factor de Grossing Up

FCoinPBT_{T3BT}: Factor de coincidencia de la categoría T3BT con la demanda pico en BT

FCoinPMT_{T3BT}: Factor de coincidencia de la categoría T3BT con la demanda pico en MT

FCoinPAT_{T3BT}: Factor de coincidencia de la categoría T3BT con la demanda pico en AT

CDBT: Costo de Distribución unitario en BT, expresado en (\$/KW-mes)

CDMT: Costo de Distribución unitario en MT, expresado en (\$/KW-mes)

CDAT: Costo de Distribución unitario en AT, expresado en (\$/KW-mes)

FPPABT_{T3BT}: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de BT, aplicable a la categoría T3BT

FPPAMT_{T3BT}: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de MT, aplicable a la categoría T3BT

FPPAAT_{T3BT}: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de AT, aplicable a la categoría T3BT

ANEXO II - RESOLUCIÓN ENRESP N° 1219/23

PEP_{T3BT}: Precio de la energía en punta, expresado en (\$/kWh). Para MDg y MDsye se considera el precio aplicable a clientes generales, de AP y/o con demanda máxima de 10 a 300 kW. Para GDg se considera el precio aplicable a clientes generales con demanda máxima mayor o igual a 300 kW. Para GDsye el precio aplicable a organismos públicos de salud y educación

PEBT: Factor de expansión de pérdidas de energía acumuladas en BT

FC_{T3BT}: Factor de carga de la categoría T3BT

c) Cargo Variable en Horas de Valle (CVv)

$$CVv_{T3BT} = \frac{PEV_{T3BT} * PEBT + \left[(VAD_{T3BT} * bCD_{T3BT} + PP * FCoinPAT_{T3BT} * bP_{T3BT} * PPBT) * 1 / (FC_{T3BT} * \left(\frac{8760}{12}\right)) \right] + FOPRO + CVT}{FGU}$$

Siendo:

PEV_{T3BT}: Precio de la energía en valle, expresado en (\$/kWh). Para MDg y MDsye se considera el precio aplicable a clientes generales, de AP y/o con demanda máxima de 10 a 300 kW. Para GDg se considera el precio aplicable a clientes generales con demanda máxima mayor o igual a 300 kW. Para GDsye el precio aplicable a organismos públicos de salud y educación

d) Cargo Variable en Horas de Resto (CVr)

$$CVr_{T3BT} = \frac{PER_{T3BT} * PEBT + \left[(VAD_{T3BT} * bCD_{T3BT} + PP * FCoinPAT_{T3BT} * bP_{T3BT} * PPBT) * 1 / (FC_{T3BT} * \left(\frac{8760}{12}\right)) \right] + FOPRO + CVT}{FGU}$$

Siendo:

PER_{T3BT}: Precio de la energía en resto, expresado en (\$/kWh). Para MDg y MDsye se considera el precio aplicable a clientes generales, de AP y/o con demanda máxima de 10 a 300 kW. Para GDg se considera el precio aplicable a clientes generales con demanda máxima mayor o igual a 300 kW. Para GDsye el precio aplicable a organismos públicos de salud y educación

e) Cargo por Máxima Capacidad Contratada (CMCC)

$$CMCC = \frac{[(VAD_{T3BT} * (1 - bCD_{T3BT}) + PP * FCoinPAT_{T3BT} * (1 - bP_{T3BT}) * PPBT)] * FSI_{mccT3BT}}{FGU}$$

Siendo:

FSImcc_{T3BT}: Factor de simultaneidad interna de la categoría T3BT para la máxima capacidad contratada

f) Cargo por Capacidad Contratada en Punta (CCCP)

$$CCCP = \frac{[(PP * FCoinPAT_{T3BT} * (1 - bP_{T3BT}) * PPBT)] * FSICCp_{T3BT}}{FGU}$$

Siendo:

FSIccp_{T3BT}: Factor de simultaneidad interna de la categoría T3BT para la capacidad contratada en punta

1.1.12. T4BTMDg

a) Cargo Fijo (CF)

$$CF = \frac{CC}{FGU}$$

Siendo:

CC: Costo comercial asignado a la categoría T4BT, expresado en (\$/mes)

FGU: Factor de Grossing Up

b) Cargo Variable en Horas de Punta (CVp)

$$CVp_{T4BT} = \frac{PEP_{T4BT} * PEBT + [(VAD_{T4BT} * bCD_{T4BT} + PP * FCoinPAT_{T4BT} * bP_{T4BT} * PPBT) * 1 / (FC_{T4BT} * (\frac{8760}{12}))] + FOPRO + CVT}{FGU}$$

$$VAD_{T4BT} = CDBT * FCoinPBT_{T4BT} * FPPABT_{T4BT} + CDMT * FCoinPMT_{T4BT} * FPPAMT_{T4BT} + CDAT * FCoinPAT_{T4BT} * FPPAAT_{T4BT}$$

Siendo:

VAD_{T4BT}: VAD asignado a la categoría T4BT

bCD_{T4BT}: Factor de asignación del VAD al cargo variable de la categoría T4BT

PP: Precio de la potencia, expresado en (\$/KW-mes)

bP_{T4BT}: Factor de asignación del costo de la potencia al cargo variable para la categoría T4BT

ANEXO II - RESOLUCIÓN ENRESP N° 1219/23

PPBT: Factor de expansión de pérdidas de potencia acumuladas en BT

FGU: Factor de Grossing Up

FCoinPBT_{T4BT}: Factor de coincidencia de la categoría T4BT con la demanda pico en BT

FCoinPMT_{T4BT}: Factor de coincidencia de la categoría T4BT con la demanda pico en MT

FCoinPAT_{T4BT}: Factor de coincidencia de la categoría T4BT con la demanda pico en AT

CDBT: Costo de Distribución unitario en BT, expresado en (\$/KW-mes)

CDMT: Costo de Distribución unitario en MT, expresado en (\$/KW-mes)

CDAT: Costo de Distribución unitario en AT, expresado en (\$/KW-mes)

FPPABT_{T4BT}: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de BT, aplicable a la categoría T4BT

FPPAMT_{T4BT}: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de MT, aplicable a la categoría T4BT

FPPAAT_{T4BT}: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de AT, aplicable a la categoría T4BT

PEP_{T4BT}: Precio de la energía en punta, expresado en (\$/kWh), se considera el precio aplicable a clientes generales, de AP y/o con demanda máxima de 10 a 300 kW

PEBT: Factor de expansión de pérdidas de energía acumuladas en BT

FC_{T4BT}: Factor de carga de la categoría T4BT

c) Cargo Variable en Horas de Valle (CVv)

$$CVv_{T4BT} = \frac{PEV_{T4BT} * PEBT + \left[(VAD_{T4BT} * bCD_{T4BT} + PP * FCoinPAT_{T4BT} * bP_{T4BT} * PPBT) * 1 / (FC_{T4BT} * \left(\frac{8760}{12}\right)) \right] + FOPRO + CVT}{FGU}$$

Siendo:

PEV_{T4BT}: Precio de la energía en valle, expresado en (\$/kWh), se considera el precio aplicable a clientes generales, de AP y/o con demanda máxima de 10 a 300 kW

d) Cargo Variable en Horas de Resto (CVr)

$$CVr_{T4BT} = \frac{PER_{T4BT} * PEBT + \left[(VAD_{T4BT} * bCD_{T4BT} + PP * FCoinPAT_{T4BT} * bP_{T4BT} * PPBT) * 1 / (FC_{T4BT} * \left(\frac{8760}{12}\right)) \right] + FOPRO + CVT}{FGU}$$

Siendo:

PER_{T4BT}: Precio de la energía en resto, expresado en (\$/kWh), se considera el precio aplicable a clientes generales, de AP y/o con demanda máxima de 10 a 300 kW

e) Cargo por Máxima Capacidad Contratada (CMCC)

$$CMCC = \frac{[(VAD_{T4BT} * (1 - b_{CD_{T4BT}}) + PP * FCoinPAT_{T4BT} * (1 - b_{P_{T4BT}}) * PPBT)] * FSimCC_{T4BT}}{FGU}$$

Siendo:

FSimcc_{T4BT}: Factor de simultaneidad interna de la categoría T4BT para la máxima capacidad contratada

f) Cargo por Capacidad Contratada en Punta (CCCP)

$$CCCP = \frac{[(PP * FCoinPAT_{T4BT} * (1 - b_{P_{T4BT}}) * PPBT)] * FSIccp_{T4BT}}{FGU}$$

Siendo:

FSIccp_{T4BT}: Factor de simultaneidad interna de la categoría T4BT para la capacidad contratada en punta

1.1.13. T5BTMDg, T5BTMDsye, T5BTGDg y T5BTGDsye

a) Cargo Fijo (CF)

$$CF = \frac{CC}{FGU}$$

Siendo:

CC: Costo comercial asignado a la categoría T5BT, expresado en (\$/mes)

FGU: Factor de Grossing Up

ANEXO II - RESOLUCIÓN ENRESP N° 1219/23

b) Cargo Variable en Horas de Punta (CVp)

$$CVp_{T5BT} = \frac{PEP_{T5BT} * PEBT + \left[(VAD_{T5BT} * bCD_{T5BT} + PP * FCoinPAT_{T5BT} * bP_{T5BT} * PPBT) * 1 / (FC_{T5BT} * \left(\frac{8760}{12} \right)) \right] + FOPRO + CVT}{FGU}$$

$$VAD_{T5BT} = CDBT * FCoinPBT_{T5BT} * FPPABT_{T5BT} + CDMT * FCoinPMT_{T5BT} * FPPAMT_{T5BT} + CDAT * FCoinPAT_{T5BT} * FPPAAT_{T5BT}$$

Siendo:

VAD_{T5BT}: VAD asignado a la categoría T5BT

bCD_{T5BT}: Factor de asignación del VAD al cargo variable de la categoría T5BT

PP: Precio de la potencia, expresado en (\$/KW-mes)

bP_{T5BT}: Factor de asignación del costo de la potencia al cargo variable para la categoría T5BT

PPBT: Factor de expansión de pérdidas de potencia acumuladas en BT

FGU: Factor de Grossing Up

FCoinPBT_{T5BT}: Factor de coincidencia de la categoría T5BT con la demanda pico en BT

FCoinPMT_{T5BT}: Factor de coincidencia de la categoría T5BT con la demanda pico en MT

FCoinPAT_{T5BT}: Factor de coincidencia de la categoría T5BT con la demanda pico en AT

CDBT: Costo de Distribución unitario en BT, expresado en (\$/KW-mes)

CDMT: Costo de Distribución unitario en MT, expresado en (\$/KW-mes)

CDAT: Costo de Distribución unitario en AT, expresado en (\$/KW-mes)

FPPABT_{T5BT}: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de BT, aplicable a la categoría T5BT

FPPAMT_{T5BT}: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de MT, aplicable a la categoría T5BT

FPPAAT_{T5BT}: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de AT, aplicable a la categoría T5BT

PEP_{T5BT}: Precio de la energía en punta, expresado en (\$/kWh). Para MDg y MDsye se considera el precio aplicable a clientes generales, de AP y/o con demanda máxima de 10 a 300 kW. Para GDg se considera el precio aplicable a clientes generales con demanda máxima mayor o igual a 300 kW. Para GDsye el precio aplicable a organismos públicos de salud y educación

PEBT: Factor de expansión de pérdidas de energía acumuladas en BT

FC_{T5BT}: Factor de carga de la categoría T5BT

c) Cargo Variable en Horas de Valle (CVv)

$$CVv_{T5BT} = \frac{PEV_{T5BT} * PE_{BT} + \left[(VAD_{T5BT} * b_{CD_{T5BT}} + PP * FCoinPAT_{T5BT} * b_{P_{T5BT}} * PPBT) * 1 / (FC_{T5BT} * \left(\frac{8760}{12} \right)) \right] + FOPRO + CVT}{FGU}$$

Siendo:

PEV_{T5BT}: Precio de la energía en valle, expresado en (\$/kWh). Para MDg y MDsye se considera el precio aplicable a clientes generales, de AP y/o con demanda máxima de 10 a 300 kW. Para GDg se considera el precio aplicable a clientes generales con demanda máxima mayor o igual a 300 kW. Para GDsye el precio aplicable a organismos públicos de salud y educación

d) Cargo Variable en Horas de Resto (CVr)

$$CVr_{T5BT} = \frac{PER_{T5BT} * PE_{BT} + \left[(VAD_{T5BT} * b_{CD_{T5BT}} + PP * FCoinPAT_{T5BT} * b_{P_{T5BT}} * PPBT) * 1 / (FC_{T5BT} * \left(\frac{8760}{12} \right)) \right] + FOPRO + CVT}{FGU}$$

Siendo:

PER_{T5BT}: Precio de la energía en resto, expresado en (\$/kWh). Para MDg y MDsye se considera el precio aplicable a clientes generales, de AP y/o con demanda máxima de 10 a 300 kW. Para GDg se considera el precio aplicable a clientes generales con demanda máxima mayor o igual a 300 kW. Para GDsye el precio aplicable a organismos públicos de salud y educación

e) Cargo por Máxima Capacidad Contratada (CMCC)

$$CMCC = \frac{[(VAD_{T5BT} * (1 - b_{CD_{T5BT}}) + PP * FCoinPAT_{T5BT} * (1 - b_{P_{T5BT}}) * PPBT)] * FSI_{mcc_{T5BT}}}{FGU}$$

Siendo:

FSI_{mcc_{T5BT}}: Factor de simultaneidad interna de la categoría T5BT para la máxima capacidad contratada

ANEXO II - RESOLUCIÓN ENRESP N° 1219/23

f) Cargo por Capacidad Contratada en Punta (CCCP)

$$CCCP = \frac{[(PP * FCoinPAT_{T5BT} * (1 - bP_{T5BT}) * PPBT)] * FSICCPT_{5BT}}{FGU}$$

Siendo:

FSICCPT_{5BT}: Factor de simultaneidad interna de la categoría T5BT para la capacidad contratada en punta

1.1.14. T7BTMDg

a) Cargo Fijo (CF)

$$CF = \frac{CC}{FGU}$$

Siendo:

CC: Costo comercial asignado a la categoría T7BT, expresado en (\$/mes)

FGU: Factor de Grossing Up

b) Cargo Variable en Horas de Punta (CVp)

$$CVp_{T7BT} = \frac{PEP_{T7BT} * PEBT + [(VAD_{T7BT} * bCD_{T7BT} + PP * FCoinPAT_{T7BT} * bP_{T7BT} * PPBT) * 1 / (FC_{T7BT} * (\frac{8760}{12}))] + FOPRO + CVT}{FGU}$$

$$VAD_{T7BT} = CDBT * FCoinPBT_{T7BT} * FPPABT_{T7BT} + CDMT * FCoinPMT_{T7BT} * FPPAMT_{T7BT} + CDAT * FCoinPAT_{T7BT} * FPPAAT_{T7BT}$$

Siendo:

VAD_{T7BT}: VAD asignado a la categoría T7BT

bCD_{T7BT}: Factor de asignación del VAD al cargo variable de la categoría T7BT

PP: Precio de la potencia, expresado en (\$/KW-mes)

bP_{T7BT}: Factor de asignación del costo de la potencia al cargo variable para la categoría T7BT

PPBT: Factor de expansión de pérdidas de potencia acumuladas en BT

FGU: Factor de Grossing Up

FCoinPBT_{T7BT}: Factor de coincidencia de la categoría T7BT con la demanda pico en BT

FCoinPMT_{T7BT}: Factor de coincidencia de la categoría T7BT con la demanda pico en MT

FCoinPAT_{T7BT}: Factor de coincidencia de la categoría T7BT con la demanda pico en AT

CDBT: Costo de Distribución unitario en BT, expresado en (\$/KW-mes)

CDMT: Costo de Distribución unitario en MT, expresado en (\$/KW-mes)

CDAT: Costo de Distribución unitario en AT, expresado en (\$/KW-mes)

FPPABT_{T7BT}: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de BT, aplicable a la categoría T7BT

FPPAMT_{T7BT}: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de MT, aplicable a la categoría T7BT

FPPAAT_{T7BT}: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de AT, aplicable a la categoría T7BT

PEP_{T7BT}: Precio de la energía en punta, expresado en (\$/kWh). Para MDg y MDsye se considera el precio aplicable a clientes generales, de AP y/o con demanda máxima de 10 a 300 kW. Para GDg se considera el precio aplicable a clientes generales con demanda máxima mayor o igual a 300 kW. Para GDsye el precio aplicable a organismos públicos de salud y educación

PEBT: Factor de expansión de pérdidas de energía acumuladas en BT

FC_{T7BT}: Factor de carga de la categoría T7BT

c) Cargo Variable en Horas de Valle (CVv)

$$CVv_{T7BT} = \frac{PEV_{T7BT} * PEBT + \left[(VAD_{T7BT} * bCD_{T7BT} + PP * FCoinPAT_{T7BT} * bP_{T7BT} * PPBT) * 1 / (FC_{T7BT} * \left(\frac{8760}{12}\right)) \right] + FOPRO + CVT}{FGU}$$

Siendo:

PEV_{T7BT}: Precio de la energía en valle, expresado en (\$/kWh). Para MDg y MDsye se considera el precio aplicable a clientes generales, de AP y/o con demanda máxima de 10 a 300 kW. Para GDg se considera el precio aplicable a clientes generales con demanda máxima mayor o igual a 300 kW. Para GDsye el precio aplicable a organismos públicos de salud y educación

ANEXO II - RESOLUCIÓN ENRESP N° 1219/23

d) Cargo Variable en Horas de Resto (Cvr)

$$CVr_{T7BT} = \frac{PER_{T7BT} * PE_{BT} + \left[(VAD_{T7BT} * b_{CD_{T7BT}} + PP * FCoinPAT_{T7BT} * b_{PT7BT} * PPBT) * 1 / (FC_{T7BT} * \left(\frac{8760}{12} \right)) \right] + FOPRO + CVT}{FGU}$$

Siendo:

PER_{T7BT}: Precio de la energía en resto, expresado en (\$/kWh). Para MDg y MDsye se considera el precio aplicable a clientes generales, de AP y/o con demanda máxima de 10 a 300 kW. Para GDg se considera el precio aplicable a clientes generales con demanda máxima mayor o igual a 300 kW. Para GDsye el precio aplicable a organismos públicos de salud y educación

e) Cargo por Máxima Capacidad Contratada (CMCC)

$$CMCC = \frac{[(VAD_{T7BT} * (1 - b_{CD_{T7BT}}) + PP * FCoinPAT_{T7BT} * (1 - b_{PT7BT}) * PPBT)] * FSI_{mcc_{T7BT}}}{FGU}$$

Siendo:

FSI_{mcc_{T7BT}}: Factor de simultaneidad interna de la categoría T7BT para la máxima capacidad contratada

f) Cargo por Capacidad Contratada en Punta (CCCP)

$$CCCP = \frac{[(PP * FCoinPAT_{T7BT} * (1 - b_{PT7BT}) * PPBT)] * FSI_{ccp_{T7BT}}}{FGU}$$

Siendo:

FSI_{ccp_{T7BT}}: Factor de simultaneidad interna de la categoría T7BT para la capacidad contratada en punta

1.1.15. T8BTMDg

a) Cargo Fijo (CF)

$$CF = \frac{CC}{FGU}$$

Siendo:

CC: Costo comercial asignado a la categoría T8BT, expresado en (\$/mes)

FGU: Factor de Grossing Up

b) Cargo Variable en Horas de Punta (CVp)

$$CVp_{T8BT} = \frac{PEP_{T8BT} * PE_{BT} + \left[(VAD_{T8BT} * bCD_{T8BT} + PP * FCoinPAT_{T8BT} * bP_{T8BT} * PPBT) * 1 / (FC_{T8BT} * \left(\frac{8760}{12} \right)) \right] + FOPRO + CVT}{FGU}$$

$$VAD_{T8BT} = CDBT * FCoinPBT_{T8BT} * FPPABT_{T8BT} + CDMT * FCoinPMT_{T8BT} * FPPAMT_{T8BT} + CDAT * FCoinPAT_{T8BT} * FPPAAT_{T8BT}$$

Siendo:

VAD_{T8BT}: VAD asignado a la categoría T8BT

bCD_{T8BT}: Factor de asignación del VAD al cargo variable de la categoría T8BT

PP: Precio de la potencia, expresado en (\$/KW-mes)

bP_{T8BT}: Factor de asignación del costo de la potencia al cargo variable para la categoría T8BT

PPBT: Factor de expansión de pérdidas de potencia acumuladas en BT

FGU: Factor de Grossing Up

FCoinPBT_{T8BT}: Factor de coincidencia de la categoría T8BT con la demanda pico en BT

FCoinPMT_{T8BT}: Factor de coincidencia de la categoría T8BT con la demanda pico en MT

FCoinPAT_{T8BT}: Factor de coincidencia de la categoría T8BT con la demanda pico en AT

CDBT: Costo de Distribución unitario en BT, expresado en (\$/KW-mes)

CDMT: Costo de Distribución unitario en MT, expresado en (\$/KW-mes)

CDAT: Costo de Distribución unitario en AT, expresado en (\$/KW-mes)

FPPABT_{T8BT}: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de BT, aplicable a la categoría T8BT

FPPAMT_{T8BT}: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de MT, aplicable a la categoría T8BT

FPPAAT_{T8BT}: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de AT, aplicable a la categoría T8BT

ANEXO II - RESOLUCIÓN ENRESP N° 1219/23

PEP_{T8BT}: Precio de la energía en punta, expresado en (\$/kWh). Para MDg y MDsye se considera el precio aplicable a clientes generales, de AP y/o con demanda máxima de 10 a 300 kW. Para GDg se considera el precio aplicable a clientes generales con demanda máxima mayor o igual a 300 kW. Para GDsye el precio aplicable a organismos públicos de salud y educación

PEBT: Factor de expansión de pérdidas de energía acumuladas en BT

FC_{T8BT}: Factor de carga de la categoría T8BT

c) Cargo Variable en Horas de Valle (CVv)

$$CVv_{T8BT} = \frac{PEV_{T8BT} * PEBT + \left[(VAD_{T8BT} * b_{CD_{T8BT}} + PP * FCoinPAT_{T8BT} * b_{PT8BT} * PPBT) * 1 / (FC_{T8BT} * \left(\frac{8760}{12} \right)) \right] + FOPRO + CVT}{FGU}$$

Siendo:

PEV_{T8BT}: Precio de la energía en valle, expresado en (\$/kWh). Para MDg y MDsye se considera el precio aplicable a clientes generales, de AP y/o con demanda máxima de 10 a 300 kW. Para GDg se considera el precio aplicable a clientes generales con demanda máxima mayor o igual a 300 kW. Para GDsye el precio aplicable a organismos públicos de salud y educación

d) Cargo Variable en Horas de Resto (CVr)

$$CVr_{T8BT} = \frac{PER_{T8BT} * PEBT + \left[(VAD_{T8BT} * b_{CD_{T8BT}} + PP * FCoinPAT_{T8BT} * b_{PT8BT} * PPBT) * 1 / (FC_{T8BT} * \left(\frac{8760}{12} \right)) \right] + FOPRO + CVT}{FGU}$$

Siendo:

PER_{T8BT}: Precio de la energía en resto, expresado en (\$/kWh). Para MDg y MDsye se considera el precio aplicable a clientes generales, de AP y/o con demanda máxima de 10 a 300 kW. Para GDg se considera el precio aplicable a clientes generales con demanda máxima mayor o igual a 300 kW. Para GDsye el precio aplicable a organismos públicos de salud y educación

e) Cargo por Máxima Capacidad Contratada (CMCC)

$$CMCC = \frac{[(VAD_{T8BT} * (1 - b_{CD_{T8BT}}) + PP * FCoinPAT_{T8BT} * (1 - b_{PT8BT}) * PPBT)] * FSImcCT5BT}{FGU}$$

Siendo:

FSImcc_{T8BT}: Factor de simultaneidad interna de la categoría T8BT para la máxima capacidad contratada

f) Cargo por Capacidad Contratada en Punta (CCCP)

$$CCCP = \frac{[(PP * FCoInPAT_{T8BT} * (1 - bP_{T8BT}) * PPBT)] * FSICCPT_{8BT}}{FGU}$$

Siendo:

FSlccp_{T8BT}: Factor de simultaneidad interna de la categoría T8BT para la capacidad contratada en punta

1.1.16. Peaje T3BTMDg y T3BTMDsye

a) Cargo Fijo (CF)

$$CF = \frac{CC}{FGU}$$

Siendo:

CC: Costo comercial asignado a la categoría T3BT, expresado en (\$/mes)

FGU: Factor de Grossing Up

b) Cargo Variable en Horas de Punta (CVp)

$$CVp_{T3BT} = \frac{PEP_{T3BT} * (PEBT - 1) + [(VAD_{T3BT} * bCD_{T3BT} + PP * FCoInPAT_{T3BT} * bP_{T3BT} * PPBT)] * 1 / (FC_{T3BT} * (\frac{8760}{12})) + FOPRO + CVT}{FGU}$$

$$VAD_{T3BT} = CDBT * FCoInPBT_{T3BT} * FPPABT_{T3BT} + CDMT * FCoInPMT_{T3BT} * FPPAMT_{T3BT} + CDAT * FCoInPAT_{T3BT} * FPPAAT_{T3BT}$$

Siendo:

VAD_{T3BT}: VAD asignado a la categoría T3BT

bCD_{T3BT}: Factor de asignación del VAD al cargo variable de la categoría T3BT

ANEXO II - RESOLUCIÓN ENRESP N° 1219/23

PP: Precio de la potencia, expresado en (\$/KW-mes)

bP_{T3BT} : Factor de asignación del costo de la potencia al cargo variable para la categoría T3BT

PPBT: Factor de expansión de pérdidas de potencia acumuladas en BT

FGU: Factor de Grossing Up

FCoinPBT $_{T3BT}$: Factor de coincidencia de la categoría T3BT con la demanda pico en BT

FCoinPMT $_{T3BT}$: Factor de coincidencia de la categoría T3BT con la demanda pico en MT

FCoinPAT $_{T3BT}$: Factor de coincidencia de la categoría T3BT con la demanda pico en AT

CDBT: Costo de Distribución unitario en BT, expresado en (\$/KW-mes)

CDMT: Costo de Distribución unitario en MT, expresado en (\$/KW-mes)

CDAT: Costo de Distribución unitario en AT, expresado en (\$/KW-mes)

FPPABT $_{T3BT}$: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de BT, aplicable a la categoría T3BT

FPPAMT $_{T3BT}$: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de MT, aplicable a la categoría T3BT

FPPAAT $_{T3BT}$: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de AT, aplicable a la categoría T3BT

PEP $_{T3BT}$: Precio de la energía en punta, expresado en (\$/kWh). Para MDg y MDsye se considera el precio aplicable a clientes generales, de AP y/o con demanda máxima de 10 a 300 kW. Para GDg se considera el precio aplicable a clientes generales con demanda máxima mayor o igual a 300 kW. Para GDsye el precio aplicable a organismos públicos de salud y educación

PEBT: Factor de expansión de pérdidas de energía acumuladas en BT

FC $_{T3BT}$: Factor de carga de la categoría T3BT

c) Cargo Variable en Horas de Valle (CVv)

$CVv_{T3BT} =$

$$\frac{PEV_{T3BT}*(PEBT-1) + \left[(VAD_{T3BT} * bCD_{T3BT} + PP * FCoinPAT_{T3BT} * bP_{T3BT} * PPBT) * 1 / \left(FC_{T3BT} * \left(\frac{8760}{12} \right) \right) \right] + FOPRO + CVT}{FGU}$$

Siendo:

PEV $_{T3BT}$: Precio de la energía en valle, expresado en (\$/kWh). Para MDg y MDsye se considera el precio aplicable a clientes generales, de AP y/o con demanda máxima de 10 a 300 kW. Para GDg se considera el precio aplicable a clientes generales con demanda máxima mayor o igual a 300 kW. Para GDsye el precio aplicable a organismos públicos de salud y educación

d) Cargo Variable en Horas de Resto (CVr)

$$CVr_{T3BT} = \frac{PER_{T3BT}*(PEBT-1) + \left[(VAD_{T3BT}*bCD_{T3BT} + PP*FCoinPAT_{T3BT}*bP_{T3BT}*PPBT) * 1 / (FC_{T3BT} * \left(\frac{8760}{12}\right)) \right] + FOPRO + CVT}{FGU}$$

Siendo:

PER_{T3BT}: Precio de la energía en resto, expresado en (\$/kWh). Para MDg y MDsye se considera el precio aplicable a clientes generales, de AP y/o con demanda máxima de 10 a 300 kW. Para GDg se considera el precio aplicable a clientes generales con demanda máxima mayor o igual a 300 kW. Para GDsye el precio aplicable a organismos públicos de salud y educación

e) Cargo por Máxima Capacidad Contratada (CMCC)

$$CMCC = \frac{[(VAD_{T3BT}*(1-bCD_{T3BT}) + PP*FCoinPAT_{T3BT}*(1-bP_{T3BT})*PPBT)]*FSImcc_{T3BT}}{FGU}$$

Siendo:

FSImcc_{T3BT}: Factor de simultaneidad interna de la categoría T3BT para la máxima capacidad contratada

f) Cargo por Capacidad Contratada en Punta (CCCP)

$$CCCP = \frac{[(PP*FCoinPAT_{T3BT}*(1-bP_{T3BT})*PPBT)]*FSIccp_{T3BT}}{FGU}$$

Siendo:

FSIccp_{T3BT}: Factor de simultaneidad interna de la categoría T3BT para la capacidad contratada en punta

1.1.17. Peaje T4BTMDg

a) Cargo Fijo (CF)

$$CF = \frac{CC}{FGU}$$

Siendo:

CC: Costo comercial asignado a la categoría T4BT, expresado en (\$/mes)

ANEXO II - RESOLUCIÓN ENRESP N° 1219/23

FGU: Factor de Grossing Up

b) Cargo Variable en Horas de Punta (CVp)

$$CVp_{T4BT} = \frac{PEP_{T4BT} * (PEBT - 1) + \left[(VAD_{T4BT} * bCD_{T4BT} + PP * FCoinPAT_{T4BT} * bP_{T4BT} * PPBT) * 1 / (FC_{T4BT} * \left(\frac{8760}{12}\right)) \right] + FOPRO + CVT}{FGU}$$

$$VAD_{T4BT} = CDBT * FCoinPBT_{T4BT} * FPPABT_{T4BT} + CDMT * FCoinPMT_{T4BT} * FPPAMT_{T4BT} + CDAT * FCoinPAT_{T4BT} * FPPAAT_{T4BT}$$

Siendo:

VAD_{T4BT}: VAD asignado a la categoría T4BT

bCD_{T4BT}: Factor de asignación del VAD al cargo variable de la categoría T4BT

PP: Precio de la potencia, expresado en (\$/KW-mes)

bP_{T4BT}: Factor de asignación del costo de la potencia al cargo variable para la categoría T4BT

PPBT: Factor de expansión de pérdidas de potencia acumuladas en BT

FGU: Factor de Grossing Up

FCoinPBT_{T4BT}: Factor de coincidencia de la categoría T4BT con la demanda pico en BT

FCoinPMT_{T4BT}: Factor de coincidencia de la categoría T4BT con la demanda pico en MT

FCoinPAT_{T4BT}: Factor de coincidencia de la categoría T4BT con la demanda pico en AT

CDBT: Costo de Distribución unitario en BT, expresado en (\$/KW-mes)

CDMT: Costo de Distribución unitario en MT, expresado en (\$/KW-mes)

CDAT: Costo de Distribución unitario en AT, expresado en (\$/KW-mes)

FPPABT_{T4BT}: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de BT, aplicable a la categoría T4BT

FPPAMT_{T4BT}: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de MT, aplicable a la categoría T4BT

FPPAAT_{T4BT}: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de AT, aplicable a la categoría T4BT

PEP_{T4BT}: Precio de la energía en punta, expresado en (\$/kWh), se considera el precio aplicable a clientes generales, de AP y/o con demanda máxima de 10 a 300 kW

PEBT: Factor de expansión de pérdidas de energía acumuladas en BT

FC_{T4BT}: Factor de carga de la categoría T4BT

c) Cargo Variable en Horas de Valle (CVv)

$$CVv_{T4BT} = \frac{PEV_{T4BT}*(PEBT-1) + [(VAD_{T4BT}*bCD_{T4BT} + PP*FCoinPAT_{T4BT}*bP_{T4BT}*PPBT)*1] + FOPRO + CVT}{FGU}$$

Siendo:

PEV_{T4BT}: Precio de la energía en valle, expresado en (\$/kWh), se considera el precio aplicable a clientes generales, de AP y/o con demanda máxima de 10 a 300 kW

d) Cargo Variable en Horas de Resto (CVr)

$$CVr_{T4BT} = \frac{PER_{T4BT}*(PEBT-1) + [(VAD_{T4BT}*bCD_{T4BT} + PP*FCoinPAT_{T4BT}*bP_{T4BT}*PPBT)*1 / (FC_{T4BT}*(\frac{8760}{12}))] + FOPRO + CVT}{FGU}$$

Siendo:

PER_{T4BT}: Precio de la energía en resto, expresado en (\$/kWh), se considera el precio aplicable a clientes generales, de AP y/o con demanda máxima de 10 a 300 kW

e) Cargo por Máxima Capacidad Contratada (CMCC)

$$CMCC = \frac{[(VAD_{T4BT}*(1-bCD_{T4BT}) + PP*FCoinPAT_{T4BT}*(1-bP_{T4BT})*PPBT)]*FSImcc_{T4BT}}{FGU}$$

Siendo:

FSImcc_{T4BT}: Factor de simultaneidad interna de la categoría T4BT para la máxima capacidad contratada

f) Cargo por Capacidad Contratada en Punta (CCCP)

$$CCCP = \frac{[(PP*FCoinPAT_{T4BT}*(1-bP_{T4BT})*PPBT)]*FSIccp_{T4BT}}{FGU}$$

ANEXO II - RESOLUCIÓN ENRESP N° 1219/23

Siendo:

$FSIccp_{T4BT}$: Factor de simultaneidad interna de la categoría T4BT para la capacidad contratada en punta

1.1.18. Peaje T5BTMDg, y T5BTGDg

a) Cargo Fijo (CF)

$$CF = \frac{CC}{FGU}$$

Siendo:

CC: Costo comercial asignado a la categoría T5BT, expresado en (\$/mes)

FGU: Factor de Grossing Up

b) Cargo Variable en Horas de Punta (CVp)

$$CVp_{T5BT} = \frac{PEP_{T5BT} * (PEBT - 1) + \left[(VAD_{T5BT} * bCD_{T5BT} + PP * FCoinPAT_{T5BT} * bP_{T5BT} * PPBT) * 1 / (FC_{T5BT} * \left(\frac{8760}{12}\right)) \right] + FOPRO + CVT}{FGU}$$

$$VAD_{T5BT} = CDBT * FCoinPBT_{T5BT} * FPPABT_{T5BT} + CDMT * FCoinPMT_{T5BT} * FPPAMT_{T5BT} + CDAT * FCoinPAT_{T5BT} * FPPAAT_{T5BT}$$

Siendo:

VAD_{T5BT} : VAD asignado a la categoría T5BT

bCD_{T5BT} : Factor de asignación del VAD al cargo variable de la categoría T5BT

PP: Precio de la potencia, expresado en (\$/KW-mes)

bP_{T5BT} : Factor de asignación del costo de la potencia al cargo variable para la categoría T5BT

PPBT: Factor de expansión de pérdidas de potencia acumuladas en BT

FGU: Factor de Grossing Up

$FCoinPBT_{T5BT}$: Factor de coincidencia de la categoría T5BT con la demanda pico en BT

$FCoinPMT_{T5BT}$: Factor de coincidencia de la categoría T5BT con la demanda pico en MT

$FCoinPAT_{T5BT}$: Factor de coincidencia de la categoría T5BT con la demanda pico en AT

CDBT: Costo de Distribución unitario en BT, expresado en (\$/KW-mes)

CDMT: Costo de Distribución unitario en MT, expresado en (\$/KW-mes)

CDAT: Costo de Distribución unitario en AT, expresado en (\$/KW-mes)

FPPABT_{T5BT}: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de BT, aplicable a la categoría T5BT

FPPAMT_{T5BT}: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de MT, aplicable a la categoría T5BT

FPPAAT_{T5BT}: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de AT, aplicable a la categoría T5BT

PEP_{T5BT}: Precio de la energía en punta, expresado en (\$/kWh), se considera el precio aplicable a clientes generales, de AP y/o con demanda máxima de 10 a 300 kW

PEBT: Factor de expansión de pérdidas de energía acumuladas en BT

FC_{T5BT}: Factor de carga de la categoría T5BT

c) Cargo Variable en Horas de Valle (CVv)

$$CVv_{T5BT} = \frac{PEV_{T5BT} * (PEBT - 1) + \left[(VAD_{T5BT} * bCD_{T5BT} + PP * FCoinPAT_{T5BT} * bP_{T5BT} * PPBT) * 1 / (FC_{T5BT} * \left(\frac{8760}{12}\right)) \right] + FOPRO + CVT}{FGU}$$

Siendo:

PEV_{T5BT}: Precio de la energía en valle, expresado en (\$/kWh), se considera el precio aplicable a clientes generales, de AP y/o con demanda máxima de 10 a 300 kW

d) Cargo Variable en Horas de Resto (CVr)

$$CVr_{T5BT} = \frac{PER_{T5BT} * PEBT + \left[(VAD_{T5BT} * bCD_{T5BT} + PP * FCoinPAT_{T5BT} * bP_{T5BT} * PPBT) * 1 / (FC_{T5BT} * \left(\frac{8760}{12}\right)) \right] + FOPRO + CVT}{FGU}$$

Siendo:

PER_{T5BT}: Precio de la energía en resto, expresado en (\$/kWh), se considera el precio aplicable a clientes generales, de AP y/o con demanda máxima de 10 a 300 kW

ANEXO II - RESOLUCIÓN ENRESP N° 1219/23

e) Cargo por Máxima Capacidad Contratada (CMCC)

$$CMCC = \frac{[(VAD_{T5BT} * (1 - b_{CD_{T5BT}}) + PP * FCoinPAT_{T5BT} * (1 - b_{P_{T5BT}}) * PPBT)] * FSImcCT_{T5BT}}{FGU}$$

Siendo:

FSImcc_{T5BT}: Factor de simultaneidad interna de la categoría T5BT para la máxima capacidad contratada

f) Cargo por Capacidad Contratada en Punta (CCCP)

$$CCCP = \frac{[(PP * FCoinPAT_{T5BT} * (1 - b_{P_{T5BT}}) * PPBT)] * FSiccP_{T5BT}}{FGU}$$

Siendo:

FSiccP_{T5BT}: Factor de simultaneidad interna de la categoría T5BT para la capacidad contratada en punta

1.1.19. Peaje T7BTMDg

a) Cargo Fijo (CF)

$$CF = \frac{CC}{FGU}$$

Siendo:

CC: Costo comercial asignado a la categoría T7BT, expresado en (\$/mes)

FGU: Factor de Grossing Up

b) Cargo Variable en Horas de Punta (CVp)

$$CVp_{T7BT} = \frac{PEP_{T7BT} * (PEBT - 1) + [(VAD_{T7BT} * b_{CD_{T7BT}} + PP * FCoinPAT_{T7BT} * b_{P_{T7BT}} * PPBT) * 1 / (FC_{T7BT} * (\frac{8760}{12}))] + FOPRO + CVT}{FGU}$$

$$VAD_{T7BT} = CDBT * FCoinPBT_{T7BT} * FPPABT_{T7BT} + CDMT * FCoinPMT_{T7BT} * FPPAMT_{T7BT} + CDAT * FCoinPAT_{T7BT} * FPPAAT_{T7BT}$$

Siendo:

VAD_{T7BT}: VAD asignado a la categoría T7BT

bCD_{T7BT}: Factor de asignación del VAD al cargo variable de la categoría T7BT

PP: Precio de la potencia, expresado en (\$/KW-mes)

bP_{T7BT}: Factor de asignación del costo de la potencia al cargo variable para la categoría T7BT

PPBT: Factor de expansión de pérdidas de potencia acumuladas en BT

FGU: Factor de Grossing Up

FCoinPBT_{T7BT}: Factor de coincidencia de la categoría T7BT con la demanda pico en BT

FCoinPMT_{T7BT}: Factor de coincidencia de la categoría T7BT con la demanda pico en MT

FCoinPAT_{T7BT}: Factor de coincidencia de la categoría T7BT con la demanda pico en AT

CDBT: Costo de Distribución unitario en BT, expresado en (\$/KW-mes)

CDMT: Costo de Distribución unitario en MT, expresado en (\$/KW-mes)

CDAT: Costo de Distribución unitario en AT, expresado en (\$/KW-mes)

FPPABT_{T7BT}: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de BT, aplicable a la categoría T7BT

FPPAMT_{T7BT}: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de MT, aplicable a la categoría T7BT

FPPAAT_{T7BT}: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de AT, aplicable a la categoría T7BT

PEP_{T7BT}: Precio de la energía en punta, expresado en (\$/kWh), se considera el precio aplicable a clientes generales, de AP y/o con demanda máxima de 10 a 300 kW

PEBT: Factor de expansión de pérdidas de energía acumuladas en BT

FC_{T7BT}: Factor de carga de la categoría T7BT

c) Cargo Variable en Horas de Valle (CVv)

$$CVv_{T7BT} =$$

$$\frac{PEV_{T7BT} * (PEBT - 1) + \left[(VAD_{T7BT} * bCD_{T7BT} + PP * FCoinPAT_{T7BT} * bP_{T7BT} * PPBT) * 1 / (FC_{T7BT} * \left(\frac{8760}{12}\right)) \right] + FOPRO + CVT}{FGU}$$

ANEXO II - RESOLUCIÓN ENRESP N° 1219/23

Siendo:

PEV_{T7BT}: Precio de la energía en valle, expresado en (\$/kWh), se considera el precio aplicable a clientes generales, de AP y/o con demanda máxima de 10 a 300 kW

d) Cargo Variable en Horas de Resto (CVr)

$$CVr_{T7BT} =$$

$$\frac{PER_{T7BT}*(PEBT-1) + [(VAD_{T7BT}*bCD_{T7BT} + PP*FCoinPAT_{T7BT}*bP_{T7BT}*PPBT)*1 / (FC_{T7BT}*(\frac{8760}{12}))] + FOPRO + CVT}{FGU}$$

Siendo:

PER_{T7BT}: Precio de la energía en resto, expresado en (\$/kWh), se considera el precio aplicable a clientes generales, de AP y/o con demanda máxima de 10 a 300 kW

e) Cargo por Máxima Capacidad Contratada (CMCC)

$$CMCC = \frac{[(VAD_{T7BT}*(1-bCD_{T7BT}) + PP*FCoinPAT_{T7BT}*(1-bP_{T7BT})*PPBT)]*FSImcCT7BT}{FGU}$$

Siendo:

FSImcc_{T7BT}: Factor de simultaneidad interna de la categoría T7BT para la máxima capacidad contratada

f) Cargo por Capacidad Contratada en Punta (CCCP)

$$CCCP = \frac{[(PP*FCoinPAT_{T7BT}*(1-bP_{T7BT})*PPBT)]*FSIccpT7BT}{FGU}$$

Siendo:

FSIccp_{T7BT}: Factor de simultaneidad interna de la categoría T7BT para la capacidad contratada en punta

1.1.20. Peaje T8BTMDg

a) Cargo Fijo (CF)

$$CF = \frac{CC}{FGU}$$

Siendo:

CC: Costo comercial asignado a la categoría T8BT, expresado en (\$/mes)

FGU: Factor de Grossing Up

b) Cargo Variable en Horas de Punta (CVp)

$$CVp_{T8BT} = \frac{PEP_{T8BT} * (PEBT - 1) + \left[(VAD_{T8BT} * bCD_{T8BT} + PP * FCoinPAT_{T8BT} * bP_{T8BT} * PPBT) * 1 / (FC_{T8BT} * \left(\frac{8760}{12} \right)) \right] + FOPRO + CVT}{FGU}$$

$$VAD_{T8BT} = CDBT * FCoinPBT_{T8BT} * FPPABT_{T8BT} + CDMT * FCoinPMT_{T8BT} * FPPAMT_{T8BT} + CDAT * FCoinPAT_{T8BT} * FPPAAT_{T8BT}$$

Siendo:

VAD_{T8BT}: VAD asignado a la categoría T8BT

bCD_{T8BT}: Factor de asignación del VAD al cargo variable de la categoría T8BT

PP: Precio de la potencia, expresado en (\$/KW-mes)

bP_{T8BT}: Factor de asignación del costo de la potencia al cargo variable para la categoría T8BT

PPBT: Factor de expansión de pérdidas de potencia acumuladas en BT

FGU: Factor de Grossing Up

FCoinPBT_{T8BT}: Factor de coincidencia de la categoría T8BT con la demanda pico en BT

FCoinPMT_{T8BT}: Factor de coincidencia de la categoría T8BT con la demanda pico en MT

FCoinPAT_{T8BT}: Factor de coincidencia de la categoría T8BT con la demanda pico en AT

CDBT: Costo de Distribución unitario en BT, expresado en (\$/KW-mes)

CDMT: Costo de Distribución unitario en MT, expresado en (\$/KW-mes)

CDAT: Costo de Distribución unitario en AT, expresado en (\$/KW-mes)

FPPABT_{T8BT}: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de BT, aplicable a la categoría T8BT

FPPAMT_{T8BT}: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de MT, aplicable a la categoría T8BT

FPPAAT_{T8BT}: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de AT, aplicable a la categoría T8BT

PEP_{T8BT}: Precio de la energía en punta, expresado en (\$/kWh), se considera el precio aplicable a clientes generales, de AP y/o con demanda máxima de 10 a 300 kW

ANEXO II - RESOLUCIÓN ENRESP N° 1219/23

PEBT: Factor de expansión de pérdidas de energía acumuladas en BT

FC_{T8BT}: Factor de carga de la categoría T8BT

c) Cargo Variable en Horas de Valle (CVv)

$$CVv_{T8BT} = \frac{PEV_{T8BT}*(PEBT-1) + \left[(VAD_{T8BT}*bCD_{T8BT} + PP*FCoinPAT_{T8BT}*bP_{T8BT}*PPBT) * 1 / (FC_{T8BT} * \left(\frac{8760}{12}\right)) \right] + FOPRO + CVT}{FGU}$$

Siendo:

PEV_{T8BT}: Precio de la energía en valle, expresado en (\$/kWh), se considera el precio aplicable a clientes generales, de AP y/o con demanda máxima de 10 a 300 kW

d) Cargo Variable en Horas de Resto (CVr)

$$CVr_{T8BT} = \frac{PER_{T8BT}*(PEBT-1) + \left[(VAD_{T8BT}*bCD_{T8BT} + PP*FCoinPAT_{T8BT}*bP_{T8BT}*PPBT) * 1 / (FC_{T8BT} * \left(\frac{8760}{12}\right)) \right] + FOPRO + CVT}{FGU}$$

Siendo:

PER_{T8BT}: Precio de la energía en resto, expresado en (\$/kWh), se considera el precio aplicable a clientes generales, de AP y/o con demanda máxima de 10 a 300 kW

e) Cargo por Máxima Capacidad Contratada (CMCC)

$$CMCC = \frac{[(VAD_{T8BT}*(1-bCD_{T8BT}) + PP*FCoinPAT_{T8BT}*(1-bP_{T8BT})*PPBT)]*FSImcc_{T5BT}}{FGU}$$

Siendo:

FSImcc_{T8BT}: Factor de simultaneidad interna de la categoría T8BT para la máxima capacidad contratada

f) Cargo por Capacidad Contratada en Punta (CCCP)

$$CCCP = \frac{[(PP*FCoinPAT_{T8BT}*(1-bP_{T8BT})*PPBT)]*FSIccp_{T8BT}}{FGU}$$

Siendo:

FSIccp_{T8BT}: Factor de simultaneidad interna de la categoría T8BT para la capacidad contratada en punta

1.2. Media Tensión (MT)

1.2.1. T3MTMDg, T3MTMDsye, T3MTGDg y T3MTGDsye

a) Cargo Fijo (CF)

$$CF = \frac{CC}{FGU}$$

Siendo:

CC: Costo comercial asignado a la categoría T3MT, expresado en (\$/mes)

FGU: Factor de Grossing Up

b) Cargo Variable en Horas de Punta (CVp)

$$CVp_{T3BT} = \frac{PEP_{T3MT}*PEMT + [(VAD_{T3MT}*bCD_{T3MT} + PP*FCoinPAT_{T3MT}*bP_{T3MT}*PPMT)*1/(FC_{T3MT}*(\frac{8760}{12}))] + FOPRO + CVT}{FGU}$$

$$VAD_{T3MT} = CDMT * FCoinPMT_{T3MT} * FPPAMT_{T3MT} + CDAT * FCoinPAT_{T3MT} * FPPAAT_{T3MT}$$

Siendo:

VAD_{T3MT}: VAD asignado a la categoría T3MT

bCD_{T3MT}: Factor de asignación del VAD al cargo variable de la categoría T3MT

PP: Precio de la potencia, expresado en (\$/KW-mes)

ANEXO II - RESOLUCIÓN ENRESP N° 1219/23

bP_{T3MT} : Factor de asignación del costo de la potencia al cargo variable para la categoría T3MT

$PPMT$: Factor de expansión de pérdidas de potencia acumuladas en MT

FGU : Factor de Grossing Up

$FCoinPMT_{T3MT}$: Factor de coincidencia de la categoría T3MT con la demanda pico en MT

$FCoinPAT_{T3MT}$: Factor de coincidencia de la categoría T3MT con la demanda pico en AT

$CDMT$: Costo de Distribución unitario en MT, expresado en (\$/KW-mes)

$CDAT$: Costo de Distribución unitario en AT, expresado en (\$/KW-mes)

$FPPAMT_{T3MT}$: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de MT, aplicable a la categoría T3MT

$FPPAAT_{T3MT}$: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de AT, aplicable a la categoría T3MT

PEP_{T3MT} : Precio de la energía en punta, expresado en (\$/kWh). Para MDg y MDsye se considera el precio aplicable a clientes generales, de AP y/o con demanda máxima de 10 a 300 kW. Para GDg se considera el precio aplicable a clientes generales con demanda máxima mayor o igual a 300 kW. Para GDsye el precio aplicable a organismos públicos de salud y educación

$PEMT$: Factor de expansión de pérdidas de energía acumuladas en MT

FC_{T3MT} : Factor de carga de la categoría T3MT

c) Cargo Variable en Horas de Valle (CVv)

$$CVv_{T3MT} = \frac{PEV_{T3MT} * PEMT + \left[(VAD_{T3MT} * bCD_{T3MT} + PP * FCoinPAT_{T3MT} * bP_{T3MT} * PPMT) * 1 / (FC_{T3MT} * \left(\frac{8760}{12}\right)) \right] + FOPRO + CVT}{FGU}$$

Siendo:

PEV_{T3MT} : Precio de la energía en valle, expresado en (\$/kWh). Para MDg y MDsye se considera el precio aplicable a clientes generales, de AP y/o con demanda máxima de 10 a 300 kW. Para GDg se considera el precio aplicable a clientes generales con demanda máxima mayor o igual a 300 kW. Para GDsye el precio aplicable a organismos públicos de salud y educación

d) Cargo Variable en Horas de Resto (CVr)

$$CVr_{T3MT} = \frac{PER_{T3MT} * PEMT + \left[(VAD_{T3MT} * bCD_{T3MT} + PP * FCoinPAT_{T3MT} * bP_{T3MT} * PPMT) * 1 / (FC_{T3MT} * \left(\frac{8760}{12}\right)) \right] + FOPRO + CVT}{FGU}$$

Siendo:

PER_{T3MT} : Precio de la energía en resto, expresado en (\$/kWh). Para MDg y MDsye se considera el precio aplicable a clientes generales, de AP y/o con demanda máxima de 10 a 300 kW. Para GDg se considera el precio aplicable a clientes generales con demanda máxima mayor o igual a 300 kW. Para GDsye el precio aplicable a organismos públicos de salud y educación

e) Cargo por Máxima Capacidad Contratada (CMCC)

$$CMCC = \frac{[(VAD_{T3MT}*(1-bCD_{T3MT})+PP*FCoinPAT_{T3MT}*(1-bP_{T3MT})*PPMT)]*FSImcc_{T3MT}}{FGU}$$

Siendo:

$FSImcc_{T3MT}$: Factor de simultaneidad interna de la categoría T3MT para la máxima capacidad contratada

f) Cargo por Capacidad Contratada en Punta (CCCP)

$$CCCP = \frac{[(PP*FCoinPAT_{T3MT}*(1-bP_{T3MT})*PPMT)]*FSIccp_{T3MT}}{FGU}$$

Siendo:

$FSIccp_{T3MT}$: Factor de simultaneidad interna de la categoría T3MT para la capacidad contratada en punta

1.2.2. T6MTMDg, T6MTMDsye, T6MTGDg y T6MTGDsye

a) Cargo Fijo (CF)

$$CF = \frac{CC}{FGU}$$

Siendo:

CC: Costo comercial asignado a la categoría T6MT, expresado en (\$/mes)

FGU: Factor de Grossing Up

ANEXO II - RESOLUCIÓN ENRESP N° 1219/23

b) Cargo Variable en Horas de Punta (CVp)

$$CVp_{T6BT} = \frac{PEP_{T6MT} * PEMT + \left[(VAD_{T6MT} * bCD_{T6MT} + PP * FCoinPAT_{T6MT} * bP_{T6MT} * PPMT) * 1 / (FC_{T6MT} * \left(\frac{8760}{12} \right)) \right] + FOPRO + CVT}{FGU}$$

$$VAD_{T6MT} = CDMT * FCoinPMT_{T6MT} * FPPAMT_{T6MT} + CDAT * FCoinPAT_{T6MT} * FPPAAT_{T6MT}$$

Siendo:

VAD_{T6MT}: VAD asignado a la categoría T6MT

bCD_{T6MT}: Factor de asignación del VAD al cargo variable de la categoría T6MT

PP: Precio de la potencia, expresado en (\$/KW-mes)

bP_{T6MT}: Factor de asignación del costo de la potencia al cargo variable para la categoría T6MT

PPMT: Factor de expansión de pérdidas de potencia acumuladas en MT

FGU: Factor de Grossing Up

FCoinPMT_{T6MT}: Factor de coincidencia de la categoría T6MT con la demanda pico en MT

FCoinPAT_{T6MT}: Factor de coincidencia de la categoría T6MT con la demanda pico en AT

CDMT: Costo de Distribución unitario en MT, expresado en (\$/KW-mes)

CDAT: Costo de Distribución unitario en AT, expresado en (\$/KW-mes)

FPPAMT_{T6MT}: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de MT, aplicable a la categoría T6MT

FPPAAT_{T6MT}: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de AT, aplicable a la categoría T6MT

PEP_{T6MT}: Precio de la energía en punta, expresado en (\$/kWh). Para MDg y MDsye se considera el precio aplicable a clientes generales, de AP y/o con demanda máxima de 10 a 300 kW. Para GDg se considera el precio aplicable a clientes generales con demanda máxima mayor o igual a 300 kW. Para GDsye el precio aplicable a organismos públicos de salud y educación

PEMT: Factor de expansión de pérdidas de energía acumuladas en MT

FC_{T6MT}: Factor de carga de la categoría T6MT

c) Cargo Variable en Horas de Valle (CVv)

$$CVv_{T6MT} = \frac{PEV_{T6MT} * PEMT + \left[(VAD_{T6MT} * bCD_{T6MT} + PP * FCoinPAT_{T6MT} * bP_{T6MT} * PPMT) * 1 / (FC_{T6MT} * \left(\frac{8760}{12}\right)) \right] + FOPRO + CVT}{FGU}$$

Siendo:

PEV_{T6MT}: Precio de la energía en valle, expresado en (\$/kWh). Para MDg y MDsye se considera el precio aplicable a clientes generales, de AP y/o con demanda máxima de 10 a 300 kW. Para GDg se considera el precio aplicable a clientes generales con demanda máxima mayor o igual a 300 kW. Para GDsye el precio aplicable a organismos públicos de salud y educación

d) Cargo Variable en Horas de Resto (CVr)

$$CVr_{T6MT} = \frac{PER_{T6MT} * PEMT + \left[(VAD_{T6MT} * bCD_{T6MT} + PP * FCoinPAT_{T6MT} * bP_{T6MT} * PPMT) * 1 / (FC_{T6MT} * \left(\frac{8760}{12}\right)) \right] + FOPRO + CVT}{FGU}$$

Siendo:

PER_{T6MT}: Precio de la energía en resto, expresado en (\$/kWh). Para MDg y MDsye se considera el precio aplicable a clientes generales, de AP y/o con demanda máxima de 10 a 300 kW. Para GDg se considera el precio aplicable a clientes generales con demanda máxima mayor o igual a 300 kW. Para GDsye el precio aplicable a organismos públicos de salud y educación

e) Cargo por Máxima Capacidad Contratada (CMCC)

$$CMCC = \frac{[(VAD_{T6MT} * (1 - bCD_{T6MT}) + PP * FCoinPAT_{T6MT} * (1 - bP_{T6MT}) * PPMT)] * FSI_{mccT6MT}}{FGU}$$

Siendo:

FSI_{mccT6MT}: Factor de simultaneidad interna de la categoría T6MT para la máxima capacidad contratada

f) Cargo por Capacidad Contratada en Punta (CCCP)

$$CCCP = \frac{[(PP * FCoinPAT_{T6MT} * (1 - bP_{T6MT}) * PPMT)] * FSI_{CCPT6MT}}{FGU}$$

ANEXO II - RESOLUCIÓN ENRESP N° 1219/23

Siendo:

$FSIccp_{T6MT}$: Factor de simultaneidad interna de la categoría T6MT para la capacidad contratada en punta

1.2.3. T8MTGDg

a) Cargo Fijo (CF)

$$CF = \frac{CC}{FGU}$$

Siendo:

CC: Costo comercial asignado a la categoría T8MT, expresado en (\$/mes)

FGU: Factor de Grossing Up

b) Cargo Variable en Horas de Punta (CVp)

$$CVp_{T8BT} = \frac{PEP_{T8MT} * PEMT + \left[(VAD_{T8MT} * bCD_{T8MT} + PP * FCoinPAT_{T8MT} * bP_{T8MT} * PPMT) * 1 / (FC_{T8MT} * \left(\frac{8760}{12} \right)) \right] + FOPRO + CVT}{FGU}$$

$$VAD_{T8MT} = CDMT * FCoinPMT_{T8MT} * FPPAMT_{T8MT} + CDAT * FCoinPAT_{T8MT} * FPPAAT_{T8MT}$$

Siendo:

VAD_{T8MT} : VAD asignado a la categoría T8MT

bCD_{T8MT} : Factor de asignación del VAD al cargo variable de la categoría T8MT

PP: Precio de la potencia, expresado en (\$/KW-mes)

bP_{T8MT} : Factor de asignación del costo de la potencia al cargo variable para la categoría T8MT

PPMT: Factor de expansión de pérdidas de potencia acumuladas en MT

FGU: Factor de Grossing Up

$FCoinPMT_{T8MT}$: Factor de coincidencia de la categoría T8MT con la demanda pico en MT

$FCoinPAT_{T8MT}$: Factor de coincidencia de la categoría T8MT con la demanda pico en AT

CDMT: Costo de Distribución unitario en MT, expresado en (\$/KW-mes)

CDAT: Costo de Distribución unitario en AT, expresado en (\$/KW-mes)

FPPAMT_{T8MT}: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de MT, aplicable a la categoría T8MT

FPPAAT_{T8MT}: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de AT, aplicable a la categoría T8MT

PEP_{T8MT}: Precio de la energía en punta, expresado en (\$/kWh), se considera el precio aplicable a clientes generales, de AP y/o con demanda máxima mayor o igual a 300 kW

PEMT: Factor de expansión de pérdidas de energía acumuladas en MT

FC_{T8MT}: Factor de carga de la categoría T6MT

c) Cargo Variable en Horas de Valle (CVv)

$$CVv_{T8MT} = \frac{PEV_{T8MT} * PEMT + \left[(VAD_{T8MT} * bCD_{T8MT} + PP * FCoInPAT_{T8MT} * bP_{T8MT} * PPMT) * 1 / (FC_{T8MT} * \left(\frac{8760}{12}\right)) \right] + FOPRO + CVT}{FGU}$$

Siendo:

PEV_{T8MT}: Precio de la energía en valle, expresado en (\$/kWh), se considera el precio aplicable a clientes generales, de AP y/o con demanda máxima mayor o igual a 300 kW

d) Cargo Variable en Horas de Resto (CVr)

$$CVr_{T8MT} = \frac{PER_{T8MT} * PEMT + \left[(VAD_{T8MT} * bCD_{T8MT} + PP * FCoInPAT_{T8MT} * bP_{T8MT} * PPMT) * 1 / (FC_{T8MT} * \left(\frac{8760}{12}\right)) \right] + FOPRO + CVT}{FGU}$$

Siendo:

PER_{T8MT}: Precio de la energía en resto, expresado en (\$/kWh), se considera el precio aplicable a clientes generales, de AP y/o con demanda máxima mayor o igual a 300 kW

e) Cargo por Máxima Capacidad Contratada (CMCC)

$$CMCC = \frac{[(VAD_{T8MT} * (1 - bCD_{T8MT}) + PP * FCoInPAT_{T8MT} * (1 - bP_{T8MT}) * PPMT)] * FSImcct_{T8MT}}{FGU}$$

ANEXO II - RESOLUCIÓN ENRESP N° 1219/23

Siendo:

$FSImcc_{T8MT}$: Factor de simultaneidad interna de la categoría T8MT para la máxima capacidad contratada

f) Cargo por Capacidad Contratada en Punta (CCCP)

$$CCCP = \frac{[(PP * FCoInPAT_{T8MT} * (1 - bP_{T8MT}) * PPMT)] * FSICCp_{T8MT}}{FGU}$$

Siendo:

$FSICCp_{T8MT}$: Factor de simultaneidad interna de la categoría T8MT para la capacidad contratada en punta

1.2.4. Peaje T3MTMDg y T3MTGDg

a) Cargo Fijo (CF)

$$CF = \frac{CC}{FGU}$$

Siendo:

CC: Costo comercial asignado a la categoría T3MT, expresado en (\$/mes)

FGU: Factor de Grossing Up

b) Cargo Variable en Horas de Punta (CVp)

$$CVp_{T3MT} = \frac{PEP_{T3MT} * (PEMT - 1) + [(VAD_{T3MT} * bCD_{T3MT} + PP * FCoInPAT_{T3MT} * bP_{T3MT} * PPMT) * 1 / (FC_{T3MT} * (\frac{8760}{12}))] + FOPRO + CVT}{FGU}$$

$$VAD_{T3MT} = CDMT * FCoInPMT_{T3MT} * FPPAMT_{T3MT} + CDAT * FCoInPAT_{T3MT} * FPPAAT_{T3MT}$$

Siendo:

VAD_{T3MT} : VAD asignado a la categoría T3MT

bCD_{T3MT} : Factor de asignación del VAD al cargo variable de la categoría T3MT

PP: Precio de la potencia, expresado en (\$/KW-mes)

bP_{T3MT} : Factor de asignación del costo de la potencia al cargo variable para la categoría T3MT

$PPMT$: Factor de expansión de pérdidas de potencia acumuladas en MT

FGU : Factor de Grossing Up

$FCoinPMT_{T3MT}$: Factor de coincidencia de la categoría T3MT con la demanda pico en MT

$FCoinPAT_{T3MT}$: Factor de coincidencia de la categoría T3MT con la demanda pico en AT

$CDMT$: Costo de Distribución unitario en MT, expresado en (\$/KW-mes)

$CDAT$: Costo de Distribución unitario en AT, expresado en (\$/KW-mes)

$FPPAMT_{T3MT}$: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de MT, aplicable a la categoría T3MT

$FPPAAT_{T3MT}$: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de AT, aplicable a la categoría T3MT

PEP_{T3MT} : Precio de la energía en punta, expresado en (\$/kWh). Para MDg y MDsye se considera el precio aplicable a clientes generales, de AP y/o con demanda máxima de 10 a 300 kW. Para GDg se considera el precio aplicable a clientes generales con demanda máxima mayor o igual a 300 kW

$PEMT$: Factor de expansión de pérdidas de energía acumuladas en MT

FC_{T3MT} : Factor de carga de la categoría T3MT

c) Cargo Variable en Horas de Valle (CVv)

$$CVv_{T3MT} = \frac{PEV_{T3MT} * (PEMT - 1) + \left[(VAD_{T3MT} * bCD_{T3MT} + PP * FCoinPAT_{T3MT} * bP_{T3MT} * PPMT) * 1 / (FC_{T3MT} * \left(\frac{8760}{12}\right)) \right] + FOPRO + CVT}{FGU}$$

Siendo:

PEV_{T3MT} : Precio de la energía en valle, expresado en (\$/kWh). Para MDg y MDsye se considera el precio aplicable a clientes generales, de AP y/o con demanda máxima de 10 a 300 kW. Para GDg se considera el precio aplicable a clientes generales con demanda máxima mayor o igual a 300 kW

d) Cargo Variable en Horas de Resto (CVr)

$$CVr_{T3MT} = \frac{PER_{T3MT} * (PEMT - 1) + \left[(VAD_{T3MT} * bCD_{T3MT} + PP * FCoinPAT_{T3MT} * bP_{T3MT} * PPMT) * 1 / (FC_{T3MT} * \left(\frac{8760}{12}\right)) \right] + FOPRO + CVT}{FGU}$$

ANEXO II - RESOLUCIÓN ENRESP N° 1219/23

Siendo:

PER_{T3MT} : Precio de la energía en resto, expresado en (\$/kWh). Para MDg y MDsye se considera el precio aplicable a clientes generales, de AP y/o con demanda máxima de 10 a 300 kW. Para GDg se considera el precio aplicable a clientes generales con demanda máxima mayor o igual a 300 kW

e) Cargo por Máxima Capacidad Contratada (CMCC)

$$CMCC = \frac{[(VAD_{T3MT} * (1 - b_{CD_{T3MT}}) + PP * F_{CoinPAT_{T3MT}} * (1 - b_{P_{T3MT}}) * PPMT)] * F_{Simcc_{T3MT}}}{FGU}$$

Siendo:

$F_{Simcc_{T3MT}}$: Factor de simultaneidad interna de la categoría T3MT para la máxima capacidad contratada

f) Cargo por Capacidad Contratada en Punta (CCCP)

$$CCCP = \frac{[(PP * F_{CoinPAT_{T3MT}} * (1 - b_{P_{T3MT}}) * PPMT)] * F_{SIccp_{T3MT}}}{FGU}$$

Siendo:

$F_{SIccp_{T3MT}}$: Factor de simultaneidad interna de la categoría T3MT para la capacidad contratada en punta

1.2.5. Peaje T6MTMDg y T6MTGDg

a) Cargo Fijo (CF)

$$CF = \frac{CC}{FGU}$$

Siendo:

CC: Costo comercial asignado a la categoría T6MT, expresado en (\$/mes)

FGU: Factor de Grossing Up

b) Cargo Variable en Horas de Punta (CVp)

$$CVp_{T6MT} = \frac{PEP_{T6MT} * (PEMT - 1) + \left[(VAD_{T6MT} * bCD_{T6MT} + PP * FCoinPAT_{T6MT} * bP_{T6MT} * PPMT) * 1 / (FC_{T6MT} * \left(\frac{8760}{12}\right)) \right] + FOPRO + CVT}{FGU}$$

$$VAD_{T6MT} = CDMT * FCoinPMT_{T6MT} * FPPAMT_{T6MT} + CDAT * FCoinPAT_{T6MT} * FPPAAT_{T6MT}$$

Siendo:

VAD_{T6MT}: VAD asignado a la categoría T6MT

bCD_{T6MT}: Factor de asignación del VAD al cargo variable de la categoría T6MT

PP: Precio de la potencia, expresado en (\$/KW-mes)

bP_{T6MT}: Factor de asignación del costo de la potencia al cargo variable para la categoría T6MT

PPMT: Factor de expansión de pérdidas de potencia acumuladas en MT

FGU: Factor de Grossing Up

FCoinPMT_{T6MT}: Factor de coincidencia de la categoría T6MT con la demanda pico en MT

FCoinPAT_{T6MT}: Factor de coincidencia de la categoría T6MT con la demanda pico en AT

CDMT: Costo de Distribución unitario en MT, expresado en (\$/KW-mes)

CDAT: Costo de Distribución unitario en AT, expresado en (\$/KW-mes)

FPPAMT_{T6MT}: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de MT, aplicable a la categoría T6MT

FPPAAT_{T6MT}: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de AT, aplicable a la categoría T6MT

PEP_{T6MT}: Precio de la energía en punta, expresado en (\$/kWh). Para MDg y MDsye se considera el precio aplicable a clientes generales, de AP y/o con demanda máxima de 10 a 300 kW. Para GDg se considera el precio aplicable a clientes generales con demanda máxima mayor o igual a 300 kW

PEMT: Factor de expansión de pérdidas de energía acumuladas en MT

FC_{T6MT}: Factor de carga de la categoría T6MT

ANEXO II - RESOLUCIÓN ENRESP N° 1219/23

c) Cargo Variable en Horas de Valle (CVv)

$$CVv_{T6MT} = \frac{PEV_{T6MT} * (PEMT - 1) + \left[(VAD_{T6MT} * b_{CD_{T6MT}} + PP * FCoinPAT_{T6MT} * b_{PT6MT} * PPMT) * 1 / (FC_{T6MT} * \left(\frac{8760}{12}\right)) \right] + FOPRO + CVT}{FGU}$$

Siendo:

PEV_{T6MT}: Precio de la energía en valle, expresado en (\$/kWh). Para MDg y MDsye se considera el precio aplicable a clientes generales, de AP y/o con demanda máxima de 10 a 300 kW. Para GDg se considera el precio aplicable a clientes generales con demanda máxima mayor o igual a 300 kW

d) Cargo Variable en Horas de Resto (CVr)

$$CVr_{T6MT} = \frac{PER_{T6MT} * (PEMT - 1) + \left[(VAD_{T6MT} * b_{CD_{T6MT}} + PP * FCoinPAT_{T6MT} * b_{PT6MT} * PPMT) * 1 / (FC_{T6MT} * \left(\frac{8760}{12}\right)) \right] + FOPRO + CVT}{FGU}$$

Siendo:

PER_{T6MT}: Precio de la energía en resto, expresado en (\$/kWh). Para MDg y MDsye se considera el precio aplicable a clientes generales, de AP y/o con demanda máxima de 10 a 300 kW. Para GDg se considera el precio aplicable a clientes generales con demanda máxima mayor o igual a 300 kW

e) Cargo por Máxima Capacidad Contratada (CMCC)

$$CMCC = \frac{[(VAD_{T6MT} * (1 - b_{CD_{T6MT}}) + PP * FCoinPAT_{T6MT} * (1 - b_{PT6MT}) * PPMT)] * FSI_{mcc_{T6MT}}}{FGU}$$

Siendo:

FSI_{mcc_{T6MT}}: Factor de simultaneidad interna de la categoría T6MT para la máxima capacidad contratada

f) Cargo por Capacidad Contratada en Punta (CCCP)

$$CCCP = \frac{[(PP * FCoinPAT_{T6MT} * (1 - b_{PT6MT}) * PPMT)] * FSI_{ccp_{T6MT}}}{FGU}$$

Siendo:

$FSIccp_{T6MT}$: Factor de simultaneidad interna de la categoría T6MT para la capacidad contratada en punta

1.2.6. Peaje T8MTGDg

a) Cargo Fijo (CF)

$$CF = \frac{CC}{FGU}$$

Siendo:

CC: Costo comercial asignado a la categoría T8MT, expresado en (\$/mes)

FGU: Factor de Grossing Up

b) Cargo Variable en Horas de Punta (CVp)

$$CVp_{T8MT} = \frac{PEP_{T8MT} * (PEMT - 1) + \left[(VAD_{T8MT} * bCD_{T8MT} + PP * FCoinPAT_{T8MT} * bP_{T8MT} * PPMT) * 1 / (FC_{T8MT} * \left(\frac{8760}{12}\right)) \right] + FOPRO + CVT}{FGU}$$

$$VAD_{T8MT} = CDMT * FCoinPMT_{T8MT} * FPPAMT_{T8MT} + CDAT * FCoinPAT_{T8MT} * FPPAAT_{T8MT}$$

Siendo:

VAD_{T8MT} : VAD asignado a la categoría T8MT

bCD_{T8MT} : Factor de asignación del VAD al cargo variable de la categoría T8MT

PP: Precio de la potencia, expresado en (\$/KW-mes)

bP_{T8MT} : Factor de asignación del costo de la potencia al cargo variable para la categoría T8MT

PPMT: Factor de expansión de pérdidas de potencia acumuladas en MT

FGU: Factor de Grossing Up

$FCoinPMT_{T8MT}$: Factor de coincidencia de la categoría T8MT con la demanda pico en MT

$FCoinPAT_{T8MT}$: Factor de coincidencia de la categoría T8MT con la demanda pico en AT

CDMT: Costo de Distribución unitario en MT, expresado en (\$/KW-mes)

CDAT: Costo de Distribución unitario en AT, expresado en (\$/KW-mes)

ANEXO II - RESOLUCIÓN ENRESP N° 1219/23

FPPAMT_{T8MT}: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de MT, aplicable a la categoría T6MT

FPPAAT_{T8MT}: Factor de pérdidas de potencia aguas abajo de AT, aplicable a la categoría T6MT

PEP_{T8MT}: Precio de la energía en punta, expresado en (\$/kWh), se considera el precio aplicable a clientes generales, de AP y/o con demanda máxima mayor o igual a 300 kW

PEMT: Factor de expansión de pérdidas de energía acumuladas en MT

FC_{T8MT}: Factor de carga de la categoría T8MT

c) Cargo Variable en Horas de Valle (CVv)

$$CVv_{T8MT} = \frac{PEV_{T8MT} * (PEMT - 1) + \left[(VAD_{T8MT} * bCD_{T8MT} + PP * FCoinPAT_{T8MT} * bP_{T6MT} * PPMT) * 1 / (FC_{T8MT} * \left(\frac{8760}{12} \right)) \right] + FOPRO + CVT}{FGU}$$

Siendo:

PEV_{T8MT}: Precio de la energía en valle, expresado en (\$/kWh), se considera el precio aplicable a clientes generales, de AP y/o con demanda máxima mayor o igual a 300 kW

d) Cargo Variable en Horas de Resto (CVr)

$$CVr_{T8MT} = \frac{PER_{T8MT} * (PEMT - 1) + \left[(VAD_{T8MT} * bCD_{T8MT} + PP * FCoinPAT_{T8MT} * bP_{T8MT} * PPMT) * 1 / (FC_{T8MT} * \left(\frac{8760}{12} \right)) \right] + FOPRO + CVT}{FGU}$$

Siendo:

PER_{T8MT}: Precio de la energía en resto, expresado en (\$/kWh), se considera el precio aplicable a clientes generales, de AP y/o con demanda máxima de mayor o igual a 300 kW

e) Cargo por Máxima Capacidad Contratada (CMCC)

$$CMCC = \frac{[(VAD_{T8MT} * (1 - bCD_{T8MT}) + PP * FCoinPAT_{T8MT} * (1 - bP_{T8MT}) * PPMT)] * FSimcc_{T8MT}}{FGU}$$

Siendo:

FSImcc_{T8MT}: Factor de simultaneidad interna de la categoría T8MT para la máxima capacidad contratada

f) Cargo por Capacidad Contratada en Punta (CCCP)

$$CCCP = \frac{[(PP*FCoinPAT_{T8MT}*(1-bP_{T8MT})*PPMT)]*FSlccp_{T8MT}}{FGU}$$

Siendo:

FSlccp_{T8MT}: Factor de simultaneidad interna de la categoría T8MT para la capacidad contratada en punta

1.3. Factores de Asignación

A continuación, se presentan los factores utilizados en cada una de las fórmulas matemáticas utilizadas para el cálculo de los cargos tarifarios.

Tabla 1: Factores de pérdida

PEBT	1,0978
PEMT	1,0290
PEAT	1,0001
PENTNG	1,0125
PPBT	1,1381
PPMT	1,0397
PPAT	1,0001
PPNTNG	1,0125
FPPABT	1,1524
FPPAMT	1,1981
FPPAAT	1,1983

ANEXO II - RESOLUCIÓN ENRESP N° 1219/23

Tabla 2: Factores estadio Baja Tensión (BT)

TARIFA	FC	Yp	Yv	Yr	Du	FcoinPBT	FcoinPMT	FcoinPAT	FSlccp	FSImcc
T1R1-N1	0,464	0,264	0,228	0,508	0,296	0,852	0,754	0,754		
T1R2a-N1	0,426	0,256	0,238	0,506	0,978	0,731	0,942	0,942		
T1R2b-N1	0,443	0,255	0,225	0,520	1,752	0,792	0,811	0,811		
T1R2c-N1	0,507	0,244	0,226	0,530	2,545	0,819	0,878	0,878		
T1R2d-N1	0,482	0,243	0,228	0,529	4,668	0,886	0,672	0,672		
T1R1-N2	0,464	0,264	0,228	0,508	0,296	0,852	0,754	0,754		
T1R2a-N2	0,426	0,256	0,238	0,506	0,978	0,731	0,942	0,942		
T1R2b-N2	0,443	0,255	0,225	0,520	1,752	0,792	0,811	0,811		
T1R2c-N2	0,507	0,244	0,226	0,530	2,545	0,819	0,878	0,878		
T1R2d-N2	0,482	0,243	0,228	0,529	4,668	0,886	0,672	0,672		
T1R1-N2 Social	0,464	0,264	0,228	0,508	0,296	0,852	0,754	0,754		
T1R2a-N2 Social	0,426	0,256	0,238	0,506	0,978	0,731	0,942	0,942		
T1R1-N3	0,464	0,264	0,228	0,508	0,296	0,852	0,754	0,754		
T1R2a-N3	0,426	0,256	0,238	0,506	0,978	0,731	0,942	0,942		
T1R2b-N3	0,443	0,255	0,225	0,520	1,752	0,792	0,811	0,811		
T1R2c-N3	0,507	0,244	0,226	0,530	2,545	0,819	0,878	0,878		
T1R2d-N3	0,482	0,243	0,228	0,529	4,668	0,886	0,672	0,672		
T1-Renabap	0,464	0,264	0,228	0,508	0,296	0,852	0,754	0,754		
T1G1	0,261	0,267	0,180	0,552	0,438	0,359	0,371	0,371		
T1G2a	0,395	0,242	0,186	0,572	2,339	0,795	0,713	0,713		
T1G2b	0,524	0,234	0,211	0,555	8,914	0,821	0,744	0,744		
T1AP	0,500	0,300	0,510	0,190	9,269	1,000	1,000	1,000		
T1PR	0,482	0,243	0,228	0,529	4,668	0,886	0,672	0,672		
T2	0,524	0,223	0,206	0,571		0,766	0,832	0,832		0,604
T3BTMDg	0,455	0,211	0,186	0,603		0,564	0,833	0,833	0,552	0,655
T3BTMDsye	0,455	0,211	0,186	0,603		0,564	0,833	0,833	0,552	0,655
T3BTGDg	0,455	0,211	0,186	0,603		0,564	0,833	0,833	0,552	0,655
T3BTGDsye	0,455	0,211	0,186	0,603		0,564	0,833	0,833	0,552	0,655
T4BTMDg	0,530	0,207	0,197	0,596		0,731	0,901	0,901	0,434	0,501
T5BTMDg	0,577	0,214	0,202	0,584		0,710	0,688	0,688	0,469	0,554
T5BTMDsye	0,577	0,214	0,202	0,584		0,710	0,688	0,688	0,469	0,554
T5BTGDg	0,577	0,214	0,202	0,584		0,710	0,688	0,688	0,469	0,554
T5BTGDsye	0,577	0,214	0,202	0,584		0,710	0,688	0,688	0,469	0,554
T7BTMD	0,295	0,198	0,216	0,586		0,784	0,800	0,800	0,493	0,482
T8BTMD	0,331	0,202	0,219	0,580		0,849	0,899	0,899	0,593	0,605
Peaje_T3BTMDg	0,455	0,211	0,186	0,603		0,564	0,833	0,833	0,552	0,655
Peaje_T3BTGDg	0,455	0,211	0,186	0,603		0,564	0,833	0,833	0,552	0,655
Peaje_T4BTMDg	0,530	0,207	0,197	0,596		0,731	0,901	0,901	0,434	0,501
Peaje_T5BTMDg	0,577	0,214	0,202	0,584		0,710	0,688	0,688	0,469	0,554
Peaje_T5BTGDg	0,577	0,214	0,202	0,584		0,710	0,688	0,688	0,469	0,554
Peaje_T7BTMDg	0,295	0,198	0,216	0,586		0,784	0,800	0,800	0,493	0,482
Peaje_T8BTMD	0,331	0,202	0,219	0,580		0,849	0,899	0,899	0,593	0,605
T1R1_ed	0,464	0,264	0,228	0,508	0,296	0,852	0,754	0,754		
T1R2a_ed	0,426	0,256	0,238	0,506	0,978	0,731	0,942	0,942		
T1R2b_ed	0,443	0,255	0,225	0,520	1,752	0,792	0,811	0,811		
T1R2c_ed	0,507	0,244	0,226	0,530	2,545	0,819	0,878	0,878		
T1R2d_ed	0,482	0,243	0,228	0,529	4,668	0,886	0,672	0,672		

Tabla 3: Factores estadio Media Tensión (MT)

TARIFA	FC	Yp	Yv	Yr	FcoinPMT	FcoinPAT	FSlccp	FSImcc
T3MTMDg	0,507	0,219	0,206	0,574	0,846	0,846	0,615	0,734
T3MTMDsye	0,507	0,219	0,206	0,574	0,846	0,846	0,615	0,734
T3MTGDg	0,507	0,219	0,206	0,574	0,846	0,846	0,615	0,734
T3MTGDsye	0,507	0,219	0,206	0,574	0,846	0,846	0,615	0,734
T6MTMDg	0,570	0,207	0,209	0,584	0,937	0,937	0,583	0,644
T6MTMDsye	0,570	0,207	0,209	0,584	0,937	0,937	0,583	0,644
T6MTGDg	0,570	0,207	0,209	0,584	0,937	0,937	0,583	0,644
T6MTGDsye	0,570	0,207	0,209	0,584	0,937	0,937	0,583	0,644
T8MTGD	0,331	0,202	0,219	0,580	0,899	0,899	0,593	0,605
Peaje_T3MTMDg	0,507	0,219	0,206	0,574	0,846	0,846	0,615	0,734
Peaje_T3MTGDg	0,507	0,219	0,206	0,574	0,846	0,846	0,615	0,734
Peaje_T6MTMDg	0,570	0,207	0,209	0,584	0,937	0,937	0,583	0,644
Peaje_T6MTGDg	0,570	0,207	0,209	0,584	0,937	0,937	0,583	0,644
Peaje_T8MTGD	0,331	0,202	0,219	0,580	0,899	0,899	0,593	0,605

Tabla 4: Factores estadio Alta Tensión (AT)

TARIFA	FC	Yp	Yv	Yr	FcoinPAT	FSlccp	FSImcc
T3ATGDg	0,507	0,219	0,206	0,574	0,846	0,615	0,734
T3ATGDsye	0,507	0,219	0,206	0,574	0,846	0,615	0,734
Peaje_T3ATGDg	0,507	0,219	0,206	0,574	0,846	0,615	0,734

ANEXO III - RESOLUCIÓN ENRESP Nº 1219/23
CUADRO TARIFARIO EDESA S.A. - REVISIÓN INTEGRAL 2.023-2.028 (Abastecimiento Res. SE Nº 612/23)

TARIFA 1

PEQUEÑAS DEMANDAS < 10 KW	Cargo Fijo \$/mes	Cargo Variable \$/KWh
T1R1 - N1 [0 <= E <= 192]	537,22	55,0172
T1R2 - N1 [192 < E <= 500KWh/mes]	1278,23	55,4677
T1R2 - N1 [500 < E <= 700KWh/mes]	1661,93	57,7610
T1R2 - N1 [700 < E <= 1400KWh/mes]	3240,05	57,8422
T1R2 - N1 [E > 1400KWh/mes]	6131,82	61,6923
T1R1 - N2 [0 <= E <= 192]	537,22	15,6394
T1R2 - N2 [192 < E <= 500KWh/mes]	1278,23	16,9465
T1R2 - N2 [500 < E <= 700KWh/mes]	1661,93	19,4468
T1R2 - N2 [700 < E <= 1400KWh/mes]	3240,05	19,5758
T1R2 - N2 [E > 1400KWh/mes]	6131,82	20,8482

ELECTRODEPENDIENTES	Cargo Fijo \$/mes	Cargo Variable \$/KWh
T1R1 - ED [0 <= E <= 192]	537,22	10,9139
T1R2 - ED [192 < E <= 500KWh/mes]	1278,23	12,5331
T1R2 - ED [500 < E <= 700KWh/mes]	1661,93	14,7017
T1R2 - ED [700 < E <= 1400KWh/mes]	3240,05	16,2217
T1R2 - ED [E > 1400KWh/mes]	6131,82	18,8317

PEQUEÑAS DEMANDAS < 10 KW	Cargo Fijo \$/mes	Cargo Variable \$/KWh	Cargo Variable \$/KWh Excedente de 400 kwh/mes
T1R1 - N3 [0 <= E <= 192]	537,22	16,2337	
T1R2 - N3 [192 < E <= 500KWh/mes]	1405,50	15,4388	32,0060
T1R2 - N3 [500 < E <= 700KWh/mes]	1661,93	19,1375	42,3535
T1R2 - N3 [700 < E <= 1400KWh/mes]	3240,05	27,5958	33,3235
T1R2 - N3 [E > 1400KWh/mes]	6131,82	30,2800	43,7073

TARIFA SOCIAL	Cargo Fijo \$/mes	Cargo Variable \$/KWh
T1SR1 - N2 [0 <= E <= 192]	225,40	14,7650
T1SR2 - N2 [E > 192]	578,25	15,4383

TARIFA RENABAP	Cargo Fijo \$/mes	Cargo Variable \$/KWh
T1 - Renabap	50,01	10,3930

TARIFA PR	Cargo Fijo \$/mes	Cargo Variable \$/KWh
T1 PROSUMIDORES	3702,05	38,7621

PEQUEÑAS DEMANDAS < 10 KW No Residenciales	Cargo Fijo \$/mes	Cargo Variable \$/KWh Primeros 800 KWh/mes	Cargo Variable \$/KWh Excedente de 800 KWh/mes
T1G1	621,21	31,5370	
T1G2(E < 2000KWh/mes)	2956,09	30,6102	38,8959
T1G2(E >= 2000KWh/mes)	8099,36	32,5979	40,8889
T1AP	-	45,9941	-

TARIFA 2

DEMANDAS > 10 < 50 Kw	Cargo por Máx. Cap. de sum. contratada \$/KW-mes	Cargo Fijo \$/mes	Cargo Variable \$/KWh
	1205,81	3466,28	25,3781

TARIFA 3

> 50 Kw	Cargo por Máx. cap. de sum. contratada \$/KW-mes	Cargo por Cap. de Sum. contratada en Hs. de Punta \$/KW-mes	Cargo Fijo \$/mes	Cargo Variable Horas Pico \$/kwh	Cargo Variable Horas Resto \$/KWh	Cargo Variable Horas Valle \$/KWh
BAJA TENSION - MEDIANA DEMANDA	4367,08	47,61	4389,44	51,7667	51,6938	51,6220
BAJA TENSION - MEDIANA DEMANDA ORGANISMOS Y ENTES PÚBLICOS DE SALUD Y EDUCACIÓN	3843,03	47,61	4389,44	42,9292	42,8562	42,7845
BAJA TENSION - GRAN DEMANDA	4105,06	47,61	4389,44	78,7479	78,7393	78,7320
BAJA TENSION -GRAN DEMANDA ORGANISMOS Y ENTES PÚBLICOS DE SALUD Y EDUCACIÓN	3668,35	47,61	4389,44	38,1804	38,1075	38,0370
MEDIA TENSION - MEDIANA DEMANDA	1330,59	46,80	34500,85	49,5503	49,4847	49,4201
MEDIA TENSION - MEDIANA DEMANDA ORGANISMOS Y ENTES PÚBLICOS DE SALUD Y EDUCACIÓN	2217,65	46,80	34500,85	49,5503	49,4847	49,4201
MEDIA TENSION - GRAN DEMANDA	2217,65	46,80	34500,85	60,6950	60,6873	60,6807
MEDIA TENSION - GRAN DEMANDA ORGANISMOS Y ENTES PÚBLICOS DE SALUD Y EDUCACIÓN	2217,65	46,80	34500,85	43,5163	43,4506	43,3872
ALTA TENSION - GRAN DEMANDA	30,43	45,01	34500,85	26,7220	26,7146	26,7082
ALTA TENSION - GRAN DEMANDA ORGANISMOS Y ENTES PÚBLICOS DE SALUD Y EDUCACIÓN	30,43	45,01	34500,85	19,3507	19,2870	19,2253

TARIFA 4

> 10 y < 100 Kw	Cargo por Máx. Cap. de Sum. contratada \$/KW-mes	Cargo por Cap. de Sum. contratada en Hs. de Punta \$/KW-mes	Cargo Fijo \$/mes	Cargo Variable Horas Pico \$/KWh	Cargo variable horas resto \$/KWh	Cargo Variable Horas Valle \$/KWh
BAJA TENSION- MEDIANA DEMANDA	2593,48	40,50	4389,44	33,6042	33,5313	33,4595

TARIFA 5

<u>> 100 y < 300 Kw</u>	Cargo por Máx. Cap. de Sum. contratada \$/KW-mes	Cargo por Cap. de Sum. contratada en Hs. de Punta \$/KW-mes	Cargo Fijo \$/mes	Cargo Variable Horas Pico \$/KWh	Cargo Variable Horas Resto \$/KWh	Cargo Variable Horas Valle \$/KWh
BAJA TENSION - MEDIANA DEMANDA	2537,79	33,44	4389,44	34,7975	34,7246	34,6529
BAJA TENSION - MEDIANA DEMANDA ORGANISMOS Y ENTES PÚBLICOS DE SALUD Y EDUCACIÓN	2537,79	33,44	4389,44	33,4547	33,3817	33,3100
BAJA TENSION - GRAN DEMANDA	2537,79	33,44	4389,44	48,0001	47,9916	47,9843
BAJA TENSION - GRAN DEMANDA ORGANISMOS Y ENTES PÚBLICOS DE SALUD Y EDUCACIÓN	2537,79	33,44	4389,44	39,5693	39,4963	39,4258

TARIFA 6

<u>> 300 Kw</u>	Cargo por Máx. Cap. de Sum. contratada \$/KW-mes	Cargo por Cap. de Sum. contratada en Hs. de Punta \$/KW-mes	Cargo Fijo \$/mes	Cargo Variable Horas Pico \$/KWh	Cargo Variable Horas Resto \$/KWh	Cargo Variable Horas Valle \$/KWh
MEDIA TENSION - MEDIANA DEMANDA	2077,58	49,13	34500,85	39,9216	39,8560	39,7914
MEDIA TENSION - MEDIANA DEMANDA ORGANISMOS Y ENTES PÚBLICOS DE SALUD Y EDUCACIÓN	2077,58	49,13	34500,85	39,9216	39,8560	39,7914
MEDIA TENSION - GRAN DEMANDA	2077,58	49,13	34500,85	47,5714	47,5637	47,5572
MEDIA TENSION - GRAN DEMANDA ORGANISMOS Y ENTES PÚBLICOS DE SALUD Y EDUCACIÓN	2077,58	49,13	34500,85	39,9862	39,9205	39,8571

TARIFA 7

<u>Entre 10 y 50 Kw exclusivo para Usuarios de Riego Agrícola</u>	Cargo por Máx. Cap. de Sum. contratada \$/KW-mes	Cargo por Cap. de Sum. contratada en Hs. de Punta \$/KW-mes	Cargo Fijo \$/mes	Cargo Variable Horas Pico \$/KWh	Cargo Variable Horas Resto \$/KWh	Cargo Variable Horas Valle \$/KWh
BAJA TENSION - MEDIANA DEMANDA	1150,21	40,85	4389,44	30,9179	30,8450	30,7732

TARIFA 8

<u>> 50 Kw exclusivo para Usuarios de Riego Agrícola</u>	Cargo por Máx. Cap. de Sum. contratada \$/KW-mes	Cargo por Cap. de Sum. contratada en Hs. de Punta \$/KW-mes	Cargo Fijo \$/mes	Cargo Variable Horas Pico \$/KWh	Cargo Variable Horas Resto \$/KWh	Cargo Variable Horas Valle \$/KWh
BAJA TENSION - MEDIANA DEMANDA	1585,26	55,24	4389,44	32,1503	32,0773	32,0056
MEDIANA TENSION - GRAN DEMANDA	2081,02	47,94	34500,85	42,8980	42,8904	42,8838

PEAJE

	Cargo por Máx. Cap. de sum. contratada \$/KW-mes	Cargo por Cap. de Sum. contratada en Hs. de Punta \$/KW-mes	Cargo Fijo \$/mes	Cargo Variable Horas Pico \$/KWh	Cargo Variable Horas Resto \$/KWh	Cargo Variable Horas Valle \$/KWh
T3-BAJA TENSION - MEDIANA DEMANDA	3144,30	7,88	4389,44	11,6643	11,6551	11,6461
T3-BAJA TENSION - GRAN DEMANDA	3144,30	7,88	4389,44	12,7336	12,7325	12,7316
T3-MEDIA TENSION - MEDIANA DEMANDA	2772,06	1,79	34500,85	3,7755	3,7736	3,7718
T3-MEDIA TENSION - GRAN DEMANDA	2772,06	1,79	34500,85	3,9920	3,9918	3,9916
T3-ALTA TENSION - GRAN DEMANDA	30,43	45,01	34500,85	0,0027	0,0027	0,0027
T4-BAJA TENSION- MEDIANA DEMANDA	1280,73	6,70	4389,44	10,2606	10,2514	10,2424
T5 - BAJA TENSION - MEDIANA DEMANDA	1958,17	5,53	4389,44	13,9053	13,8961	13,8871
T5 - BAJA TENSION - GRAN DEMANDA	1958,17	5,53	4389,44	14,9746	14,9735	14,9726
T6 - MEDIA TENSION - MEDIANA DEMANDA	1731,31	1,88	34500,85	8,3744	8,3726	8,3707
T6 - MEDIA TENSION - GRAN DEMANDA	1731,31	1,88	34500,85	8,5909	8,5907	8,5905
T7 - BAJA TENSÓN - MEDIANA DEMANDA	1380,25	6,76	4389,44	20,5818	20,5726	20,5636
T8 - BAJA TENSION - MEDIANA DEMANDA	1902,31	9,14	4389,44	20,1579	20,1488	20,1397
T8 - MEDIA TENSION - GRAN DEMANDA	624,31	1,84	34500,85	6,5344	6,5342	6,5340

TARIFAS BALANCE NETO

GENERADORES	TIPO GEN	Cargo Variable \$/KWh
Balance Neto - Origen Solar	T_BN_SOL	17,1661
Balance Neto - Origen Biomasa	T_BN_BIO	29,5891
Balance Neto - Origen Eólico	T_BN_EOL	17,0177
Balance Neto - Origen Hidráulico	T_BN_HID	30,5550

Referencias :

PD = Pequeñas Demandas (< 10 KW)

MD = Medianas Demandas (10 a 300 KW)

GD = Grandes Demandas (>= 300 KW)

Los valores tarifarios aquí consignados son anteriores a las cargas impositivas correspondientes

FACTORES DE ACTUALIZACIÓN

El coeficiente de variación del Índice de Precios Internos al por Mayor nivel general publicado por el INDEC, será considerado a los fines de habilitar a la Distribuidora a realizar una presentación ante el ENRESP para solicitar el reconocimiento del impacto que produce la inflación en el Valor Agregado de Distribución (VAD), permitiéndole reestablecer el equilibrio económico de la Concesión. El Ente regulador analizará dicha presentación y de corresponder autorizará los ajustes tarifarios del caso.

Esta presentación, se podrá realizar cada seis meses siempre y cuando el valor del coeficiente de variación del Índice de Precios Internos al por Mayor nivel general publicado por el INDEC arroje un valor del 10 % o más en el citado plazo.

$$\frac{IPIM_0}{IPIM_n} \geq 10\%$$

Donde:

IPIM₀: es el Índice de Precios Interno al por Mayor nivel general publicado por el INDEC, el valor sub cero para la primer revisión será, el de marzo 2.023.

IPIM_n: es el Índice de Precios Interno al por Mayor nivel general publicado por el INDEC del período "n".

Este cálculo deberá efectuarse en plazos no menores a 6 meses, salvo que dicho coeficiente alcance un valor superior al 25% en un trimestre, en cuyo caso la Distribuidora podrá hacer una presentación extraordinaria ante el ENRESP. Éste analizará la misma y en caso de corresponder, autorizará los ajustes tarifarios del caso con el fin de reestablecer el equilibrio económico de la Concesión.

Con el fin de hacer más ágil el proceso de actualización del Valor Agregado de Distribución se utilizarán los siguientes factores de actualización para los distintos componentes del Valor Agregado de Distribución.

1. Factor de actualización de Costos Propios de Distribución (CPD)

$$CPD_n = \left(1 + \frac{FA_n^{CPD}}{100}\right) * CPD_{n-1}$$

Donde:

CPD_n son los Costos Propios de Distribución para el periodo tarifario “n”.

FA_n^{CPD} es el factor de ajuste semestral de los Costos Propios de Distribución correspondientes al periodo “n”.

CPD_{n-1} son los Costos Propios de Distribución para el periodo tarifario “n-1”.

Por su parte:

$$FA_n^{CPD} = \alpha * \left(p_1 * \frac{IS_n}{IS_0} + p_2 * \frac{IPIM_n}{IPIM_0}\right) + \beta * \left(p_3 * \frac{IS_n}{IS_0} + p_4 * \frac{IPC_n}{IPC_0}\right)$$

Donde:

α es el componente de Costos de Capital de los Costos Propios de Distribución.

p_1 es el peso de los costos de mano de obra que forman parte de los Costos de Capital, sobre el total de los Costos Propios de Distribución.

IS_n es el Índice de Salarios del Sector Privado Registrado publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC), correspondiente al mes “m-3”, siendo “m” el primer mes del período tarifario “n”.

IS_0 es el Índice de Salarios del Sector Privado Registrado publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC), vigente al mes de diciembre de 2020.

p_2 es el peso de los costos de materiales y equipos que forman parte de los Costos de Capital, sobre el total de los Costos Propios de Distribución.

$IPIM_n$ es el Índice de Precios Internos al Por Mayor, Nivel General, publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC), correspondiente al mes “m-2”, siendo “m” el primer mes del período tarifario “n”.

$IPIM_0$ es el Índice de Precios Internos al Por Mayor, Nivel General, publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC), vigente al mes de diciembre de 2020.

ANEXO IV - RESOLUCIÓN ENRESP N° 1219/23

β es el componente de Costos Operativos (técnicos) de los Costos Propios de Distribución.

$p3$ es el peso de los costos de mano de obra que forman parte de los Costos Operativos (técnicos), sobre el total de los Costos Propios de Distribución.

$p4$ es el peso de los costos de materiales y equipos que forman parte de los Costos Operativos (técnicos), sobre el total de los Costos Propios de Distribución.

IPC_n es el Índice de Precios al Consumidor, Nivel General, publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC), correspondiente al mes “m-2”, siendo “m” el primer mes del período tarifario “n”.

IPC_0 es el Índice de Precios al Consumidor, Nivel General, publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC), vigente al mes de diciembre de 2020.

2. Factor de actualización de Otros Costos Operativos (OCO)

$$OCO_n = \left(1 + \frac{FA_n^{OCO}}{100}\right) * OCO_{n-1}$$

Donde:

OCO_n son los Otros Costos Operativos (asociados a generación propia y capital de trabajo), para el período tarifario “n”.

FA_n^{OCO} es el factor de ajuste semestral de los Otros Costos Operativos (asociados a generación propia y capital de trabajo) correspondientes al período tarifario “n”.

OCO_{n-1} son los Otros Costos Operativos (asociados a generación propia y capital de trabajo), para el período “n-1”.

Y FA_n^{OCO} se actualiza considerando la evolución del IPC informado por el INDEC:

$$FA_n^{OCO} = \frac{IPC_n}{IPC_0}$$

3. Factor de actualización de Costos de Comercialización (CCO)

$$CCO_n = \left(1 + \frac{FA_n^{CCO}}{100}\right) * CCO_{n-1}$$

Donde:

CCO_n son los Costos de Comercialización, para el período tarifario “n”.

FA_n^{CCO} es el factor de ajuste semestral de los Costos de Comercialización correspondientes al período tarifario “n”.

CCO_{n-1} son los Costos de Comercialización, para el período “n-1”.

Por su parte:

$$FA_n^{CCO} = p_5 * \frac{IS_n}{IS_0} + p_6 * \frac{IPC_n}{IPC_0}$$

p_5 es el peso de los costos de mano de obra sobre el total de los Costos de Comercialización.

p_6 es el peso de los costos de materiales y equipos (incluye: materiales, herramientas, combustible y servicios tercerizados) sobre el total de los Costos de Comercialización.

Factores de Ponderación

TABLA1: FACTORES DE PONDERACIÓN			
COSTOS PROPIOS DE DISTRIBUCIÓN (CPC)			
Costos de Capital	α		62,40%
Mano de obra	p_1	IS	26,8%
Materiales y equipos	p_2	IPIM	73,2%
Costos Operativos	β		37,60%
Mano de obra	p_3	IS	67,9%
Materiales y equipos	p_4	IPC	32,1%

ANEXO IV - RESOLUCIÓN ENRESP N° 1219/23

COSTOS DE COMERCIALIZACIÓN (CCO)			
Mano de obra	<i>p5</i>	<i>IS</i>	46,9%
Materiales y equipos	<i>p6</i>	<i>IPC</i>	53,1%