

Salta, 04 ENE 2024

RESOLUCIÓN ENTE REGULADOR N°:

00005/24

VISTO:

El expediente ENRESP N° 267-52695/21, caratulado: "EDESA S.A. – REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL 2022"; la Resolución Ente Regulador N° 1219/23; el Acta de Directorio N° 2/24; y

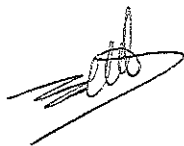
CONSIDERANDO:

Que, en fecha 31/08/2023 y en el marco de la revisión tarifaria integral, este Organismo emitió la Resolución Ente Regulador N° 1219/23 (fs. 1729/1825 vta.), la que dispuso lo siguiente: **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 extralimitan 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. 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 9°: ESTABLECER** el acceso continuo a los regímenes de tarifas preferenciales según las condiciones establecidas en los actos resolutiveos que los instauran y garantizara los usuarios la vía de revisión mediante la puesta a disposición de un formulario de reconsideración; **ARTÍCULO 10°: REITERAR** solicitud a fin de que la Subsecretaría de Planeamiento Energético habilite la inscripción al

00005/24

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 11°: 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 12°: 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 13°: 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 14°: 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.**"

Que, por tratarse de una Resolución de alcance general, la misma fue publicada el 31 de agosto de 2023 a través del Boletín Oficial de la Provincia de Salta N° 21543 (conf. fs. 1828/1865 y 1868/1907) y notificada a EDESA S.A. mediante cédula en fecha 05/09/2023 (conf. fs. 1930);

Que, en fecha 08/09/2023, EDESA S.A. interpone Aclaratoria contra la referida Resolución (fs. 1999/2007), la que fue contestada por el ENRESP mediante Resolución Ente Regulador N° 1455/23, notificada a la Distribuidora en fecha 26/10/23 (conf. fs. 2049);

Que, en fecha 06/11/23, la Concesionaria EDESA S.A., plantea Recurso de Revocatoria contra la Resolución N° 1219/23 (fs. 2057/2078);

Que, en primer término, corresponde analizar la procedencia formal del recurso interpuesto;

Que, así las cosas, el art. 177 de la Ley Provincial N° 5348 "Ley de Procedimientos Administrativos para la Provincia de Salta" (LPAS) dispone: "*El recurso de revocatoria o reconsideración procederá contra las declaraciones administrativas que reúnan los requisitos establecidos en el art. 172. Deberá ser interpuesto dentro del plazo de diez (10) días, directamente ante el órgano del que emanó la declaración y resuelto por éste sin sustanciación...*";

Que, conforme las constancias de autos, se tiene que el recurso formulado fue presentado dentro de los plazos previstos por ley;

Que así las cosas corresponde abocarse al análisis de los agravios formulados en el recurso objeto de marras;

Que siguiendo a Gordillo en su obra "Tratado de Derecho Administrativo" - Tomo 4, Pág. IX - 2 (Ed. Fundación de Derecho Administrativo, Bs. As. Año 2002), el Recurso de Reconsideración es aquel que se presenta ante el mismo

00005/24

órgano que dictó el acto, para que lo revoque, sustituya o modifique por contrario imperio, entendiéndose que "Reconsiderar" es "reexaminar atentamente";

Que, cabe señalar, que en el presente caso la Administración, al momento de dictar el acto recurrido, ya contaba con todos los elementos de juicio para pronunciarse, por lo que los agravios vertidos deben contener o aportar hechos o pruebas no consideradas y que debieron serlo, y que no se efectuaron en el decisorio;

Que, con los alcances indicados precedentemente, corresponde abocarnos a analizar las diversas consideraciones de hecho y derecho invocadas por la recurrente en miras a que este Organismo reconsidere la Resolución 1219/23;

Que, en ese orden, argumenta EDESA S.A. que: **(II.A) Valor nuevo de reposición de las instalaciones.** Sobre el particular manifiesta EDESA S.A. que la Consultora del ENRESP (el Instituto de Energía Eléctrica de la Universidad de San Juan, en adelante "IEE") expresa que los materiales considerados por EDESA S.A. son en general más caros que los obrantes en la base de datos de dicho Instituto. Al respecto entiende EDESA S.A. que deben considerarse los valores reales en base a las compras reales que efectúa la empresa; por otro lado, el IEE menciona que se incluyen costos de ingeniería e intereses que luego se incluyen en los costos de operación y mantenimiento. Expresa EDESA S.A. que esta observación no es correcta porque dichos conceptos son los que se incluyen estrictamente sobre las obras nuevas y son costos propios vinculados al desarrollo de ese tipo de obras y no se repiten como pretende hacer entender el IEE. A continuación EDESA S.A. desarrolla un cuadro en el que resume las principales diferencias en monto del VNR, afirmando que no se reconocieron \$ 223.429.527, los que, a su entender, encuentran origen mayoritariamente en los equipos de generación. Sobre esto manifiesta que no se reconoció nada de generación hidroeléctrica correspondiente a la Central Corralito. En cuanto a las centrales térmicas reconocidas en el VNR sólo se encuentran las correspondientes a generación aislada, lo que implica que de las dieciocho (18) centrales de generación se reconocieron a instancias del IEE catorce (14), quedando afuera del reconocimiento las centrales interconectadas que formaban parte de la presentación realizada por EDESA S.A. quien admite que si bien pudo haber cometido un error en su presentación, entiende que el IEE debió incluirlas como generación dentro de los activos correspondientes al VNR eléctrico en atención a que se trata de instalaciones

que contribuyen a regular tensión por deficiencias en el sistema de transporte por distribución troncal en 132 kV como en el caso de Cafayate, Cachi y Corralito, o bien para caso de interrupciones del servicio en sistemas de gran longitud y expuestos a condiciones particulares como el caso de Capitán Pagé. Por lo expuesto solicitan la reconsideración y el reconocimiento de los costos de esa generación, ya sea como incremento del VAD o bien a través de metodología a determinar;

Que continúa expresando la Distribuidora que: **(II.B) Costos de explotación.** Al respecto y sobre la tercerización de servicios afirma que los costos de los letrados y call center se los consideró tercerizados. Si bien la Distribuidora admite que el Call Center fue recientemente tercerizado, respecto a los letrados afirma que EDESA S.A. posee letrados propios por tratarse de una actividad establecida dentro del convenio de Luz y Fuerza, ya que por las características de las tareas, requieren exclusividad dentro de la Distribuidora. Agrega que no surge de la práctica ni del informe del IEE los motivos por los cuales se consideran tercerizadas las actividades de lectura, destacando que aun cuando se consideraran tercerizadas, deberían ser consideradas al costo de convenio por tratarse de actividades convencionalizadas en los términos del art. 12° del CCT 873/07. Por ello, la Concesionaria solicita la reconsideración de este punto con readecuación del reconocimiento de costos;

Que manifiesta la recurrente respecto a: **(II.C) Dotación reconocida,** que el IEE determinó en su informe una dotación propia de 605 empleados (no contempla los letrados). Expresa EDESA S.A. que la dotación presentada por la misma a través de la nota DS-20/22, contempla 668 recursos propios, es decir, que la diferencia resulta en 63 recursos. Agrega que a la fecha, la dotación propia de EDESA S.A. —según formulario F931 de AFIP— asciende a 695 personas, es decir que el ENRESP, a instancias del IEE, reconoce una estructura de personal casi un 13% inferior a la real, pretendiendo además realizar más tareas o bien mayor cobertura en oficinas comerciales. Por ello solicita la reconsideración de la menor dotación de personal reconocido y la revocación del artículo 18 de la Resolución;

Que a continuación y respecto a **II.D) Impuestos y otros gastos** expresa la Distribuidora que el reconocimiento del 3% del VAD para inversiones en nuevas tecnologías con el fin de mejorar la accesibilidad al servicio de energía eléctrica

00005/24

en zonas socialmente vulnerables resulta importante, en términos de forma resulta una inversión adicional al PIO anual y asociar su actualización/reconocimiento para ser reconocido al año siguiente, impone una obligación adicional que puede desvirtuar su funcionamiento. Por ello, la Distribuidora entiende que el importe considerado debería quedar comprendido como parte general del VAD para que la misma pueda disponer de ese recurso conforme las necesidades del servicio. Expresa que si bien las obras desarrolladas con esos recursos serán rendidas, entiende que no debería cesar el reconocimiento en caso de aplicarse a otros conceptos del servicio, razón por la cual solicita se rectifique la Resolución en cuanto a este concepto;

Que, respecto a los **(II.E) Gastos de gestión por mora**, manifiesta EDESA S.A. que del informe del IEE surge que se procedieron a deducir del VAD reconocido los gastos de conexión, reconexión y rehabilitación, pero no surge de los mismos que hayan sido incluidos en la determinación del VAD. Expresa la concesionaria que si bien coincide con la metodología aplicada, entiende que la deducción debe operar si todos los gastos de gestión fueron en la determinación de los costos de explotación. A su vez considera necesario actualizar los valores como una señal al usuario para pagar el servicio evitando la suspensión, manifestando que los valores actuales son irrisorios. Por ello solicita reevaluar este punto y proceder a la modificación y actualización con un estándar de señal a favor del servicio;

Que, en relación a los **(II.F) Incobrables**, expresa la Distribuidora que, si bien coincide con el porcentaje determinado de incobrables (1%), entiende que el mismo debe aplicarse como porcentaje en el coeficiente de grossing up de forma de reflejar temporalmente las variaciones que se producen en los costos de abastecimiento del MEM y la generación aislada, ya que los valores del VAD se mantienen constantes, por lo que solicita incorporar como porcentaje de grossing up el monto de incobrables, excluyendo el monto respectivo del VAD determinado en el informe del IEE;

Que, respecto al **(II.G) Capital de trabajo**, manifiesta EDESA S.A. que, si bien coincide con el criterio para la selección de componentes a considerar, empleando una metodología que es usual, la tasa de endeudamiento para calcular la anualidad del capital de trabajo es inexistente en el mercado, agregando que no es posible en el mercado operar con esas tasas de financiamiento. Expresa EDESA S.A. que para

suponer una tasa teórica aplicable al costo de financiamiento del capital de trabajo, se debería considerar la tasa activa del Banco de la Nación Argentina que actualmente y a solo título de referencia es TNA 154,42%. Por lo expuesto, solicita la Distribuidora que se recalculen el costo del capital de trabajo considerando las tasas (mayores) disponibles para ese tipo de operaciones en el mercado y consecuentemente se recalculen el VAD en función de la misma;

Que, por último, respecto a **(II.H) Pérdidas**, la Concesionaria expresa que de acuerdo al Marco Regulatorio aplicable a la actividad de distribución en Salta, el regulador reconoce que una parte de la energía comprada o generada se pierde en la red, es decir que acepta un determinado nivel de pérdidas. Cualquier diferencia entre el porcentaje reconocido de pérdidas y el porcentaje real, es absorbida por la Distribuidora. En ese marco, afirma que es la Distribuidora quien asume el riesgo y los costos derivados de las pérdidas de energía;

Que, manifiesta EDESA S.A., que el incremento de tarifas a los usuarios finales, conlleva un crecimiento en las Pérdidas No Técnicas especialmente en sectores marginales que no tienen capacidad de pago suficiente para absorberlo. Agrega que existe una fuerte correlación entre precariedad social, económica e institucional y nivel de apropiación ilegal de energía;

Que, expresa la Distribuidora, que para el caso de los factores de pérdidas de potencia acumulados por nivel de tensión, se reconocen valores equivalentes, inclusive por encima, de los valores actuales. En cambio, para las pérdidas de energía, se reconoce un factor de pérdidas acumulado en BT de 1.0986 (9.86%), mientras que para MT un factor de pérdidas acumulado de 1.0291 (2,91%). Aclara la Concesionaria que si bien el valor de MT resulta superior al valor actual 1.024 (2,4%), el valor en BT –nivel en el cual se vende el 89% de la energía- es muy inferior al actual, lo cual perjudica a EDESA S.A., teniendo en cuenta la dificultad para poder combatir las pérdidas no técnicas no gestionables (vinculadas básicamente a la situación social), donde además solo reconoce un porcentaje de 1%, el mínimo de la escala que sugieren. Manifiesta que lo dicho implica que, en un contexto de altas pérdidas no técnicas representadas por suministros no habilitados en barrios aprobados, asentamientos y barrios no aprobados que por razones sociales acceden de forma irregular al servicio, el ENRESP dispone –a instancias de un



00005/24

informe que no considera la situación social de los últimos años- reducir las pérdidas reconocidas, lo cual afecta al VAD de la Distribuidora.

Que, continúa expresando EDESA S.A., que es posible afirmar que en lo referido a Pérdidas No Técnicas existe un componente no gestionable por parte de la misma que implica que la empresa no puede disminuirlas únicamente a partir de los planes de reducción de pérdidas. A partir de ello, clasifica a las Pérdidas No Técnicas en Gestionables y No Gestionables, expresando que las Pérdidas No Técnicas Gestionables (PNTG) son aquellas para las cuales la Distribuidora puede llevar a cabo acciones para su reducción y normalización, tales como adulteración del medidor y/o acometida, conexiones directas y/o clandestinas de usuarios formales, errores de lectura, mal funcionamiento del medidor, irregularidades de facturación, entre otras. A su vez, las Pérdidas No Técnicas No Gestionables (PNTNG) las caracteriza como aquellas en las que la Distribuidora no puede realizar gestiones tendientes a su reducción por tratarse de usuarios no formales y están principalmente localizadas en zonas conflictivas o asentamientos.

Que, concluye la Distribuidora, que el valor de 1% antes considerado resulta inferior al valor real, entendiéndose que debería considerarse un valor de al menos 3%. En atención a ello, solicita al ENRESP atender el planteo formulado relativo a las PNTNG reconsiderando el valor reconocido;

Que, tomando la intervención que le compete en razón de ser el órgano consultor contratado por el ENRESP para actuar en la revisión tarifaria integral llevada a cabo, el Instituto de Energía Eléctrica de la Universidad de San Juan (IEE) emite el informe correspondiente respecto a los agravios expresados por EDESA S.A. en su recurso, contestando punto por punto –en el orden expuesto por la Distribuidora en su presentación- conforme se detalla a continuación;

Que, respecto al Recurso de Reconsideración presentado por EDESA mediante DS N° 526/23, en el marco de la Revisión Tarifaria Integral (RTI) 2022, el Instituto de Energía Eléctrica (IEE) considera lo siguiente:

Que, en primer lugar, destaca que todo el estudio de RTI se ha basado en determinar los costos que conforman el VAD (valor agregado de distribución) de una

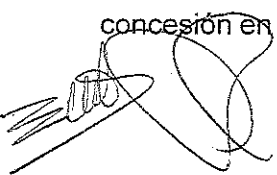
**empresa modelo eficiente.** Si bien en la práctica se observan algunos parámetros característicos de la empresa real, pero la base del estudio es justamente propender a la eficiencia en la prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica como lo establecen los principios básicos de las regulaciones basadas en eficiencia (PBR, por sus siglas en inglés) y como se disponen desde la Ley Nacional 24.065;

Que, en relación a **(II.A) VNR de las instalaciones**, el IEE expresa que en cuanto al manual de costos de materiales asociados al servicio propio de distribución, los costos utilizados para la elaboración del manual fueron obtenidos de cotizaciones reales y facturas de distribuidoras y empresas constructoras de la provincia de San Juan, realizadas por proveedores de materiales eléctricos locales y nacionales. Cabe aclarar que, en general, se encontraron diferencias de entre el -9% al +4% en los costos de materiales para los distintos típicos constructivos elaborados respecto de los presentados por EDESA, lo cual no es significativo;

Que, respecto de la mención de los costos de ingeniería e intereses intercalares considerados en el manual de costos, puede advertirse del análisis de los costos de explotación de la empresa que el área de ingeniería ya está siendo incluida y adicionalmente se está considerando un monto asociado a los gastos de ingeniería de nuevas obras, los cuales son realizados por personal del área que ya fue considerada en la estructura de costos. Sin embargo, podría considerarse que tales gastos pueden asociarse a las empresas contratistas encargadas de la ejecución de la obra. Es por ello que estos costos mencionados fueron considerados en el Manual de Costos;

Que, en cuanto a los costos asociados a la generación aislada, tomando como tal las unidades de generación de energía eléctrica no interconectadas al propio sistema eléctrico de distribución (SIP - sistema interconectado provincial), y teniendo en cuenta que el sistema eléctrico diseñado para la empresa modelo eficiente cumple con los requerimientos de calidad del suministro (tanto de producto como de servicio), se ratifica considerar solo las 14 unidades de generación reconocidas en el VAD de EDESA;

Que, sobre el particular, cabe hacer notar el espíritu del contrato de concesión en los siguientes artículos:



00005/24

16°.- Es exclusiva responsabilidad de LA DISTRIBUIDORA realizar las inversiones necesarias para asegurar la prestación del SERVICIO PÚBLICO conforme al nivel de calidad exigido...

25°.- LA DISTRIBUIDORA deberá cumplimentar las siguientes obligaciones:

f) Efectuar las inversiones y realizar el mantenimiento necesario para garantizar los niveles de calidad del servicio...

g) Adoptar las medidas necesarias para asegurar la provisión y disponibilidad de energía eléctrica, a fin de satisfacer la demanda en tiempo oportuno y conforme al nivel de calidad establecido...

LA CONCEDENTE no será responsable, bajo ninguna circunstancia, de la provisión de energía eléctrica faltante para abastecer la demanda actual o futura de LA DISTRIBUIDORA, incluso en las áreas o sistemas aislados.

Que, en este sentido, desde el IEE se insiste que es responsabilidad o decisión de la Distribuidora utilizar unidades de generación para cumplimentar los requerimientos de calidad exigidos a su empresa real, así como lo son todas las decisiones o acciones que realice con el VAD asignado para brindar un servicio eficiente. Si algunos problemas de calidad son causa o consecuencia del sistema de transporte, la Distribuidora debe instrumentar las gestiones necesarias para reclamar el servicio que le corresponde, tal cual lo prevé la normativa. De lo contrario, se estarían trasladando las ineficiencias de la Distribuidora a los usuarios;

Que, en particular respecto a la Central Hidroeléctrica Corralito, la misma pertenece al SIP y en caso de ser autorizada por ENRESP como generadora debe ser analizada en otro contexto, dado que en este estudio de VAD solo se están evaluando los costos de generación aislada;

Que, respecto a **(II.B) Costos de explotación**, el IEE manifiesta que en cuanto a la tercerización de servicios, en primer lugar, cabe mencionar que la determinación de los costos de explotación se basa en la construcción de una empresa modelo eficiente, que atiende el mercado real abastecido por la distribuidora, considerando los convenios colectivos de trabajo vigentes (Luz y Fuerza, APUAYE,

APJAE) para determinar el costo de personal, y determinando los materiales e insumos, así como otros servicios y gastos necesarios para la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica;

Que, en este contexto, la tercerización de servicios específicos permite una reducción y control de costos, optimización de recursos propios, centrarse en el objetivo principal que es el servicio de redes, reducción de cargas administrativas y de control de personal, etc;

Que, sin descuidar el contexto de la empresa distribuidora respecto a lo definido en Convenio Colectivo de Trabajo (Art. 12), en la empresa modelo se ha considerado el servicio de lectura en forma tercerizada. Para ello, y en la determinación del costo del servicio tercerizado, se consideró al personal que realiza el servicio, con el mismo costo que resulta bajo el CCT N°873/07 para realizar la lectura en forma mensual como lo realiza actualmente la empresa distribuidora;

Que, además, es una práctica habitual en otras distribuidoras del país, que permite cumplir con el objetivo de lectura en forma eficiente, a menor costo, y bajo el convenio vigente en la distribuidora;

Que, la reducción de costos en personal y materiales e insumos, está considerada dentro del costo del servicio de tercerización de lectura.

Que, por lo expuesto, se considera que no es válida la solicitud presentada por la distribuidora.

Que, respecto a **(II.C) Dotación**, el IEE expresa que como se mencionó anteriormente y en el informe presentado, la dotación requerida surge del diseño de una empresa modelo para atender la demanda de la distribuidora, en forma eficiente;

Que, el resultado de esta modelación, resulta con una dotación de 605 empleados y no es válida la comparación directa con los 668 empleados considerados en el estudio de la distribuidora indicando que la diferencia se explicaría por el personal de lectura, ya que este personal está considerado indirectamente a través de la consideración del servicio tercerizado de lectura;

00005/24

Que, tampoco es válida la comparación con la dotación real declarada bajo el formulario F931 presentado ante AFIP, ya que la tarifa no reconoce costos reales, sino costos determinados a partir de una empresa modelo eficiente;

Que, en cuanto a la cantidad de empleados de las oficinas comerciales en función de la cantidad de usuarios de cada localidad, hay que tener en cuenta, por un lado, la cantidad de pagos mediante medios electrónicos, lo que disminuye la cantidad de atenciones en oficinas comerciales. Por otro lado, se consideran a cada personal empleado el 100%, independientemente de que la atención sea una vez al mes, una vez a la semana o algunos días a la semana, por lo que el costo considerado es mayor que si se hubiera considerado menor cantidad de días de atención por semana;

Que, por lo tanto, se considera que no es válida la solicitud presentada por la distribuidora.

Que respecto a **(II.D) Impuestos y otros gastos**, el IEE manifiesta que en función de lo establecido mediante reuniones con el ENRESP, se tomó la decisión de considerar un monto adicional para "Inversiones en nuevas tecnologías"; el cual no se tenía en cuenta hasta el momento, con el objetivo exclusivo de mejorar la accesibilidad al servicio de energía eléctrica en zonas socialmente vulnerables. Es decir, el uso de estos recursos debe ser justificado en función del objetivo para el cual fue creado, no para cubrir incrementos de costos que se produzcan a lo largo del quinquenio;

Que, con respecto a lo que plantea EDESA en el Recurso de Reconsideración, este monto de dinero adicional no debe ser considerado como parte general del VAD, ya que el proceso inflacionario se tendrá en cuenta en las actualizaciones tarifarias que se hagan a lo largo del quinquenio;

Que respecto a **(II.E) Gastos de gestión por mora**, el IEE expresa que en cuanto a los valores utilizados en la determinación de los gastos, fueron los más actuales que se disponían al momento del cálculo del VAD, lo cual permitió reflejar de una mejor manera tales gastos. Asimismo, es de notar que fue la información que proporcionó ENRESP para determinar dichos gastos;

Que, por otro lado, desde el IEE se coincide que sería recomendable la actualización de los valores asociados al “Servicio de Suspensión – Rehabilitación”, a las “Conexiones Domiciliarias”, y a las “Conexiones Especiales por Usuarios”; sin embargo, la actualización de dichos valores no afecta al VAD aprobado, siendo competencia del ENRESP su actualización. En este sentido, y a modo de ejemplo, en otra distribuidora del país el valor asociado a la conexión domiciliaria del tipo área monofásica es de \$ 664,07 mientras que para el caso de EDESA este valor es de \$ 252,20. Adicionalmente, el valor asociado a conexiones especiales del tipo área monofásica para EDESA es de \$ 243,95 mientras que para otra distribuidora del país es de \$ 1743,53;

Que, respecto a **(II.F) Incobrables**, el IEE manifiesta que notar que la determinación del monto asociado con “Incobrables” no es un valor estático como se menciona en el Recurso de Reconsideración presentado por EDESA. El cálculo de dicho monto se realiza aplicando el porcentaje determinado (1%) sobre la suma del VAD y los costos de abastecimiento, y posteriormente, los impuestos se aplican también sobre dicho monto. Es decir, a medida que se actualiza el valor del abastecimiento, dicho monto por incobrables también se va a actualizar;

Que, respecto a **(II.G) Capital de trabajo**, el IEE expresa que la metodología aplicada para determinar el capital de trabajo utiliza la tasa de rentabilidad determinada por el IEE y aprobada por el ENRESP, la cual resultó de 14,63%, y se estableció con las metodologías que se utilizan para este fin;

Que, independientemente de ello, el valor de costo de capital calculado por el IEE fue de M\$ 145.509 mientras que el valor determinado por EDESA fue de M\$ 138.062, es decir, el valor determinado por IEE correspondiente a una empresa modelo y que satisface los requerimientos de calidad establecidos, es aproximadamente un 5% superior al valor determinado por la empresa. Esto sumado a que la empresa utilizó para calcular dicho costo de capital, una tasa de rentabilidad superior a la que finalmente aprobó el ENRESP;

Que, respecto a **(II.H) Pérdidas**, el IEE manifiesta que en cuanto a las pérdidas de energía, es de notar que las mismas han sido calculadas a partir de las redes del sistema/ empresa modelo eficiente y con los factores obtenidos de la campaña de medición. En este sentido, el IEE ratifica los resultados obtenidos;

00005/24

Que, en cuanto a las pérdidas no técnicas, se ha considerado un valor utilizado internacionalmente el cual propende a la eficiencia de la Distribuidora, incentivando a que realice las gestiones necesarias para controlar o disminuir las mismas. De igual manera, se deja a consideración del ENRESP si considera oportuno y/o necesario reconocer 1,5% o hasta 2% considerando situaciones socioeconómicas particulares actuales de la provincia. Sin embargo, debe aclararse que esta consideración es política y no técnica. Asimismo, si se incrementara el valor, debiera establecerse una escala descendente (por ejemplo anual), considerando el incremento de acciones de la empresa y la posible mejora social;

Que, a su vez, y respecto al Recurso de Reconsideración presentado por EDESA S.A., la Gerencia Económica del ENRESP emite informe (obrante a fs. 2079/2080 de autos), en el que expresa que, teniendo en cuenta la presentación efectuada por la Distribuidora, esa Gerencia analizo los puntos del II.B al II.G, ya que los mismos tratan cuestiones económicas, por otra parte, cada una de los planteos de dicha nota fueron analizados conjuntamente con la Consultora al momento de la Revisión Integral.

Que, expresa la Gerencia Económica, que comparte en un todo la respuesta al recurso de reconsideración efectuada por Instituto de Energía Eléctrica de San Juan sobre los puntos citados en el párrafo anterior, que son las que atañen a la Gerencia Económica.

Que, en cuanto a los puntos II.A y II.H, deberá emitir su informe la Gerencia Eléctrica atento a que se trata de temas de su incumbencia, una vez finalizado su informe debe remitirse a la Gerencia Jurídica para que siga el trámite correspondiente.

Que, la única sugerencia que realiza esa Gerencia, es específicamente sobre el punto II.E – **Gastos de gestión por mora**, en cuanto a la actualización de dichos cargos, expresa que le parece razonable modificar los mismos a partir del Período tarifario enero 2024, ya que los mismos no se actualizan desde Agosto 2.019.

Que, la Gerencia Económica, propone que se actualicen los mismos, considerando las variaciones desde agosto 2.019 a octubre 2.023, del Índice de Precios al Consumidor Nivel Gral. Región Noroeste, el que arroja una variación del 863,14% para el

citado período. Si bien el porcentaje es alto, al estar tan desactualizados dichos cargos, los valores obtenidos resultan razonables a criterio de dicha Gerencia.

Que, a continuación, la Gerencia interviniente detalla el cuadro comparativo de dichos cargos:

Cargos por Gestión	Última actualización 08/19	Valores actualizados a 10/23 con IPC Nivel Gral. Región Noroeste
<b>Servicio de Suspensión - Rehabilitación</b>		
<b>Por cada servicio Interrumpido por falta de pago</b>		
Tarifa Nº 1 Uso Residencial	\$45,50	\$438,23
Tarifa Nº 1 Uso General y Alumbrado Público	\$126,10	\$1.214,51
Tarifa Nº 2 y 3 Medianas y Grandes Demandas de Medición Directa	\$308,10	\$2.967,42
Tarifa Nº 2 y 3 Medianas y Grandes Demandas de Medición Indirecta	\$539,50	\$5.196,12
Cargos por Gestión	Última actualización 08/19	Valores actualizados a 10/23 con IPC Nivel Gral. Región Noroeste
<b>Conexiones domiciliarias</b>		
<b>A) Conexiones comunes por Usuario</b>		
Aéreas Monofásicas	\$252,20	\$2.429,03
Subterráneas Monofásicas	\$527,80	\$5.083,43
Aéreas Trifásicas	\$560,30	\$5.396,45
Subterráneas Trifásicas	\$846,30	\$8.151,02
<b>B) Conexiones Especiales por Usuario:</b>		
Aéreas Monofásicas	\$243,95	\$2.349,57
Subterráneas Monofásicas	\$784,99	\$7.560,52
Aéreas Trifásicas	\$429,84	\$4.139,95
Subterráneas Trifásicas	\$811,46	\$7.815,47

IPC 08/19 Nivel Gral. Región Noroeste 243,60  
 IPC 10/23 Nivel Gral. Región Noroeste 2.589,80  
 Variación 08/19-10/23 863,14%



00005/24

Que, a su turno, la Gerencia de Energía Eléctrica del ENRESP, teniendo en cuenta el Recurso de Reconsideración interpuesto por EDESA S.A., emite informe obrante a fs. 2085/2087 y vta., en el que se expide sobre los puntos sujetos a su competencia;

Que, en este sentido, manifiesta la Gerencia interviniente que, en relación al punto **(II.A) Valor nuevo de reposición de las instalaciones**, se pone en relevancia a las centrales que forman parte del conjunto denominado generación aislada.

Que, para ello es importante entender que un Sistema de Generación Aislada es aquel que se caracteriza por la prestación de un servicio público destinado a satisfacer necesidades de usuarios ubicados en zonas no conectadas a la Distribución Concentrada o centralizada.

Que, por otro lado, cuando hablamos de reserva fría, hacemos referencia a una central, con generación disponible, para entregar energía a una determinada zona ante una indisponibilidad en las redes que son alimentadas por el sistema interconectado provincial.

Que, por lo tanto, cuando se reconoce el VNR eléctrico se debe estudiar las máquinas que conforman las centrales de Generación aislada, razón por la cual se debe pensar en máquinas funcionando las 24 horas generalmente, salvo casos particulares que impliquen una generación de menos horas en el día.

Que, siendo ello así, el mantenimiento programado en dichas centrales es vital para asegurar la continuidad del servicio de aquellos Usuarios pertenecientes a zonas alejadas del sistema interconectado provincial.

Que, a tenor de lo expuesto, compartimos lo manifestado por la consultora de San Juan (IEEE), en cuanto a excluir del listado de Centrales de generación aislada a las centrales de: Cachi, Cafayate, Corralito, Capitán Pagé y agregamos la Central la Poma, donde más adelante explicaremos los motivos.

Que, tal decisión se sostiene atento a que las mismas se encuentran actualmente vinculadas al Sistema interconectado provincial y no corresponde su reconocimiento estricto en función de los conceptos arriba esgrimidos.

Que, sin perjuicio de lo manifestado precedentemente, la Gerencia de Energía Eléctrica considera necesario mantener un reconocimiento económico para las centrales de reserva fría:

- 1) Cafayate
- 2) Cachi
- 3) Capitán Pagé
- 4) La Poma

Que, en efecto, en relación a las Centrales de Cafayate y Cachi, cabe destacar que las mismas son del tipo térmica diésel y en su momento abastecían las zonas de Cafayate y Cachi respectivamente cuando no se contaba con líneas eléctricas de energía eléctrica pertenecientes al SADI.

Que, actualmente, las zonas de Cafayate y Cachi se encuentran vinculadas al SADI a través de la Estación Transformadora Cafayate, que se alimenta a su vez de la línea de 132 kv Pampa Grande – Cafayate. Actualmente, dichas Centrales permanecen como reserva fría en las respectivas localidades.

Que, la particularidad de esta línea de 132 Kv Pampa Grande – Cafayate, radica en que la misma es de característica radial (no tiene posibilidades de ser alimentada desde otro punto o extremo). Al ser ello así, cualquier interrupción en la misma, ya sea por alguna incidencia o un mantenimiento programado, impacta en toda la localidad de Cafayate, Cachi y zonas intermedias.

Que, por otro lado, se debe tener en cuenta que al tratarse de lugares con mucha concurrencia de turismo y alta actividad productiva, la continuidad y seguridad del servicio de energía eléctrica ocupa un papel preponderante.

Que, así también, desde el centro de Rebaje Cafayate se proporciona energía a la provincia de Tucumán, contando EDESA con un punto de venta de energía hacia la zona de Colalao del Valle y demás zonas aledañas.

Que, entiende la Gerencia de Energía Eléctrica, que se debe tener en cuenta que el reconocimiento de las mismas en el cuadro tarifario, debió reflejarse en el estado de las respectivas centrales de Generación de Cafayate y Cachi. Esta situación no

00005/24

fue reflejada en el último año, razón por la cual motivó el inicio de distintas sanciones a la Distribuidora por falta de mantenimiento en las centrales de Cachi y Cafayate, sobre las cuales la desidia en el mantenimiento de las mismas impactaron de manera directa en la potencia disponible declarada de cada una de ellas.

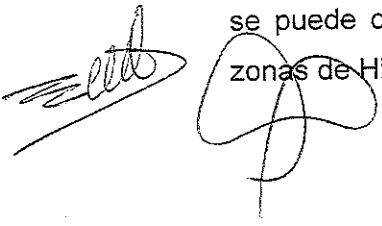
Que, cabe destacar, que el arranque de las centrales de generación de Cafayate y Cachi generalmente se realiza cuando se indisponen la línea de 132 kv de TRANSNOA Pampa Grande – Cafayate, por mantenimiento programado, solo permitiendo abastecer parte de la demanda de cada zona (las más importantes). Si bien pueden ser utilizadas para regular tensiones en el caso de que el sistema presente bajos perfiles de tensión, esta situación es poco común al tratarse de maniobras particulares en el SADI por algún N – 1 en el sistema.

Que, consecuentemente, la Gerencia interviniente considera necesario reconocer las centrales de Generación de Cachi y Cafayate como reservas frías hasta la próxima RTI, en donde se podrá analizar nuevamente el caso en función de las nuevas modificaciones que pueda sufrir el SADI en el futuro. Esto implicaría un reconocimiento menor en cuanto a lo económico dado que no serían consideradas generaciones aisladas (funcionando las 24 horas y desvinculadas del SADI).

Que, respecto a la Central de Capitán Pagé, en primera instancia era una central térmica diésel aislada, que permitía abastecer la localidad de Capitán Pagé propiamente dicha, en baja tensión. Actualmente se adicionaron equipos de generación a la misma a los efectos de extender la generación hasta la localidad de Los Blancos por MT.

Que, la estructura de las redes de Alta tensión que alimenta la zona es de característica radial, alimentando la Estación transformadora Dragones a través de la línea de 132 Kv Senda Hachada – Dragones.

Que, en cuanto a las redes de media tensión pertenecientes a EDESA, se puede citar a los distribuidores DG21 y DG22, que alimentan de manera radial las zonas de Hickman, Pluma de Pato, Morillo, Los Blanco y Capitán Pagé.



Que, si bien la Central de Generación ubicada en Capitán Pagé no tiene la capacidad técnica para abastecer todas las zonas mencionadas por tratarse de distancias largas, la realidad demuestra que las incidencias que puedan acontecer sobre las redes existentes tienen un gran impacto por lo general.

Que, es de notar que la Distribuidora ha realizado una cantidad importante de obras estructurales sobre las redes pertenecientes a la ruta N°81 motivadas por las distintas auditorias y relevamientos realizados por la Gerencia de Energía Eléctrica, pero aun así, la solución definitiva todavía no ha sido alcanzada.

Que, es por ello, que la Gerencia de Energía Eléctrica sugiere que no se reconozca como generación aislada y sí como reserva fría, declarando la nueva potencia disponible.

Que, en relación a la Central de La Poma, esta central es del tipo térmica diésel y va a quedar como reserva fría a partir de la energización de la nueva línea de media tensión hacia La Poma en la semana del 20/11/23.

Que, esta obra se desarrolla a lo largo de la zona de camino de la Ruta Nacional N° 40, en un tramo de 23,436 kilómetros, siendo su punto de partida el último piquete de la L.M.T. existente que se encuentra ubicado en el paraje el Rodeo y su punto de llegada el encuentro con la L.M.T. existente que se encuentra en la Poma-Departamento la Poma, Provincia de Salta.

Que, es por ello, que la Gerencia de Energía Eléctrica entiende que la misma no debe ser reconocida como generación aislada y sí como una reserva fría ante eventuales necesidades del sistema, como ser regular los perfiles de tensión.

Que, respecto a la Central Corralito, si bien es una central hidráulica que cuenta con dos turbinas capaces de entregar 7 MW cada una en el mejor de los casos, la realidad nos dice que solamente funciona una. Con lo cual los tiempos de parada por mantenimiento se aceleran y a la vez se ven condicionados por falta de stock o importación de repuestos.

Que, de la última visita realizada a la Central Corralito en fecha 10/11/2023, se observan las dos máquinas paradas por falta de mantenimiento.

00005/24

Que, por ello, entiende la Gerencia de Energía eléctrica que tal central no debe ser considerada como generación aislada por encontrarse vinculada al Sistema interconectado Provincial y su reconocimiento económico en el VNR no obedece a una justificación técnica determinante.

Que, en función de los puntos informados, la Gerencia de Energía Eléctrica concluye que las centrales de generación aislada deben ser las consideradas oportunamente por los informes de la consultora de San Juan, esto es, 14 centrales. Se excluyen las centrales: Corralito, Cachi, Cafayate, Capitán Page y La Poma (no estaba contemplada en la centrales excluidas por el IEE).

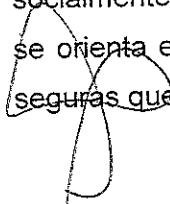
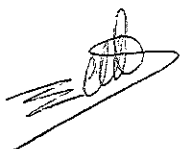
Que, asimismo, la Gerencia interviniente sugiere conformar un grupo de centrales de Reserva Fría, el cual estaría formado por: Cachi, Cafayate, Capitán Pagé y La Poma. En estas centrales, sugiere realizar un reconocimiento económico exclusivo igual al 50 % del valor de la anualidad por cada Central de generación mencionada. Este valor debería ser evaluado en conjunto con la Gerencia Económica.

Que, estos valores, responden al costo total que implicaría reconocer una central de generación aislada, presentados por la empresa EDESA S.A.

Que, sugiere la Gerencia de Energía Eléctrica, que los valores de reconocimiento de las centrales de reserva fría, sean revisados de forma anual, en función de las auditorías que la Gerencia de Energía Eléctrica realice a cada una de las mismas, hasta la próxima RTI.

Que, asimismo, sugiere que las modificaciones planteadas en materia de reconocimientos de las centrales de generación aislada y de reserva fría, sean consideradas en el nuevo cuadro tarifario de enero del 2024.

Que, en relación al punto **(II.D) Dotación reconocida, impuestos y otros gastos**, la Gerencia de Energía Eléctrica considera que el porcentaje del 3 % del VAD cuyo fin pretende mejorar la accesibilidad al servicio de energía eléctrica en zonas socialmente vulnerables, debe ser reconocido y a su vez rendido y justificado. Lo mismo se orienta en contribuir con la normalización de conexiones eléctricas clandestinas y no seguras que impactan de forma directa con las pérdidas no técnicas.



Que, por último, en relación al punto **(II.H) Pérdidas**, la Gerencia interviniente expresa su acuerdo con los valores expresados por la Universidad de San Juan, que persigue los valores de una empresa eficiente.

Que, agrega la Gerencia de Energía Eléctrica, que en lo que respecta a lo manifestado por la Distribuidora en su recurso, puede decirse respecto a las pérdidas no técnicas gestionables, que uno de los factores que influyen son los errores de facturación. En el caso de los errores de facturación que impliquen contrastes de medidores, se advierte que se ven ralentizados en el caso de contrastes de medidores trifásicos en laboratorio, ya que solo se puede realizar un solo ensayo a la vez.

Que, los errores de lectura que puedan suscitarse por malas estimaciones o cuestiones técnicas en los medidores de energía, impactan en la facturación, razón la cual se debe trabajar en la misma a los fines de reducir las pérdidas no técnicas.

Que, por otro lado, el ENRESP autorizó la compra de medidores inteligentes dentro del plan obligatorio de inversión (PIO 2023).

Que, en cuanto a las pérdidas no técnicas no gestionables que expresa la Distribuidora, si bien puede decirse que son cuestiones sociales que se presentan en sectores marginales, no debe perderse de vista que parte de los fondos MUCAAP, el programa mi NIS usado en PIO 2023 y la propuesta de reconocimiento del 3 % VAD en el punto **"II.D Dotación reconocida, impuestos y otros gastos"**, son permitidas por este Ente Regulador, de manera tal de atenuar las pérdidas no técnicas;

Que, consecuentemente, la Gerencia de Energía Eléctrica entiende que la empresa debe reforzar sus estrategias anti fraudes en busca de perseguir la eficiencia y no tan solo reconocimientos económicos que compensen tales circunstancias;

Que la Gerencia Jurídica emite el dictamen correspondiente, donde, teniendo en cuenta lo informado por el Instituto de Energía Eléctrica de la Universidad de San Juan (IEE) y las Gerencias Económica y de Energía Eléctrica del ENRESP, entiende que, respecto a lo planteado por EDESA S.A. en los puntos II.B; II.C; II.D; II.F; II.G y II.H, corresponde el rechazo de las pretensiones recursivas intentadas. Por otra parte,

00005/24

respecto a los puntos II.A y II.E corresponde hacer lugar parcialmente a lo solicitado por la Distribuidora en el sentido indicado en los referidos informes;

Que, consecuentemente, en lo que respecta a los agravios expresados en el punto II.A, se entiende que las centrales de generación aislada deben ser las consideradas oportunamente por los informes de la consultora de San Juan, esto es, 14 centrales. Sin perjuicio de ello, corresponde conformar un grupo de centrales de Reserva Fría, integrado por las centrales de Cachi, Cafayate, Capitán Pagé y La Poma, en las que resulta oportuno y conveniente realizar un reconocimiento económico exclusivo igual al 50 % del valor de la anualidad por cada una de las centrales mencionadas;

Que, adicionalmente, y en relación a los agravios expresados en el punto II.E, corresponde actualizar los cargos de gestión por mora a partir del período tarifario enero 2024, conforme el cuadro elaborado por la Gerencia Económica que forma parte de la presente Resolución;

Que por todo lo expuesto y de conformidad a lo establecido en la Ley 6835, sus normas complementarias y concordantes, este Directorio se encuentra facultado para el Dictado del presente acto.

Por ello:

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

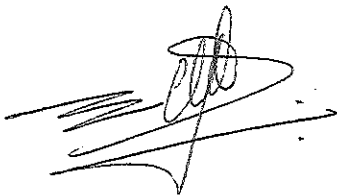
**RESUELVE:**

**ARTÍCULO 1º: RECHAZAR** el Recurso de Reconsideración formulado por EDESA S.A. en contra de la Resolución Ente Regulador N° 1219/23 respecto a los agravios expresados en los puntos II.B; II.C; II.D; II.F; II.G y II.H del referido Recurso; ello en los términos y por los motivos expuestos en los considerandos de la presente Resolución.

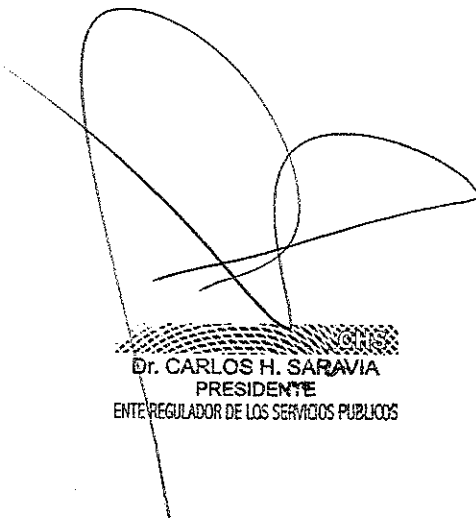
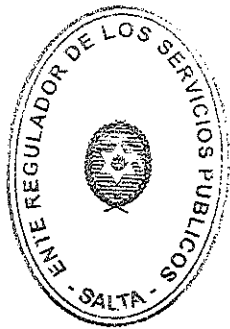
**ARTICULO 2º: HACER LUGAR PARCIALMENTE** al Recurso de Reconsideración formulado por EDESA S.A. en contra de la Resolución Ente Regulador N° 1219/23 respecto a los agravios expresados en los puntos II.A y II.E del mencionado Recurso, y en su mérito conformar un grupo de centrales de Reserva Fría, integrado por las centrales de

Cachi, Cafayate, Capitán Pagé y La Poma, en las que resulta oportuno y conveniente realizar un reconocimiento económico exclusivo igual al 50 % del valor de la anualidad por cada una de las centrales mencionadas; asimismo, corresponde actualizar los cargos de gestión por mora a partir del período tarifario enero 2024, conforme el cuadro elaborado por la Gerencia Económica que forma parte de la presente Resolución. Ello en los términos y por los motivos expuestos en los considerandos de la misma.

**ARTICULO 3°:** Registrar, Notificar y oportunamente Archivar.-



DR. MARCELO CARECCHIO  
A/C GERENCIA JURIDICA  
ENTE REGULADOR DE LOS SERVICIOS PUBLICOS



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