

AUDITORIA INTEGRAL TÉCNICA A EDESUR SA

Res. ENRE N° 237/2023

JUNIO 2023



Edesur

DIRECCION:
TELEFONO:
R. TECNICO:



ENRE
ENTE NACIONAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

WALTER MARTELLO
INTERVENTOR



INTRODUCCIÓN

WALTER MARTELLO
INTERVENTOR

La red de distribución eléctrica gerenciada por EDESUR desde hace años viene funcionando al límite de la capacidad técnica de la infraestructura instalada, no hay inversión real, solo parches, y cualquier pequeña fluctuación de las variables que inciden sobre el sistema (como la demanda u oferta de energía, la temperatura, o una falla técnica) lo desequilibran, lo hacen crujir, ocasionando cortes masivos del suministro eléctrico, cuya normalización demora muchas horas, incluso días.

Esta auditoria tiene su origen en la seguidilla de cortes en la distribución de energía eléctrica que sufrieron las personas usuarias de EDESUR durante el primer trimestre del año. Precisamente se inició en la madrugada del 1° de enero de 2023 con un corte masivo. Mientras las familias en CABA realizaban el brindis de año nuevo iniciaban el año a oscuras. ¿El motivo? Un cortocircuito en la subestación Moreno originado por un globo de pirotecnia. Así de frágil es todo. El resultado fueron 400.000 hogares sin luz varias horas. Luego, el mes de enero siguió con un período de relativa estabilidad en el suministro y pocos cortes grandes. Pero en febrero y en marzo los cortes se produjeron en forma inusitada con hogares sin luz durante días, por lo cual –y ante la falta de respuestas de la empresa–iniciamos una auditoria que esclarezca el porqué de los cortes reiterados de EDESUR.

El día 24 de febrero de 2023 firmé la Resolución N° 236, donde el ENRE dispuso la realización de una Auditoría Técnica Integral en la EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANÓNIMA (EDESUR S.A.) para determinar la capacidad y confiabilidad del servicio público de distribución de electricidad y fiscalizar la calidad del servicio establecida en el Subanexo IV del Contrato de Concesión.

Para realizar ésta tarea ordené la conformación de un equipo técnico interdisciplinario con un Coordinador General, y al menos tres equipos de fiscalización de procesos dedicados a analizar:

- (i) Atención Primaria,
- (ii) Mantenimiento Preventivo e Inversiones y
- (iii) Costos e Inversiones.

Utilizaríamos a los técnicos del ENRE, y también solicitaríamos asistencia a las universidades nacionales. La orden era simple, realizar una radiografía de EDESUR y, luego de un análisis pormenorizado, obtener un informe definitivo que explique el porqué de los recurrentes cortes de suministro de ésta empresa que afectan en forma crónica verano tras verano a más de 2.5 millones de usuarios desde hace décadas.

Esta medida, que parecía extrema, tenía como objetivo contraponer expresiones públicas de la empresa, mencionadas en foros internacionales y en los medios nacionales acerca del porqué de la baja calidad del servicio, así como de su intención de vender y abandonar el país. Pero además indagar con los propios testimonios de quienes operan el servicio cual es la verdadera situación de la empresa para exponer ante los decisores políticos un material que pueda servir de insumo básico en la toma de decisiones, teniendo en consideración que nuestra conclusión significa tener presente que el estado actual del servicio implica un grave problema de cara a los próximos años, así como serios incumplimientos en la calidad y confiabilidad del mismo lo que repercute directamente en incumplimientos que avasallan los derechos de los usuarios a un servicio de calidad y a un trato digno.

Durante el mes de marzo se incrementaron los cortes superando los del mes anterior, con un mayor nivel de masividad y duración. Las personas usuarias debieron padecer días sin servicio, edificios sin agua ni ascensores, alimentos y medicamentos echados a perder, infinidad de molestias y gastos no previstos. Esta prestación deficiente del servicio público, marcada por las masivas interrupciones del suministro en el área concesionada y la intolerable indiferencia e inacción de la empresa, motivaron a que el 16 de marzo me presente en sede judicial para radicar una denuncia penal por la presunta comisión de los delitos de defraudación de los derechos acordados (art. 173, inc. 11 del Código Penal), abandono de personas (art. 106 del Código Penal) y entorpecimiento de los servicios públicos (art. 194 del Código Penal), sirviendo este material para elevación a dichas autoridades judiciales a sus efectos.

Los hechos hasta aquí narrados, la evidente falta de reacción de la empresa y su descompromiso con las personas usuarias, motivaron a que la Ing. Royon me instruya para que, de manera complementaria a la auditoría integral de procesos, de inicio en forma inmediata una intervención de control y fiscalización sobre la totalidad de los actos de administración habitual y disposición a cargo de la concesionaria y que además aplique el máximo nivel sancionatorio. De esta forma a través de la Resolución N° 307, de fecha 31 de marzo, se encomendó la tarea al Ing. Jorge Ferraresi. De dicho proceso surgió una lista de obras prioritarias a realizar a la brevedad, acordada entre la empresa y los intendentes. Cuando el ENRE reviso las obras, la mayoría están previstas hace años. El resto son obras de corto plazo, necesarias pero vinculadas al mantenimiento es su mayoría.

La situación arriba mencionada, que pone en evidencia el accionar de la empresa y su desinterés por ofrecer soluciones reales, refuerza la necesidad de la realización de la presente auditoría técnica integral, cuyas conclusiones hoy venimos a presentar y que tiene por objeto mostrar, luego de la fiscalización realizada, la capacidad, confiabilidad y calidad del servicio que la prestataria EDESUR S.A tiene a cargo en la mitad del Área Metropolitana de Buenos Aires, según exige el contrato de concesión correspondiente.

Por primera vez en estos 30 años de concesión impusimos un nuevo criterio de control obteniendo datos in situ y analizando los procesos operativos de la empresa de manera integral, diferenciando así esta auditoría con otras iniciativas de años anteriores.

Es así como el ENRE incorporó a través de la Resolución que fundó esta auditora, la facultad de acceder en tiempo real a los procesos y recursos cuyas conclusiones, como aquí se demuestra, exponen como la empresa incumple sistemáticamente los parámetros de calidad establecidos en los contratos de concesión.

En setiembre de 2022 el Ministro de Economía me encomendó ser interventor del ENRE. Desde entonces se registraron los hechos comentados de los cortes masivos de suministro. Discutiendo esta situación con los técnicos del ente y con gente del sector eléctrico, estos eventos eran caracterizados como casi de “ocurrencia corriente” en los veranos e inviernos. Era algo crónico que la empresa sistemáticamente atribuía a la falta de ingresos por tarifas, cuando en realidad siempre tuvieron recursos vía endeudamiento con el propio Estado Nacional, diferimiento de pago de sanciones, y otras cuestiones, pero las inversiones necesarias para mejorar el servicio nunca se realizaron.

Lo que vamos a exponer es de suma preocupación para el futuro, aclarando que la referencia a dicha temporalidad profundiza una crisis en el corto plazo por las razones sobre las que versaremos, que podría afectar –tal cual ocurrió este verano– a millones de usuarios, e incluso en una proporción aún mayor.

El análisis de la conducta de la empresa EDESUR ha evidenciado que, con motivo de los sucesos ocurridos entre los días 1 de enero al 31 de marzo, quedaron fuera del servicio cientos de miles de personas usuarias, produciéndose, eventos de baja y media tensión que derivaron en interrupciones reiteradas y prolongadas del suministro.

Todos ellos fueron registrados por el ENRE que además detectó desvíos y demoras entre la base de reclamos de cortes y la información brindada por la empresa al Ente, conforme se observa de los expedientes iniciados.

Así, respecto a nuestra función primordial: la defensa irrestricta de las personas usuarias, ha quedado en evidencia que tanto los procesos operativos de gestión de reclamos primarios como el manejo y la transparencia en la información brindada tanto al Ente como a las personas usuarias afectadas se aparta de las buenas prácticas incumpliendo el mandato constitucional que obliga a las empresas a brindar la información de forma completa, oportuna y veraz.

Se observará aquí, además, las causas y razones técnicas por las cuales la Distribuidora incumple en forma recurrente y sistemática con los parámetros de calidad media y, ante eventos de magnitud, los procedimientos operativos de atención de reclamos y reposición de suministros fracasan reiteradamente, denotando déficits de recursos, de planificación operativa y de inversiones, inconsistencia de su disponibilidad tecnológica, materiales, insumos y de recursos humanos para realizar los procesos de gestión sustantivos consistentes en: la atención primaria, reclamos, operación, mantenimiento correctivo y preventivo, planificación de inversiones, gestión de pérdidas, auditorías internas de costos y procesos de gestión.

Frente a la gravedad que exhibe la situación, la realización de la Auditoría Técnica Integral y sus conclusiones determinan a mi humilde entender reconducir la prestación, a favor de la defensa de los derechos de los usuarios, tutelados por la Constitución Nacional de manera taxativa en el artículo 42 de nuestra Carta Magna, por los marcos regulatorios y demás normativa:

“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.”

Por otra parte, el mismo artículo 42° pone en cabeza de las autoridades el deber de:

“Las autoridades proveerán a la protección de esos derechos, a la educación para el consumo, a la defensa de la competencia contra toda forma de distorsión de los mercados, al control de los monopolios naturales y legales, al de la calidad y eficiencia de los servicios públicos, y a la constitución de asociaciones de consumidores y de usuarios.”

Tampoco se cumple, a criterio de éste intervención, con los principios de continuidad, regularidad y obligatoriedad que resultan propios del régimen jurídico de los servicios públicos. Adjudicarse la prestación de un servicio público implica asumir una responsabilidad objetiva y una obligación de resultado cuya forma es el suministro continuo de electricidad dentro de parámetros preacordados de calidad. EDESUR, en cambio, interpreta que esta relación contractual puede ser “cumplida” de manera ineficiente y en función de que “le den los números” buscando una justificación a sus incumplimientos en la “falta de tarifa”. Sin embargo, durante los 15 años en que ENEL estuvo a cargo de la concesión de EDESUR jamás demostró intención, frente a los supuestos incumplimientos del concedente, de solicitar la rescisión del contrato, herramienta prevista en el artículo 39 del contrato de concesión que les garantizaba una puerta de salida. El negocio era demasiado redituable para abandonarlo.

La auditoría corrió el velo y nos permitió ver de manera completa el real estado de la empresa y de la concesión del servicio. Los números, y su evolución a lo largo de la historia reciente. Lo cual puso en crisis el trillado argumento defensivo de la empresa que hace de la falacia un dogma y que repite como una letanía: “el mal servicio es el resultado de la falta de tarifa”. Incluso nos encontramos con sorpresas, como los hechos que indican la posibilidad de daños al ambiente por el accionar negligente de la compañía. Una situación inesperada que seguramente acarreará otras acciones.

Solo mencionar estos breves títulos que se desarrollan en el contenido del presente informe que en tiempo y forma venimos a presentar.

- Falta de instalaciones para atender el servicio y el crecimiento vertical y horizontal que presenta la demanda en la concesión y su proyección de corto plazo.
- Falta de calidad de servicio, con personas usuarias con cortes prolongados, de más de 24 horas, y falta de atención de reclamos que obligan al usuario a reiterar los reclamos.
- Cortoplacismo en la toma de decisiones que promueven el deterioro de instalaciones y la eficiencia en el servicio (entre ellas gran cantidad de grupos electrógenos, falta de gestión de pérdidas, costos indirectos elevados e ineficientes, entre otros).

Es ahora cuando nuestra pretensión deviene en que el presente trabajo pueda servir de insumo a la actuación política sobre la toma de decisiones respecto de dicha empresa que, conforme el Artículo 3° de su Contrato de Concesión, se estableció un plazo de concesión de 95 años.

Siendo así, es pertinente traer a debate que el plazo de vencimiento de la misma operaria en el año

2087 y si esto resulta conveniente a los intereses del Estado y de las personas usuarias.

Las conclusiones a los que han arribado los técnicos del ENRE se basan en un análisis pormenorizado de datos empíricos que describen una realidad objetiva. El estado actual del sistema es funcionar al límite, de forma sobre exigida, prácticamente sin reserva de capacidad, bajo la amenaza constante que cualquier mínima falla puede escalar y desencadenar un apagón masivo que afecte a cientos de miles de usuarios por un tiempo indeterminado. Hoy la empresa funciona en gran parte gracias a los bienes de capital invertidos hace décadas. En algunos casos, incluso, con equipos de los años 40´y 60´. ENEL conoce la realidad de su situación y busca eyectarse a tiempo de la aeronave que no supo pilotear, antes que la misma se estrelle.

Agradeciendo el invaluable aporte del personal interviniente y en cumplimiento de los plazos establecidos en la Resolución 237/2023 artículo 4.

RESUMEN EJECUTIVO ¹

La Resolución RESOL ENRE 237/ 23 estableció la necesidad de efectuar una Auditoría Integral técnica en la EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL SUR S.A. – EDESUR- concesionaria del servicio público de distribución eléctrica en parte de CABA y 14 partidos del AMBA.

La misma tiene por objetivo el análisis de la situación estructural de las instalaciones de la concesión y capacidad técnico y gestión de la Distribuidora para cumplir con las obligaciones prestacionales en las condiciones de calidad de servicio establecidas en el Contrato de Concesión - CC- SubAnexo IV – SA IV- y obligaciones comerciales para con los usuarios, con el Mercado Eléctrico Mayorista – MEM- y demás obligaciones del mismo.

El período de análisis determinado fue 2017-2023, ya que en el marco de la RTI de 2016/7, tanto ENRE como la Distribuidora establecieron criterios de calidad de servicio y condiciones prestacionales hoy vigente, asumiendo diferentes compromisos.

Para efectuar el análisis se recabaron informes del propio ENRE, como el Informe final de cierre de FOCEDE -Fondo para Obras de Consolidación y Expansión de Distribución Eléctrica- Res. ENRE N° 347-12, toda la información de la RTI, tanto estudios y presentaciones de la Distribuidora como Informes del consultor del ENRE y del propio organismo, informes de la Auditoría General de la Nación – AGN- información de la Veeduría 2022 -EX 2022-23150007-APN-ENRE ordenada por el ENRE y cuyo informe final fuera emitido el xx de marzo de 2023, IF xxx, relevamientos del equipo ENRE que trabajó en la Auditoría, información aportada por la Distribuidora y las inspecciones e informes emanados de la Universidad Tecnológica Nacional – UTN- sede San Nicolás.

¹ El Informe fue realizado por la Intervención del ENRE con apoyo de la UTN- Sede San Nicolás.

La demanda de EDESUR- abastece a 2.716.452 usuarios del AMBA y desde el inicio de la Concesión – 1992- ha sido una empresa operada por el accionista mayoritario, hoy en manos de ENEL S.P.A. a través de Distrilec Inversora SA y ENEL Américas SA.

Este informe ejecutivo destaca algunas cuestiones que se desarrollan a lo largo del informe final y que queremos destacar.

1 ● Entre 2017 y 2022 la potencia máxima demandada rondó en torno a los 4150 MV en los picos invernales o estivales y los consumos de energía anuales de la concesión se mantuvieron casi estable (crecimiento del orden del 0,7% anual, exceptuando el año pandémico) en comparación con las tendencias desde el inicio de la concesión que superaban en 2,5 % de crecimiento interanual.

2 ● Sin embargo este crecimiento medio no es uniforme: hay zonas de la concesión cuya demanda ha crecido en los últimos 3 años el 40%, caso San Vicente, mientras otras se mantienen estables e incluso con leve decrecimiento (en especial CABA).

3 ● **Esta situación de desaceleración dio a la Distribuidora un tiempo para readecuar instalaciones y mejorar la situación que ya se planteaba en 2015, y donde arrojaba un déficit de casi 1900 MW de potencia para atender el servicio en condiciones N-1, es decir, de producirse una contingencia. Sin embargo nada de ello ocurrió.**

4 ● **Del análisis de la ocupación de 6 de las 8 estaciones transformadoras Alta Tensión/ Alta Tensión- EETT AT/AT- 6 presentan una ocupación mayor al 70% de la capacidad de transformación (con déficit de 1180 MVA al 70% y 680 MVA con más de 80% de ocupación).**

5 ● **La ocupación de cables de vinculación en AT/AT – 220 KV- presentan una situación similar a la capacidad de transformación. Todos presentan una ocupación mayor del 70%, y salvo la vinculación Abasto-Bosques, el resto es mayor al 80%. (déficit de ocupación de 2214 A y 886 A al 70 y 80% respectivamente)**

6 ● **En el siguiente nivel: de las SSEE AT/MT, más del 50% (35 de las 59) las SSEE transformadoras presentan ocupación superior al 70% con un déficit de 860 y 721 MVA respectivamente. Así, 67 de 152 transformadoras tienen una ocupación mayor al 80%. Asimismo, los cables en MT presentan similar nivel de ocupación. De los 1330 cables 743 superan ocupación del 70% y 579 están con ocupación del 80%.**

Lo mismo ocurre con las instalaciones aéreas, CT y cámaras y otras instalaciones que conforman la “última milla” del servicio.

Esta situación no es esporádica o circunstancial, sino que se viene repitiendo desde hace años, a pesar de que la demanda no ha crecido conforme las proyecciones.

7 ● En los niveles de AT y MT las instalaciones críticas presentan un importante nivel de obsolescencia. Más del 60% del equipamiento de alta tensión es anterior a 1980. En materia de cables, todavía persisten cables API – recubiertos en aceite- tanto en CABA como en Provincia y lejos de haber reemplazos sistemáticos son emparchados con cables secos, lo que acelera aún más el deterioro de los mismos.

Pero la obsolescencia no se solo producto del tiempo, sino también de diseño, estado y mantenimiento de las instalaciones.

8 ● Quedan muchas instalaciones tipo MERS, en racimo, que dependen de una cabecera y por tanto, la salida de servicio de ésta afecta todas las instalaciones aguas abajo. Esto hace que los mantenimientos de las cabeceras se pospongan, generando una espiral de riesgo sistémico donde confluyen obsolescencia temporal, sobrecarga, y falta de mantenimiento en equipamiento esencial para la prestación del servicio.

9 ● Las reglas del buen arte sostienen que el nivel de 2/3 -70%- de la ocupación de una instalación/equipamiento, alerta al esquema de planificación eléctrica a considerar la necesidadde inversiones.Va a depender de los índices de crecimiento de demanda, tipo de obra, ubicación, plazos de ejecución de obras y otras variables de contexto, los plazos de concreción. La propia Distribuidora en la RTI estableció que su límite es el 80%. Sin embargo hoy encontramos que la mayoría de las instalaciones en AT y MT: capacidad de transformación y cables, han superado el 80% de ocupación y muchas han operado sobre el 100/ y en algunos casos esa situación lleva al menos 3 años.

Los procesos relacionados con la prestación del servicio también ofrecen déficit de gestión.

10 ● A nivel de reclamos de usuarios por interrupciones: cuando se crean más de 2000 documentos sin asignarlo a las cuadrillas de atención de reclamos (Guardia-reclamos), informalmente, la distribuidora realiza un “Campaña de Llamados” telefónico a los usuarios, de un “teléfono privado”, que, si no contestan cierra el relamo como cumplido; obligando al usuario a volver a reclamar. Otro tanto sucede con el cierre de documentos cuando las cuadrillas finalizan el turno, cierran documentos (reclamos) sin haber atendido los mismos. En épocas de estación pico la congestión de reclamos reiterados es exponencial. La Auditoría ha detectado en el Verano 2022-23 a usuarios con hasta 60 reclamos. Este proceder desemboca en gran cantidad de usuarios con interrupciones prolongadas no atendidas que suelen durar días, en especial en Pcia. de Buenos Aires.

Desde hace años y a pesar de haber creado normativa sancionatoria específica para intentar revertir la situación, estas se suceden con mayor amplitud: más interrupciones prolongadas y reclamos reiterados.

11 ● Confluye a este resultado la organización empresarial que ha disminuido la cantidad de cuadrillas de atención de reclamos y para mantenimiento correctivo – tanto en BT como en MT-. La Veeduría 2022 determinó que durante el verano 2022-23 la Distribuidora dispuso del 60% menos de cuadrillas – entre personal propio y contratado- que años anteriores. Durante el verano 2022-23 no hubo más de 223 cuadrillas diarias, y hubo 26 días – el 21% de los días entre diciembre y fin del verano

-con más de 70.000 reclamos diarios.

12 ● Se suma a ello menor cantidad de laboratorios – para detectar fallas en cables de MT subterráneos-, y que el consumo de materiales críticos ha disminuido sistemáticamente en los últimos 3 años – en algunos casos entre 30 y 45% menos- lo que claramente significa menor cantidad de mantenimiento total (entre correctivo y preventivo).

La propia Distribuidora reconoce que, en el primer trimestre de 2023, la cantidad de eventos -superó el 60% de los eventos totales de 2022. Es decir, tuvo un crecimiento importante de mantenimientos correctivos, con menos cuadrillas y menos laboratorios, atentando contra la reposición del servicio en tiempo y forma.

13 ● Cuando vemos la evolución de la cantidad de personal es claro que la política empresarial ha sido limitar gastos en personal – propios y contratados- en detrimento del servicio, que por la fragilidad descrita, requiere de personal capacitado y atento.

A su vez dos mecánicas de trabajo confluyen para la prestación del servicio. Al personal contratado se le paga por tarea cumplida, pero no se lo supervisa, presionando sobre la ejecución y no la calidad del trabajo. El personal propio en cambio viene disminuyendo en cantidad, lo cual significa pérdida de experiencia.

Personal, materiales, cantidad de mantenimientos correctivos desplazados de los picos de carga a estaciones con menos presión, atentan contra la realización en tiempo y forma de los mantenimientos preventivos y predictivos. Varios de esos procedimientos en AT y MT se pautan más espaciadamente de lo que las reglas del buen arte y las circunstancias de ocupación de instalaciones ameritan. Es el caso de las termografías que las pautan cada 4 años- 48 meses- y no necesariamente en momentos de alta ocupación; las podas fuera de estación, planificación de mantenimiento de postación área insuficiente- planifican 1500 de los 9000 que son las necesidades-; de contar con protecciones no calibradas (gran parte electromecánicas), y de bajo mantenimiento, entre otros.

Lo notorio es que los planes de mantenimiento quedan condicionados a la disponibilidad económica, Y, efectivamente, del análisis de los mismos, en algunas rutinas de AT pero en gran parte de las rutinas de MT, se subejecutan sistemáticamente.

14 ● Confluyen déficit de capacidad, falta de atención en tiempo y forma de los reclamos de usuario, mantenimientos correctivos con tiempos extendidos en detrimento del servicio y subejecución de mantenimiento preventivo.

Cabe resaltar que la Auditoría centró su análisis en las instalaciones en AT y MT, ya que estas son vitales para el abastecimiento en BT, donde el 95% de las personas usuarias consumen, lo que no implica que la BT está adaptada a las necesidades prestacionales.

15 ● Por otro lado, las necesidades relevadas en territorio existen, aun cuando los procesos de planificación podrían ser deficitarios, la magnitud de las necesidades que presentan las instalaciones minimizan el efecto de ajuste del procedimiento porque existe una fuerte subejecución de las inversiones requeridas, incluso para la prestación del servicio en condiciones Normales (sin contingencia de ningún tipo). Ello graficado y explicitado por la propia Distribuidora. Las razones explícitas son las

mismas que en el caso de los mantenimientos. Condiciona la planificación eléctrica y ejecución de inversiones a la disponibilidad de caja – es decir no asumen el riesgo de inversión.

16 ● Si se observa la evolución entre los distintos planes de inversión y la ejecución real se verifica la tendencia permanente de la Distribuidora de posponer inversiones y subejecutar los planes, en especial en AT y MT. A tal punto que para 2023 reconocen que las inversiones a ejecutar son en monto aproximadamente del 50% de las necesidades para prestar el servicio en condiciones N, con lo reconocen que incumplen la obligación prestacional a partir de este año, con las demandas proyectadas.

Por otro lado, la visión de la Distribuidora respecto de la inversión presenta, además del condicionamiento a la disponibilidad de caja, tiene cuestiones objetables: (i) es que activan los mantenimientos correctivos. Explícitamente un tercio de los montos “invertidos” corresponden a los mismos. (ii) Hacen lo propio con conexiones y otros rubros que son lisa y llanamente gastos.

17 ● Las obras no se licitan y cargan costos indirectos promedio del 34%, superando en 3 veces los costos indirectos eficientes que determina la regulación tarifaria.

Estas acciones apuntan a una gestión empresarial alejada de las pautas de eficiencia regulatoria que se traduce en un déficit de inversiones y prestacional manifiesto y endémico, que se produce sistemáticamente en determinadas zonas de la concesión (zonas críticas) año tras año, tanto en Pcia. de Bs. As como en ciertas comunas de CABA.

El conjunto de las ineficiencias se han explicitado en la falta de calidad, los reclamos de los usuarios, usuarios con interrupciones prologadas y programadas, reclamos comerciales insatisfechos (ENRE recibe en el orden de 35.000 reclamos mensuales de los cuales se determina entre el 90 y 94% a favor del usuario.) El apartamiento de los niveles de calidad establecidos – tanto de producto, servicio y comercial, accidentes y sanciones de seguridad pública, falta de entrega de información en tiempo y forma, entre otros, son parte de los incumplimientos sistemáticos de las pautas contractuales.

18 ● La afectación sistemática de las prestaciones y la falta de gestión eficiente ha redundado en costos exorbitantes en determinados rubros que, por supuesto, la tarifa no reconoce.

Ellos son:

(i) costo de la cantidad de grupos electrógenos que sistemáticamente se conectan, mayoritariamente alquilados, y que consumen gasoil mientras la tarifa sólo habilita *pass through* de Precio Estacional (la diferencia a costo MEM de generación forzada es del orden de \$ 60.000.- /MWh cuando el Precio Estacional Medio – que pasa a tarifa – en marzo de 2023 fue de \$7.454/MWh). Representan un sobrecosto anual del orden de \$ 2.000 millones, (30 días de 70 MVA en servicio).

(ii) Otro tanto sucede con las pérdidas por sobre las reconocidas. Si se valorizan a precio estacional del T1 R Nivel 2, representan desde 2017 a 2022 \$ 24.000 millones y si se valoriza, como corresponde a PEST Medio , representan \$ 64.000 millones (No se ha podido constatar cómo declaran ante CAMMESA y cómo se le factura.) Si fuese lo primero, el perjuicio al Estado nacional es automático.

(iii) Costos indirectos sobre lo determinado tarifariamente;

(iv) servicios económicos y financieros entre empresas del grupo: alquiler de software con altos

costos, servicios y personal gerencial que presta servicios a otras empresas del grupo vinculadas, alquiler de autos de alta gama, entre otros conforman los elevados costos que dejan de direccionarse a instalaciones e inversiones. Todas estas acciones y omisiones no son compatibles con las reglas del buen arte que se requiere de un prestador de un servicio público de distribución de energía eléctrica.

La gestión empresarial parte de la base que la demanda debe afrontar de modo directo la inversión, cuando en realidad ésta se remunera si está puesta en servicio y es de utilidad al sistema (eficiente). También sistemáticamente señala, “no hago porque no tengo tarifa”.

19 ● La realidad económico-financiera de la Distribuidora es diferente. Además de los ingresos por Valor Agregado de Distribución la empresa, en su carácter de comercializadora, recibe de sus usuarios el *pass through* de la energía y potencia requerida del Mercado Eléctrico Mayorista-MEM- al Precio Estacional -PEST- determinado por la Autoridad Nacional- sumadas las pérdidas reconocidas por la regulación- de 12,8% general-. Estos años no ha abonado integralmente las facturas de la Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista -CAMMESA, apenas parcialmente.

En otras palabras, los ingresos por potencia y energía que recibía de los usuarios, en vez de pagar a CAMMESA los disponía y se hacía del crédito fiscal en sus posiciones de IVA, reduciendo el saldo a favor del Estado. Al igual que otras compañías Distribuidoras, CAMMESA ha sido la fuente de financiamiento a tasas bajas, porque con grandes deudas, el Estado, ante la necesidad de reordenar la balanza de pagos en el MEM habilita acuerdos de pago a largo plazo y con tasas preferenciales.

La empresa dispuso de la fuente de ingresos por VAD, los diferenciales no abonados a CAMMESA y crédito fiscal, por el equivalente a lo que hubiere recibido por tarifa sin los “congelamientos” determinados por la Ley N° 27.541 u otras medidas gubernamentales.

Considerando que, financieramente, ha dispuesto de los fondos para prestar el servicio en condiciones de calidad establecidas en el SubAnexo IV del Contrato de Concesión – Res. ENRE 64-2017 **no ha cumplido con las inversiones y gestión empresarial diligente a la que obliga el art. 25° , 16° y Concordantes del Contrato de Concesión: no ha invertido, mantenido ni planificado las instalaciones puesto que el sistema no está en condiciones de operar en N-1 y tampoco en condiciones N, como demostró el desempeño del Verano 2022-23 y la propia Distribuidora lo reconoce y que el atraso estructural de inversión, rediseño de las instalaciones es tal que, esa situación no es reversible en el corto ni mediano plazo, puesto que la ni empresa, ni el mercado cuenta con la capacidad técnica para hacerlo en breve período de tiempo. Deberían intervenir conjuntamente varias EETT, SSEETT y vinculaciones AT y MT que harían imposible la prestación del servicio, dada la capacidad.**

20 ● Al gerenciamiento cortoplacista, poco eficiente y no adecuado para la situación que presentan las instalaciones (diseño, carga y obsolescencia) del Operador Técnico-Económico-Gerencial, se suma la conducta que mantiene con las personas usuarias y el ENRE.

Reclamos reiterados los inconvenientes técnicos: niveles de tensión fuera de rango, interrupciones prolongadas, reclamos reiterados no atendidos, incidentes en vía pública y reclamos comerciales, que sistemáticamente llegan a ENRE alrededor de 1% de la cantidad de usuarios de promedio

mes, y que se resuelven entre un 90-98% a favor del usuario tras reiteradas intimaciones a la Distribuidora.

Un punto esencial para el Regulador es la recepción de la información técnica, operativa y comercial en tiempo y forma. Sin la información queda cooptada su tarea con consecuencias para el servicio.

ENRE ha detectado que la información en tiempo cuasi real que procesa de las interrupciones de suministro y su duración, información para la regulación por resultados (se sanciona el apartamiento de los niveles de calidad de servicio determinados: cantidad y duración de las interrupciones), difiere de la situación de operación real del servicio. Lo mismo sucede con la información de ocupación de instalaciones y los registros reales. Otro tanto sucede con los registros de reclamos, llegando en algunos momentos a diferir casi un 50% entre los datos levantados por la WebService de ENRE y los informados. Estos desvíos afectan la actividad del Regulador e indirectamente, al servicio.

21 ● El otro punto es el nivel de sanciones impagas. Si el esquema regulatorio basa su eficacia en el poder disuasorio de la sanción económica y esta no se ejecuta, fracasa. EDESUR adeuda a terceros- no personas usuarias con reclamos individuales - la suma de AR \$ 19.500 millones en sanciones ejecutorias por distintas causas, parte de las cuales son con sentencia judicial firme, que suman a los déficit de instalaciones.

Un último punto es la inevitabilidad de la comparación – benchmarking- entre ambas distribuidoras del AMBA, ya que, a pesar de tener el mismo historial tarifario, el desempeño prestacional en AT y MT, y también de gestión empresarial, ha sido y es diferente. El análisis técnico de la situación de instalaciones al inicio de las concesiones y de la planificación de rediseño e inversiones en AT, junto con la justificación y consecuencias previsibles si no tomaban las decisiones, fue presentado en un Congreso técnico del CIGRE² en 2002. A el nos remitimos. La situación actual es que, a excepción de la calidad de producto (nivel de tensión), los restantes parámetros prestacionales la relación de reclamos, sanciones y prestaciones deficitarias, cuando EDENOR presenta un desvío, EDESUR son, al menos 5.- y el nivel de conflicto en la primera se encuentra en la última milla, mientras que en EDESUR en todo nivel.

Se concluye que la Distribuidora EDESUR: (i) no tiene la capacidad disponible en las instalaciones que permiten afrontar la prestación del servicio en condiciones N-1, ni N en zonas críticas, tanto en AT como MT y BT; tampoco dispone temporalmente de tiempo para revertir la situación, aun con inversiones cuantiosas, la vastedad de las instalaciones que requieren intervención y el plazo de ejecución de las mismas, dejan inerme a las personas usuarias frente a la fragilidad del sistema, que ha perdido confiabilidad y seguridad. (ii) La gestión empresarial no ha sido satisfactoria: ha tomado, y toma, medidas cortoplacistas que ocultan, posponen las necesidades del sistema; dejando indefensas a las personas usuarias y afectando derechos, no solo de usuarios finales, también del sistema productivo y la economía de la zona de la concesión. (iii). El déficit financiero de la empresa se alimenta de la falta de gestión de resortes esenciales como son los costos eficientes: exceso de uso de grupos electrógenos para paliar falta de inversión, falta de gestión de pérdidas sobre las admitidas, altos costos operativos, directos e indirectos, (algunos contratos intra grupo económico

2 https://www.academia.edu/42727890/CONGRESO_INTERNACIONAL_DE_DISTRIBUCION_ELECTRICA_CI-DEL_ARGENTINA_2002_1_2_05_CRITERIOS_DE_ADAPTACION_E_INNOVACION_TECNOLOGICA_DE_SUBESTACIONES_EN_SERVICIO?auto=download

de alto impacto), alto costo en mantenimiento correctivo, , entre otros; desfinancian la atención de instalaciones y su sostenibilidad. (iv) La acumulación de deudas, por sanciones impagas, créditos *intercompany* (del grupo económico) impagos, afectan el devenir de la Distribuidora.

Todo ello ha conducido al incumplimiento de las obligaciones sustanciales del Contrato de Concesión.

Objetivo General	17
1.- Antecedentes	19
1.1.- Antecedentes ENRE	23
1.2.- Auditoria General de la Nación -AGN	23
1.3.- Cuestiones preliminares:	24
2.- Desarrollo	32
2.1.-Datos generales de la Empresa y de la concesión	33
2.2.-Requerimientos del Servicio	37
3.- Evolución de instalaciones de la distribuidora	40
3.1.- Alta Tensión:	41
3.1.1. Capacidad en AT	41
3.1.2. Obsolescencia en AT	47
3.1.3. Planes de contingencia en AT	49
3.2.- Capacidad en AT/MT	50
3.3. -Media Tensión	53
3.3.1. Cables	53
3.3.2. Obsolescencia en MT	57
3.3.3. Deficit en instalaciones AT MT	60
3.4.- Baja Tensión	62
4.- Procesos y gestión	64
4.1.- Relevamiento de procesos	65
4.2.- Análisis de proceso	67
4.2.1. Atención primaria	67
4.2.2. Mantenimientos correctivos	74
4.2.3. Mantenimientos predictivos y correctivos	80
4.2.4. Planificación eléctrica e inversiones	87
4.3.- Gestión empresarial	96
4.3.1. Otros aspectos de la gestión	98
4.3.2. Grupos electrógenos	99
4.3.3. Pérdidas no técnicas sobre las admitivas	101
4.4.- Calidad de la Información suministrada	103
4.5.- Desempeño en atención y solución de reclamos Verano 2022-23	108
4.6.- Evolución de la Calidad de Servicio	111
4.6.1. Indicadores globales e individuales	111
4.6.2. Calidad del servicio comercial	115
4.6.3. Calidad del Producto	117
4.7.- Sanciones	125
4.8.- Reclamos de Usuarios ante ENRE	126
4.8.1 Respuestas a personas usuarias	126
4.8.2 Electrodependientes	127

4.9.- Seguridad Pública	129
4.9.1 Auditorias	129
4.9.2 Accidentes	130
4.9.3 Reclamos	131
4.9.4 Situación Ambiental	133
5.- Situación Económica financiera	134
5.1.- Alcance	135
5.2.- Contexto	135
5.2.1.-Estructura de costos reconocidos en la RTI	135
5.2.2.-Ingresos calculados	137
5.2.3.-Ingresos Teóricos del período	137
5.2.4.-Aumentos, efectivamente, trasladados a tarifa e impacto	138
5.2.5.-Ingresos disponibles por la empresa (VAD Contable)	139
5.2.6.-Una primera aproximación	140
5.3.-Elementos adicionales para el análisis global	141
5.3.1.-Costos Eficientes comparados con Costos Reales (Costos EE.CC. - Contabilidad Regulatoria)	141
5.3.2.- Deuda CAMMESA	142
5.3.3.-Control de Pérdidas de Energía	143
5.3.4.- Activación de Gastos	144
5.3.5.- Control de Inversiones	146
5.4.-Haciendo conjugar lo expuesto (Análisis)	149
5.5.-Comparación VAD-RTI Teórica vs VAD EE.CC. vs VAD-REAL	151
5.5.1.- ¿Cómo se generó el excedente de fondos?	151
5.5.2.-El uso de las disponibilidades y su mala situación financiera (Decisiones)	152
5.6.- Conclusión	158
6.- Responsabilidad	160
6.1.- Estructura del contrato de concesión	161
6.2.- Operador Técnico	163
6.3.- (In)cumplimiento	165
6.3.1 Encuadre de la concesión	165
6.3.2 Afectación estructural del servicio	167
6.3.3 Cuestiones relevantes	168
7.- Conclusiones	170
8.- Recomendaciones	175
ANEXOS	165

OBJETIVO GENERAL

Determinar la situación estructural de las instalaciones de la concesión y capacidad técnico-operativa de la Distribuidora para cumplir con las obligaciones prestacionales en las condiciones de calidad de servicio establecidas en el Contrato de Concesión - CC- SubAnexo IV – SA IV- y comerciales para con los usuarios y el Mercado Eléctrico Mayorista – MEM- y demás obligaciones del Contrato de Concesión.

PERÍODO DE ANÁLISIS

En materia de obligaciones 2017-2023, en relación a la evolución de instalaciones, desde el inicio de la concesión¹.

ALCANCE: La Auditoría abarca el análisis de información del Ente Nacional Regulador de la Electricidad -ENRE- a partir de los datos aportados por la Distribuidora, análisis propio, relevamiento muestral de instalaciones y equipamiento y su estado; de procesos sustantivos de mantenimiento y gestión de instalaciones, análisis estáticos de instalaciones y topología de redes a fin de diagnosticar la capacidad prestacional actual y futura de la Concesionaria para cumplimentar el servicio en los términos exigidos en el Contrato de Concesión. El presente Informe es limitado dado el tiempo impuesto.

MARCO DE REFERENCIA: La Auditoría se estructura a partir de las acciones de inversión, gestión y eficiencia propuestas por la Distribuidora en el marco del proceso de Revisión Tarifaria Integral -RTI- y aceptadas por el ENRE volcadas directamente en la Resolución ENRE N° 64/2017 y sus normas complementarias, en especial las Resoluciones ENRE que anteceden y formaron parte de las definiciones adoptadas dentro del proceso de RTI. Las propuestas de la Distribuidora se convirtieron en compromisos y que contaron con el reconocimiento expreso del ENRE, ya que fueron reconocidas tarifariamente. Ver punto 4.2.4, 5.2.-

Ese marco de referencia tiene, además de los parámetros establecidos en el SubAnexo IV- (Anexo XVI de la Res. ENRE N° 64/2017) y obligaciones de inversión obligatorias conforme el Anexo XVIII de la Resolución N° 64-2017, valorizados monetariamente en el punto 8.1 de la propuesta de la Distribuidora en

1 El período de Transición Previo a la entrada en vigencia de la RTI y cuestiones vinculadas se halla judicializado. Exp. CD-2020-71760045-APN-AJ#ENRE

Pesos AR\$ 14.413.- MM a valor diciembre de 2015² y aceptado, transformado en unidades físicas en el Anexo XVIII de la Res. ENRE 64/2017.

Además de un reconocimiento superior para- entre otras- las siguientes acciones:

- Acciones concretas y objetivos de control de pérdidas.
- Mejora de calidad (con costos de Explotación acordados para llegar a los senderos de calidad establecidos en las Res. ENRE 463/16 y 492/16), conforme reconocimiento propuesta RTI de fecha 4-10-2016 págs. 9 y 10 agregadas en Expte. 45.631.
- Incorporación de medición inteligente.
- Reforzamiento mantenimiento predictivo y preventivo.

FUENTES DE INFORMACIÓN

- Expte. 45631 RTI y conexos anteriores información disponible en ENRE. En todos los casos se hace referencia a la fuente o documento emitido de análisis
- Requerida/ obtenida de la Distribuidora: relevada en sede de la empresa o proveniente de las reuniones con personal de la Distribuidora.
- Análisis e informes externos relacionados con el servicio / instalaciones.
- Relevamientos in situ con agentes ENRE – inspecciones y reuniones con personal de la Distribuidora
- Benchmark de procesos entre EDS y EDN, y reglas del buen arte y buenas prácticas.

METODOLOGÍA

- 1.- Recopilación de antecedentes. Se desarrolló durante la última semana de febrero y hasta mediados de mayo de 2023. Se encuentran agregados al expediente. Fuentes EDESUR y Áreas ENRE.
- 2.- Análisis: Se realiza teniendo en consideración informes de las diferentes áreas de ENRE, antecedentes, reuniones con la empresa y análisis obrante en base de datos ENRE. Ese análisis se divide en: Instalaciones, Procesos técnicos y de gestión y Económico-financiero
- 3.- Diagnóstico prestacional.
- 4.- Conclusiones
- 5.- Recomendaciones técnicas

Se trabajó en dos ejes: técnico y económico-financiero, con dos equipos interdisciplinarios en cada caso.

1

ANTECEDENTES

<u>1.1.- Antecedentes ENRE</u>	5
<u>1.2.- Auditoria General de la Nación -AGN</u>	8
<u>1.3.- Cuestiones preliminares:</u>	8

1.1 ANTECEDENTES ENRE

VEEDURÍA 2012-153

Producto de una serie de problemas que se fueron generando en el tiempo, la situación de la distribuidora se tornó altamente preocupante y los múltiples aspectos involucrados instaban a tomar decisiones de fondo inéditas hasta ese momento.

Así es que, debido al descalabro operativo, sin signos de reacción por parte de la empresa, que fuese plasmado en la Resolución ENRE 525/2010 artículo 4°.

Intimando a la distribuidora a presentar un Programa de Regularización Operativa, dejaba sentado la tendencia que en poco tiempo se vería agravada.

En el transcurso del año 2012, CAMMESA informó que la distribuidora había dejado de pagar sus obligaciones con el MEM, y ante las intimaciones del ente del control (ENRE), ella justificaba -entre otras causas- la falta de pago de sus usuarios dejando de manifiesto su incapacidad para gestionar la coyuntura.

En ese estado de situación el ENRE tomó la decisión de imponerle a la Distribuidora una veeduría a través de la Resolución ENRE N°183/2012 ya que "...la empresa no solo incumple con sus deudas comerciales sino que contraviene con las responsabilidades propias asumidas en el contrato de concesión y en el marco regulatorio que le es aplicable, poniendo en grave riesgo la prestación del servicio público a su cargo". Así lo expresa textualmente uno de sus considerandos.

Durante el transcurso de la misma, se emitieron informes periódicos sobre las tareas desarrolladas en donde se evidenciaron diferentes problemas en los principales procesos operativos y/u organizacionales:

- Técnico y Operativo
- Organizacional
- Económico y Financiero

Como conclusión de dicha evaluación, surgió que en aquellos aspectos:

- De la política empresarial: una estrategia/actitud de detener las compras para obras lo cual, con el transcurso del tiempo, se espera el acaecimiento de un "evento" en la prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica con serias consecuencias y descontento para los usuarios de sus zonas de concesión, lo que provoca incertidumbre y deterioro de la calidad del servicio que presta.

- De la situación financiera, resultó imprescindible la asistencia financiera para paliar el déficit de caja existente. Dicha asistencia, debe estar tutelada por el Poder Concedente para asegurar que su uso tenga como fin planes de obras de mantenimiento correctivo, preventivo y de expansión que permitan mitigar, los probables eventos que ocurrirán en el futuro.

Es importante destacar que en ese mismo año 2012 mediante la Resolución ENRE 347/2012 el

3 Expedientes Veeduría 2012. Expte. 36.945- Emanado de la Res. ENRE N° 198/2012

denominado FOCEDA -Fondo para Obras de Consolidación y Expansión de Distribución Eléctrica-: que significó la realización de obras para mantenimiento preventivo, correctivo y de expansión necesarias para la red, constituyendo un fondo fiduciario con tutela de la aplicación de los fondos por parte del Estado Nacional.

Este mecanismo permitió la realización de variadas obras de una magnitud tal nunca realizadas por la concesionaria.

En el Informe Final de la Veeduría⁴ se concluyó que: “Resultan repetitivas las causas, conceptos y análisis vertidos en anteriores informes los cuales lejos de volverse obsoletos no pierden validez.” (diciembre/2014).

Lo constatado puede resumirse en que:

- Se mantuvo un déficit patrimonial en donde la empresa se encontró dentro de los alcances de la Ley de Sociedades Comerciales en donde solo era posible remediarlo mediante el aporte de capital o su disolución. Esta situación económica surge de la acumulación de pérdidas debido a los mecanismos adoptados por la Distribuidora en donde se observa la carga preponderante de remuneraciones, aumento de horas extras, mano de obra tercerizada y la compra de energía.

- La escasez de fondos producto del incremento incesante de los egresos con respecto a los ingresos que llevaron a la regulada a establecer mecanismos de asistencia financiera para paliar incrementos salariales, fondos para inversiones y cancelación de deudas contraídas debido a emergencias climáticas. Asimismo, la empresa mantuvo una conducta impropia respecto a las disponibilidades (escasas) de fondos en donde se detectaron gastos ordinarios de compra de mobiliario, cajas y luces navideñas, organizaciones de eventos y servicios de lunch, gastos del personal en el exterior, entre otros del mismo tipo e índole, en donde quedó demostrado el sentido que le otorga la compañía a la poca disponibilidad de fondos en vez de asumir sus obligaciones de pago.

VEEDURÍA 2022

En EX-2022-23150007- APN-SD#ENRE se vierten las tareas realizadas durante la Veeduría ENRE 2022. La misma fue concluida el 28 de febrero de 2023. Como Anexo I al presente se agregan las conclusiones de la misma.

Sobresalen como llamativos:

- La disminución de cuadrillas.
- Diferencia entre los cortes informados en la página del ENRE y información de las interrupciones consolidadas (calidad de servicio) del 27%.
- Aspectos operacionales en MT y BT. (contagio fallas de MT a AT- procesos con SACME).

4 Informe N°11 al 31/12/2014. Expediente ENRE N°36.945/2012 fs. 2477-2517

Otras actuaciones

Informes de alimentadores 2018 en Expte. ENRE 51.351/2018 Res. 199 RESFC-2018-199-APN-ENRE#ME (. fojas 17/30 vta). IF 2023 - mail 5-4-2023

- Informe Final **FOCEDE.INFORME TECNICO_EDS_2015_FINAL.doc**
- Informe de pérdidas técnicas. IF 2022-79261752-APN-SD#ENRE e informes del área en especial “balance de energía y potencia” e ítems 1.- IF-2023-44078910-APN-SD#ENRE, 2.- IFI-2023-44150341-APN-SD#ENRE, 3.- IF 2023-44142073 APN- SD#ENRE en **IF mail 5-4-2023 IF mail anexo parte 2final**
- Mapas de calor integrados, producidos por el área de administración de normas regulatorias a partir de los alimentadores de verano e inviernos con desvíos de calidad de los semestres 49 a 52 inclusive. -4-2023 **Bibé IF mail anexo parte 2final bibe mapas**

1.2 AUDITORIA GENERAL DE LA NACIÓN -AGN

En el INFORME DE AUDITORÍA GENERAL DE LA NACION - AGN- al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD ENRE relacionado con la RTI 2017 - ACTUACIÓN 143/2018– AGN – Archivo Naexo Resolución AGN 135-2021 – se analizar aspectos de la RTI que son referenciados en este informe y hacen al grado de cumplimiento de la Distribuidora en sus compromisos de inversión durante 2017, además de otros tópicos.

PUNTOS SALIENTES

Costo de Capital: “... en lo correspondiente a los activos físicos existentes e inversiones a realizar, tanto en su composición, estado y valuación bajo el método Valor Nuevo de Reposición (VNR), fue decidido sobre la base de información suministrada por estas. Los informes emitidos por la Consultora hacen referencia a omisiones, faltantes y correcciones respecto de dicha información. El ENRE no ha encomendado a terceros, o bien a la propia Consultora labores destinadas a reducir las asimetrías de información existentes” pág. 106 del pdf.

“el ENRE aprobó costos operativos mayores a los costos reales de las distribuidoras, lo que implicó una sobreestimación de los mismos y un mayor reconocimiento a incluir en la remuneración reconocida y, en consecuencia, una mayor tarifa del servicio. La sobreestimación detectada ascendió a 31.77% y 19.71% para EDENOR y EDESUR, respectivamente. En la medida en que tal sobreestimación no se corresponde con gastos - Económico y Financiero reales, es esperable que ésta pase a incrementar la rentabilidad aprobada en el concepto de remuneración al Costo de capital.” pág. 106 del PDF. AGN y punto 5.2. del presente Informe.

La Auditoría no pudo constatar la verificación por parte del ENRE o de la Consultora de la relación existente entre la tasa de rentabilidad aprobada con el grado de eficiencia y eficacia operativa de las distribuidoras, lo cual implica un incumplimiento a lo dispuesto por el artículo 41 inciso a) de la Ley 24.065.

La AGN también reconoce que complexivamente la tarifa recibida por las Distribuidoras en RTI 2017 es superior al de la empresa eficiente por las siguientes razones: se le otorgaron costos de explotación superiores, la base de capital fue tomada en base a lo declarada por las empresas y no se aplicó en las instancias posteriores el ajuste por eficiencia y eficacia operativa.

1.3 CUESTIONES PRELIMINARES

1.3.1 ALCANCE DE LAS FACULTADES FISCALIZATORIAS DE ENRE

ENRE tiene – respecto del Contrato de Concesión la obligación de:

- Potestad Fiscalizatoria: Fiscalizar el cumplimiento del contrato de concesión teniendo como eje el art. 2° de la Ley 24.065, es decir la protección del usuario: que se ejerce con la aplicación de los esquemas de desempeño medio de la concesión establecidos en el SubAnexo IV y demás normativa vigente (seguridad pública, sanciones complementarias, entre otras).
- Potestad Regulatoria: Se ejerce en el análisis de información y establecimiento de las señales económico técnicas que direccionen conductas hacia los objetivos planteados.
- Potestad Tarifaria: establecer la tarifa quinquenal, y, en los procesos emergenciales de transición, conforme legislación o mandato del Poder ejecutivo y/o del Concedente del CC, esta facultad se ejerce con el alcance dado por la normativa y/o por instrucción del Concedente.
- Además, de fiscalizar, ante reclamo de los usuarios, las decisiones técnico- comerciales a reclamos efectuados por los primeros.

Son antecedentes, firmes y consentidos:

- Res ENRE N° 199/2018, sanción basada en desempeño de calidad de servicio a nivel de Alimentador. (penaliza desvíos por apartamiento de la calidad establecida para partido/comuna. <https://www.argentina.gob.ar/enre/resolucion-ndeg-1992018>
- Regulación Electrodependientes. Resolución ENRE N° 112/2018 <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-112-2018-309065>
- Reglamentación MIDE: criterio y protección al usuario 258/2018. [https://www.enre.gov.ar/web/bibliotd.nsf/\(\\$IDWeb\)/38DBF2926B17A8070325833800464A52R](https://www.enre.gov.ar/web/bibliotd.nsf/($IDWeb)/38DBF2926B17A8070325833800464A52R)
- Cortes prolongados y reiterados: Resolución ENRE N° 267/2021. EX-2021-08901181-APN-SD#ENRE - Base Seguimiento Cortes - Resol. ENRE 267/2021
- Resoluciones de sanciones por inobservancia de instrucciones del ENRE. caso Resolución ENRE

662/2022, entre otras

- Cargos / sanciones por venta de inmuebles. Resolución ENRE 498/2021 entre otras.

La Intervención del ENRE: Es en el marco de estas facultades la Intervención emite la Resolución RESO 236-2023-ENRE#MEC, en EX-2023-19961493- -APN-SD#ENRE cuyo fin la auditoria que da origen al presente informe.

1.3.2 LAS OBLIGACIONES DEL CONTRATO DE CONCESIÓN

El Contrato de Concesión fue concebido como un conjunto de obligaciones y derechos del Concesionario cuyo objeto es la prestación del servicio público de distribución y comercialización de electricidad en el ámbito territorial de exclusividad establecido. Dos son las obligaciones esenciales: la prestación del servicio público y la comercialización de la energía, en los términos del pass through, que conforman la obligación de abastecimiento⁵.

El abastecimiento debe entenderse como la provisión de electricidad (para lo cual debe comprar y cumplir con sus obligaciones como comprador) y brindar el servicio por redes en los términos de calidad del Contrato de concesión, Reglamento de suministro y demás normativa de aplicación.

La fiscalización del CC fue estructurada a partir de un esquema de fiscalización indirecto- por resultado⁶, donde el desempeño medio de la concesión es medido a partir de indicadores globales e individuales de desempeño – SubAnexo IV del Contrato y Reglamento de Suministro.

Integra el Contrato de Concesión el Reglamento de Suministro, por lo que las condiciones prestacionales están garantizadas a todos y cada uno de las personas usuarias (art 4° inc. a) del Reglamento de Suministro aprobado por Res. ENRE 64/2017 y modificatorias.

OBLIGACIÓN PRESTACIONAL

Integran las obligaciones esenciales del Concesionario en materia prestacional - Artículo 25°-:

a) “Prestar el SERVICIO PUBLICO dentro del AREA, conforme a los niveles de calidad detallados en el ‘Subanexo 4’, teniendo los USUARIOS los derechos establecidos en el respectivo REGLAMENTO DE SUMINISTRO”.

⁵ Abastecer: RAE “proveer a alguien o a algo”.

⁶ Decreto Reglamentario PEN N° 1398-1992, de la Ley 24.065, Art. 56 ...” b.1.4. - El Régimen de Penalidades se establecerá en función del perjuicio económico que ocasione al usuario la prestación del servicio en condiciones no satisfactorias.

En consecuencia, la multa por incumplimiento de las normas de calidad de servicio técnico satisfactorio, consistirá en la aplicación de bonificaciones sobre las facturaciones a los usuarios que hayan sido afectados, los que se calcularán en función del costo que representa, para cada grupo de usuarios, la energía no suministrada.”

b) **Satisfacer toda demanda de suministro del SERVICIO PUBLICO en el AREA, atendiendo todo nuevo requerimiento, ya sea que se trate de un aumento de la capacidad de suministro o de una nueva solicitud de servicio.** Ello en un todo de acuerdo con el art. 56° de Decreto Reglamentario PEN N° 1398-1992, de la Ley 24.065, punto b.1.3.-

d) Suministrar la energía eléctrica necesaria para la prestación del servicio de Alumbrado Público a cada una de la Municipalidades en las condiciones técnicas actualmente vigentes, sin perjuicio de las modificaciones que pacten las partes.

e) Suministrar energía eléctrica a las tensiones de 3 x 380/220 V; 13,2 KV; 33 kV; 132 kV; 220 kV o en cualquier otra acordada con el ENTE en el futuro...". Los gastos de la nueva conexión, modificación o sustitución del equipamiento eléctrico realizados como consecuencia del cambio de una tensión a otra, por iniciativa de LA DISTRIBUIDORA deberán ser soportados íntegramente por la misma; si el cambio se efectuara a solicitud del USUARIO este deberá soportar tales gastos." Esta obligación de suministro de energía eléctrica es la función comercializadora que integral el CC.

f) **Efectuar las inversiones, y realizar el mantenimiento necesario para garantizar los niveles de calidad del servicio definidos en el 'Subanexo 4'.⁷** (el resaltado es nuestro).

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 en el 'Subanexo 4', debiendo a tales efectos, asegurar las fuentes de aprovisionamiento. 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.

h) Extender o ampliar las instalaciones cuando ello resulte conveniente a las necesidades del SERVICIO PUBLICO, a requerimiento del ENTE. Técnicamente la planificación eléctrica es responsabilidad de la Distribuidora y, por ende, y conforme contrato, debe considerar la función equipamiento (capacidad puesta a disposición del servicio y operación) y tiempo (consideración crecimiento vertical y horizontal de demanda.

i) Calcular su cuadro tarifario de acuerdo al procedimiento descrito en el 'Subanexo 2', someterlo a la aprobación de la AUTORIDAD DE APLICACION y facilitar el conocimiento de los valores tarifarios a los USUARIOS.

j) Permitir el acceso indiscriminado de terceros a la capacidad de transporte de sus sistemas, mientras no esté comprometida para abastecer su demanda, en las condiciones pactadas con aquél, y conforme a los términos de la Ley N° 24.065. La capacidad de transporte incluye la de transformación y el acceso a toda otra instalación o servicio que el ENTE determine.

k) Fijar especificaciones mínimas de calidad para la electricidad que se coloque en su sistema de distribución, de acuerdo a los criterios que especifique el ENTE.

l) Facilitar la utilización de sus redes a GRANDES USUARIOS en las condiciones que se establecen en el 'Subanexo 1', Régimen tarifario.

m) Instalar, operar y mantener las instalaciones y/o equipos, de forma tal que no constituyan peligro para la seguridad pública, respetando las normas que regulan la materia.

n) Adecuar su accionar al objetivo de preservar y/o mejorar los ecosistemas involucrados con el desarrollo

7 Esta obligación es concordante con lo establecido en el Art. 16° del Contrato de Concesión.

de su actividad, cumpliendo con las normas destinadas a la protección del medio ambiente actualmente en vigencia, como, asimismo, aquellas que en el futuro se establezcan.

ñ) Propender y fomentar para sí y para sus USUARIOS el uso racional de la energía eléctrica.

o) Sujetar su accionar al Reglamento de Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios que determine la SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA a los efectos de reglar las transacciones en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA.

p) Elaborar y aplicar, previa aprobación del ENTE, las normas que han de regir la operación de las redes de distribución en todos aquellos temas que se relacionen a vinculaciones eléctricas que se implementen con otro Distribuidor, con transportistas y/o Generadores.

q) Abstenerse de dar comienzo a la construcción, operación, extensión o ampliación de instalaciones de la magnitud que precise la calificación del ENTE, sin obtener previamente el certificado que acredite la conveniencia y necesidad pública de dicha construcción, instalación o ampliación, conforme al procedimiento establecido en la Ley N° 24.065.

r) **Abstenerse de abandonar total o parcialmente la prestación del SERVICIO PUBLICO o las instalaciones destinadas o afectadas a su prestación, sin contar previamente con la autorización del ENTE.**

s) Abstenerse de ofrecer ventajas o preferencias en el acceso a sus instalaciones, excepto las que puedan fundarse en categorías de USUARIOS, o diferencias que determine el ENTE.

t) **Abstenerse de constituir hipoteca, prenda, u otro gravamen o derecho real en favor de terceros sobre los bienes afectados a la prestación del SERVICIO PUBLICO**, sin perjuicio de la libre disponibilidad de aquellos bienes que en el futuro resultaren inadecuados o innecesarios para tal fin. Esta prohibición no alcanzará a la constitución de derechos reales que LA DISTRIBUIDORA otorgue sobre un bien en el momento de su adquisición, como garantía de pago del precio de compra.

u) Abstenerse de realizar actos que implique competencia desleal o abuso de una posición dominante en el mercado. En tales supuestos, el ENTE, previa instrucción sumarial respetando los principios del debido proceso, podrá intimar a LA DISTRIBUIDORA a cesar en tal actitud, y/o aplicar las SANCIONES previstas en el 'Subanexo 4'.

v) Abonar la tasa de inspección y control que fije el ENTE, conforme a lo dispuesto por la Ley N° 24.065.

w) Abonar, en las condiciones y términos que determine la reglamentación, el recargo que fija el artículo 70 de la Ley N°24.065.

x) **Poner a disposición del ENTE todos los documentos e información necesarios, o que este le requiera, para verificar el cumplimiento del CONTRATO, la Ley N°24.065 y toda norma aplicable, sometándose a los requerimientos que a tal efecto el mismo realice.**

y) **Cumplimentar las disposiciones y normativa emanadas del ENTE en virtud de sus atribuciones legales.**

z) **Cumplir con todas las leyes y regulaciones que por cualquier concepto le sean aplicables, entre ellas, las de orden laboral y de seguridad social.**

ESTA AUDITORÍA ANALIZA:

1. El estado, topología y capacidad de instalaciones para atender las condiciones prestacionales: entendiéndose por esto la capacidad estructural y de gestión para prestar el servicio en las condiciones establecidas en el Subanexo IV y el Contrato de Concesión -CC- que incorpora, además del Reglamento de Suministro y el cumplimiento de toda normativa aplicable al servicio.
2. El cumplimiento de sus obligaciones para con el ENRE en materia de veracidad, oportunidad de la información que pone a disposición.
3. La pertinencia de los procesos técnicos de gestión de reclamos, mantenimientos y cumplimiento de las acciones e inversiones aprobadas en la RTI 2017 y posteriores presentadas.

AUDITORÍA TÉCNICA

Abarca los siguientes puntos:

1. Relevamiento físico: evaluación muestral de las subestaciones eléctricas -SSEE-equipamiento operativo, análisis de obsolescencia versus funcionalidad. Evaluación y cumplimiento de los criterios de seguridad:
2. Evaluación de procesos técnicos de reclamos, mantenimiento correctivo y preventivo/predictivo, proceso de selección de necesidades de inversión y planificación eléctrica e inversiones. Pertinencia y capacidad de respuesta a necesidades del servicio
3. Recursos Humanos y materiales para la ejecución del mantenimiento correctivo/preventivo, cantidad de repuestos críticos disponibles.
4. Plan de Emergencia Operativo «POE» o Plan de Contingencia
5. Evaluación de la gestión empresarial en general y en los procesos de planificación eléctrica e inversiones en particular
6. Análisis de la situación económico financiera, estructura de costos y evolución.
7. Gestión del Operador Técnico.

En el presente informe se determina la prestación en condiciones Normales – N- como la capacidad prestacional del sistema sin afrontar emergencias y Condiciones N-1, con una contingencia.

COMERCIALIZACIÓN:

En materia de comercialización de energía eléctrica el art. 25° Inc. establece: 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 en el 'Subanexo 4', debiendo a tales efectos, asegurar las fuentes de aprovisionamiento. 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.

A.- Compra venta de energía. La obligación del concesionario son dos centrales: prestar el servicio público de distribución en su área de concesión y comercializar energía.

El comercio de energía eléctrica, supone compra y ventas, y la responsabilidad naturalmente significa la responsabilidad que tiene con terceros, destacándose el Mercado Eléctrico Mayorista -MEM. Esto significa la obligación del Concedente de hacer el pass through del Precio Estacional -PEST- conforme regulación- cumplido- y la del Concesionario de respetar el mecanismo, comprando y pagando a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico – CMMESA- sus obligaciones, cumpliendo con las normas del despacho de cargas y administración del MEM.

Esta Auditoría analiza la relación de la Distribuidora con el MEM y las obligaciones emergentes de la regulación del mismo: Resolución Secretaría de Energía del a Nación -SEN- N° 61/1992 modificatorias y complementarias.

B.- Abastecimiento. En el esquema original del Contrato de Concesión además planteaba la responsabilidad del Concesionario de “asegurar las fuentes de aprovisionamiento”, lo que implica asumir el riesgo de desabastecimiento, propiciando que ante un escenario de desabastecimiento – y su respectivo costo- los contratos que implicaban garantía de abastecimiento

La regulación posterior del MEM, al limitar la contratación entre privados, que se encuentra restringida, implicó para las Distribuidoras -no solo para EDESUR- la limitación de un riesgo, ya que no se considera responsable por falla externa.

Este punto, es decir, la robustez de los vínculos con el SADI, no se abarca en el presente Informe. Sin perjuicio de ello, en las recomendaciones se considera el punto relacionado con los aspectos fiscalizatorios de SACME. **(Ver punto 8.- del presente Informe: Recomendaciones).**

BIENES

En el Art. 25°, establece:

“inc. r) Abstenerse de abandonar total o parcialmente la prestación del SERVICIO PUBLICO o las instalaciones destinadas o afectadas a su prestación, sin contar previamente con la autorización del ENTE.

Inc. t) Abstenerse de constituir hipoteca, prenda, u otro gravamen o derecho real en favor de terceros sobre los bienes afectados a la prestación del SERVICIO PUBLICO, sin perjuicio de la libre disponibilidad de aquellos bienes que en el futuro resultaren inadecuados o innecesarios para tal fin. Esta prohibición no alcanzará a la constitución de derechos reales que LA DISTRIBUIDORA otorgue sobre un bien en el momento de su adquisición, como garantía de pago del precio de compra”.

El ARTICULO 16.- del Contrato de Concesión establece: *“Es exclusiva responsabilidad de LA DISTRIBUIDORA realizar las inversiones necesarias para asegurar la prestación del SERVICIO PUBLICO conforme al nivel de calidad exigido en el ‘Subanexo 4’, así como la de celebrar los contratos de compraventa de energía eléctrica en bloque que considere necesarios para cubrir el incremento de demanda dentro de su AREA.”*

El Contrato de Concesión establece:

“ARTICULO 24.- LA DISTRIBUIDORA será responsable por todos los daños y perjuicios causados a

terceros y/o bienes de propiedad de estos como consecuencia de la ejecución del contrato y/o el incumplimiento de las obligaciones asumidas conforme al mismo y/o la prestación del SERVICIO PUBLICO”.

A los efectos de lo estipulado en este Artículo, entre los terceros se considera incluida LA CONCEDENTE. La Concedente es la titular final del servicio público, de la concesión y de su patrimonio.

Por su parte el ENRE, está obligada al control, entre otras cosas, del desempeño del Operador en todas sus facetas.

Así, el Art. 25° del C.C. redunda o reafirma el concepto de responsabilidad del Concesionario relacionado con el patrimonio cedido para la prestación del servicio público.

La obligación del Concesionario para con el Concedente, además de la relativa a la prestación del servicio, es preservar el patrimonio concedido, su capacidad prestacional, incorporando los avances tecnológicos. De ahí que no pueda disponer de bienes de la concesión sin el previo consentimiento del Regulador y que deba incorporar el producto de eventuales ventas –de rezagos, por ej.- al patrimonio de la concesión. De allí que es el concesionario es el responsable de no ocasionar lesión o detrimento, al patrimonio de la concesión y a su capacidad operativa.

Algunos especialistas sostienen que, si el Concesionario puede vender, es propietario. Esta idea desnaturaliza el concepto de la concesión. El patrimonio se ha cedido para un fin determinado. No se ha enajenado. Si el concesionario tiene derecho de propiedad, es un derecho de propiedad restringido, toda vez que, para disponer de él, debe obtener autorización (concepto de control preventivo, presente en varias normas, entre otras, Art. 25 del CC de Concesión, Art. 10 del Estatuto Social, Art. 11 de la Ley 24065).

Abona esta tesis lo establecido en la Ley 23.696. Mediante el articulado de la misma, se establecen las diferencias entre Concesión y Licencia. De allí surge con claridad que la principal distinción radica en que, dentro del encuadre de la concesión, el Estado mantiene la propiedad de los bienes.

Bajo esta premisa se han tratado las intenciones de la empresa EDESUR de vender bienes de la concesión. Por un lado, que no signifique detrimento del servicio – actual o futuro. Por otro, que no ocasione detrimento al patrimonio de la concesión.

La valuación contable de los bienes de la concesión, al inicio de la misma, o ante la finalización de cada Período de Gestión, se ajusta al siguiente procedimiento:

1. El concesionario accede a tal condición, pagando por lo que espera obtener del flujo de fondos que resulte de gestionar un patrimonio en las condiciones establecidas en su contrato.
2. El importe pagado es el tomado para valorizar contablemente los bienes de la concesión. Este valor no coincide con el valor de mercado (ver, entre otros, el Art. 12 de los CC de Distribución de EE).

A mayor especificidad, toda la normativa distingue expresamente entre Concesión y Concesionario (Accionista). El concesionario (Accionista) gestiona el patrimonio de la concesión de acuerdo a los términos del respectivo contrato.

En el punto 5.5.2.2.- del presente Informe se trata la situación y conducta de la Distribuidora en relación a los bienes de la Concesión y en relación a su conducta en cumplimiento de las normas de solicitud de autorización previa y obligatoria del ENRE para disponer de los bienes concesionados.

1.3.3 ALCANCE DE LA OBLIGACIÓN PRESTACIONAL CON LAS PERSONAS USUARIAS

La obligación de prestación del servicio de la Distribuidora es la atención de toda demanda vertical y horizontal, en las condiciones de calidad establecidas en el SubAnexo IV y actos administrativos complementarios.

El Reglamento de Suministro integra el Contrato de Concesión y por ende la calidad se le debe a todos y cada uno de los usuarios, independientemente de los mecanismos para hacer valer los derechos que existen.

La obligación prestacional adopta múltiples y simultáneas acciones por parte de la Distribuidora, cuyo objetivo final es la presentación del servicio en las condiciones de calidad establecidas en el contrato de concesión. Entre ellas, a la gestión integral operativa, de mantenimiento en todas sus fases, inversión y atención de las situaciones operativas y comerciales que se presentan en el servicio, en tiempo y forma.

El alcance del vocablo **“gestionar”** implica el fiel cumplimiento de sus obligaciones y la consecuente responsabilidad por los eventuales daños y perjuicios que pudiere ocasionar, entre otros, al Concedente. Bajo esta premisa, va de suyo que lesionar el patrimonio de la concesión es, sin lugar a dudas, un daño al Concedente y a la comunidad de personas usuarias.

De ello se deriva que, de las obligaciones establecidas en el CC son múltiples acciones y permanentes de carácter operativo, mantenimiento, planificación de inversiones, ejecución, control operaciones comerciales, entre varias.

La obligación de la distribuidora en términos de servicio y acciones para cumplimentar el abastecimiento es amplia y variada. A los fines de la auditoria se verifican los procesos sustantivos en relación a las buenas prácticas. El resultado técnico se analiza en el punto 4.2.- y el resultado en materia de reclamos en el punto 4.8.- del presente Informe.

2

DESARROLLO

2.- Desarrollo	16
2.1.-Datos generales de la Empresa y de la concesión	16
2.2.-Requerimientos del Servicio	22

2.1 DATOS GENERALES DE LA EMPRESA Y DE LA CONCESIÓN

Fue constituida por el Estado argentino el 21 de julio de 1992 (Decreto N° 714/1992) y tiene por objeto social la prestación del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica dentro de la zona sur de la Ciudad de Buenos Aires y doce (12) municipios del conurbano bonaerense. Su contrato de concesión fue aprobado el 31 de agosto de 1992 y tiene una duración de 95 años.

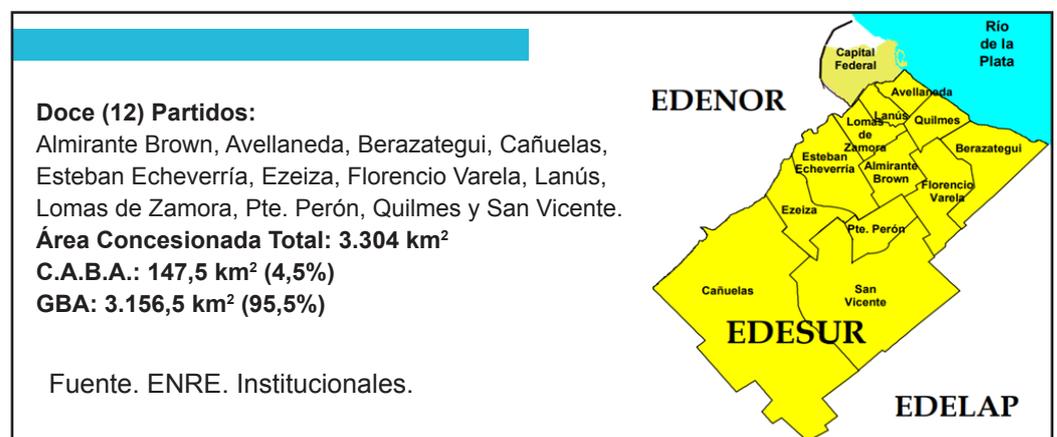
El Poder Ejecutivo Nacional, mediante el Decreto 1507/92, adjudicó el 51% de las acciones a la oferta presentada por el Consorcio DISTRILEC Inversora S.A., integrado por Pérez Companc, Chilectra, Enersis y Endesa de Chile. Tomaron posesión el 1 de septiembre de 1992 y se mantuvo en manos de capitales chilenos hasta su salida tras sufrir el apagón más largo de la historia eléctrica argentina entre el 15~26 de febrero de 1999 por falta de inversiones en las redes eléctricas a pesar de tener ocho años de tarifas dolarizadas⁸.

A mediados de 1999, las acciones de las empresas chilenas fueron absorbidas por ENDESA, y el control de la empresa quedó en manos de capitales españoles hasta que, en el 2009, el Grupo italiano ENEL adquirió la mayoría accionaria.

ÁREA DE CONCESIÓN DE EDESUR S.A.

Abarca la zona delimitada por el Río de la Plata desde la Dársena "D" del Puerto Nuevo⁹, hasta la Avenida General Paz, la Avenida San Martín, las calles Tinogasta y Zamudio, las vías del Ferrocarril General San Martín, las Avenidas Córdoba y Pueyrredón y la prolongación imaginaria de esta última avenida hasta el Río de la Plata.

Figura N°1
Croquis
concesión
EDESUR S.A.



⁸ Incidente sanciones Azopardo. Expedientes ENRE 6205/1999, 6212/99,6213/99/6215/99 y 6555/99: entre otros

⁹ Hay conflicto de límites en el área Puerto Nuevo, ex Zona Portuaria, hoy Barrio Padre Mujica entre ambas concesiones.

Los siguientes Cuadros muestran la situación en números: categorías, cantidad de usuarios totales, por categoría y ubicación a marzo de 2023.

Cuadros N° 1 y 2

Cantidad de usuarios por ubicación y categoría tarifaria.

1. CANTIDAD DE USUARIOS POR UBICACIÓN GEOGRÁFICA	PARTIDOS	USUARIOS	2. CANTIDAD DE USUARIOS POR UBICACIÓN Y CATEGORÍA TARIFARIA	PARTIDOS	TARIFA	USUARIOS
	ALMIRANTE BROWN	188.245		CABA	1AP	26.824
AVELLANEDA	148.981	CABA	1G	152.663		
BERAZATEGUI	114.976	CABA	1R	1.032.045		
CAÑUELAS	25.184	CABA	2	35.560		
CAPITAL FEDERAL	1.256.950	CABA	T3	9.260		
ESTEBAN ECHEVERRIA	107.068	CABA	T3P	598		
EZEIZA	66.025	GBA	1AP	26.696		
FLORENCIO VARELA	129.756	GBA	1G	117.877		
LANUS	185.972	GBA	1R	1.295.542		
LOMAS DE ZAMORA	227.806	GBA	2	13.585		
PTE PERON	30.167	GBA	T3	5.264		
QUILMES	201.973	GBA	T3P	538		
SAN VICENTE	33.349	TOTAL	TOTAL	2.716.452		

Fuente. ENRE. AAANR

Cuadro 3

Usuarios y consumos por ubicación y categoría tarifaria.

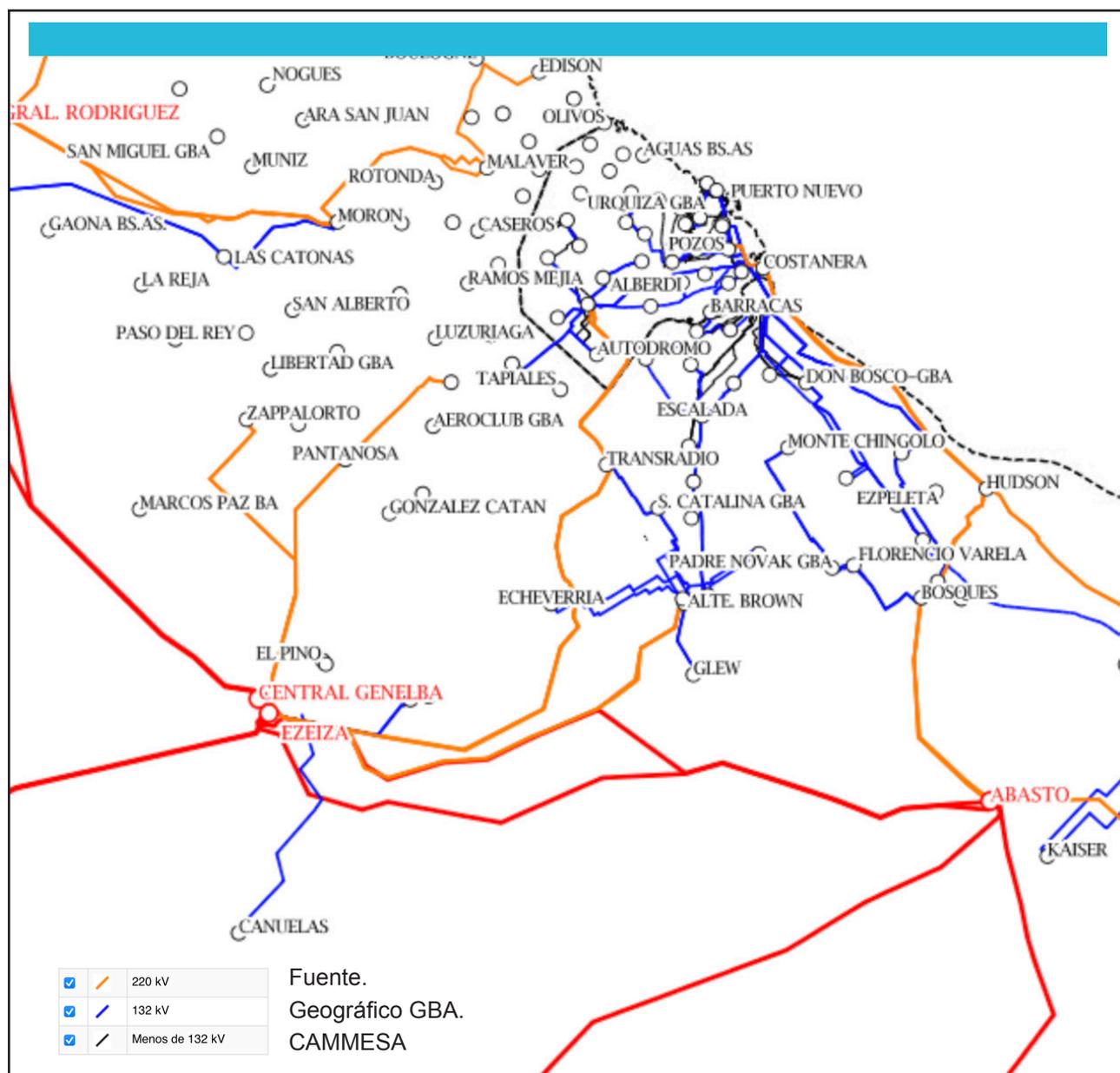
3. USUARIOS Y CONSUMOS TOTALES POR CATEGORÍAS TARIFARIAS			USUARIOS Y CONSUMOS POR CATEGORÍAS TARIFARIAS GENERALES CABA Y GBA		
USUARIOS Y CONSUMOS TOTALES			USUARIOS Y CONSUMOS POR CATEGORÍAS TARIFARIAS CABA		
PARTIDOS	SUMA DE USUARIOS	SUMA DE CO_ANUAL	PARTIDOS	SUMA DE USUARIOS	SUMA DE CO_ANUAL
CABA	46,27%	44,65%	2	2,83%	12,58%
GBA	53,73%	53,35%	1AP	2,13%	2,12%
TOTAL GENERAL	100%	100%	1G	12,5%	8,95%
USUARIOS Y CONSUMOS POR CATEGORÍAS TARIFARIAS GBA			USUARIOS Y CONSUMOS POR CATEGORÍAS TARIFARIAS GBA		
PARTIDOS	SUMA DE USUARIOS	SUMA DE CO_ANUAL	PARTIDOS	SUMA DE USUARIOS	SUMA DE CO_ANUAL
2	1,81%	8,69%	2	0,93%	5,55%
1AP	1,97%	4,06%	1AP	1,83%	5,62%
1G	9,96%	7,14%	1G	8,08%	5,69%
1R	85,68%	28,55%	1R	88,77%	30,65%
T3	0,53%	31,07%	T3	0,36%	25,95%
T3P	0,04%	20,49%	T3P	0,04%	26,54%
TOTAL GENERAL	100%	100%	TOTAL GENERAL	100%	100%

VINCULACIÓN AL SADI

EDESUR S.A. se encuentra vinculada al Sistema de Alta Tensión a través de dos (2) estaciones transformadoras en alta tensión: Ezeiza en 220 kV y Abasto en 500 kV y recibe el aporte de los generadores del AMBA: en especial Central Costanera, Central Dock Sud y Central Puerto (en forma indirecta a través de barras de EDENOR).

Las estaciones transformadoras de vinculación en el nivel de 220 kV son: Ezeiza, Abasto, Perito Moreno, Alte. Brown, Bosques, Costanera, Azopardo y Transradio; además de la estación de maniobras Hudson.

Figura N° 2. Esquema Geográfico del área de concesión de EDESUR S.A.



El operador de la red de transmisión de EDESUR y EDENOR es el Centro de Movimiento de Energía S.A. -SACME-, cuyo capital accionario pertenece a ambas Distribuidoras en partes iguales¹⁰.

Extensión Red Eléctrica: 32.500 km

- Red de AT: 1.031 km
 - Línea aérea de 220 kV: 271,40 km
 - Línea aérea de 132 kV: 288,43 km
 - Cable subterráneo de 220/132 kV: 19,42/435,99 km. respectivamente¹¹
 - P.I. TP 500/220 kV: 1.600 MVA
 - P.I. TP 220/132 kV: **4.500 MVA**

 - Red de MT (alimentadores): 8.811 km
 - Red Subterránea: 5.348 km (61%)
 - Cables API: 42% C.A.B.A. – 29% GBA
 - Cables XLPE: 58% C.A.B.A. – 71% GBA
 - Red Aérea: 3.463 km (39%)
 - Densidad MT (MW/Km²):

 - Red de BT: 18.322 km
 - Red Subterránea: 6.965 km (38%)
 - Red Aérea: 11.357 km (62%)
- ver if IF-2023-60612319-APN-DDCEE#ENRE

10 El mismo conforman las respectivas concesiones .

11 Cables conformado por el siguiente %: Red Subterránea: 493 km (48%)/ Red Aérea: 548 km (52%)

2.2 REQUERIMIENTOS DEL SERVICIO

2.2.1 POTENCIA

En 2023, los picos de demanda de marzo, la demanda máxima fue de 4.501 MW el día a las del 13 de marzo de 2023

4. EVOLUCIÓN DE POTENCIA MÁXIMAS MENSUALES

AÑO	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
2017	3968	4016	4067	2878	3301	3517	3754	3428	3121	2926	3446	3898
2018	3881	4146	3590	3366	3312	3638	4085	3634	3011	2639	3148	3440
2019	4122	4122	3774	2756	3251	3496	3928	3758	3550	3093	3710	3958
2020	3813	4082	3662	2373	3003	3570	3795	3594	3719	2925	2987	3520
2021	3966	3285	3373	2875	3233	4138	4361	3940	3233	3561	3060	4015
2022	4050	3699	3263	2919	3999	4161	3897	3674	3110	2662	3778	4037
2023	4041	4182	4501	Sd	Sd	Sd	Sd	Sd	Sd	Sd	Sd	sd

Cuadro N° 4.
Evolución de potencia máximas mensuales

Fuente: Elaboración propia base CAMMESA.

1. EVOLUCIÓN DE POTENCIA MÁXIMAS MENSUALES

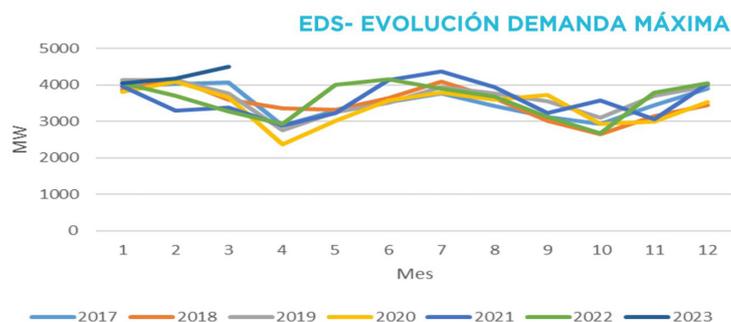


Gráfico N° 1.
Evolución de potencia máximas mensuales

Fuente: Elaboración propia base CAMMESA.

Se observa que la potencia máxima no ha crecido sustantivamente desde 2017. Esto no permite concluir que no se requiere de mayor potencia en el sistema.

Conforme información de AAYANR el crecimiento medio –potencia -desde el inicio de la Concesión fue de 2,34% anual entre 2008 y 2006, mientras que la incorporación de potencia en el sistema no siguió el

crecimiento de demandas. Según el mismo informe a 2017 el sistema tenía un déficit de casi 1900 MVA. "...Si se aplican coeficientes de simultaneidad, zonificación, etc. equivalente a 0,6, la potencia a instalar en AT para el caso de SSEE al 50% (condición n-1) asciende a los 1.896 MVA y para llevarlas al 75% asciende a los 145 MVA en N-1". INFORME TECNICO_EDS_2015_FINAL.doc

2.2.2 DEMANDA DE ENERGÍA

Existen zonas de la concesión donde la cantidad de conexiones ha crecido sobre el 5% y el 40% de demanda en la post- pandemia, mientras que otras zonas se mantiene o decrece mínimamente.

EDESUR SA ha tenido un crecimiento medio de demanda del orden del **2,4%** entre el inicio de la Concesión y 2016. Esto significa la necesidad de duplicar la capacidad de las instalaciones a nivel medio, además del desafío de seguir el crecimiento zonal, que no solo depende de factores económicos, sino sociales

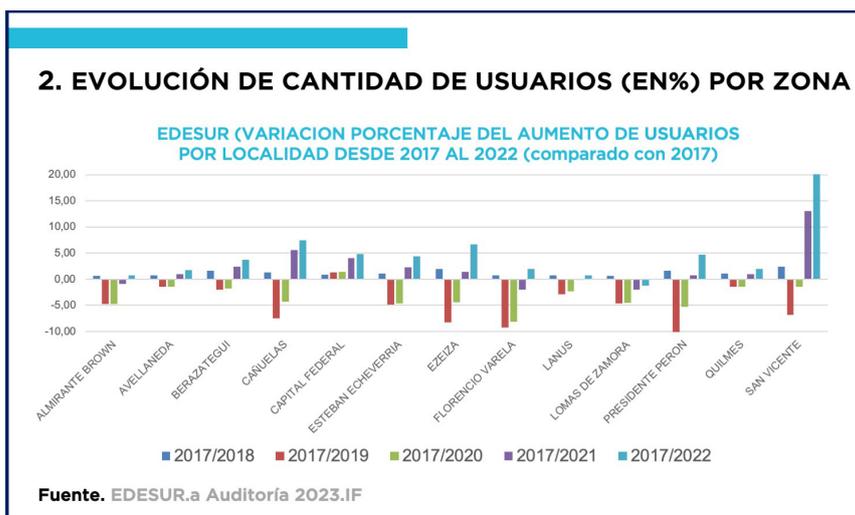


Gráfico N° 2.-
Evolución de cantidad de usuarios (en%) por zona

Fuente:
EDESUR.sa
Auditoría 2023.IF

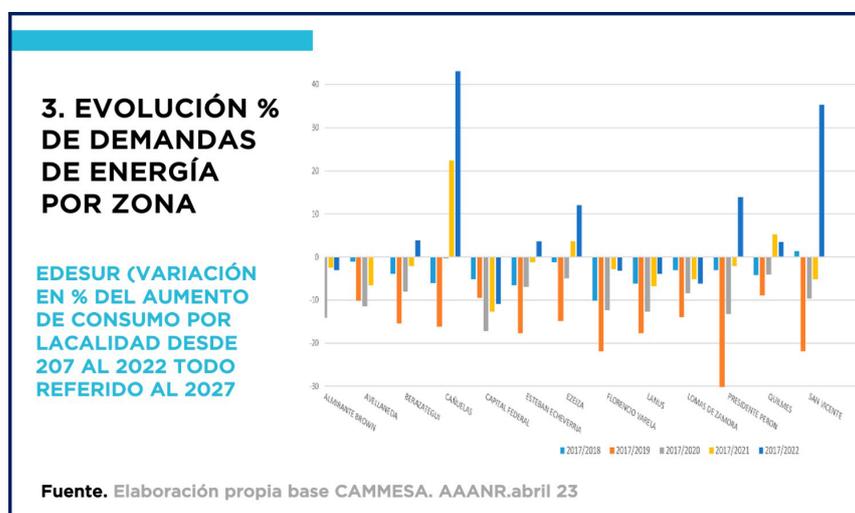


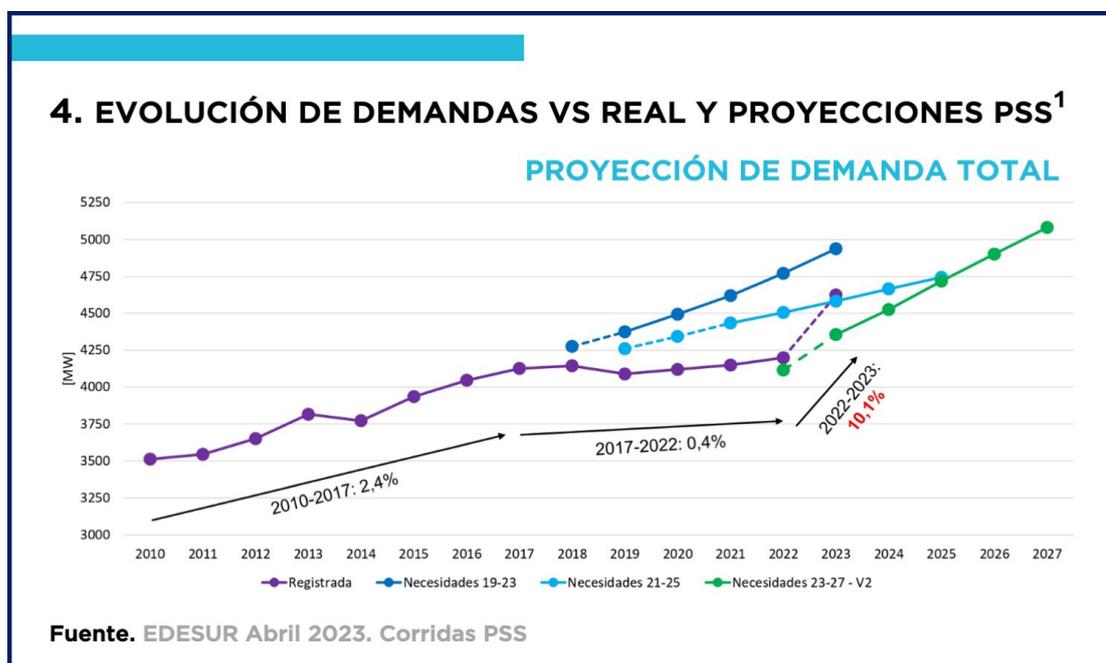
Gráfico N° 3.
Evolución % de demandas de energía por zona

Fuente:
EDESUR.sa
Auditoría 2023.IF

2.2.3 CRECIMIENTO ESPERADO Y REAL

Desde la RTI 2017 el crecimiento de la demanda proyectada fue de 0,4% anual medio (muy por debajo de las proyecciones aprobadas en la oportunidad de la RTI. Todo el análisis ex ante de costos fue considerado a partir de esa proyección de crecimiento que resultó sensiblemente menor.

Gráfico N° 4.- Evolución de demandas vs real y proyecciones PSS¹²



Aclaración. El Gráfico muestra la evolución de la demanda real (línea violeta). El resto son proyecciones de nivel de inversiones efectuadas en los diferentes relevamientos de Necesidades de Inversión y Planes. Vease punto 4.2.4.- Inversiones del presente Informe.

En términos de crecimiento estos años (2017/22) han sido para la Distribuidora muy estables en materia de requerimientos de potencia y energía demandada que podría considerarse que fueron estratégicos para el reordenamiento y readaptación de las instalaciones. Sin embargo, no ocurrió ya que no incorporó inversiones para paliar el déficit y apenas para el crecimiento de demanda entre 2017 y 2021. Si hubiere crecido la demanda tal como venía creciendo y se aprobó como proyección en la RTI, estaría en condiciones de desabastecimiento en condiciones N-1 y en algunas zonas en condiciones N. Ver punto 4.2.4.- del presente Informe.

12 PSS es el software de corrida de flujos utilizado por la Distribuidora.

3

EVOLUCIÓN DE LAS INSTALACIONES DE LA DISTRIBUIDORA

El crecimiento de la potencia instalada en los distintos niveles de tensión ha sido muy diferente en los distintos periodos.

3.1.- Alta Tensión:	26
3.1.1. Capacidad en AT	26
3.2.- Capacidad en AT/MT	37
3.3. -Media Tensión	40
3.4.- Baja Tensión	

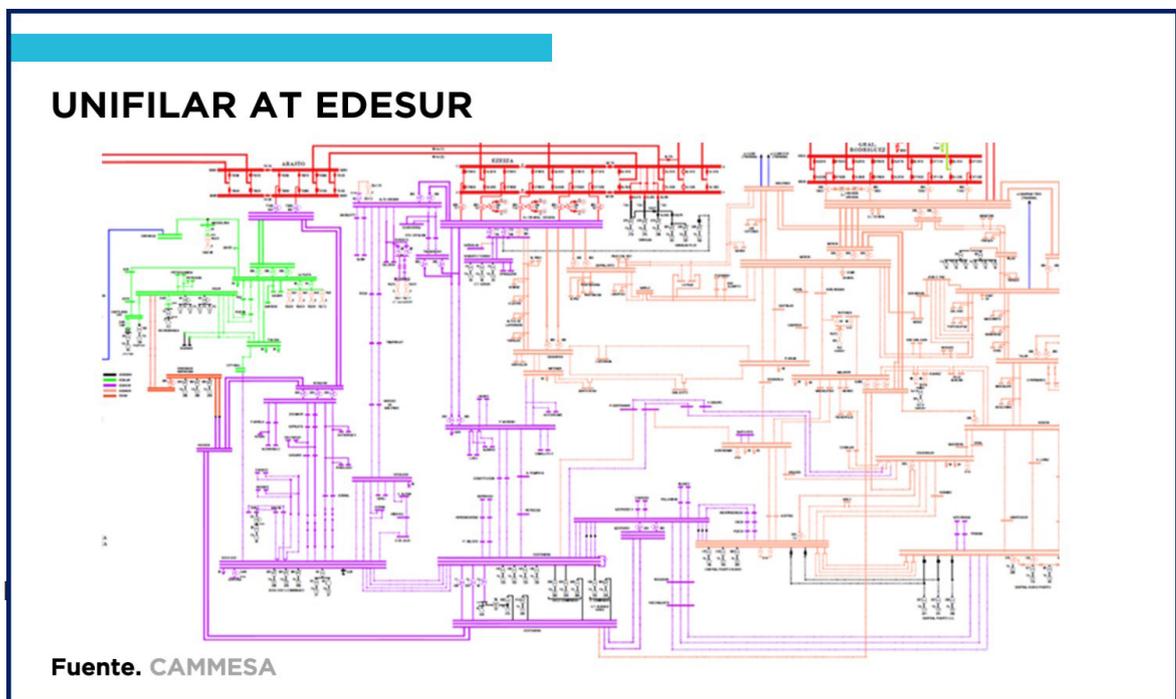
3.1 ALTA TENSION

3.1.1 CAPACIDAD EN AT

TRANSFORMACIÓN

EDESUR cuenta con 8 Estaciones Transformadoras AT/AT.

Figura N° 3. Unifilar AT Edesur.



Cuadro N° 5.- Ocupación % de la Estaciones AT esperada declarada en Veeduría 22-23¹³:

5. OCUPACIÓN % DE LA ESTACIONES AT ESPERADA DECLARADA EN VEEDURÍA 22-23²			
N° SE	NOMBRE SE	OCUPACION VERANO 2021-2022 [%]	OCUPACION VERANO 2022/2023 [%]
180	A. BROWN	72,90%	87, 10%
48	P. MORENO	80,40%	84, 00%

Fuente. IF-2022-132163665-APN-AAAYANR#ENRE 07/12/22 en EX 2022- 23150007-APN-SD#ENRE.

En el Plan Verano 2022/23 (EX 2022- 23150007-APN-SD#ENRE), informa que 2 de sus 8 EE.TT. AT/ AT que cumplen la misma condición (fueron 4 en el período anterior, salieron de la lista las EE.TT. Ezeiza y Bosques, esta última cuenta con un nuevo Transformador de 300 MVA 220/132 kV).

A continuación, la potencia instalada en las 8 Estaciones primarias y potencia máxima registrada en las mismas.

Cuadro N° 6. - Cargas máximas trasformadores marzo 2023 en ET de AT

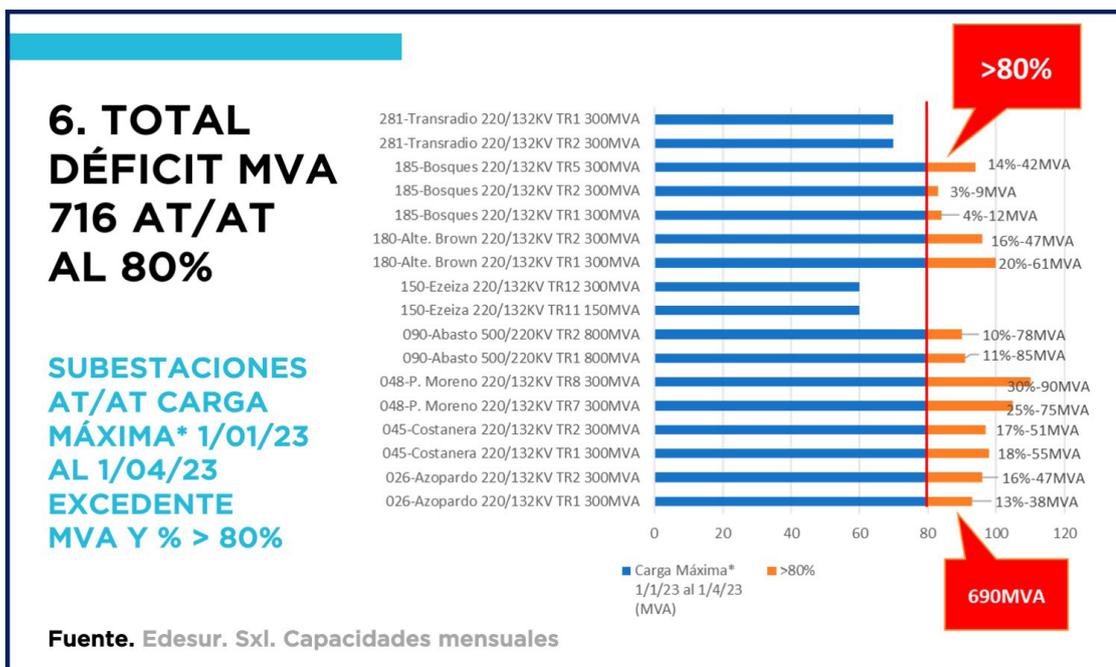
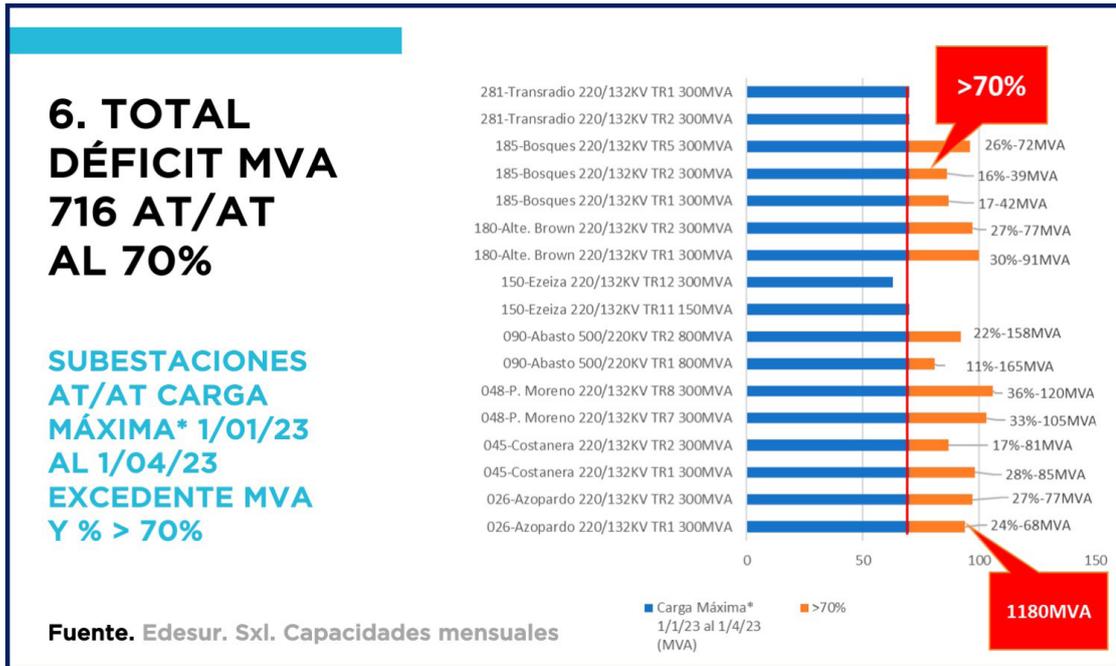
6. CARGAS MÁXIMAS TRANSFORMADORES MARZO 2023 EN ET DE AT							
COD_SSEE	NOMBRE	TENSIÓN PRIMARIO (KV)	TENSIÓN SECUNDARIO (KV)	POTENCIA TOTAL INSTALADA (MVA)	TRANSFORMADOR (#)	POTENCIA (MVA)	CARGA MÁXIMA* 1/1/23 AL 1/4/23 (MVA)
026	AZOPARDO	220	132	600	1	300	278
026	AZOPARDO	220	132	600	2	300	287
045	COSTANERA	220	132	600	1	300	295
048	COSTANERA	220	132	600	2	300	291
048	PERITO MORENO	220	132	600	7	300	315
048	PERITO MORENO	220	132	600	8	300	330
090	ABASTO	500	220	1600	1	800	725
090	ABASTO	500	220	1600	2	800	718
150	EZEIZA	220	132	450	11	300	91
150	EZEIZA	220	132	450	12	300	181
180	ALMIRANTE BROWN	220	132	600	1	300	301
180	ALMIRANTE BROWN	220	132	600	2	300	287
185	BOSQUES	220	132	900	1	300	252
185	BOSQUES	220	132	900	2	300	249
185	BOSQUES	220	132	900	5	300	282
281	TRANSRADIO	220	132	600	1	300	210
281	TRANSRADIO	220	132	600	2	300	210

Fuente. Edesur. sxl. Inventario

13 Declarada por la Distribuidora en el Informe IF-2022-132163665-APN-AAAYANR#ENRE 07/12/2022X 23150007-APN-SD#ENRE.

Se advierte que la situación de la potencia máxima de cada transformador o varios de ellos han presentado cargas máximas del 80% o mayores, caso Alte. Brown, Abasto, Perito Costanera y Azopardo en 2023. El gráfico siguiente da cuenta de ello y su evolución desde 2021.

Gráfico N° 5. - Cargas máximas transformadores marzo 2023 en AT/AT -70 y 80%



OCUPACIÓN CABLES AT

El Cuadro siguiente muestra el estado de carga máxima de los cables de 220 kV durante marzo de 2023.

Cuadro N°7.- Carga cables 220 kV de la Concesión marzo 2023.

TERNA			IN (A)	MAR 2023						
U	N.º	SSE		I MAX.		FECHA DE MAX	TIEMPO I > IN		TIEMPO I > 90% IN	
			(A)	%			HORAS	%	HORAS	%
220 KV	30	HUDSON - BOSUES	1500	1252	83%					
	31	HUDSON - BOSUES	1500	1227	82%					
	33	EZEIZA - A.BROWN	1500	829	55%					
	34	EZEIZA - A.BROWN	1500	797	53%					
	50	COSTANERA - HUDSON	1500	1268	85%					
	51	COSTANERA - HUDSON	1500	1245	83%					
	52	COSTANERA - AZOPARDO	1180	717	61%					
	53	COSTANERA - AZOPARDO	1180	718	61%					
	58	BOSQUES - ABASTO	1500	1171	78%					
	59	BOSQUES - ABASTO	1500	1200	80%					
	61	EZEIZA - PI MORENO	1500	1300	87%					
	61 C	PI MORENO - P MORENO (*)	787	816	104%	14/03/2023	0,50	0,07%	5,00	0,67%
	62	EZEIZA - PI PMORENO	1500	1370	91%				0,25	0,03%
	62 C	PI P MORENO - P MORENO (*)	787	867	110%	14/03/2023	2,25	0,30%	19,50	2,62%

Fuente. EDESUR. Informe Archivo sxl.Inventario AT 2021

Se acompaña el historial de cargas mensuales máximas de los cables en AT. IF 2023-59526209-APN-DIT#ENRE

Gráfico N° 6.

Carga líneas en AT- 220 KV de la Concesión marzo 2023. Mayor a 70%

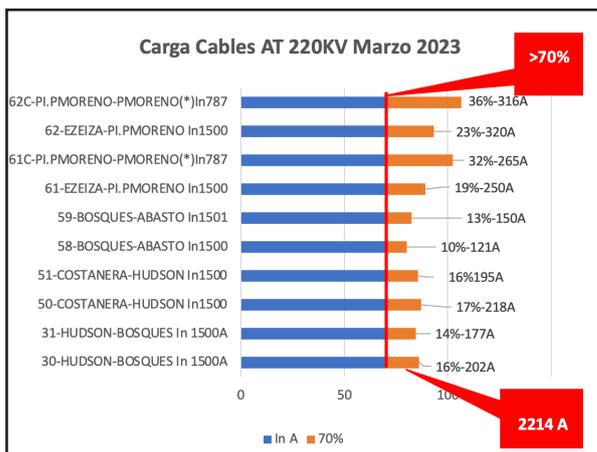
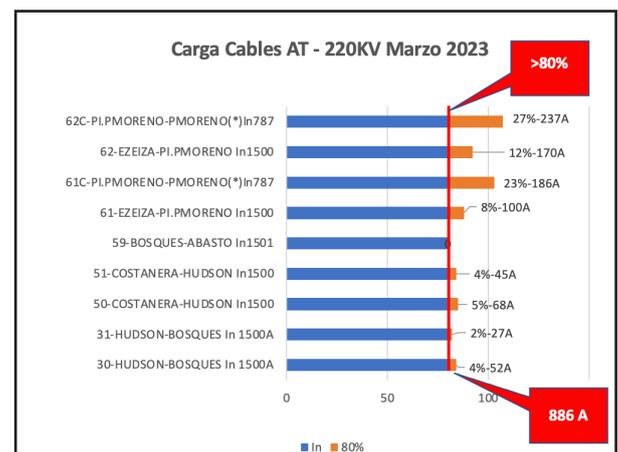


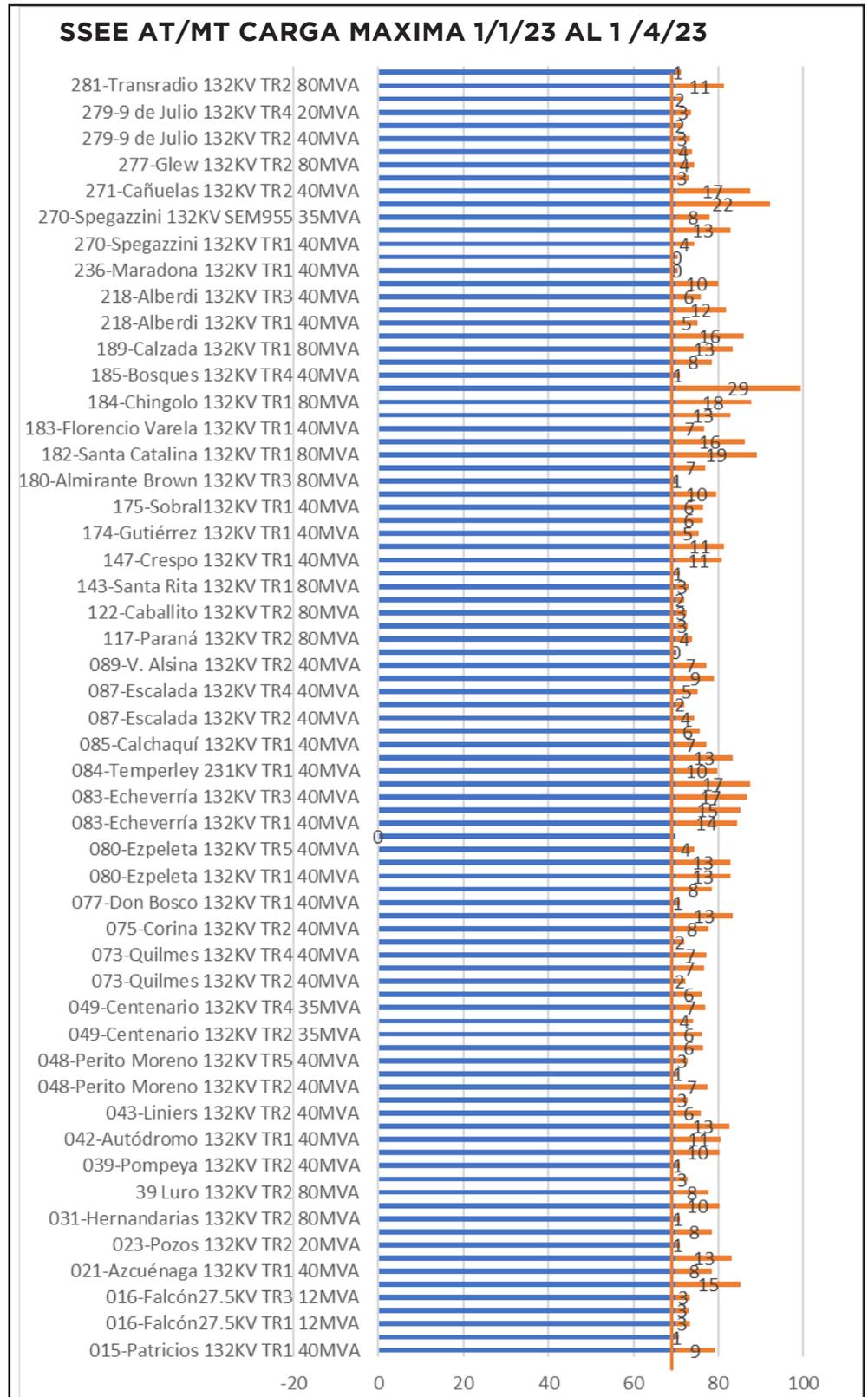
Gráfico N° 7.

Carga Cables AT 220 kv de la Concesión marzo 2023. Mayor a 80%



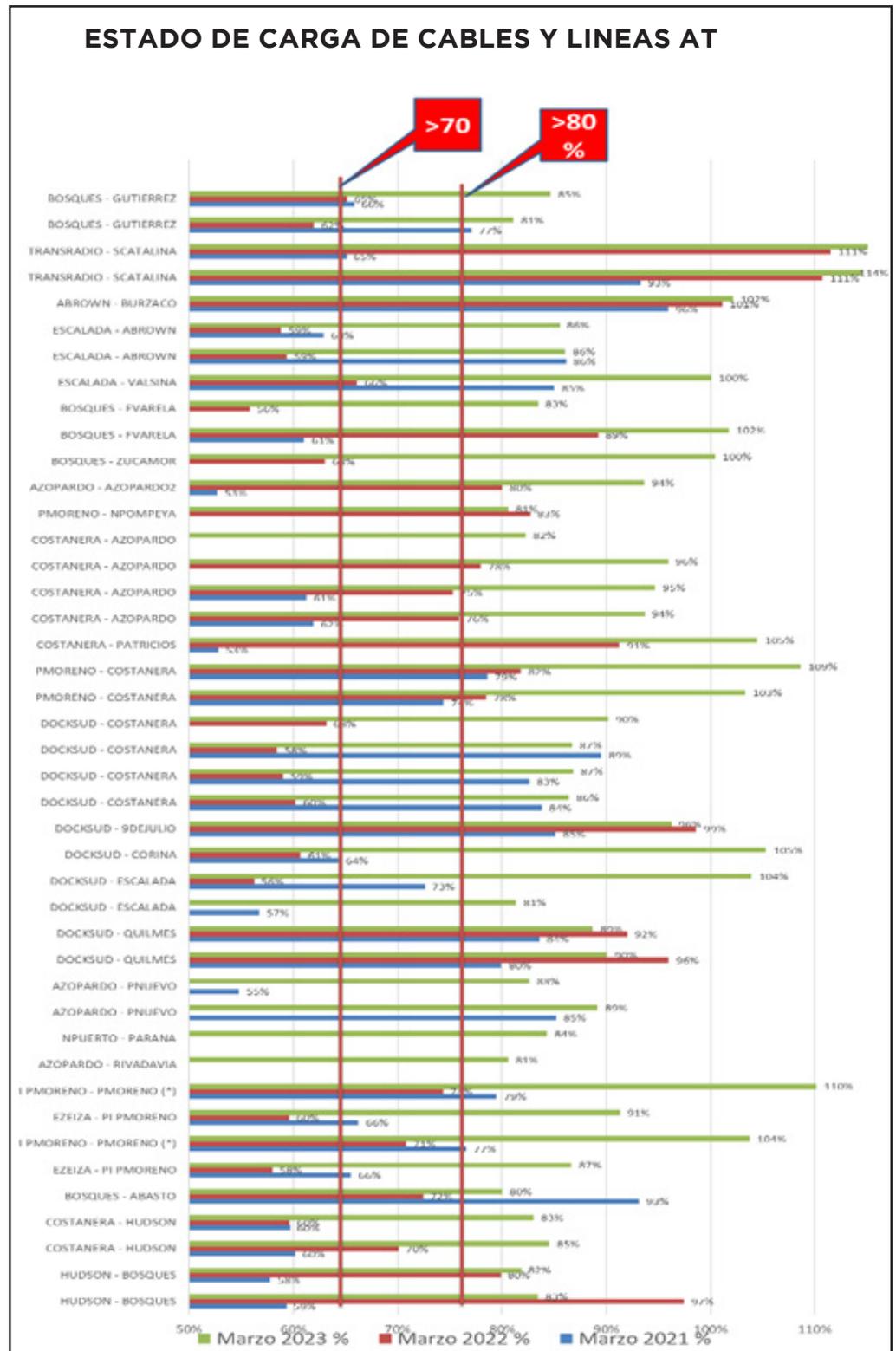
**Gráfico N° 8.-
Capacidad SSEE-
AT/MT**

■ 70% ■ MVA >



Del gráfico precedente se advierte la ocupación mayor al 80% pertenecen a las líneas relacionadas con la ET Bosques, Hudson y Perito Moreno, las dos primeras en la zona sur de la concesión.

Grafico N°9.-
Crecimiento anual
de carga en SSEE
AT 2021 -2023 en
%



Se observa que la ocupación de cables y transformadores no es un aspecto puntual de 2023, sino que, en los últimos años, aun cuando las demandas no han registrado importantes aumentos, la capacidad de las

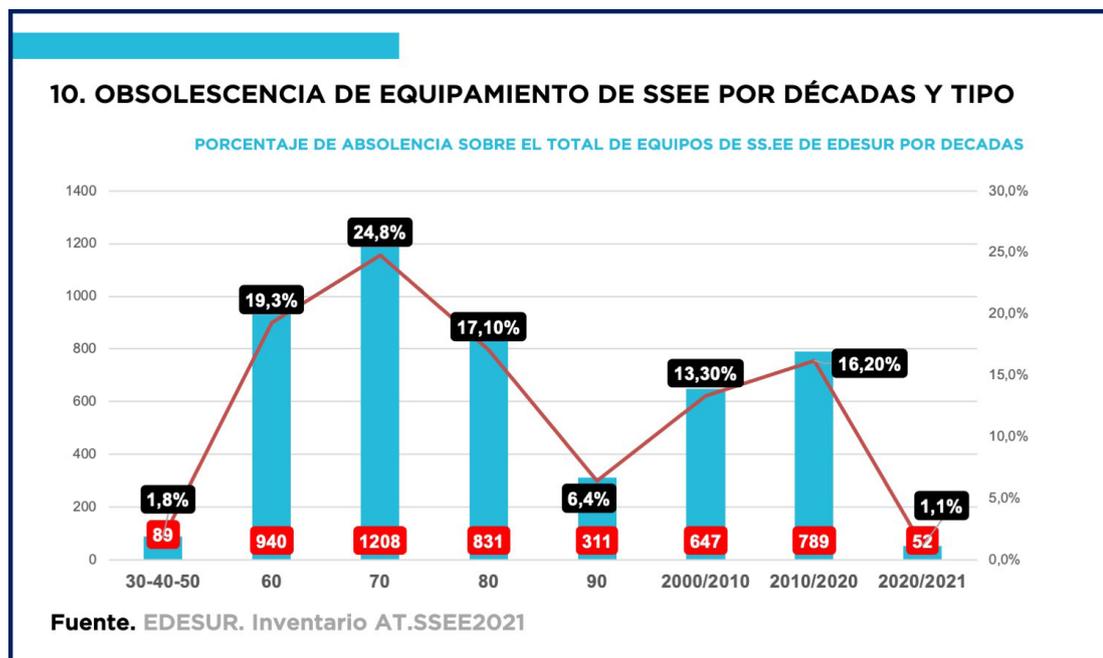
instalaciones en AT se encuentra con una tendencia al aumento, con cargas superiores al 70%¹⁴.

De ello deriva que hoy, desde la Alta Tensión, el sistema presenta poca posibilidad de afrontar pequeños aumentos de carga. Si consideramos que en AT se requiere tiempos largos para desarrollar nuevas instalaciones y sus conexiones nos encontramos ante un panorama del futuro cercano con problemas de abastecimiento.

3.1.2 OBSOLESCENCIA EN AT

En el archivo sxl. inventario SSEE actualizado 2021 se listan el estado del equipamiento de las SSEE. Del mismo se desprende el nivel de obsolescencia.

Gráfico N° 10.- Porcentaje de Obsolescencia de equipamiento de SSEE por décadas y tipo.

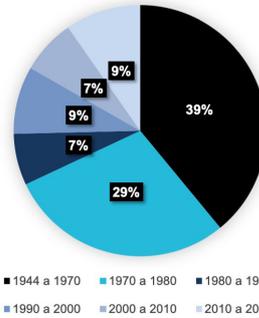


14 Ver punto 4.2.4.- donde se hace un diagnóstico de capacidad

10. OBSOLESCENCIA DE EQUIPAMIENTO DE SSEE POR DÉCADAS Y TIPO

SECCIONADORES	768
1944 A 1970	300
1970 A 1980	222
1980 A 1990	51
1990 A 2000	67
2000 A 2010	54
2010 A 2023	74

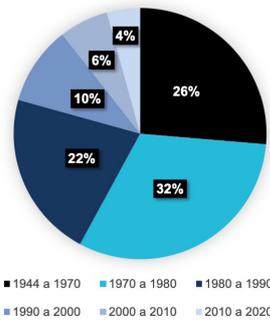
SECCIONADORES



10. OBSOLESCENCIA DE EQUIPAMIENTO DE SSEE POR DÉCADAS Y TIPO

INTERRUPTORES	2152
1944 A 1970	458
1970 A 1980	548
1980 A 1990	373
1990 A 2000	176
2000 A 2010	109
2010 A 2023	444

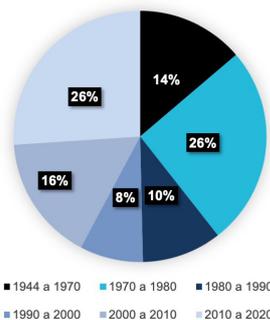
INTERRUPTORES



10. OBSOLESCENCIA DE EQUIPAMIENTO DE SSEE POR DÉCADAS Y TIPO

TRANSFORMADORES	263
1944 A 1970	39
1970 A 1980	73
1980 A 1990	29
1990 A 2000	23
2000 A 2010	46
2010 A 2023	53

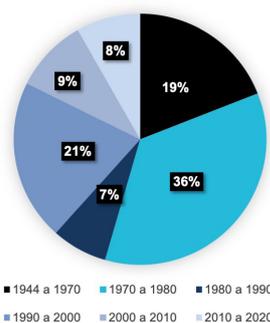
TRANSFORMADORES



10. OBSOLESCENCIA DE EQUIPAMIENTO DE SSEE POR DÉCADAS Y TIPO

TT / TI / TC	751
1944 A 1970	123
1970 A 1980	229
1980 A 1990	46
1990 A 2000	134
2000 A 2010	61
2010 A 2023	158

TT / TI / TC



3.1.3 PLANES DE CONTINGENCIA EN AT

La Resolución ENRE N° 905/1999 y modificatoria N° 251/206 establece la obligatoriedad de contar con Planes de Emergencias, a ser actualizados y revalidados una vez al año por un organismo o entidad de certificación de Sistemas de Calidad IRAM 3800, ISO 9000 y/o ISO 14000 de reconocido prestigio e independencia, a presentarse durante el mes de enero de cada año con las constancias de la validación indicada. El contenido de los Planes se aprobó en 1999.

Plan de Emergencia Operativo «POE» - Plan de Contingencia

El Plan de contingencia de EDESUR S.A. está certificado desde hace 12 años por el IRAM. EDESUR se define en emergencia cuando:

- Se interrumpen más de 1.000 usuarios por más de 48 horas;
- Se interrumpen más de 5.000 usuarios por más de 24 horas;
- Se interrumpen más de 40.000 usuarios por más de 10 horas;
- Se interrumpen entre 40.000 y 100.000 usuarios por más de 1 hora;
- Se interrumpen más de 100.000 usuarios.

El Plan de Contingencia debiere responder a las siguientes emergencias: Corredores de fuertes vientos, tormentas furiosas, caída de rayos, incendios, intrusión, robo de cables, derrames, accidentes personales, explosiones, sabotajes, amenazas de bomba, evacuaciones, etc.

Son presentados regularmente, pero se advierte que en el Plan Verano 2022-2023 no se consideraron en las corridas de flujo de varios de los eventos en AT que ocurrieron, incluso generados en la propia Distribuidora, que ocasionaron eventos en la propia distribuidora que debiere haberse aplicado el POE. Por otro lado, durante 26 de 120 días de Verano 2022-2023 se produjeron hechos que generaron interrupciones prolongadas en cientos de usuarios y donde se advirtió que la capacidad operativa de la Distribuidora no está capacitada para atender en tiempo y forma los eventos.

3.2 CAPACIDAD EN AT/MT

Para atender la demanda mayoritaria EDESUR S.A. cuenta con 59 SubEstaciones Transformadoras –SS.EE.- AT/MT, informando al inicio del verano 2022 que 35 de sus 59 SS.EE. AT/MT la ocupación estimada para el periodo en cuestión supera el 60%, con lo cual, reconoce la existencia de riesgo operativo ante una contingencia en alguna de ellas.

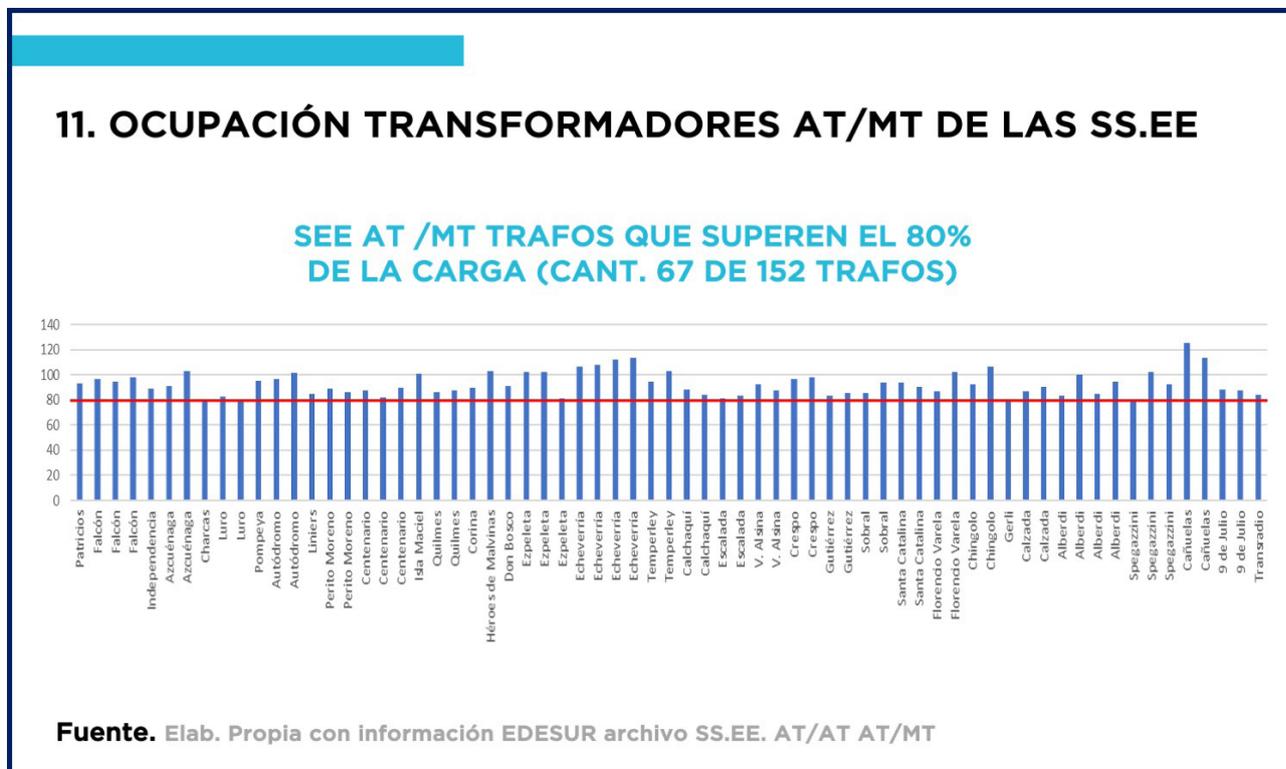
El cuadro siguiente es la presentación efectuada por la Distribuidora con los niveles de ocupación de las SS.EE. AT/MT para el verano 2022/23, informando que en 35 de sus 59 SS.EE. AT/MT la ocupación estimada para el periodo en cuestión supera el 60%, con lo cual, existe un riesgo operativo ante una contingencia en alguna de ellas. La información declarada no se condice con la realidad operacional del sistema que está muy comprometida. 67 de los 152 transformadores AT/MT han cargado sobre el 80% de su capacidad.

Cuadro N° 8.- Ocupación Declarada por Edesur S.A., Informado Veeduría 2022-23

8. OCUPACIÓN DECLARADA POR EDESUR S.A., INFORMADO VEEDURÍA 2022-23.	N° SE	NOMBRE SE.	OCUPACION VERANO 2021/2022 [%]	OCUPACION VERANO 20221/2023 [%]
		15	PATRICIOS	78,00%
	20	INDEPENDENCIA	68,40%	71,90%
	31	HERNANDARIAS	63,20%	66,50%
	38	LURO	76,70%	74,40%
	39	POMPEYA	63,70%	67,00%
	42	AUTODROMO	81,70%	79,20%
	43	LINIERS (MÓVIL 953)	74,20%	72,00%
	49	P. CENTENARIO	75,10%	72,90%
	73	QUILMES	62,10%	61,80%
	76	HEROES DE MALVINAS	100,20%	99,70%
	80	EZPELETA	76,60%	76,20%
	82	BURZACO	77,50%	77,10%
	83	ECHEVERRIA	95,30%	94,80%
	84	TEMPERLEY	85,70%	85,30%
	85	CALCHAQUI	73,90%	73,60%
	87	ESCALADA	62,00%	61,70%
	89	V. ALSINA	70,10%	69,80%
	122	CABALLITO	63,90%	67,20%
	124	CONSTITUCION	61,00%	64,10%
	143	SANTA RITA	64,60%	62,50%
	147	CRESCO	84,40%	81,80%
	174	GUTIERREZ (MÓVIL 951)	62,20%	61,90%
	175	SOBRAL	61,90%	61,60%
	181	OCA (MOVIL 952)	63,20%	61,90%
	182	S. CATALINA	69,50%	69,10%
	183	F. VARELA	96,40%	95,90%
	184	M. CHINGOLO	69,30%	69,00%
	186	GERLI	67,40%	67,10%
	189	CALZADA	70,30%	69,90%
	210	C. PELLEGRINI	60,60%	63,60%
	218	ALBERDI	79,70%	83,80%
	270	SPEGAZZINI (MÓVIL 955)	65,20%	64,90%
	271	CAÑUELAS	71,40%	71,00%
	279	9 DE JULIO	70,40%	70,00%
	281	TRANSRADIO	65,40%	65,00%

Fuente. EX.2022-23150007-APN-ENRE. Informe Final

Gráfico N° 11.- Ocupación Transformadores AT/MT de las SS.EE.

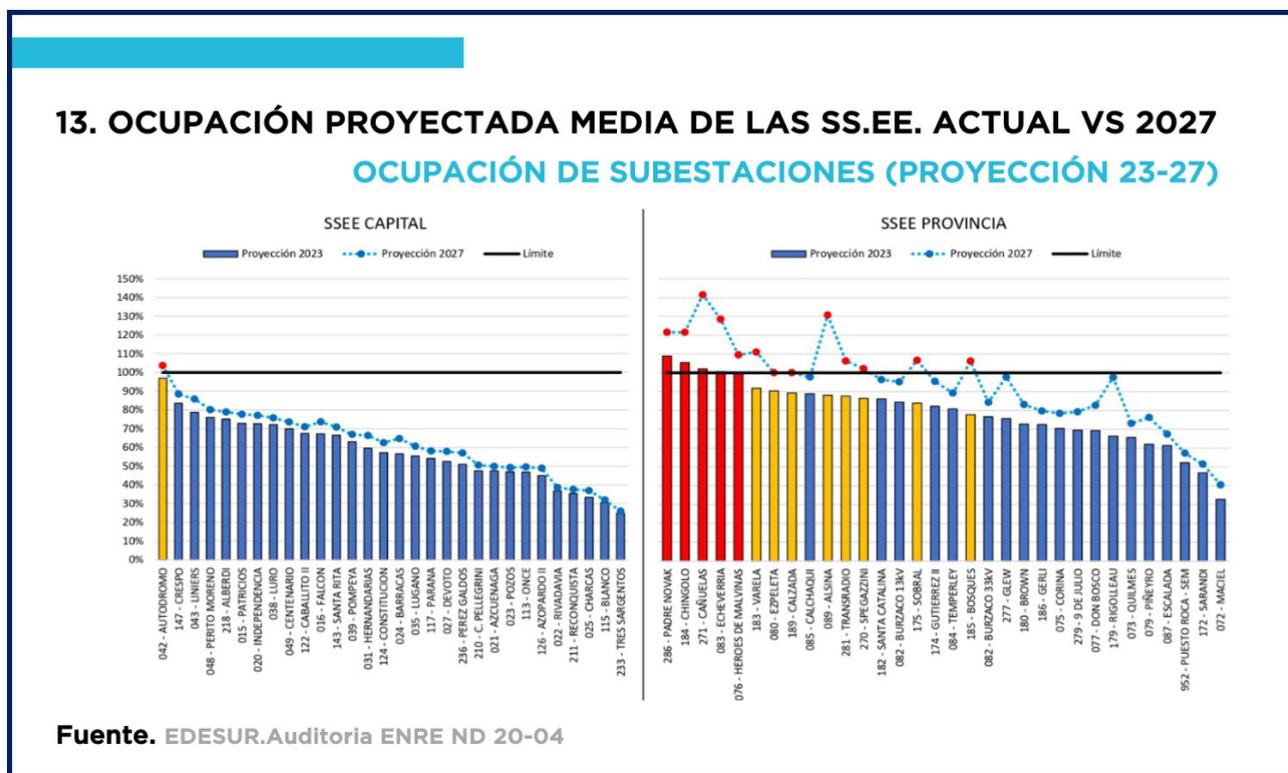


Al igual que en AT, las reglas del buen arte en estas instalaciones deberían haber “disparado” inversiones para el abastecimiento del servicio. La cantidad de transformadores con más del 80% hace imposible la repotenciación del sistema en el corto o mediano plazo, ya que, al igual que en los subsistemas de AT, la repotenciación requiere de nuevos tendidos y conexiones, resultando obras que deberían haberse encarado con anticipación, conforme las reglas del buen arte. Ver punto 4.2.4.- del Presente Informe.

La propia Distribuidora presenta a la Auditoría la situación actual y proyectada de la ocupación de las SSEE de la Concesión. El siguiente gráfico muestra la comprometida situación actual de 5 SSEE en Provincia de Buenos Aires- PBA- con más del 100% de la ocupación y 10 más con más del 80%; mientras que en CABA presenta 2 con más de 80%. Por Ej. Padre Novak, Chingolo, Cañuelas, Echeverría y Héroes de Malvinas, como las que le siguen con más del 80% de carga, coinciden con los “puntos calientes” detectados sistemáticamente en épocas invernales y/o estivales de los últimos 4 años. Ver punto 4.2.4.- del presente Informe.

La proyección de corto/mediano plazo en PBA realizada por la propia Distribuidora requiere de repotenciación de 20 SSEE antes de 2027. El Gráfico siguiente da cuenta de ello.

Gráfico N° 12.- Ocupación proyectada media de las SS.EE. Actual vs 2027



Si se observa los picos máximos del Gráfico N° 12, la capacidad en pico hoy está comprometida y la empresa conoce perfectamente la situación y ha realizado las proyecciones 2027. A su vez es claro que existe una diferencia geográfica manifiesta, que solo puede derivar a que la Distribuidora ha concentrado sus acciones en CABA y no en la Provincia.

Respecto de los “límites” de ocupación de una instalación, las reglas del buen arte y la propia empresa con motivo de la RTI, establece para la AT y AT/MT el criterio del 80% de ocupación máxima¹⁵ que asume como ya que el criterio general de prestación del servicio es 0 MW de Energía no Suministrada (ENS). Ver puntos 3.1 y 4.2.4.- del Presente Informe. Capacidad en AT AT/MT y MT/MT.

Por otro lado, las reglas del buen arte desaconsejan la operación sobre la capacidad nominal por períodos de tiempo, pues deriva de ello un deterioro acelerado del equipamiento (ajeno a las buenas prácticas y manuales de fabricantes)¹⁶. Ver punto 3.1, y 4.2.4.- del presente Informe.

15 Plan Inversiones RTI Edesur del 1/9/2016, punto 4-pag17 y siguientes. Estudio Levin para ME/Edesur.Expte 45.631

16 Ver Cigre/ AEA 95301 y 302 de diseño y operación.

3.3 MEDIA TENSION

En el Plan Verano 2022-23 la Distribuidora tenía -y tiene- identificados puntos críticos de abastecimiento en la concesión, que como se verá, se vienen repitiendo desde hace semestres.

Cuadro N° 9.- Puntos Críticos del sistema de EDESUR en MT

ÁREA GEOGRÁFICA	PARTIDO COMUNA	ZONA TÉCNICA	BARRIOS
CABA	COMUNA 5	GENERAL PAZ	CABALLITO
CABA	COMUNA 6	GENERAL PAZ	VILLA CRESPO - CABALLITO - FLORES - BOEDO
CABA	COMUNA 7	GENERAL PAZ	VILLA CRESPO - CABALLITO – FLORES PARQUE CHACABUCO
CABA	COMUNA 9	GENERAL PAZ	LINIERS - MATADEROS
CABA	COMUNA 10	GENERAL PAZ	FLORESTA
CABA	COMUNA 11	GENERAL PAZ	VILLA CRESPO - VILLA GENERAL MITRE CABALLITO - FLORES - VILLA DEL PARQUE
CABA	COMUNA 15	GENERAL PAZ	VILLA CRESPO - CABALLITO - PARQUE PATRICIOS
PROVINCIA	ALMIRANTE BROWN	LOMAS	ADROGUE - BURZACO - LONGCHAMPS - MINISTRO RIVADAVIA - RAFAEL CALZADA - SAN JOSE
PROVINCIA	AVELLANEDA	AVELLANEDA QUILMES	GERLI - VILLA DOMINICO
PROVINCIA	BERAZATEGUI	AVELLANEDA QUILMES	PLATANOS - HUDSON
PROVINCIA	ESTEBAN ECHEVERRIA	LOMAS	MONTE GRANDE CANNING EL JAGUEL - LUIS GUILLON
PROVINCIA	EZEIZA	LOMAS	TRISTAN SUAREZ - CARLOS SPEGAZZINI
PROVINCIA	FLORENCIO VARELA	AVELLANEDA QUILMES	SAN FRANCISCO SOLANO - FLORENCIO VARELA - SOURIGUES - FLORENCIO VARELA - BOSQUES
PROVINCIA	LANUS	AVELLANEDA QUILMES	LANUS ESTE - REMEDIOS ESCALADA MONTE CHINGOLO
PROVINCIA	LOMAS DE ZAMORA	LOMAS	BANFIELD - LOMAS DE ZAMORA INGENIERO BUDGE - TEMPERLEY
PROVINCIA	QUILMES	AVELLANEDA QUILMES	EZPELETA - BERAZATEGUI - DON BOSCO - BERNAL

9. PUNTOS CRÍTICOS DEL SISTEMA DE EDESUR EN MT

Fuente. Informe final
 Veeduría 2022 EX-2022-
 23150007- -APN-SD#ENRE

3.3.1 CABLES

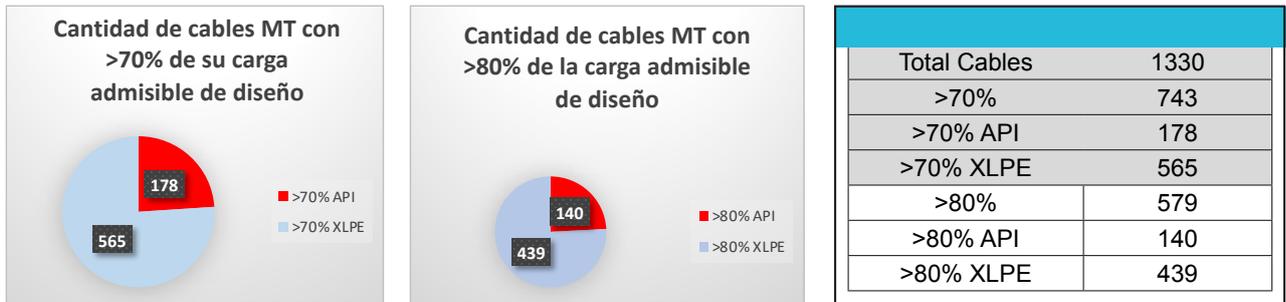
Una situación idéntica a la que plantea con la capacidad de transformación se plantea con los cables en MT, tanto en ocupación como en obsolescencia.

El siguiente gráfico muestra la evolución de ocupación de los cables subterráneos en MT, diferenciado por tipo. Esta diferenciación tiene sentido porque los cables API (aislación en papel impregnado), son de antigua data mientras que los XLPE y los XPE son de polietileno y llamados “secos” (no requieren aceite para su mantenimiento).

Gráfico N° 13.- Evolución ocupación de cables MT en la concesión

Cables MT Amperaje deficitario al 70%: **46136 A**

Cables MT Amperaje deficitario a 80%: **19613 A**



Fuente: Elaboración en base sxl. EDESUR Alimentadores 2023GAN 47640 Edesur.

Es decir que con ocupación mayor al 70% tenemos 743 cables de los 1330, es decir el 55,8% de los cables y con ocupación mayor al 80% el 43,5% de los cables subterráneos de la concesión.

ALIMENTADORES

En la concesión de EDESUR SA hoy hay 1.280 alimentadores, no todos en servicio.

Conforme información de AAyANR de ENRE: Agregado como IF XIF-2023-44150341-APN-SD#ENRE mail 5-4- 2023 carga alimxsl.

- 27,4% del total de alimentadores (353 pertenecientes a 55 SS.EE.) se encuentran operando por encima del 50% de su capacidad nominal.
- 17,6% del total de alimentadores (214 pertenecientes a 49 SS.EE.) se encuentran operando por encima del 60% de su capacidad nominal.
- 5,0% del total de alimentadores (64 pertenecientes a 33 SS.EE.) se encuentran solicitados en más del 75% de su capacidad nominal.

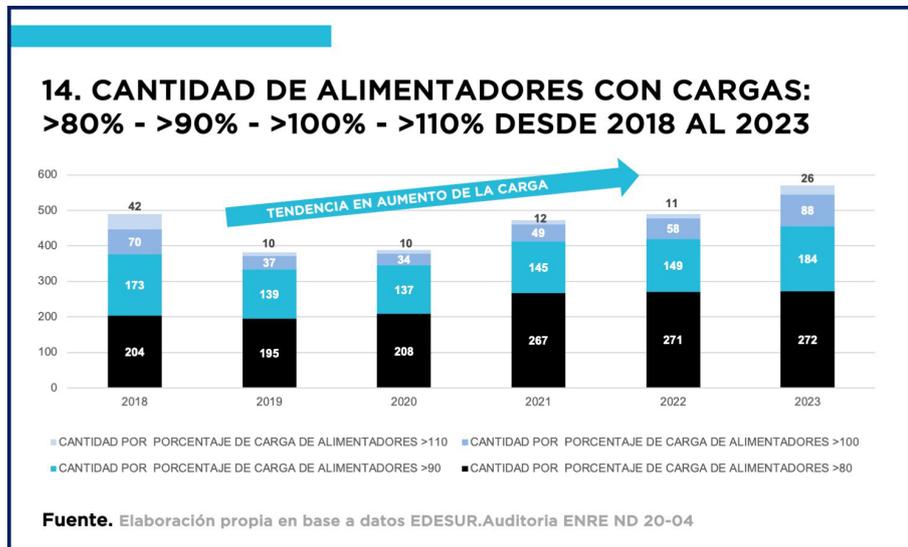
Sin embargo, la Auditoría recabó información de la propia Distribuidora donde 270 alimentadores tienen al menos 80% de la carga, es decir 20,3% de los mismos, conforme datos aportados por la empresa. Ver siguiente Gráfico.

Gráfico N° 14.- Estado de carga alimentadores por ubicación. Plan Verano 2022



Fuente: EDESUR.Auditoria ENRE ND 20-04.pdf.

Gráfico N°15.- Evolución de la cantidad de alimentadores de la concesión con ocupación mayor al 80%.



CALIDAD DE SERVICIO ASOCIADA A ALIMENTADORES

En 2018 el ENRE realizó un estudio con el objetivo de evaluar los alimentadores de Media Tensión (MT) en los que se producen mayores afectaciones del servicio a los usuarios, por Partido y/o Comuna del área de concesión. Se hallaron a nivel de MT desvíos importantes respecto de los indicadores establecidos en el punto 3 del Subanexo IV del Contrato de Concesión. Esos desvíos dieron pie a la regulación de una señal adicional, donde sancionaba desvíos superiores a un factor multiplicador x dos respecto de los establecidos para el Partido o Comuna: régimen sancionatorio fue establecido en la Res. ENRE N° 199/2018, para la Distribuidora.

Justificación: El criterio adoptado por el regulador para instaurar una señal correctiva fue precisamente que entonces, los indicadores. Ver informe referenciado en la Res. 199/2018 - RESFC-2018-199-APN-ENRE#MEN Expediente N° 51.351/2018 del Registro del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), EX-2021-34740862-APN-SD#ENRE - ya marcaban déficit en la capacidad de carga de ese equipamiento, identificando no en la última milla el inconveniente de equipamiento sino aguas arriba.

Hay que señalar que, esos eventos – cuya magnitud demuestra – en general una desadaptación de la estructura para dar respuesta al abastecimiento en tiempo y forma, confluyen con las afectaciones prolongadas y reiteradas durante los eventos y con los “mapas de calor” elaboradas por el AAANR a partir de la información de SAIDI y SAIFI y los desvíos en forma simultánea verifiquen los siguientes factores: (i) el Factor del Sendero Semestral del Alimentador (FSSA) resulte igual o superior a 2 (DOS) veces el admitido para el semestre en análisis, (ii) el Factor del Sendero Semestral del Usuario (FSSU) resulte igual o superior a TRES (3) veces el admitido para ese semestre y (iii) la cantidad de usuarios que igualen o superen en DOS (2) veces Factor del Sendero Semestral del Usuario (FSSU) resulte superior a CIEN (100). Nótese que confluyen

dos condiciones: desvío de factor mayor a 2 veces el establecido para el semestre (con agravamiento en caso que sea mayor a tres) y que a la vez afecte a más de 100 usuarios conectados a ese alimentador.

El resultado de la información relevada se explicita en los cuadros siguientes :

Figura N° 4

Mapa de alimentadores invierno. Sem 50 y 52

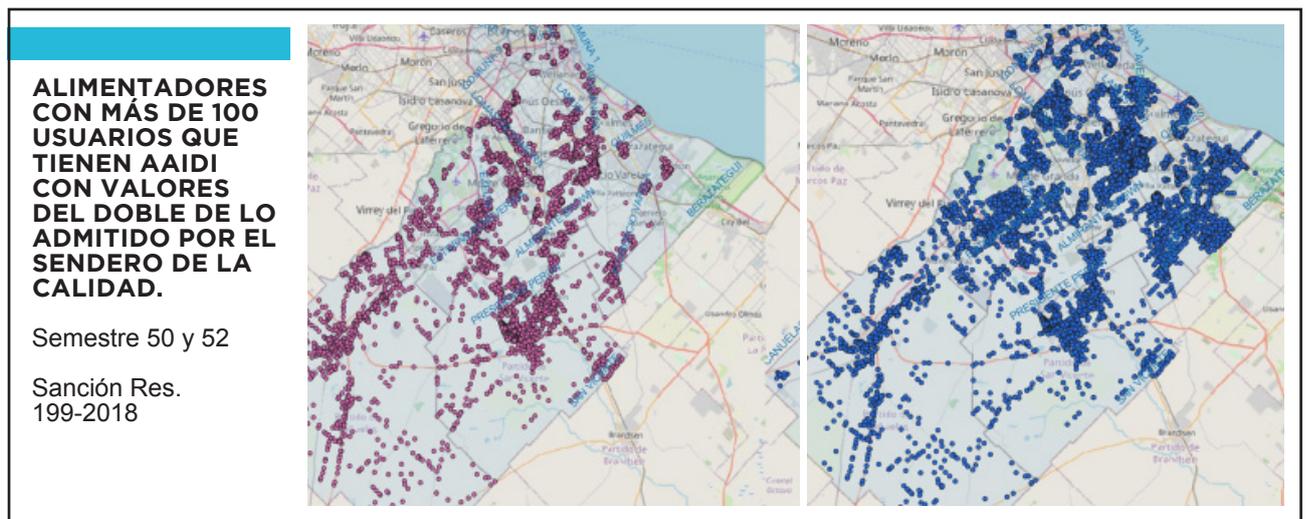
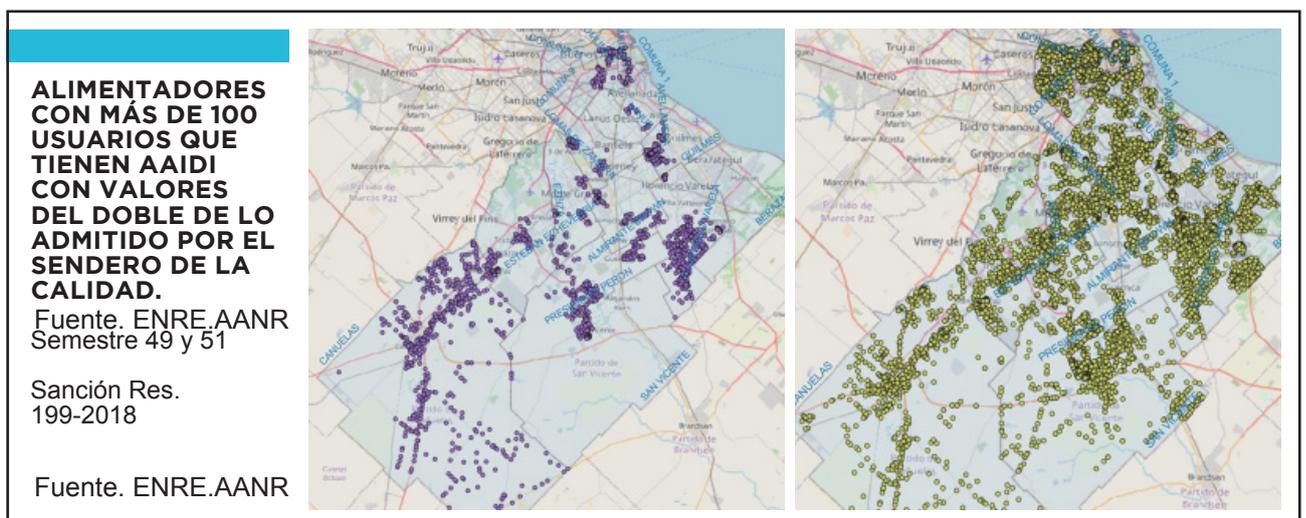


Figura N° 5.

Mapa de alimentadores verano. Semestres 49 y 51.



Vale recordar que el Reglamento de Suministro – art. 4° inc. a) – establece que la calidad de servicio se debe a todos y cada uno de los usuarios. En otras palabras, hay al menos 100 usuarios dependiendo de cada alimentador identificado cuya calidad de servicio media semestral es 2 o más veces peor que el límite admitido por el regulador. Pero como el desvío se mide sobre el conjunto, la mala calidad de servicio de estos usuarios queda “compensada” por la de otros usuarios cuyo indicador es mejor que el límite establecido.

La concesión presenta operativamente “puntos calientes” donde la calidad de servicio que

sistemáticamente está afectada en los semestres de verano/ invierno o ambos. Sin embargo, en los “proyectos”, que componen los planes de inversión no hay concretamente acción alguna sobre estas zonas y donde el factor de ocupación de instalaciones es superior al 80% conforme registros de la propia Distribuidora. Se advierte así falta de inversión en capacidad de MT/MT, alimentadores.

3.3.2 OBSOLESCENCIA EN MT

Tal como muestran los gráficos N° 10 y 11, la propia información de la Distribuidora, la relación entre la obsolescencia de las instalaciones, la falta de inversión (necesidades de inversión vs. Inversión genuina Puesta en servicio -PES-) y los recursos efectivos puestos en la gestión operativa confluyen cada año en el deterioro del servicio.

Gráfico N° 16.- Cantidad y porcentual de cables MT por Tipo y ubicación.

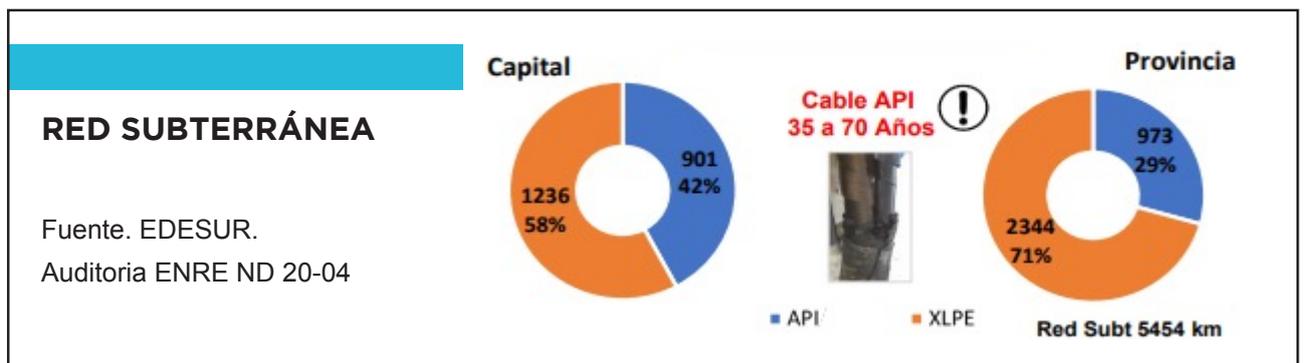
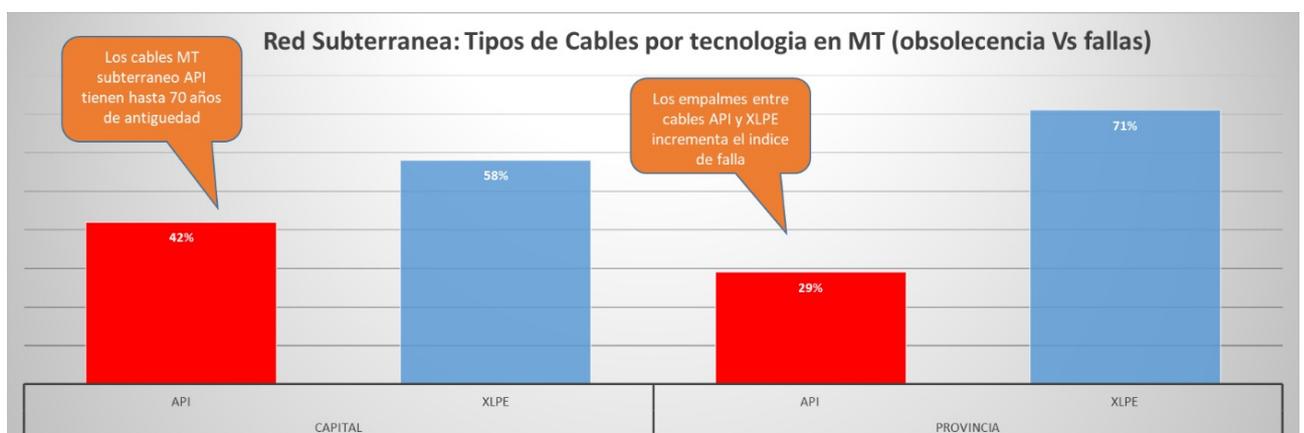


Gráfico N° 17.- Operatividad de cables subterráneos. Por tipo y ubicación.



Fuente. EDESUR.

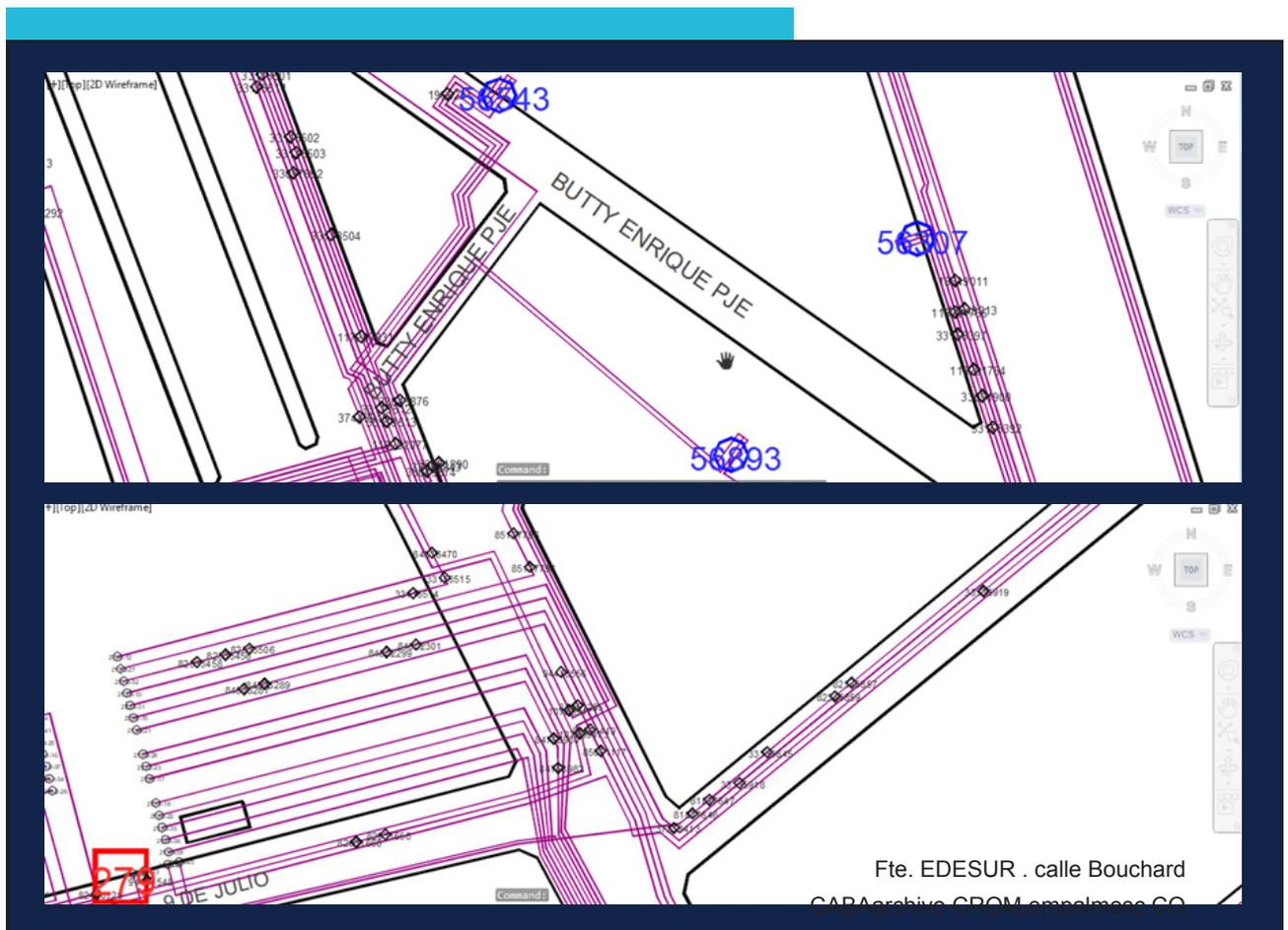
Auditoria ENRE ND 20-04

“Tenemos muchos cables API en mal estado con empalmes XLP; esto afecta las propiedades conductivas y acelera los procesos de falla y consecuentemente el servicio” Manifestación de agentes de la empresa.¹⁷

El nivel de obsolescencia de los cables API ha pasado el nivel de vida útil regulatoria de los mismos¹⁸. Pero éste no es el único problema. Los cables API no se fabrican más y estaban recubiertos por una película de aceite del tipo PEX-AE. Cada perforación, producto del tiempo o acción de roedores, movimientos o interferencias, supone filtraciones de aceite y la pérdida de sus condiciones prestacionales. A ello se suma en los mantenimientos correctivos se hacen reemplazos de pocos metros por cables sector, por lo que lo que queda aguas abajo queda sin lubricar, produciendo una espiral de deterioro del cable y sus condiciones prestacionales. Ver punto 4.9.4.- del presente Informe.

El croquis siguiente muestra el nivel de emparches en en centro de la ciudad de Buenos Aires

Figura N° 6. Croquis de redes- CABA -A- y Provincia B.A Avellaneda –B-



El croquis muestra los empalmes sistemáticos de cableado de MT subterráneo.

17 Acta de fecha 26-4-2023. Anexo IV

18 Res. ENRE N° 464/2002. Vida útil 40 años.

La propia empresa en su presentación de abril de 2023, hace un resumen del estado de situación de las instalaciones que se muestra a continuación:

Cuadro N° 10.- Resumen de situación de Instalaciones que hace la Distribuidora

Conclusiones

- El **34%** de los cables Subterráneos tienen entre **35 y 70 años** de antigüedad.
- En 2022 se presentaron **43%** de la Averías en CABA y **57%** en Provincia – Total **1858** Averías.
- En verano 2022/23 Capital acumula **443** Averías (60% del Total del año 2022)
- El promedio de carga de los alimentadores de provincia es del **70%** frente al **40%** de Capital.
- El **60 %** de los Postes de MT son de **madera** con una vida útil de aprox. 10 años.
- **Sobrecargas** concentradas en **Provincia** Berazategui: Lomas de Zamora, Florencio Varela y E. Echeverria.

Fuente: EDESUR

CT Y ESTADO DE CÁMARAS:

La Guardia de Atención Primaria – GAP- del ENRE ha efectuado un muestro de estado de cámaras de carácter muestral. Se adjuntan algunas fotos y en el Anexo II se completa el informe muestral.

Figura N° 7.- Fotos estado cámaras



Zonal: Río de la Plata
CT 80272
Dirección: Av. Independencia 3108 CABA.
OP4150395
Inspección: 04/02/2023

Zonal: Gral. Paz
CT 87267 y 87183
Dirección: San Pedro 7019 – Murgiondo 3389 CABA
OP4146416 OP4146415
Inspección: 01/02/2022 y 29/12/2021

La precariedad no está solamente relacionada con la obsolescencia sino con el tipo y alcance de los mantenimientos. Ver punto 4.2.3.- y concordantes del presente Informe (Mantenimiento).

3.3.3 DÉFICIT EN INSTALACIONES AT Y MT

Las reglas del buen arte establecen que cuando una instalación acusa 2/3 o aproximadamente 70% de su capacidad, en sistemas en crecimiento, corresponde incorporar la expansión como parte de la Planificación Eléctrica (condiciones N-1). La propia Distribuidora en sus presentaciones de la RTI, presentó que cuando llega al 80% las incorpora como tales¹⁹.

A continuación, registros de capacidad por sobre 70 y 80% en AT/AT, AT/MT y Alimentadores y cables: [ver Gráfico N° 5.- Carga Transformadores AT/AT. Sobre 70%; Gráfico N° 15.- Carga Transformadores AT/AT Sobre 80%](#)

Se concluye que en un 59% de las Subestaciones la capacidad prestacional – transformadores y cables- se encuentra por sobre el 70% de carga y que, dadas las necesidades de demanda proyectada, y, tiempos de ejecución de nuevas instalaciones, no se cubre el abastecimiento de la demanda.

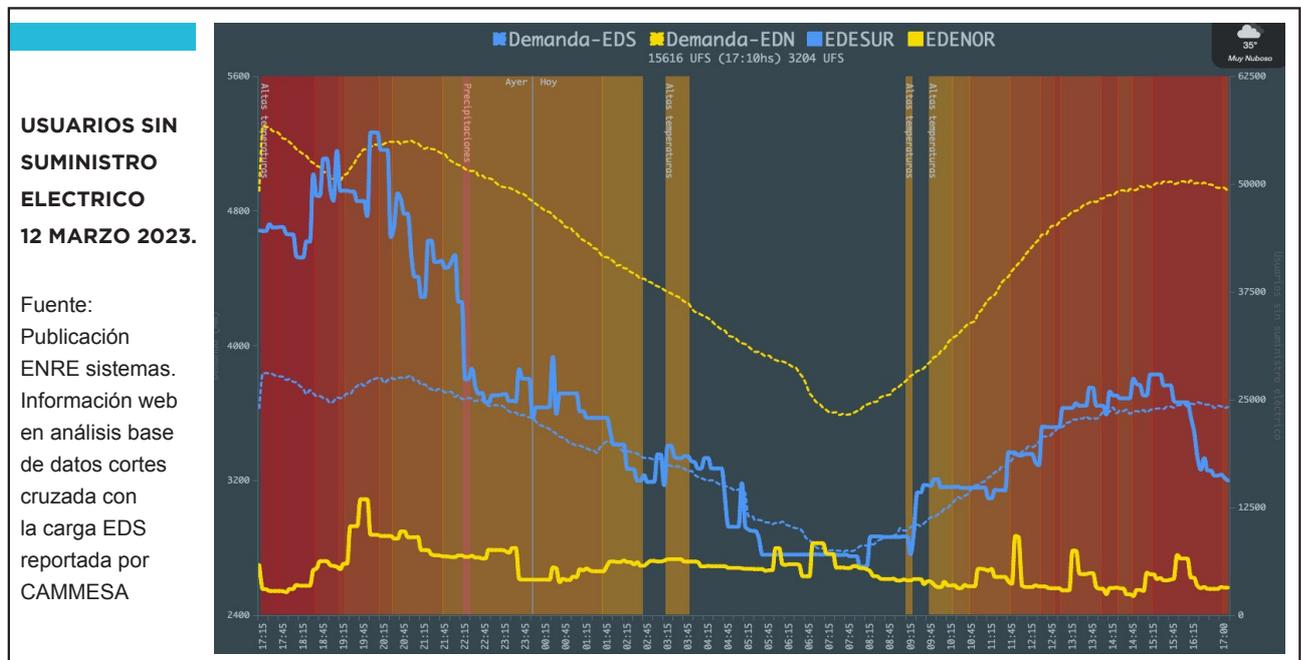
EFFECTOS SOBRE EL SERVICIO:

La salida de servicio de cables en MT, requiere la reconfiguración operativa del subsistema para lograr el abastecimiento. Esa reconfiguración implica transferir carga sobre las instalaciones vinculadas, situación que, con escenarios de demandas altas, desencadena nuevas sobrecargas y consecuentemente, mayor riesgo de fallas.

Hay una relación directa entre instalaciones fuera de servicio y temperatura. En el caso de EDESUR varios días sobre los 30°C de máxima y bajo los 11°C disparan en determinadas zonas de la concesión situaciones de falla sistémicas, por sobrecarga concentrada., que con los niveles de obsolescencia y estándares actuales de gestión llevan a especiales de falla alarmantes para el servicio público y la continuidad en el futuro. El siguiente gráfico, tomado de la página ENRE durante el Verano-2023 dan muestra de la relación.

19 Estudio Levin para ME/ EDESUR. Presentación 16-9-2016. En Expte45.631

Gráfico N° 18. Cantidad de reclamos de usuarios –carga y temperatura. Comparación empresas.



La precariedad de las instalaciones se pone en evidencia con temperaturas superiores a los 30°C o debajo de los 11°C.

La evolución de la demanda, que en los últimos años no ha crecido sustancialmente en la Concesión, pero sí en algunos partidos, al igual que el déficit estructural que registraba en 2015 – 1890 MVA para condiciones N-1- las zonas con deterioro sistemático de servicio y el estado de obsolescencia de instalaciones en AT y MT – cables, además del compromiso operativo da cuenta de la necesidad de inversiones.

El resumen gráfico da cuenta de la situación grave que presentan como déficit de capacidad que compromete el servicio actual y futuro, tanto en condiciones N-1 como en condiciones N, puesto que:

La cantidad de instalaciones de transformación que necesitan repotenciación en el corto plazo – al menos 270 alimentadores MT/MT y 570 cables significan un esfuerzo económico grande, tiempos de ejecución y planificación largos y que además puede requerir readecuación de instalaciones, cuya complejidad operativa, de espacio y provisión de equipamiento, no se resuelve en el corto, ni aún mediano plazo, ya que significa intervenir /replantear al menos 6 Subestaciones AT/AT, 55 SubEstraciones AT/MT, y 270 alimentadores.

Esta complejidad que debe ser abordada en el corto plazo pone en riesgo la continuidad del servicio en condiciones N-1 y , en varios puntos del sistema, en el corto plazo, incluso en condiciones N.

Hay en la actualidad déficit en la planificación y ejecución en tiempo y forma de las inversiones esenciales para la prestación del servicio en condiciones N-1 en un porcentaje elevado de instalaciones en MT y AT.

3.4 BAJA TENSION

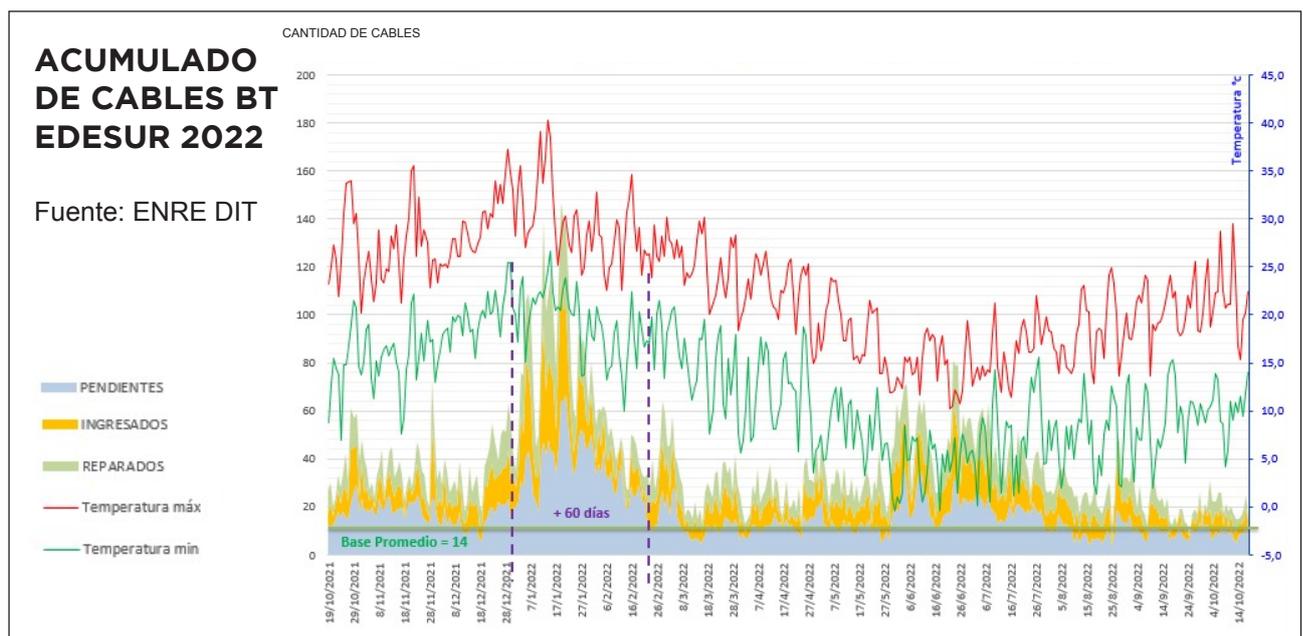
Más del 55% de la energía suministrada (98,5% de cantidad de usuarios) se entrega en Baja Tensión. En la última “milla” del sistema de abastecimiento es dónde el usuario percibe el nivel de calidad de servicio y es allí – a nivel usuario- donde se mide la calidad de servicio.

El conjunto del sistema de fiscalización se basa en la información que el usuario brinda a través del sistema de reclamos, ya que salvo excepciones²⁰, en ese nivel de tensión la Distribuidora no tiene registros operativos en tiempo real, por tanto, para la detección de fallas depende del llamado del usuario.

Los eventos en BT son resueltos operativamente con transferencia de carga, salvo excepciones o puntos no mallados. De allí que los la última milla puede esperar a la reparación durante mayor cantidad de tiempo, siempre que la capacidad del sistema de abastecer por otra vinculación.

El cuadro siguiente muestra la situación de los cables subterráneos en relación a la temperatura y el comportamiento operativo del mantenimiento correctivo que se “estresa” en los momentos de picos estacionales.

Gráfico N°19.- Cables en BT ingresados-reparados y pendientes. 10 -2021-22



20 Dadas por los medidores “inteligentes” con capacidad comunicacional en tiempo real o cuasi real con el centro de operaciones no provén al operador de red información del estado de carga, interrupciones y otra información relevante.

Se advierte que sistemática y constantemente los cables en BT se mantiene un nivel de falta de reparación, que en promedio es de 15 días. Sin embargo, cuando se cruza la información de reclamos por “cortes reiterados” con estado en BT, se advierte que las reparaciones de cables y puesta en servicio son parciales, porque los usuarios quedan conectados en una sola fase, teniendo limitaciones prestacionales.

Es común que los reclamos reiterados sean en virtud de esta falta de gestión en mantenimiento correctivos adecuados, en especial en BT, cuando en períodos de carga dejan conectados suministros con una de las tres fases, (falta de fusibles) por lo que los usuarios deben limitar uso de ascensores, bombeo de agua y reclamar permanentemente. Caso ACTA del 2-5- 2023 y Acta 18.3.2023 por eventos entre febrero y marzo 2023. Anexo IV En los casos los suministros se presentaban con una sola fase durante días, y les cerraban los reclamos como solucionados.

4

PROCESOS Y GESTIÓN

4.1.- Relevamiento de procesos	53
4.2.- Análisis de proceso	55
4.3.- Gestión empresarial	86
4.4.- Calidad de la Información suministrada	93
4.5.- Desempeño en atención y solución de reclamos Verano 2022-23	96
4.6.- Evolución de la Calidad de Servicio	101
4.7.- Sanciones	119
4.8.- Reclamos de Usuarios ante ENRE	120
4.9.- Seguridad Pública	122

4.1 RELEVAMIENTO DE PROCESOS

ATENCIÓN PRIMARIA DE RECLAMOS

La regulación prevé que los reclamos por interrupción de suministros que son reclamos de usuarios particular por afectación en BT -eventualmente se extienden a MT- que se realizan ante la Distribuidora o el ENRE quien redirecciona a la distribuidora. Ello supone la recepción del reclamo, apertura de un “Documento”, asignación de cuadrilla y seguimiento hasta la verificación de la reposición del servicio en caso que la cuadrilla de atención primaria pueda resolverlo. En caso que no pudiere, por cuestiones técnicas, se pasa a la etapa de Mantenimiento Correctivo.

MANTENIMIENTO CORRECTIVO

En esta etapa, tanto en BT como MT, las cuadrillas –propias o contratadas- deben reparar las instalaciones. La presente auditoría da cuenta de tiempos de reposición de servicio más extensos en los periodos de demandas estivales e invernales, y la falta gestión del servicio relacionada con la gestión de los documentos entre los reclamos primarios y este estadio, lo que deriva que ante eventos múltiples en el área de concesión. Cada período de punta, las demoras en la reposición del servicio sean mayores. Ver punto 4.2.1 y 4.2.2.- del presente Informe.

OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS

Está ligada a la prestación física, en tiempo real, supone la capacidad de abastecer, y en esos términos la flexibilidad de las instalaciones para ser reconfiguradas y prestar el servicio. Esta tarea es responsabilidad de la gerencia de operaciones.

Ante interrupciones, se puede abastecer por otra vía el servicio. Este hecho plantea la necesidad de plantear mantenimientos correctivos inmediatos o diferidos, eventualmente, según la situación prestacional que se presente.

Se analiza la capacidad para atender el mantenimiento correctivo en términos de abastecimiento (reposición de servicio) y en términos de corto plazo (reposición de la operatividad del sistema sin compromiso prestacional. La presente auditoría analiza ambos puntos.

TIEMPOS DE REPOSICIÓN

Teniendo en cuenta lo anterior, un punto de la auditoría son los tiempos de reposición del servicio. Se advierte que, ante picos de demanda, las fallas son mayores, dan lugar a cantidad de reclamos y a tiempos de reposición que exceden los admisibles para cada evento individual del período, prolongándose por arriba de 10 horas y llegando a varios días. (ver punto 4.2.1 y 2. del presente Informe).

MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y PREDICTIVO:

Se desarrolla como parte de las obligaciones y buenas prácticas asociadas al mantenimiento de instalaciones. En la Auditoría se relevan instalaciones en AT y SS.EE. Las prácticas de mantenimiento y resultados se analizan en el punto 4.2.3. del presente Informe.

OBLIGACIONES INTEGRADAS DE PLANIFICACIÓN Y CONTROL

En un flujograma las necesidades a partir de la gestión de mantenimiento se traducen en inversiones. La presente auditoría analiza los procesos, no así la pertinencia de los proyectos seleccionados, ya que, la obligación prestacional tiene entre las acciones que componen la determinación de inversión que impone la planificación de los sistemas para atender de modo sostenible el crecimiento de la demanda en el área de concesión.

INVERSIONES

Las inversiones son responsabilidad de la Distribuidora. Es ella quien, en base a las necesidades detectadas, determina la planificación del sistema eléctrico a su cargo y la prioridad en la ejecución de las obras. Este criterio se alinea con la fiscalización por resultado que a su vez supone que el apartamiento del resultado genera una sanción que resulta un incentivo para la inversión.

El costo de la Energía No Suministrada -ENS- y Suministrada con Mala Calidad -ESMC- fue congelado con las tarifas, mientras que los contextos inflacionarios desdibujaron la señal de incentivo/ sancionatoria, distorsionando el fin y objeto del esquema regulatorio.

4.2 ANÁLISIS DE PROCESO

4.2.1 ATENCIÓN PRIMARIA.

ESQUEMA DE RECLAMOS Y ASIGNACIÓN

Si bien la atención comercial es una obligación establecida en el Contrato y cuyos parámetros están establecidos en el SubAnexo IV del CC- Res 64-2017, este Informe no analiza ese aspecto, y se centra en los procesos sustantivos: de atención de reclamos técnicos, interrupciones de suministros, procesos que se vinculan con la gestión y operación de instalaciones directamente.

Cuadro N°11.- Cantidad de reclamos Verano 2022-23

TOTAL DE USUARIOS AFECTADOS POR DÍA DEL 1 DIC AL 14 MAR						
TOTAL DE USUARIOS ACUMULADOS POR DIA Y DISTRIBUIDORA				EDENOR		
Fecha	EDESUR		Total de Usuarios Afectados	EDENOR		Total de Usuarios Afectados
	Afectaciones MTAT	Afectaciones BT		Afectaciones MTAT	Afectaciones BT	
14-03-2023 (parcial 09:05hs)	172727	7448	180175	34475	6295	40770
13-03-2023	328248	13464	341712	45820	15542	61362
12-03-2023	116312	7814	124126	53541	15852	69393
11-03-2023	196127	7483	203610	78460	11137	89597
10-03-2023	172245	5326	177571	58767	8441	67208
09-03-2023	89327	3924	93251	22698	2975	25673
08-03-2023	143627	5027	148654	45865	5283	51148
07-03-2023	137311	7014	144325	33769	3887	37656
06-03-2023	96558	6848	103406	50509	4186	54695
05-03-2023	53211	6595	59806	29934	2779	32713
04-03-2023	105955	7794	113749	25824	7300	33124
03-03-2023	177225	11528	188753	83687	15190	98877
02-03-2023	266157	13715	279872	160568	20028	180596
01-03-2023	882488	13625	896113	95720	7679	103399
28-02-2023	58203	1886	60089	8697	4536	13233
27-02-2023	32227	228	32455	39459	1121	40580
26-02-2023	7432	556	7988	31955	686	32641
25-02-2023	82462	581	83043	44061	1141	45202
24-02-2023	34784	1263	36047	24782	1495	26277
23-02-2023	27715	970	28685	32425	1116	33541
22-02-2023	19823	521	20344	34375	1208	35583
21-02-2023	12479	401	12880	24824	343	25167

El Cuadro precedente, además muestra la cantidad de reclamos del Verano 2022-23 pico –**caso 21% de los días de Verano-2022/23 hubo 70.000 reclamos diarios, gran parte de los mismos quedan sin atender.**

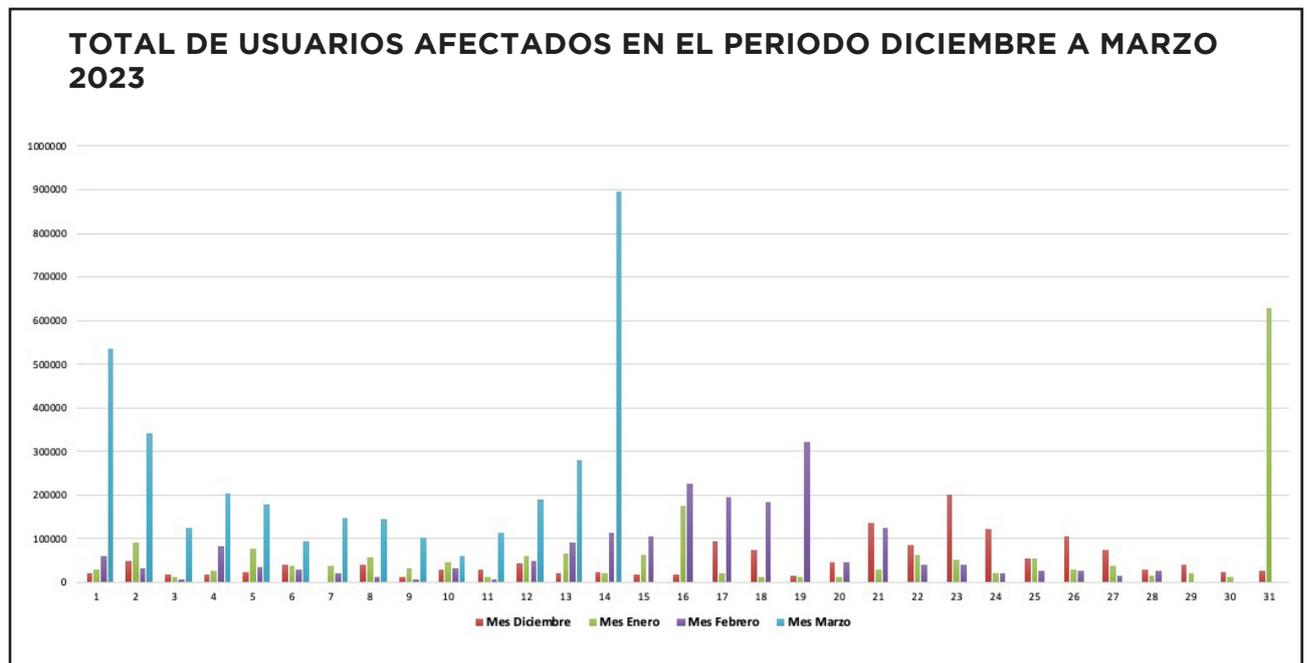
El *call center*¹ la Distribuidora recibe los reclamos por interrupciones, se listan cronológica y secuencialmente y se le asigna un número de “Documento”. También ENRE recibe reclamos que los retransmite a la Distribuidora.

El Documento es asignado – mediante un esquema de asignación automática, con control y posibilidad de intervención humana – que despacha a la Guardia Primaria o Atención de Reclamos (cuadrilla) la tarea. Entre los Documentos registrados y la asignación a la Guardia, quedan los documentos pendientes.

En archivo “diciembre-marzo.pdf” se lista los reclamos diarios entre diciembre de 2022 y Marzo 2023, de ambas distribuidoras, obtenidos a partir de la Base Reclamos Usuarios de ENRE, que se explicita en página web del organismo.

Los gráficos siguientes muestran el desempeño comparativo de ambas distribuidoras.

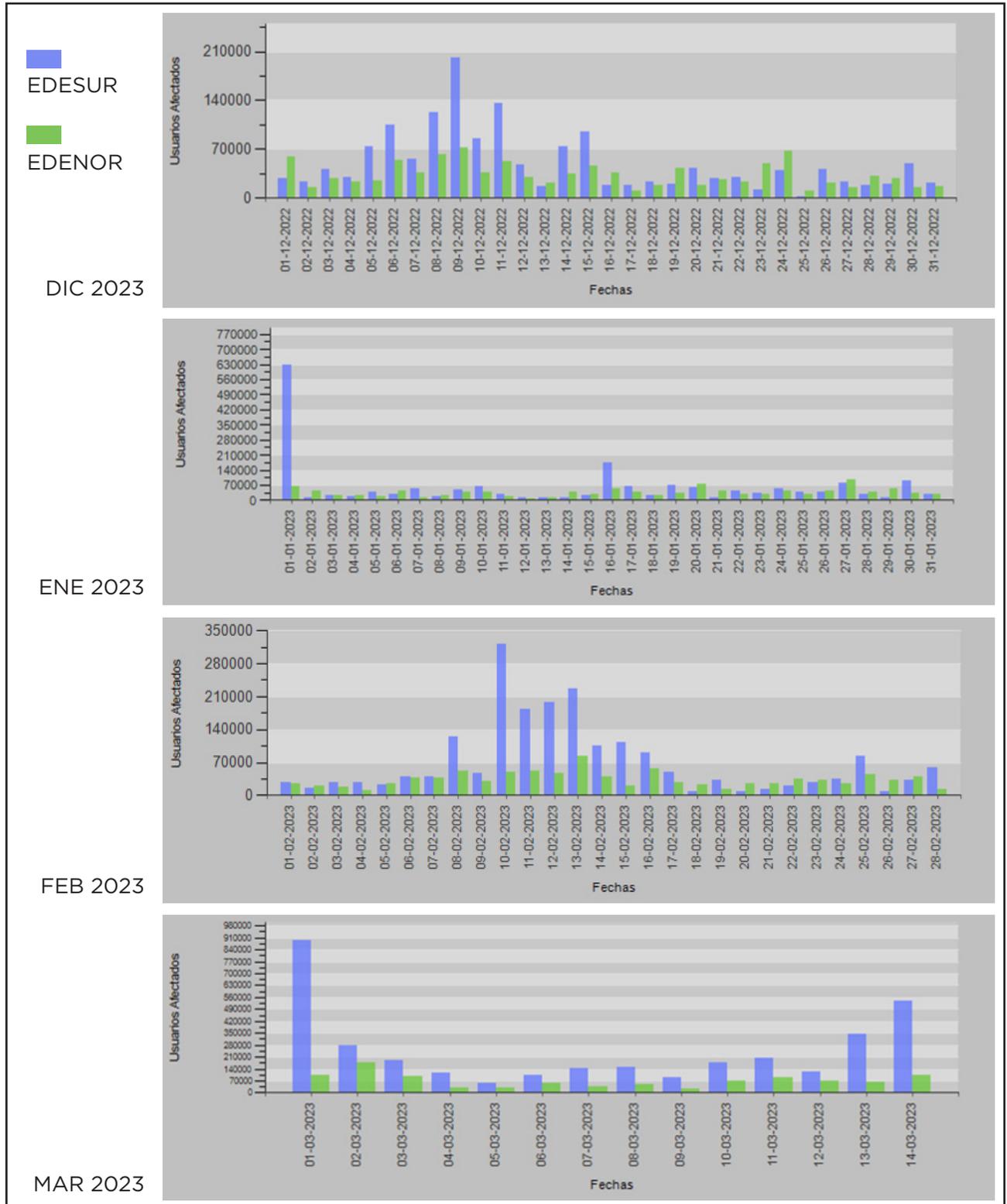
Gráfico N° 20 A.- TOTAL Reclamos Verano 2023



Fuente: ENRE. Base cortes. Archivo pdf. Cortes dic marzo 2023

1 Los tiempos medios de atención y su apartamiento son motivo de fiscalización del esquema de Calidad Comercial – Sub Anexo IV del Contrato de Concesión.

GRAFICO 20 B – Usuarios afectados de diciembre a marzo / Comparativa por empresa



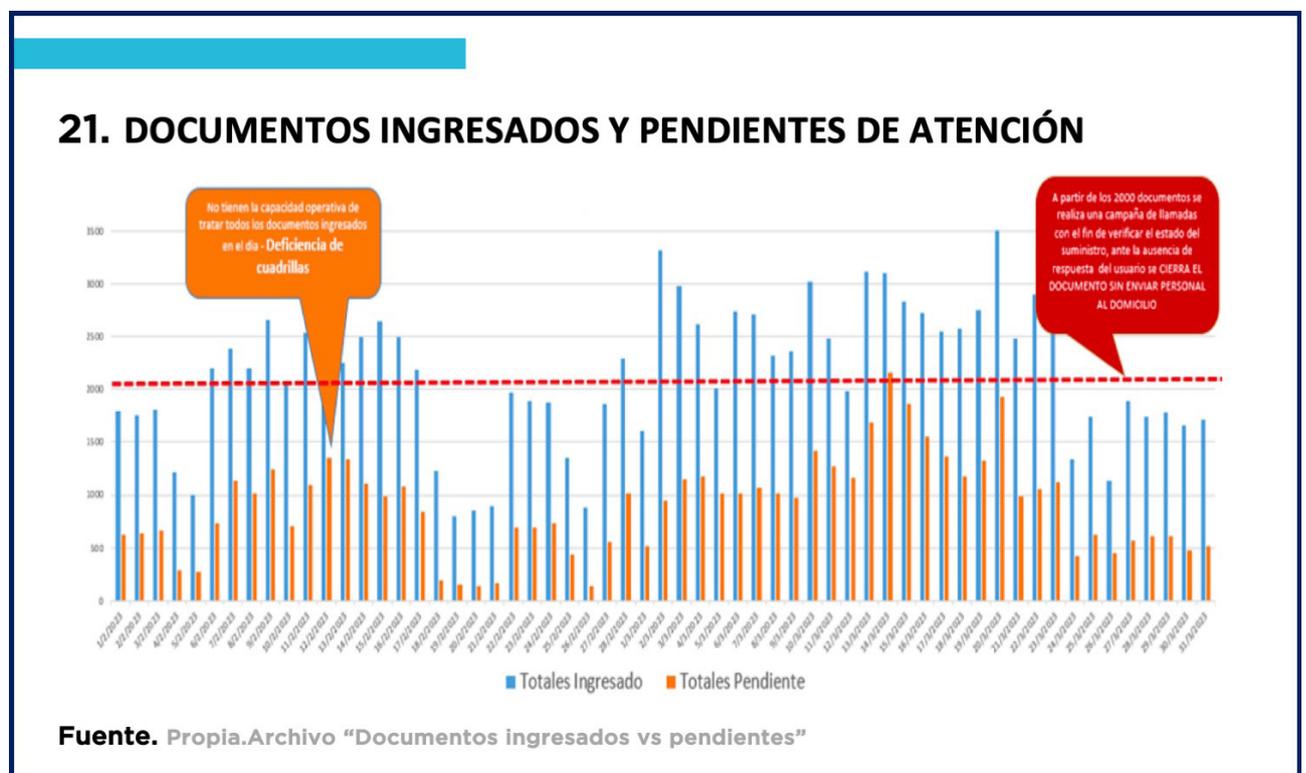
Se advierte que, para las mismas condiciones climáticas, mismas temperaturas el desempeño las Distribuidoras bajo fiscalización del ENRE es completamente diferente.

Edesur S.A. Tiene más eventos masivos en MT y AT, y se prolongan en el tiempo, **26 días totales entre el 1 de diciembre de 2022 y el 16 de febrero de 2023, con más de 70.000 usuarios fuera de servicio.**

Sin embargo, cuando se comparan los reclamos con los “Documentos” de la Distribuidora, es decir con las ordenes de servicio que se deben asignar a las cuadrillas “Guardia Reclamos”, la cantidad disminuye drásticamente. **En días de gran cantidad de reclamos, ni siquiera el 5% de los reclamos se traducen en “Documentos”.**

El siguiente gráfico, elaborado en base a la información obtenida de la Distribuidora da cuenta de ello.

Gráfico N° 21.- Documentos Ingresados y pendientes



Si se observa este Gráfico maneja como máximo durante la crisis del Febrero-Marzo 2023, que se superaron diariamente durante 4 de 7 semanas la **cantidad de 70.000 reclamos diarios, apenas 3.500 un solo día pero entre 2000 y 2500 se convirtieron en documentos.**

La empresa manifiesta que el criterio con el que genera los Documento y excluyó el resto de los reclamos es:

- No se computan los documentos “cancelados”. Es decir, aquellos reclamos en BT ligados a cortes en MT (presume que la reconfiguración o restablecimiento de la anomalía implica automáticamente la reposición del servicio aguas abajo, y, consecuentemente, cancela reclamos vinculados.
- Excluye los documentos que no se despacharon al terreno y son “cerrados” porque pasan a la “campaña de llamadas”. Ver punto 4.2.2 y siguientes. Ver Acta Anexo IV.

Cuando el esquema de asignación sobrepasa los 2.000 reclamos pendientes de asignación, en esta empresa dispara un protocolo interno denominado “Campañas de llamadas”.

“LAS CAMPAÑAS DE LLAMADAS”

A partir de los 2.000 casos de reclamos y 12 horas de abierto el documento² –véase que es frecuente ese nivel de reclamos durante las estaciones picos, la empresa conociendo que **NO PUEDE ATENDER OPERATIVAMENTE** esos reclamos ha implementado un esquema de “Campañas de llamada”, llamando al usuario. Si no contesta cierra el caso y si contesta, y sigue sin servicio, recién allí lo pasa a “documento” para atención de cuadrilla guardia reclamos. Ver acta 18-3-2023; 2-5-2023 (Yrigoyen / Corrientes)

Esta campaña es manual, es decir no se hace por IVR, sino que se dispone de personal para las llamadas y se hace con un teléfono que sale identificado como “número privado”. De más está decir que pocas personas hoy atienden teléfonos con esa identificación y menos en horario nocturno.

La lógica de la campaña de llamadas es justificada cuando hay cortes en MT y se repone el servicio realmente o vía una transferencia total o parcial hacia otro Centro de Transformación CT, **debiéndose verificar que se haya efectivamente restablecido servicio a los suministros BT asociados al CT. Pero ello no se hace.**

Esa misma metodología poco satisfactoria y sin sustento procedimental, se observa cuando los Documentos son asignados a las Cuadrillas Guardia Reclamos y los primeros son cerrados, pero sin reestablecer el suministro.

Con este método revierten sobre el usuario la carga de volver a reclamar, una y otra vez. De allí que ENRE debió recurrir a un criterio para identificar los “cortes reiterados” y proceder a sancionar a la Distribuidora Res. ENRE 267/2021- cuando el usuario reclama en un lapso corto de tiempo, muchas veces, el esquema sancionatorio toma como presunción que el reclamo reiterado es falta de gestión y cierre del reclamo anterior.

A la inversa, existen reclamos que no se atienden y no se cierran administrativamente.

Todas las acciones denotan falta de gestión efectiva en la atención de reclamos y actividad de las cuadrillas Guardia Reclamos, además de falta de supervisión de procesos críticos, hechos que no solo ocurren en períodos de alta carga y picos de reclamos sino sistemáticamente.

ATENCIÓN PRIMARIA

Territorialmente, la concesión está separada a los efectos operativos en cuatro (4) Zonas Operativas con sus respectivas Bases: Río de la Plata, Avellaneda-Quilmes, Lomas de Zamora y General Paz que cubren la totalidad del territorio.

La cobertura del servicio de atención primaria depende de la cantidad de cuadrillas en territorio por turno y la especialización de las mismas: Guardia Reclamos, Correctivos MT, BT –propias o contratadas-, a quienes se les asignan tareas directamente, por celular- a través de una aplicación específica corporativa la información de los documentos, que reciben solo si están “logeados” (conectados).

Se constató que durante el Verano-2022/ 23 esta fue la dotación sensiblemente menor y ello deriva en

2 Conforme dichos de la Distribuidora Acta N° 29-3-2023. Anexo IV.

que no tienen capacidad operativa para atender los reclamos, aún en días de media o baja exigencia.

Los Gráficos N° 20 y 21 muestran la presión sobre las cuadrillas Guardia Reclamo del Verano 2022 y 2023

Ya la Veeduría 2022 en IF-2022-68375106-APN-SD#ENRE. ME-2022-74626604-APN-DIT#ENRE 20/07/2022 – IF-2022-74597088-APN-DIT#ENRE - señaló que en el EX-2022-00471255- -APN-SD#ENRE Análisis de la “Instrucción Operativa N° 1.179 versión N° 1 fecha 2/01/2018 Comunicación entre el CCBT y la UO de las Zonas” de EDESUR.

El documento elaborado por Edesur titulado “Instrucción Operativa no. 1179 versión no.1 fecha 2/01/2018, Asunto: Comunicación entre el CCBT (Centro de Control de BT) y UO (Unidades Operativas) de las Zonas. Del análisis del mismo surge que Edesur no tiene definida claramente la modalidad de atención de los documentos CERTA relacionados a los reclamos técnicos. La Instrucción Operativa N° 1.179, versión N°1, fecha 02/01/2018, “Comunicación entre el CCBT y UO de las Zonas” no es autosuficiente ya que no explica la nomenclatura (siglas), la jerarquía y la responsabilidad de las partes allí involucradas. Además, hace referencia a una “nueva estructura operativa de ZONA”, que no está especificada en dicho documento y, a comunicaciones vía mail y teléfono que no permiten ser objeto de seguimiento y análisis. El informe Final EX 2022- 23100007-APN-SD#ENRE ME-2023-25500839-APN-AAYANR#ENRE sostiene “... , *no resulta claro si el sistema de gestión CERTA está implementado en las áreas de mantenimiento. En cuanto a las formas de comunicación, prevé que sean vía mail, escrita y telefónica siendo que estas no posibilitan la realización de seguimiento y análisis a posteriori. En dicho punto, no queda claro si la cantidad máxima de asignación de documentos CERTA al “personal designado en terreno” es de 20 documentos por turno de trabajo.*

También, el punto “7.2 Disponibilidad de recursos de terreno” plantea que habría responsabilidad cruzada sobre el “personal designado en terreno” *entre la ZONA y el CCBT. Al mismo tiempo, define comunicaciones vía telefónica y mail que no pueden ser objeto de seguimiento y análisis a posteriori. No queda claro bajo qué circunstancias se realiza el requerimiento de “recursos adicionales o con extensión de jornada del personal propio previamente asignado”.*

Por último, la desafectación de un “recurso de terreno previamente asignado” muestra la superposición de responsabilidades y la falta de claridad en la jerarquía entre la ZONA y el CCBT.

La conclusión de la Veeduría de ENRE fue la siguiente:

- *El documento presentado no cumple los requisitos básicos e indispensables para ser considerado una Instrucción Operativa.*
- *Por otra parte, no define responsabilidades de forma clara y precisa. No cuenta con un flujograma.*
- *Además, no resulta eficiente para la atención de reclamos técnicos.*
- *Para concluir, se considera que, si este documento refleja la operatoria que la Distribuidora aplica para la atención de Reclamos, ello explicaría, en parte, los niveles de calidad y los resultados de la gestión de la misma.*

Las reglas del buen arte o buenas prácticas, se apoyan en una serie de procesos y procedimientos que toda empresa que maneja instalaciones con servicio con continuidad debiere llevar y tener feedback.

BENCHMARK CON EDENOR

Tal como surge a simple vista de los Gráficos N° 18 y 20 , la cantidad de reclamos entre EDENOR y EDESUR y su evolución en igual condiciones climáticas son muy diferentes. Según el día la relación de 1 a 7,5 se ha mantenido casi todo el período del Verano 2022-2023, a excepción de cuando ha habido interrupciones originadas en el SADI.

Los tiempos de restablecimiento de servicio son diametralmente diferentes entre ambas distribuidoras y se pueden observar en los Gráficos antedichos ya que difícilmente pasan de las 24 horas las interrupciones individuales masivas en EDENOR, en EDESUR son comunes durante los picos de carga.

LA SITUACIÓN PLANTEADA CON LOS ELECTRODEPENDIENTES DURANTE MARZO 2023.

Los primeros días de marzo de 2023 con varios días de más de 70.000 reclamos diarios, la Distribuidora comenzó a tener atrasos inaceptables, de más de 6 horas, en la asignación de cuadrillas para los suministros de usuarios electrodependientes.

En las planillas de los cuadros a continuación agregadas al IF ME-2023-28781695-APN-DIT#ENRE dan cuenta de la situación y, la planilla Archivo “electrodependientes marzo 2”, da cuenta de los tiempos entre los reclamos y cierres de los documentos de esos suministros.

Concretamente la noche del 15/16 de marzo de 2023, se verificó que cerca de las 21 horas, la situación era alarmante. De los más de 120 reclamos de personas usuarias electrodependientes, apenas 34 estaban derivados a su atención (despachados a cuadrilla) y el resto de los 88 documentos estaban a la espera, muchos con más de 6 horas sin despachar a la cuadrilla. Ver punto 4.8.1.- del presente Informe.

Estas situaciones dejan inerte al usuario electrodependiente con riesgo de vida o salud. Cuando se ve en perspectiva el problema se repite sistemáticamente y denota falta de protocolos de acción ante situaciones que se repiten a diario.

Po último, se destaca que ENRE, ha intentado generar una señal correctiva, en la aplicación de las sanciones extraordinarias del SubAnexo IV del Contrato de Concesión y otra reglamentación. **Existen antecedentes en ENRE de sanciones por incumplimiento de resultado asociadas a falta de aplicación de las reglas del buen arte en materia de procesos de reclamos reiterados y prolongados que denotan tiempos más allá del aceptable para reponer servicio y los “cortes reiterados”, que manifiestan la desatención constante al usuario.** De hecho, la Res. ENRE N° 267/2021, EDESUR tiene cargos.

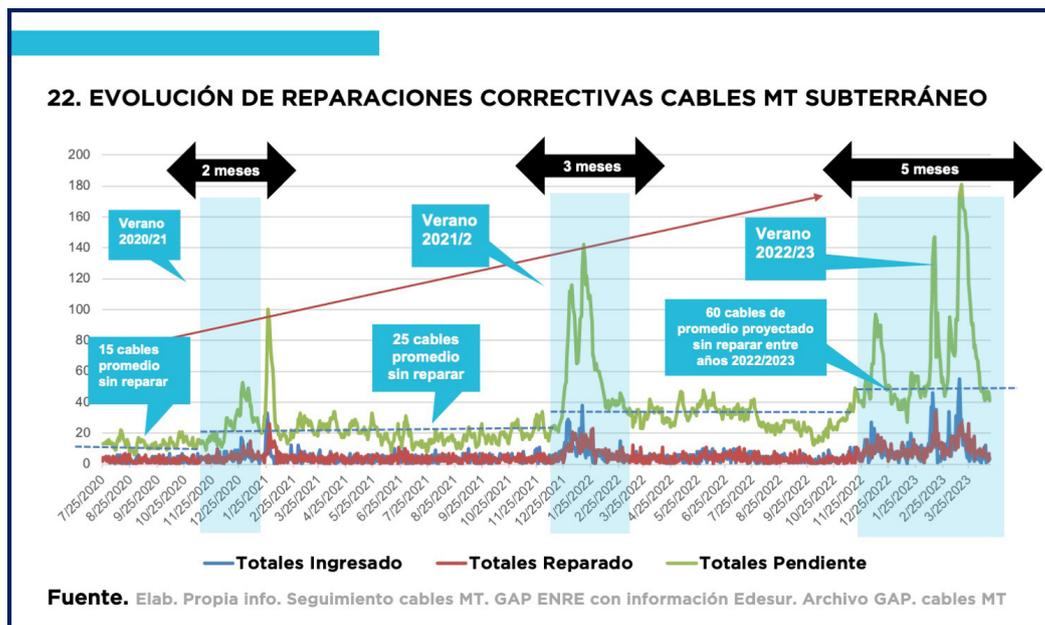
4.2.2 MANTENIMIENTO CORRECTIVOS

MANTENIMIENTO CORRECTIVO DE CABLES MT:

ENRE ha venido haciendo el seguimiento de los cables de MT conforme información de la Distribuidora. Entre enero de 2022 y marzo de 2023, el seguimiento demuestra que el promedio de cables reparados diarios en MT es de 5,8 cables, mientras que de rotura, es de 5,7 cables/día³.

El promedio de cables pendientes de reparación en ese periodo -casi 15 meses- es de 42 cables de. Esto supone a razón de **6 días de atraso de reposición, con carácter sistemático y denota que la capacidad operativa de mantenimiento correctivo estaría afectada**. El comportamiento estacional de la cantidad de cables que quedan fuera de servicio y pendientes de reparación durante los últimos 3 años se grafica a continuación.

Gráfico N° 22.- Evolución de reparaciones correctivas Cables MT Subterráneo.



Este gráfico marca la tendencia progresiva en aumento del deterioro del mantenimiento correctivo en los tiempos de reparación de cables subterráneos en MT de la concesión, que son mayoritariamente los ubicados en C.A.B.A.

Cada estación pico aumenta el lapso de tiempo en que la empresa tarda en volver al promedio de cables fuera de servicio se amplía año a año.

Esta información es consistente con la disminución de disponibilidad de cuadrillas y, sobre todo de laboratorios a disposición que declara.

3 Hay una diferencia con la Veeduría 2022. Ver informe Final EX2022-23150007-APN-SD#ENRE que llega a la misma conclusión, pero con mayores cables por día.

CUADRILLAS

ME-2023-14165118-APN-DIT#ENRE 7/02/2023 de la Veeduría 2022 se realizó una comparativa de cuadrillas entre los meses de Septiembre, Octubre, Noviembre y Diciembre de 2021 y 2022, y una comparativa de cuadrillas entre el Plan Verano 2022/2023 y los meses de Diciembre de 2022 y Enero de 2023 denominado "Informe comparativo de cuadrillas y personas entre los meses de Septiembre, Octubre, Noviembre y Diciembre de 2021 y 2022, y comparativo de cuadrillas entre el Plan Verano 2022/2023 y los meses de Diciembre de 2022 y Enero de 2023". IF-2023-14086504-APN-DIT#ENRE.

Las Conclusiones de dicho informe son:

- La cantidad de cuadrillas puestas a disposición fue significativamente menor en 2022 respecto a 2021. Para los meses de septiembre, octubre y noviembre, la disminución promedio fue del 7% en cuadrillas "Propias" y del 30% en cuadrillas del "Contratista". En cambio, en el mes de diciembre se observó sólo un aumento del 6% en cuadrillas "Propias" pero una marcada disminución del 60% en cuadrillas del "Contratista".

- La empresa no habría incrementado la cantidad de personal informado en el Plan Verano 2022/2023 ya que informa una disminución del 61% menos de personal de "Contratista" y solo un aumento del orden del 6% para las cuadrillas "Propias" para los meses de diciembre 2022 y enero 2023, respecto de lo planificado en dicho Plan.

- Según lo analizado, a medida que se acerca el verano, la empresa ha disminuido en promedio un 60% la dotación de personal respecto de la que habría estimado necesaria para atender las demandas de actividad incrementadas durante el periodo estival y respecto a la puesta a disposición en el año anterior.

La Distribuidora informó la dotación disponible de personal. En el 2021 EDESUR S.A. presentó 607 cuadrillas disponibles, que significaría la cantidad de 1.425 personas involucradas.

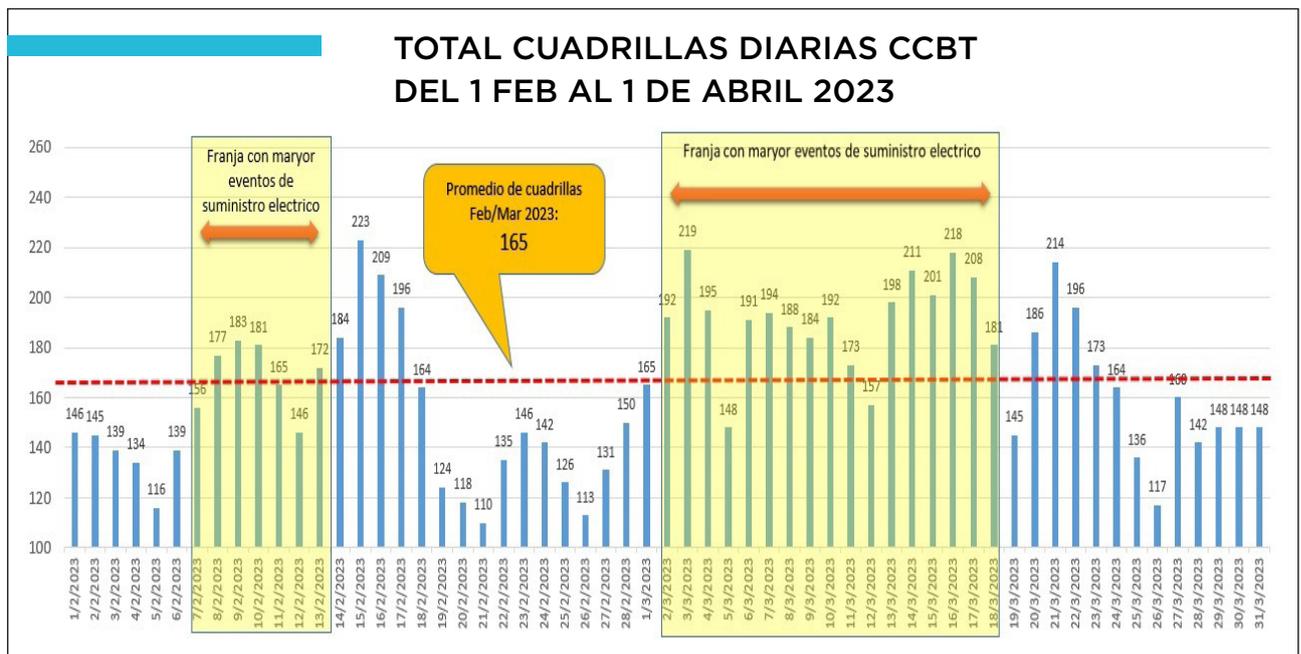
Cuadro N° 12.- Dotación cuadrillas declarada Veeduría 2022, para Verano-22-23.

12. DOTACIÓN CUADRILLAS DECLARADA VEEDURÍA 2022, PARA VERANO-22-23								
CUADRILLAS DIARIAS DISPONIBLES								
	AVQ		LOM.		RIO		GPAZ	
	PROPIO	CONTRATISTA	PROPIO	CONTRATISTA	PROPIO	CONTRATISTA	PROPIO	CONTRATISTA
REPARACIÓN LED	13	41	21	23	5	38	4	53
CANALIZACIÓN	0	6	0	6	0	4	0	4
REPARACIÓN CT	0	1	0	1	0	2	0	4
LABORATORIO	3	4	1	6	2	6	2	8
GUARDIA REDES	12	0	16	0	11	2	8	10
GUARDIA RECLAMOS	9	77	15	75	11	40	19	55
CONTROL REDES	0	0	1	0	6	0	1	0
SUBTOTAL	37	129	54	111	35	91	34	134
TOTAL GENERAL 625								

Fuente. IF Informe Plan EDESUR para Veeduría 2022.Ex 23150007-APN-SD#ENRE

Durante el Verano 2022-23, y, obtenido de los informes diarios que la GAP en BT (guardia reclamos) las cuadrillas promedio disponibles fueron de 165 totales en toda la concesión. Es probable que hayan trabajado doble turno. Aun así, no llegan a las declaradas. Sxl Edesur. sxl. ARES en IF2023-59526209-APN-DIT#ENRE

Gráfico N° 23.- Dotación en territorio BT- Verano 2023



El gráfico precedente permite visualizar que, del promedio de cuadrillas, pero también la variabilidad en la disponibilidad de las mismas. En amarillo están marcados los días con más de 70.000 reclamos. En el caso de febrero es claro que estaban apenas por arriba del promedio, pero claramente no alcanzaban para cubrir la crisis. En los días de marzo no tuvieron más de 223 cuadrillas en un día puntual, cayendo los fines de semana.

Si se compara con los mapas de calor de esos días y cantidad de reclamos, se ve que en estación pico la Distribuidora carece de la mano de obra – propia y contratada- para hacer frente a las necesidades del servicio. Y ese déficit se mantiene anualmente ya que el resultado de mantenimientos correctivos no disminuye sustancialmente. Ver punto 4.2.2. del presente Informe.

Cuando esto se compara con la cantidad de personal operativo aprobado en la RTI⁴ se advierte que la Distribuidora ha disminuido el personal de cuadrillas respecto de lo prudentemente aceptable. A la fecha la cantidad de personal propio operativo se encuentra en el 50% de lo que preveía la RTI.

Otro aspecto no menor es la capacidad propia de la distribuidora. Si consideramos que 1 de cada 3 cuadrillas son propias, la real capacidad prestacional está seriamente afectada, ya que la tercerización supone una precariedad en relación al servicio por varias razones, entre ellos falta de *know how*, alta rotación, subcontratación. En el punto 6.2. y concordantes del presente Informe se analiza la gestión empresarial.

4 Ver expediente ENRE 45631

Por otro lado, en materia de mantenimientos correctivos La capacidad operativa de cuadrillas en MT subterráneas está dada por cantidad de laboratorios por turno. La cantidad de laboratorios declarados como disponibles para el Plan Verano 2022-23 fue de 31 para el verano-2022/23, Verificada la capacidad de 2023 se observa que la disponibilidad de laboratorios fue sustancialmente menor:

La cantidad de laboratorios efectivo propio y contratado con disponibilidad a demanda y informó disponible para el servicio fue la que se detalla en el cuadro siguiente:

Cuadro N° 13.- Dotación laboratorios a disposición. Verano 2022-23⁵

ZONA	EQUIPOS DISPONIBLES
AVQ	3
LOM	6
RIO	1
GPAZ	1contratado
SUMA	11

Fuente. EX 2022-23150007-APN-SD#ENRE -ME-2023-25500839-APN-AAYANR#ENRE

MEJORAR

Cabe señalar que durante el Verano-22/23, debió requerir laboratorios en préstamo a EDENOR SA. como así también materiales, conforme informó a este ENRE la distribuidora.

SUPERVISIÓN DE TAREAS

Agentes manifiestan que el personal contratado no hay ningún tipo de supervisión de las tareas que efectúan. La contratación y pago de los “contratados” son locaciones de obra, con lo que pagan a trabajo terminado. Si la reparación no presenta inconveniente dentro del período administrativo de pago, se da por válida y paga.

La falta de inspección de la importante tarea que llevan las contratadas pudiere derivar en falta de calidad de las tareas y posteriores interrupciones o accidentes.

MATERIALES

Otro punto central es el pañol. Conforme refiere el personal, cada Base Operativa, maneja el OpEx en MT. Pero no manejan gente, manejan pañol y piden al pañol central materiales. Durante el verano 2023, tomó estado público la falta de materiales en las bases, ver video: en medios VID-20230503-WA0020.mp4

ENRE sigue la evolución de consumos de materiales críticos. Se advierte que de 2019 a 2023 el consumo de materiales críticos, tales como los cables viene con una curva tendencial de declive importante que,

5 En un informe la Distribuidora señala 1 contratado y en otro 2 contratados a disposición en Gral. Paz.

salvado el año pandémico, es comparable con los niveles de desinversión y falta de mantenimientos preventivos que la empresa registraba en 2012, época que determinó la Primera Veeduría. **La caída en el consumo de materiales críticos es entre 35 y 40% menor que entre 2017-19.**

Gráfico N° 24.- Consumos Cables 2011-22 (em mts.)

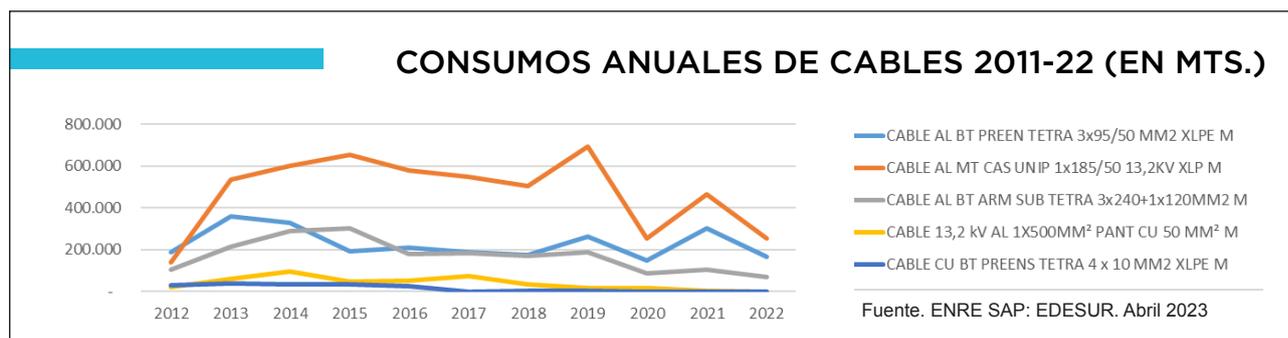


Gráfico N° 25.- Consumos Transformadores 13.2 KVA 2011-22 (en unidades)

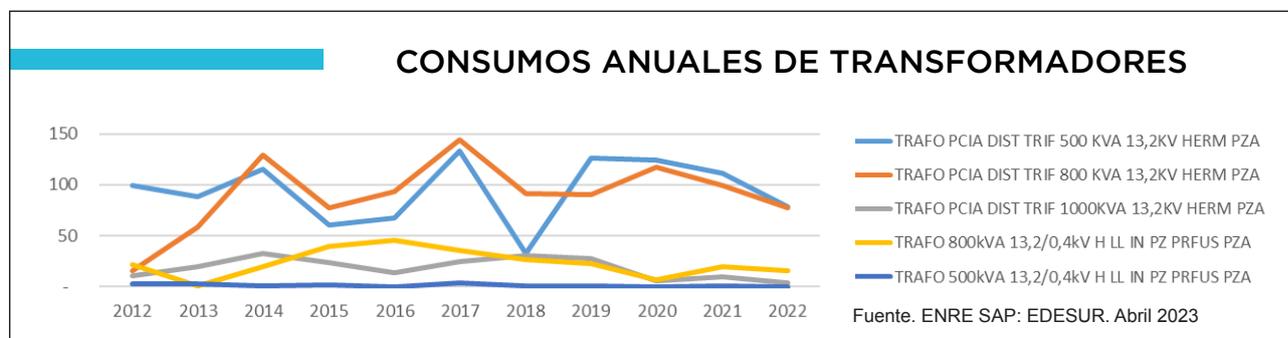
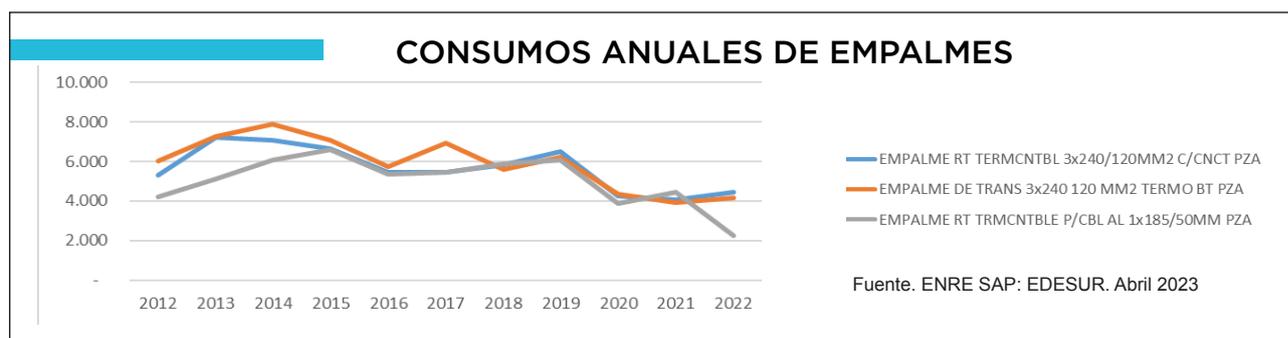


Gráfico N° 26.- Consumos Empalmes 2011-22 (en unidades)



Sobre todo, en los empalmes se denota fuertemente la falta de mantenimiento ya que están en el orden del 35% menos de los empalmes que se hacían hace apenas 5 años y 50% menores del período del plan FOCDE. Ello significa que el compromiso de tareas de Mantenimiento asumido al obtener el “Catch Up” de la RTI no se ha cumplido.

Las actas labradas en las instalaciones de AT, dan cuenta que varios equipos de las mismas no pueden ser sacados de servicio porque no hay capacidad para atender demanda, lo que acelera el deterioro de las instalaciones. Ver Acta UTN y relevamientos Auditoria Actas Lugano 20-4-2023; Perito Moreno 18-4-2023; Falcón.

El problema de los mantenimientos correctivos es un punto que ENRE hace el seguimiento, es especial, en esta Distribuidora. En la Veeduría en ME-2023-13566377-APN-DIT#ENRE 06/02/2023, IF-2023-13547345-APN-DIT#ENRE objeto de la actualización es la de verificar si la Distribuidora fue capaz de reducir los promedios y acortar la duración de los picos de máxima indisponibilidad de los cables MT/BT observados anteriormente (Verano-2022).

El análisis se completó con la información correspondiente a la evolución de cables MT/BT, enviada por la Distribuidora en la Ger. Gen./O&M Nro. 020/2023 (IF-2023- 07248858-APN-SD#E “*diariamente la Distribuidora continúa reparando en promedio la misma cantidad de cables que salen de servicio, no demostrando así una mejora que apunte a reducir la base preexistente de cables indisponibles*”).

La Veeduría concluyó que: “*Considerando los valores máximos diarios, correspondientes al Verano-2023, se determinó que las reparaciones, tanto de cables MT como de cables BT, continúan siendo menores a los ingresos, tal como se observó en el pasado Verano-2022. Además, la capacidad máxima diaria de reparación, disminuyó alrededor de un 20% respecto al mencionado período pasado, actualizando el informe mencionado al 17/01/2023.*...”**“En el caso de cables MT, durante el Verano-2023 el período de tiempo en el que se mantienen los mismos continúa siendo mayor a 60 días.”** Ver

Durante el Verano-2022/2023 esta situación se agravó, lo que dio origen a reclamos reiterados y prolongados de numerosa cantidad de usuarios (ver Gráficos N° 18, 20 y 21 y su evolución), además de prolongar innecesaria e injustificadamente las interrupciones afectando SAIFI y SAIDI en zonas que sistemáticamente colapsan en los picos.

Confluyen en la gestión operativa de tratamiento de reclamos y mantenimientos correctivos, la falta de gestión y criterios en los procesos sustantivos relacionados con atención de reclamos y mantenimientos correctivos.

Esto justifica que los eventos dañosos se prolonguen en el tiempo y la insatisfacción poblacional termine en los medios y generando un espiral significativo.

Se señala la falta de adaptación de la cantidad de cuadrillas a disposición del servicio en los últimos 3 años. Ello se evidencia en los siguientes resultados:

- Mayor cantidad de interrupciones prolongadas y reclamos reiterados. Ver punto 4.2.1 y ss.
- Mayor cantidad de eventos. 26 días con más de 70,000 reclamos diarios, y un 60% de eventos totales de 2022 en los primeros 3 meses de 2023.
 - Menor cantidad de personal en general, cuadrillas, y de laboratorios (condicionante para correctivos de MT).
 - Materiales: ante eventos extendidos y tiempo y territorio, falta de materiales. Ver video citado y notas EDENOR. A ello se suma que el consumo de materiales viene disminuyendo sistemáticamente, lo que infiere menores mantenimientos-
 - Menor cantidad de personal propio, lo que hace depender de contratos tercerizados y precariza los mantenimientos correctivos principalmente (y preventivos/predictivos).
 - No hay supervisión sobre los mantenimientos correctivos. Se certifica servicios de contratados si en un lapso de semanas no vuelve a tener problemas la instalación.
 - En MT la asignación de mantenimientos correctivos se hace a partir de la determinación de una “anomalía” que significa que el Guardia Reclamo no ha podido reponer el servicio. En el caso de las cuadrillas contratadas se hace desde las bases, quien provee material de ser necesario. Esta metodología es lenta y prolonga las interrupciones.

El conjunto de omisiones de la Distribuidora da cuenta de la afectación seria de la capacidad operativa para atender los mantenimientos correctivos en tiempo y forma, aspecto esencial de la prestación del servicio.

4.2.3 MANTENIMIENTO PREVENTIVOS Y PREDICTIVOS

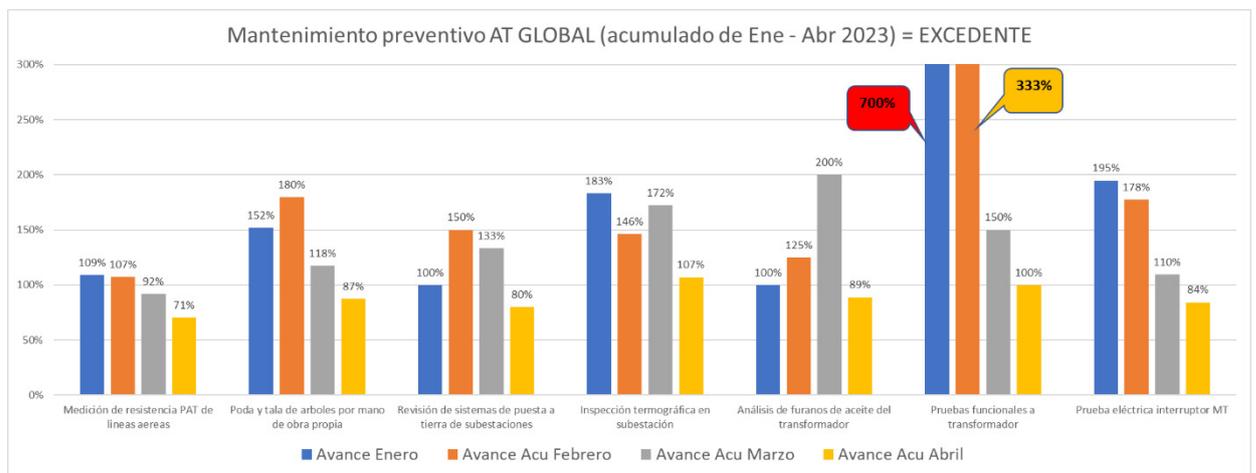
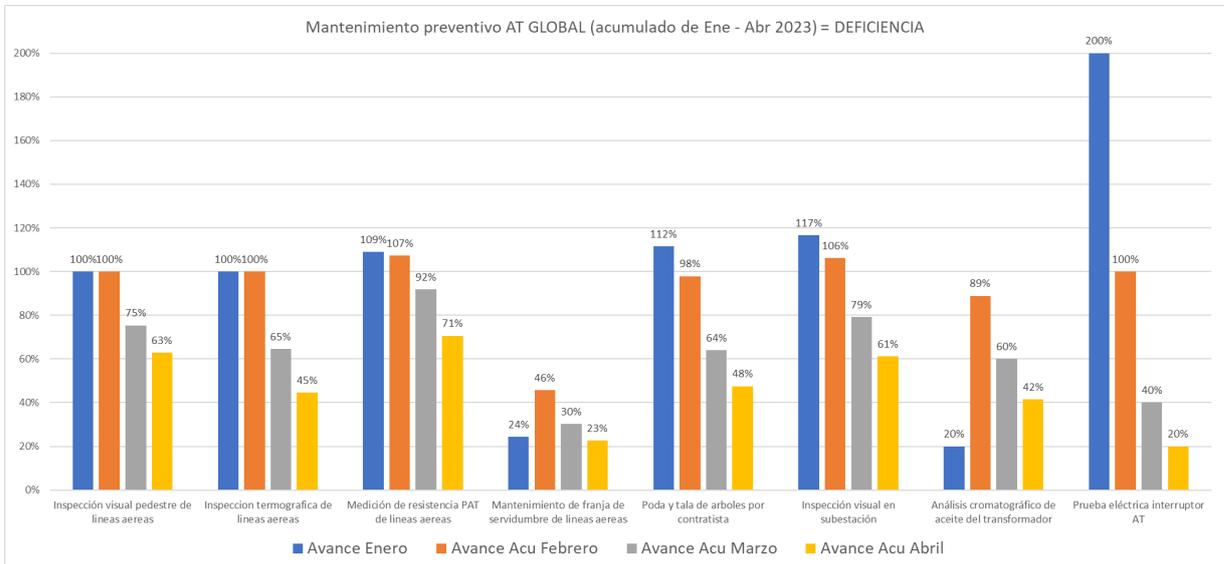
Toda Distribuidora tiene planes de mantenimiento preventivo y predictivo en cada nivel de tensión. EDESUR no es la excepción.

La Norma Interna 1235 fue enviada- desde Italia y adoptada en términos generales en 2018 de modo parcial, conforme lo manifestado por la Distribuidora. Aportada por ENRE. ASPA y Acta 26-4-2023

En AT la norma interna citada alargaba plazos de los mantenimientos y la gerencia de Mantenimiento en AT manifestó que justificó en algunos casos sean mantenidos los plazos de las normas y procesos SEGBA y así se hizo. En otros casos se han prolongado.

El Mantenimiento Predictivo es proactivo, se realiza la intervención justo cuando es necesario y siempre antes de la falla. Antes de intervenir en un equipo se evalúa el estado en que se encuentra para determinar si merece la pena realizar la intervención y relaciona el estado en el que se encuentra el equipo con una variable física o química. De ello se deriva que, las buenas prácticas, deben ajustar los mantenimientos al estado del equipo: funcionalidad, fallas y obsolescencia. Entre los mantenimientos en AT, se analizan avances enero-abril 2023.

Gráfico N° 27 y 28.- Evolución mantenimientos preventivos en AT 2023⁶



Fuente. Elaboración propia en base a info Edesur

Se advierte que si bien se llevan a cabo hay mucha disparidad en la ejecución de las tareas encaradas, en pocos casos sobrepasan la planificación mensual y en otros se subejecuta. Los gráficos siguientes dan cuenta de ello.

En AT la Gerencia de Mantenimiento tiene potestad para articular de su presupuesto total anual de OpEx + CapEx y redireccionar de un rubro a otro cuando considere.

Una importante limitación para efectuar los mantenimientos en AT es que el diseño de las SS.EE. MERS, con una instalación cabecera y varias radiales (diseño que viene de SEGBA y otrora era aceptado). aunque mejora con la incorporación de un interruptor primario Ese diseño impide sacar de servicio el equipamiento en “cabecera” sin afectar la prestación aguas abajo.

6 En IF se encuentran disponibles los de años anteriores, con similar resultado

Estas instalaciones apenas han variado en el tiempo. No se ha resuelto -en su mayor parte- la dependencia de las estaciones cabeceras, lo que, con el crecimiento de demanda y sin nuevas SS.EE. otorga una fragilidad operativa al servicio, limitando los mantenimientos en tiempo y forma de las estaciones cabeceras, ya que una salida de servicio implica sacar de servicio todo el racimo.

Estas SS.EE. tipo MERS (con topología radial y sin interruptor primario de transformador), que requiere un sistema de teleprotecciones con la estación cabecera que es Alte. Brown 220/132 kV y que es donde está localizado el interruptor primario. Eso implica que ante una falla o necesidad de sacar de servicio un transformador, todo lo que está colgado aguas abajo queda fuera de servicio, por ejemplo, SS.EE. Burzaco y Calzada. Las teleprotecciones deben ser exclusivamente para enclavamiento y para respaldo. Este tema es muy crítico y debe ser corregido. “*Esto sucedió en el incendio de la S.E. Calchaqui*”(dicho de agentes de la Distribuidora).

Deberían, tras más de 30 años de concesión, haberse agregado un “circuit switcher” (aparato de maniobra y protección en Alta Tensión) que es la suma de un interruptor más un seccionador con lo cual, ante fallas de los transformadores, las protecciones solo saquen de servicio el transformador averiado y no toda una barra de 132 KV, manteniéndose en servicio el resto de la instalación. Esto aporta seguridad, confiabilidad y flexibilidad operativa al sistema de distribución.

Los BCTs, transformadores de corriente (TT.II.) no son externos y están integrados en la base de los aisladores pasantes (bushings) de alta del transformador de potencia, con sus núcleos de medida y de protección. No es recomendable y es menor su clase de precisión. El 58% de las fallas graves que pueden presentarse en un transformador de potencia están originadas en los *bushings* o por descargas parciales y, a su vez, que las fallas en *bushings* son las responsables del 80% de las fallas catastróficas en transformadores que terminan en incendios.

En una audiencia pública del 3 de mayo de 2000⁷ se demuestra que EDESUR conoce bien las falencias de esta arquitectura de red y también conoce por lo menos un método técnica-económicamente factible de implementar y, sin embargo, 23 años después aún no se ha corregido la falencia.

En MT la situación es algo diferente. El Documento Operativo 1235, interno de la Distribuidora, alarga los plazos de mantenimientos preventivos. Si se analiza el Plan, estandarizado para todas las distribuidoras ENEL, sin distinguir instalaciones, tipo, nivel de obsolescencia.

Nótese que gran parte de los mantenimientos en MT y BT son “*on condition*”, es decir inspecciones visuales limitadas. Considerando las prácticas habituales de manteamientos correctivos en MT subterráneo que consiste en empalmar cable OF (con aceite) con cable seco, las prácticas de mantenimientos *on condition* no son suficiente, como así tampoco surtir aceite, cuyo flujo queda interrumpido por el tramo seco, haciendo que el siguiente tramo OF quede sin aceite.

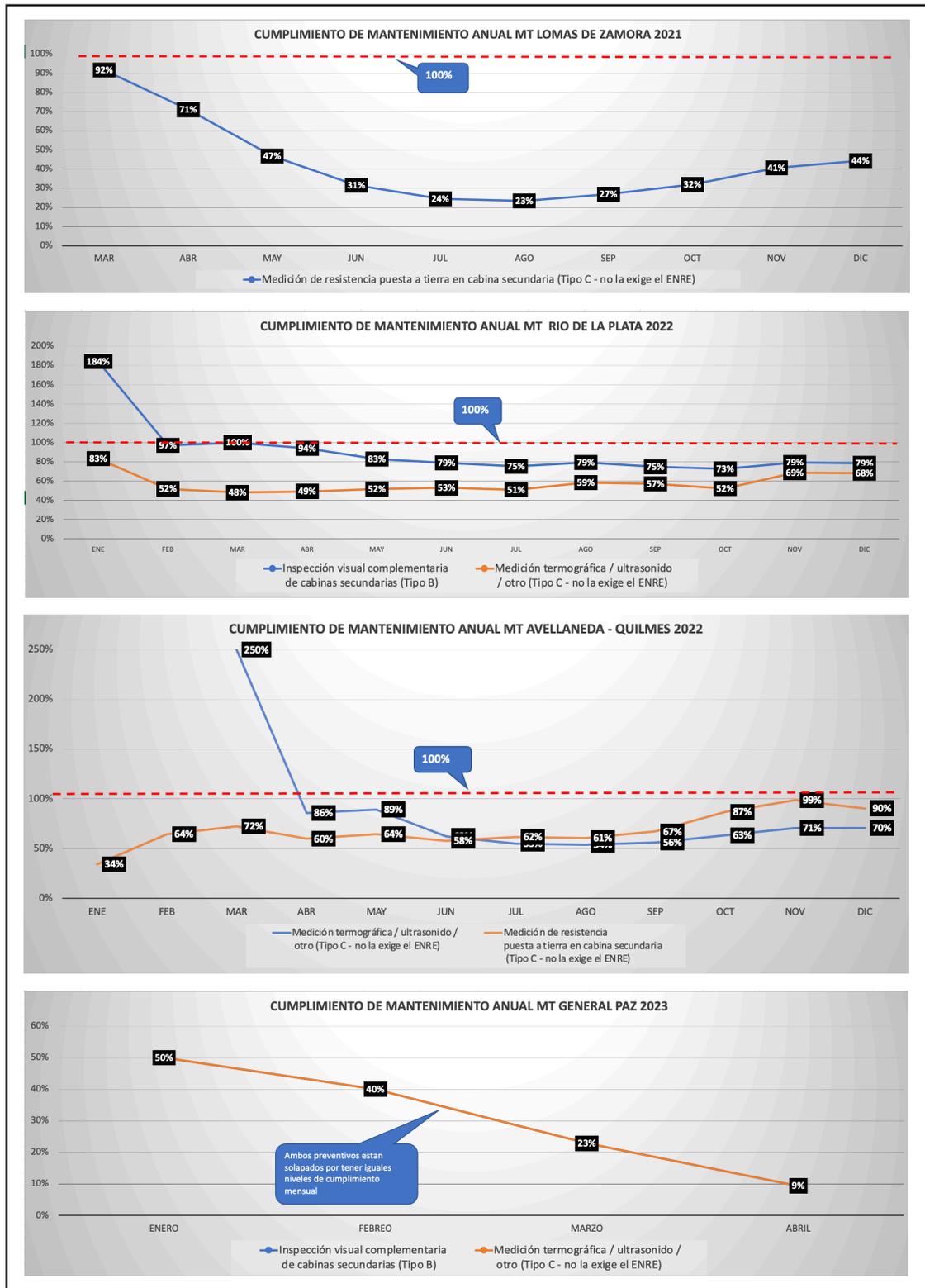
No hay programas específicos de mantenimiento y limpieza de cámaras en MT/BT. Ello se visualiza a partir de las inspecciones muestrales llevadas adelante por ENRE. Ver Punto 3.3.2.- del presente Informe y Anexo II.

Un aspecto relevante de la planificación de los procesos preventivos/predictivos son los plazos determinados para su realización, el cumplimiento de los mismos.

7 Ver en web ENRE audiencia pública Versión taquigráfica.

Los siguientes cuadros dan muestra del nivel de mantenimiento y su cumplimiento

Gráfico N° 29.- Cumplimiento de mantenimientos en MT



Fuente. Elaboración propia, con información Edesur sxl.Base

Resulta inexplicable que argumento puede sostener que equipamiento e instalaciones con alto nivel de obsolescencia y ocupación, como el que presenta las instalaciones de la Distribuidora se le alarguen los plazos de mantenimientos preventivos / predictivos desde las normas. Los Planes de Mantenimiento Debieren considerar que los planes generales de una empresa *global* se debieren adaptar a la realidad local y a las instalaciones locales. Nada de ello ocurre.

Es inconsistente con las necesidades del servicio que los mantenimientos son definidos a partir de los presupuestos anuales asignados por el Operador Técnico.

Otro aspecto señalado en las entrevistas es que el personal de mantenimiento hace que, en las zonales, una vez efectuado en requerimiento de la necesidad de mantenimiento/ inversión/ mejora, se desligan del mismo, no participando en la ejecución de los planes de mejora, priorización de tareas y/o inversiones.

De la zona operativas efectúan los pedidos conforme necesidades relevadas en los mantenimientos correctivos, pero el agente responsable se desliga “*no es obligación nuestra*” seguir la solución requerida, proyecto, ejecución de obra.

En la Planificación eléctrica de un sistema la integralidad de criterios con que se encara debe considerar la participación de las estructuras operativas y de gestión de reparaciones en el territorio.

Según manifiestan los técnicos, ellos no participan de esos procesos. El sector de Ingeniería (planificación), toma la información del SCADA, y, a partir de allí define inversiones. Ver Acta 26-4-2023.

Al respecto se advierte:

- El SCADA es a nivel de MT, quedando excluida la BT.
- El SCADA no registra estado y uso de cables.
- El SCADA no registra ocupación de Centros de Transformación, solo eventos, y reacción operativa (reconfiguración del sistema para abastecer demanda del momento).

Si bien SCADA y PSS u otro software de corrida de flujos eléctricos, que permiten ver el comportamiento del sistema en condiciones de operación normal y ante determinadas restricciones (indisponibilidades operativas del sistema bajo análisis) estos no son los únicos pasos de una Planificación Eléctrica. El componente humano, la visión del territorio y el conocimiento de los puntos calientes, equipamiento y el intercambio con las necesidades relevadas en territorio son parte de un esquema de planificación y determinación de prioridades.

No existe una vía o mecanismo interno para que desde el territorio se reasignen prioridades, resultando ello un punto de tensión en momentos críticos del sistema.

Se da detectado que la planificación y cumplimiento en MT y BT son inconsistentes con las reglas del buen arte. Entre ellos:

- El plazo de las termografías se realiza cada 48 meses (4 años). Cuando debieren realizarse con periodicidad superior y en momentos de alta ocupación de equipamiento, ya que acusan temperatura ante la exigencia.
- Una buena parte del equipamiento sigue siendo electromecánica, por lo que los procesos de cali-

bración no son consistentes.

- Planifican podas todo el año, cuando deberían realizarse en las épocas indicadas, que son precisamente las de baja demanda otoñal, principalmente.
- No hay registro de uso de equipamiento de análisis de baja frecuencia ni uso de equipamiento VLF para detectar fallas en cables subterráneos.
- Hay zonas donde los empalmes de cables se suceden aun de distinta tipología de cables y no generan “necesidades” de reemplazo.
- Las cámaras registran avance de corrosión en elementos críticos y falta de limpieza. Ver fotos es Anexo II.
- Los controles de puesta a tierra están muy por debajo de lo requerido para garantizar la seguridad de las instalaciones y personas. Esta observación se corrobora con el informe de Seguridad Pública, ver punto 4.9.- del presente Informe
- El mantenimiento de postación área es deficitario. La empresa reconoce efectuar 1.500 cuando debiere por planificación realizar 9.000 anuales.
- Varios informes al ENRE no guardan consistencia con lo que efectivamente se releva en territorio (caso cámaras) o la propia información de la Distribuidora respecto del estado de la postación aérea (se señala la 60% obsoleta y sin mantenimiento y solo planifican mantenimiento del 17% anual).
- En las áreas suburbanas no hay planificación de reemplazo de cables concéntricos por preensamblados.
- La NT 1235 extiende gran parte de los plazos de mantenimiento que promueven las reglas del buen arte, sin justificación alguna. Los mantenimientos son condicionados a la disponibilidad económica, que se decide anualmente., ver “Fase A” y siguientes, Pág. 17 y siguientes del Manual.⁸ . Ello condiciona los planes y su ejecución al nivel del presupuestario que se le asigna desde la gerencia.
- Las instalaciones de tipo A: instalaciones de alta criticidad (punto 7.1.4) no se transforman en proyectos de inversión automáticamente y no hay seguimiento de las Ordenes de Proyecto efectivamente se conviertan en proyecto.
- Los responsables territoriales, solo refieren al mantenimiento correctivo y de seguridad pública en MT y dicen que no hacen preventivo/ predictivo, salvo algunas termografías (ver mantenimientos preventivos punto 4.2.3.)
- Llama la atención la falta de mantenimiento edilicia de las instalaciones en MT: cámaras/ celdas, muchas veces expuestas a humedad, lluvia, altas temperaturas o falta de ventilación; con el consecuente riesgo a las personas y bienes de la concesión. Ver anexo II
- Esta afirmación se complementa con Seguridad Pública, ya que el mantenimiento preventivo en líneas aéreas, revisión de poda, postación y otros equipos conexos debiere estar programado y con personal asignado.

Se concluye que el mantenimiento preventivo/ predictivo es deficitario, cuando no inexistente en los niveles de tensión MT/BT.

El Subanexo 4 de su CC prevé: “...Será responsabilidad de LA DISTRIBUIDORA prestar el servicio público de electricidad con un nivel de calidad satisfactorio. Para ello deberá cumplir con las exigencias que aquí se establecen, realizando los trabajos e inversiones que estime conveniente.”

Antecedentes de sanciones por falta de mantenimientos preventivos: en varias oportunidades y ante eventos de desvíos en el resultado, interrupciones prolongadas, reiteradas, el ENRE ha analizado y sancionado a EDESUR S.A. a partir de análisis de eventos puntuales por falta de mantenimiento preventivo. Pero han sido puntuales, cuando en el territorio al día de la fecha. La Resolución ENRE 0379/2010. Boletín Oficial N° 31.951, lunes 26 de julio de 2010, p. 37, ratificada por Res- ENRE 479/2010, sanción que fuera encuadrada en el Artículo 25 incisos a), f) y g) del Contrato de Concesión; por falta de mantenimiento preventivo que dio origen a una falla en AT del sistema.

Las fallas en AT /MT y BT del sistema tienen múltiples causas.

Entre MT y AT ha habido varios “contagios” por falla de protecciones. Se han requerido los comprobantes de mantenimiento preventivos de protecciones en los sistemas de MT sin obtener los mismos. Esto fue advertido por la Veeduría 2022 y se repitió en varios momentos del Verano2022-23. Ver punto 8 - Recomendaciones.

En AT el mantenimiento preventivo/predictivo es inconstante y no hay coherencia entre la planificación y la ejecución del mismo. Las actividades que se sobre ejecutan están ligadas a verificar la capacidad de las instalaciones de tolerar uso intensivo y fuera de los límites (alta ocupación/temperatura), subyaciendo el conoimiento del riesgo de instalaciones obsoletas y/o sobreexigidas.

Las fallas registradas en MT dan cuenta que los mantenimientos correctivos - que son emergenciales -y que, detectadas la necesidad de mejoras/ preventivos, estos no se realizan con la extensión que requiere en épocas de baja carga. La unificación de diferentes tipos de cables en tramos cortos es parte de ello y sin embargo no se ejecuta.

Hay acciones, tales como el control de termografía que están pautadas cada 48 meses. Ello resulta inconsistente con la función de las cámaras termográficas que miden con el nivel térmico instantáneo de una instalación. Un mantenimiento cada 4 años con los niveles de ocupación de los alimentadores y, uso y carga de cables en MT.

Otro tanto ocurre en BT. Donde accionar de cuadrillas sin supervisión, generan accidentes. Caso Pigmento EX-2020-36050594-APN-SD#ENRE.

El potencial riesgo operativo y a la seguridad operativa que un mantenimiento correctivo de emergencia podría justificar, no es reemplazado por un mantenimiento integral y normalización de los tramos emparchados. Hay cables con hasta 5 empalmes por tramo en BT⁹.

Al igual que en MT, en BT los espacios estacionales de menor ocupación no se aprovechan para reponer las condiciones operativas de las instalaciones.

Esto se condice con la tendencia que demuestra el consumo de materiales en los últimos tres años. El Cuadro siguiente se da cuenta de un listado de materiales críticos que sigue ENRE y la tendencia de consumo de los mismos, mostrando un fuerte decrecimiento de los mismos.

Es decir, en términos generales el consumo de materiales es aprox. 40% menos que en 2019, lo que

9 Ver Figura 6 A y B (empalmes)

tiene consistencia con el comportamiento de las instalaciones y la criticidad de prestación del servicio.

Esta situación es constante, por lo que no hay cumplimiento de las reglas del arte en el mantenimiento de las instalaciones y el estado general de las instalaciones da cuenta que se trata de medidas sistemáticas de gestión de la Distribuidora que tiene respecto de las instalaciones y del servicio una visión de corto plazo.

Contratistas: a diferencia de EDENOR donde toda tarea externa se ejecuta mediante licitación, EDESUR no tiene un procedimiento de compulsa de precios para encarar mantenimientos. De hecho, en xxx de marzo de 2023, y ante la toma de conocimiento el día 23 de marzo de 2023, en EX-2023-30545192- -APN-SD#ENRE de la suscripción de largo plazo de contrastes marco de mantenimiento- quinquenales- con las empresas contratistas de siempre, la Intervención de ENRE objeta la misma y limita el plazo de ejecución. Ver puntos 5.2 y 5.3.- del presente informe y costos indirectos.

En ambos casos no haber adoptado siempre todas las medidas técnico – operativas necesarias (listar y concretar inversiones y/o reforzamiento de redes, capacidad en el área y/o reconfiguración operativa) es un incumplimiento del art. 25° incisos a), b), f) y concordantes del CC.

4.2.4 PLANIFICACIÓN ELÉCTRICA INVERSIONES.

En los procesos de planificación en MT y BT no participan quienes conocen los problemas en el territorio. Por otro lado, el SCADA no registra eventos operativos BT por lo que la situación de la demanda abastecida en esos niveles de tensión queda sin alimentación/ retroalimentación. Esto hace que la planificación de inversiones no registra la magnitud de las necesidades del sistema.

El hecho que la planificación eléctrica queda limitada por los recursos económicos que el Operador Técnico establece anualmente; determina un límite crítico en sistemas que tienen al crecimiento de la demanda cuasi permanentemente y que a la vez, por el elevado nivel de obsolescencia requieren de más esfuerzo de planificación e inversión.

INVERSIONES

Los técnicos de la Distribuidora saben qué hace falta como equipamiento y registran necesidades. Sin embargo, la decisión empresarial ha sido habilitar apenas un porcentaje mínimo de las necesidades pasarlas a inversión.

La definición técnica de inversión es todo aquello que sustancialmente amplie la capacidad del sistema o garantice al mismo una extensión sustancial de la vida útil del equipamiento, sin embargo, en la RTI 2017 ENRE calificó las inversiones¹⁰en:

1. Inversiones para alcanzar la Calidad de Servicio Técnico establecida en la Res. ENRE N° 463/2016 y Calidad de Producto y Calidad Comercial objetivo establecida en la Res. ENRE N° 492/2016, considerando el estado de la red y la demanda máxima;

2. Inversiones en expansión de redes para abastecer el crecimiento de la demanda en condiciones de calidad de servicio y producto adecuadas. Involucra desde las interconexiones con las transportistas y los Generadores hasta los puntos de suministro a los usuarios; (3 niveles de Tensión)

3. Inversiones en renovación de redes, considerando todas las mejoras tecnológicas que hagan más eficiente la operación de la red eléctrica y mejoren la calidad de servicio técnica y comercial que incluye:

- Renovación del equipamiento de EE.TT. AT/AT, SS.EE. AT/MT, red MT y Centros de transformación MT/BT;
- Renovación del equipamiento de maniobra, protección, medición, telecontrol y servicios auxiliares en EE.TT AT/AT y SS.EE. AT/MT en estado de obsolescencia tecnológica;
- Renovación del equipamiento de maniobra y protección en Centros de Transformación MT/BT en estado de obsolescencia tecnológica;
- Renovación de las redes de AT, MT Y BT;
- Reemplazo de redes subterráneas de AT de acuerdo con la criticidad de su estado y de su importancia para el abastecimiento de la demanda;
- Reemplazo de redes subterráneas de MT de acuerdo con la criticidad de su estado y de su importancia para el abastecimiento de la demanda;
- Reemplazo de redes aéreas de MT convencionales por tipo protegida, de acuerdo con su entorno ambiental y desempeño;
- Reemplazo de redes convencionales de BT por línea de tipo preensamblada, especialmente en zonas muy arboladas;
- Reemplazo de medidores;
- Incorporación de equipamiento de telecomunicaciones.
- Adicionalmente se consideran aquellas inversiones necesarias para la prestación del servicio que no están directamente vinculadas a la red de distribución, denominadas inversiones no-eléctricas.

En el proceso de la Revisión Técnica Integral «RTI» de 2017, la Distribuidora (y ENRE) reconocieron:

- Déficit Empresarial; ver punto 4.3.-del presente informe
- Déficit Operativo; ver informe final ENRE previo a la Res. 64-2017. “cátchup” e informe AGN
- Déficit de Capacidad; ver INFORME TECNICO_EDS_2015_FINAL.doc INFORME TECNICO_EDS_2015_FINAL.doc Nov 2015 Informe final FOCDE

-

En 2017, la planificación aportada para la RTI que integra el Anexo 16 de la Resolución N° 64-2017, la identificación y el cronograma de obras el AT fue la siguiente:

Cuadro N° 14 Objetivos RTI en AT, y agregar cumplimientos AT

14. OBJETIVOS RTI EN AT,					
OBJETIVOS RTI – EDESUR S.A.					
AÑO	EXPANSIÓN Y RENOVACIÓN RED BT (KM)	EXPANSIÓN Y RENOVACIÓN RED MT (KM)	EXPANSIÓN Y RENOVACIÓN CT (USD)	TELEMANDO RED MT (PUNTOS)	PROYECTOS AT (PES)
2017	98	266	74	150	6
2018	167	316	104	500	1 + (5 RTI 2017)
2019	180	329	105	800	6 + (1 RTI 2017 + 1 RTI 2018)
2020	176	355	91	800	11 + (1 RTI 2017 + 6 RTI 2019)
2021	165	252	89	750	5 + (5 RTI 2019 + 11)

Fuente. IF Informe Plan EDESUR para Veeduría 2022.Ex 23150007-APN-SD#ENRE

Cumplimiento de Inversiones RTI

El siguiente cuadro muestra el nivel de cumplimiento de los compromisos RTI.

Cuadro N° 15.- % de Cumplimiento de compromisos AT de la RTI

Proyecto	Denominación	Km	MVA	PES	Resol. 64/2017	(Anexo XVIII Res. ENRE N° 64-2017)
U-0101-E1-02	Reconstrucción de la Sección III en SE Alte. Brown	0	0	2019	NO	*Se debe aclarar que éste equipo es muleto, no suma potencia en forma directa a la red, solo lo hará en cuanto los equipos VII y/u VIII se encuentren fuera de servicio (por avería o mantenimiento).
T-1000	Reemplazo de Cables T-321/322/324	1,2	0	2019	NO	
Q-3831	Ampliación S.E. Glew de 2x40 MVA a 2x80 MVA	0	80	2020	SI	
Q-3807	Ampliación SE Gerli a 2x80 MVA	0	80	2017	NO	
Q-3805	Ampliación SE Pompeya a 4x40 MVA	0	40	2017	NO	
Q-3802	Ampliación SE Santa Rita a 2x80 MVA	0	80	2017	NO	
T-3828	Ampliación SE Sarandí a 2x80 MVA	0	0	2019	SI	
Z-0101-CA	Ampliación SE Spegazzini-SEM 35 MVA	0	35	2021	NO	
T-3801	Conversión SE Tres Sargentos		32	2021	NO	
T-3802	Nueva Alimentación SE Tres Sargentos	0		2021	NO	
Q-3915	Nueva SE Padre Novak	0	40	2018	SI	
Q-3810	Nuevo Vínculo 132 kV SSEE Dock Sud - Escalada	10	0	2017	SI	
Q-3801	PEyM FF.CC Roca Quilmes Sur	2,5	0	2018	SI	
T-3807	Puesto de Entrega y Medición AySA Bernal	0,5	0	2020	NO	
Q-1006	Reemplazo T.225-226-574 D. Sud - Corina - Escalada ET 3	7		2021	SI	
Q-1008	Reemplazo T.433/434 V. Crespo-Centenario	2,5	0	2017	NO	
L-1161	Renovación de Interruptores 132 kV	0	0	2019	NO	
Q-1001	Renovación T.104	5,2	0	2017 (PES PARCIAL) 2020 (PES TOTAL)	SI	
Q-1000	Renovación T.111-112-113	5,3	0	2018	SI	
I-3810-03	Transformador Muleto 220/132 kV, SE Perito Moreno (*)	0	150	2020	NO	
S-8167	Traslado SEM Santa Rita a P. M. Roca	0	35	2018	SI	

Con posterioridad se replantearon inversiones entre 2021 y 2022

Cuadro N° 16.- Inversiones para 2021 y 2022 en AT (no constan Avances Físicos representativos).

16. INVERSIONES PARA 2021 Y 2022 EN AT (NO CONSTAN AVANCES FÍSICOS REPRESENTATIVOS)	CÓDIGO DE PROYECTO	NOMBRE	TOTAL ANUAL	AVANCE FÍSICO DEL PROYECTO
		I-3810	NUEVA SE MITRE 220/132KV	8.084.313
	P-8008	NUEVA SE GUILLÓN 2X40 MVA	1.	0,0
	Q-3800	NUEVA SE SAN VICENTE 2X40 MVA	12.671.699	1,0
	T-3817	NUEVA SE PIÑEYRO 132/13,2 KV 2X	639.201	0,0
	M-1166	RENOVACION DE INTERRUPTORES DE 220 KV	4218.046	0,0
	M-1167	RENOVACION SECCIONADORES 132 KV	11.623.500	0,0
	P-8061	RENOVACIÓN DE INTERRUPTORES DE 132 KV	1.079.776	0,0
	P-8066	RENOVACION DE INTERRUPTORES DE 220 KV	80	0,0
	Q-3832	NUEVA SE PAPA FRANCISCO 220/132 KV 2X300	554.348.177	0,0
	U-0101-TA	RENOVACIÓN HV	10.601.118	0,0
	X-0101-TA	RENOVACIÓN HV	235.056.540	0,0

Fuente. Elaboración
DIT . archivo 13-4- leoni
PIEDS 20230412

17. INVERSIONES PARA 2022 QUE, NO CONSTAN AVANCES FÍSICOS REPRESENTATIVOS			
CÓDIGO DE PROYECTO	NOMBRE	TOTAL ANUAL	AVANCE FÍSICO DEL PROYECTO
Q-3832	NUEVA SE PAPA FRANCISCO 220/132 KV 2X300	8296.915	0,0
X-0101-TA	RENOVACIÓN HV	17.031	0,0
P-8061	RENOVACIÓN DE INTERRUPTORES DE 132 KV	7.041.774	0,0
Q-3800	NUEVA SE SAN VICENTE 2X40 MVA	825.996	1,0

Fuente. EX2022-23150007-APN-SD#ENRE Elabora DIT según el AAEFYRT, presentan Montos aplicados

Obras comprometidas 2022:

Conforme la Veeduría EX-2022-23150007- -APN-SD#ENRE en2022 la distribuidora las siguientes obras en AT están planificadas. El Avance físico relevado al 3-3-2023 se muestra en el cuadro siguiente:

Cuadro N° 18.- Avance Físico Inversiones en AT comprometidas 2022

		AVANCE FÍSICO DIT	ANEXO IV 23/11/2022
M-1166	M-1166 RENOVACION DE INTERRUPTORES DE 220 KV	0%	100%
M-1167	M-1167 RENOVACION SECCIONADORES 132 KV	0%	100%
P-8061	P-8061 RENOVACIÓN DE INTERRUPTORES DE 132 KV	0%	100%
P-8066	P-8066 RENOVACION DE INTERRUPTORES DE 220 KV	0%	100%
Q-3832	Q-3832 NUEVA SE PAPA FRANCISCO 220/132 KV 2X300	0%	55%
U-0101-TA	U-0101-TA RENOVACIÓN HV	100%	100%
X-0101-TA	X-0101-TA RENOVACIÓN HV	92%	92

Fuente. Fecha del informe EX2022-23150007-APN-SD#ENRE. IF xxxx

Véase que, salvo la Renovación HV – proyectos U-0101 renovación HV y X-0101-TA no hay otras inversiones con avance físico an 31-12-2023.

CABLES Y POSTACIÓN EN MT:

Cuadro N° 19.- Inversiones en MT-BT -Redes

MAGNITUDES PES 2023 - EDESUR SA		
Año	Expansión y Renovacion red BT (Km)	Expansión y Renovacion red MT (Km)
2017	205,3	125,9
2018	164,5	144,3
2019	285,6	242,1
2020	64,6	98,9
2021	222,25	98,64
2022	97,94	82,41
12/4/2023	13,81	6,75

Fuente. ENRE. DIT. 13-4-2023- IF XXX

Algunas inversiones, como compra de transformadores se hacen sin la intervención de "Ingeniería", con lo que se expone que no existe un único planificador, ni se considera la planificación articulada de todas las instalaciones. No hay estructuradas reuniones de seguimiento y priorización de proyectos con los responsables territoriales de mantenimiento (mantenimiento correctivo/preventivo) en MT/BT y el área de planificación eléctrica -Ingeniería-. La primera no tiene injerencia en la priorización. Ver acta 26-4-2023.

- Hay déficit actual de ejecución de las inversiones que permiten garantizar el suministro en condiciones N-1, especialmente en instalaciones de MT y AT/MT.

- La cantidad de instalaciones en situación crítica y los tiempos de ejecución de inversiones tornan imposible cumplir en todos los partidos y comunas la ejecución de inversiones para llegar a garantizar en corto plazo las inversiones que se requieren para operar el sistema en condiciones N-1.

La conclusión preocupante es que la Distribuidora en MT se limita a efectuar los mantenimientos correctivos, pero no a reposición y expansión de los cables en MT.

LA VISIÓN DE EDS

La Distribuidora presenta sistemáticamente como inversiones tareas de mantenimiento correctivo, pagos y gastos que claramente no son inversiones. El siguiente cuadro da cuenta de ello.

Cuadro N° 20 .- Reporte de Inversiones de la Distribuidora

INVERSIÓN HISTÓRICA 2016/2023			Fuente: Edesur ENRE Auditoria ND v0418							
En M\$			2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
GROSS			2.530	3.539	4.766	8.717	8.191	16.660	23.312	38.644
TREI			593	1.152	1.548	2.133	2.238	4.192	7.332	13.734
	Corrective Maintenance	E1	273	104	357	1.221	1.250	2.237	4.530	5.572
D	Connections & Tx	CX	356	655	553	1.499	2.037	3.109	4.482	7.341
I	Load Increase	CA	381	294	244	886	527	677	1.938	3.082
R	Renovación Cables OF	TAOF	129	191	185	231	247	658	717	1.221
E	Renovación AT	TA	26	8	46	32	84	805	472	992
C	Quality Program + Regulations	QS+IS	581	853	1.347	1.990	600	2.933	1.267	2.629
T	Losses Reduction Program	LR	26	32	23	74	114	386	563	1.105
A	ICT	IM	94	174	133	155	399	371	693	1.355
S	Market + Enel X	IM + AI	0	1	208	200	543	1.015	752	749
	Otros	AI	69	75	123	296	152	278	564	864
			1.936	2.387	3.218	6.583	5.953	12.468	15.980	24.910
			Montos en M€							
			2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
	CX + Mantenimineto		38,5	40,5	21,1	40,4	31,9	46,0	47,7	41,8
	Mejora		68,4	71,8	42,2	46,7	14,1	43,6	23,2	25,6
			Focede		RTI			Ac. Marco		

Es objetable desde el punto de vista regulatorio los siguientes ítems del cuadro los rubros que la Distribuidora considera inversiones.

Del cuadro se advierte que, regulatoriamente:

- Mantenimiento correctivo NO ES INVERSIÓN. De hecho y tal como se explicitó no proviene de un planeamiento de instalaciones. (Ver puntos anteriores). Consultados con fecha xxx contestan vía mail – IF xxx que computan como inversión:” Sin cambio en la capacidad de conducción eléctrica: Baja Tensión: Mayor de 20 metros de cable subterráneo, 50 metros líneas de red aérea.
- Media Tensión: Mayor de 50 metros de red de media tensión (aérea y subterránea). Alta Tensión: Se deberá analizar para cada caso particular”.
- No es inversión en control de Pérdidas No Técnicas, salvo que refiera a pérdidas técnicas. (en el cuadro LR).
- Conexiones no son Inversiones, ya que tienen en los Costos de Explotación un rubro específico.
- Renovación de cables OF. Tal como se demostró el 58% en C.A.B.A. y 70% en Provincia de Buenos Aires son cables OF, con entre 35 y 70 años de antigüedad, declarado por la propia Distribuidora. El nivel de inversión en cambio, no se condice con las necesidades del sistema ni con los niveles de inversión que declara ante ENRE. Ver informe 3.3-
- Mercado y Enel X no es inversión. ENEL Trading S.R.L. es una subsidiaria de la controlante y presta servicio comercial cuando la comercializadora es EDESUR. Utiliza los edificios corporativos y además le presta servicios de licencias, y, estos, en tanto no se trasfiere la titularidad a la Distribuidora no son inversiones. De hecho, en IF-2023-48936581-APN-SD#ENRE la distribuidora informa que abona entre 660.000 y 76.000. ver punto 5.5.2.3. del presente informe

Señalado este punto, no menor, que a su vez es constatado en el punto 5.2 del presente Informe.

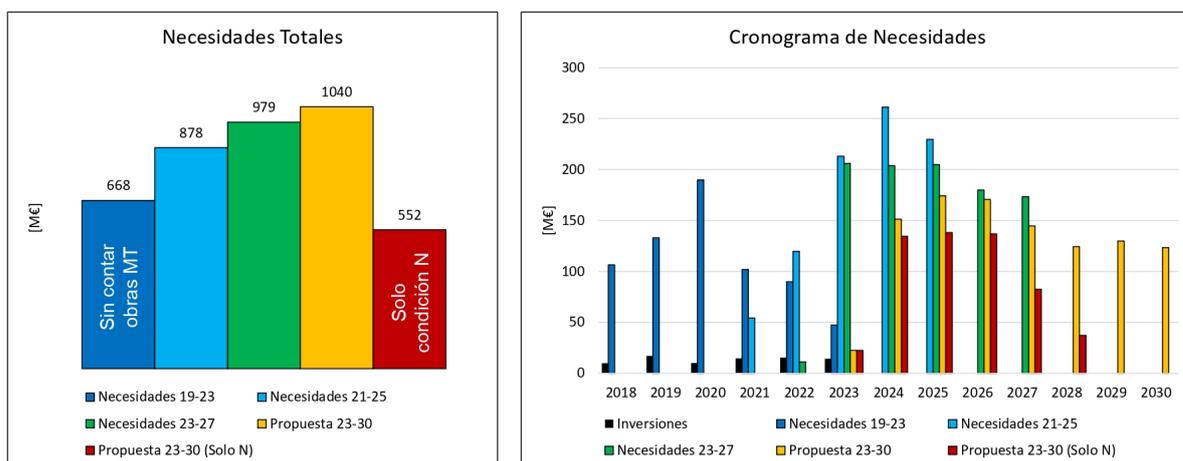
Costos RTI

La empresa ha elaborado 2 planificaciones en los últimos años: (i) 2019-2023 y (ii) 2021-2025. (iii) 2023-2027, en dos versiones necesidad y propuesta (menor), barras verdes y amarillas.

Conforme la propia Distribuidora el nivel de inversión (segmento azul, celeste, verde o amarillo, según las alternativas que presenta) respecto que de las necesidades es claramente muy inferior a la ejecución de inversiones (segmento negro).

Gráfico N° 30.- Necesidades relevadas e Inversiones proyectadas o realizadas

Fuente: Edesur ENRE Auditoria ND v0418



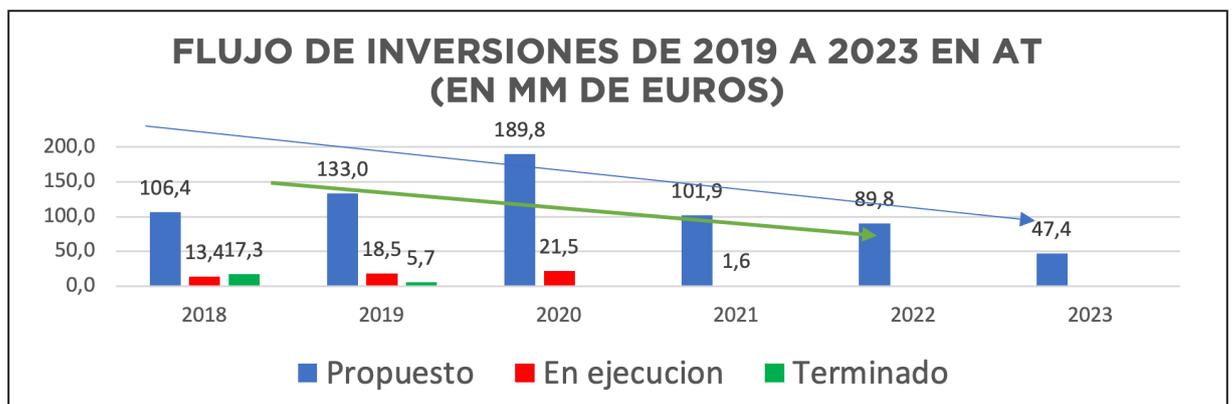
- (1) En la planificación dentro del marco de la RTI ya marcaba que no estaba planificado cubrir las necesidades, puesto que en 2018 la relación entre necesidades y ejecución era aprox. 10 a 1.
- (2) En la planificación 2021-2025 se advierte que las necesidades son sensiblemente mayores (ver 2022 y 2023), y observando 2023, se observa claramente como las necesidades se han trasladado de lo no ejecutado los años anteriores hacia adelante en el tiempo. Por otro lado, **la ejecución en 2023 sigue estando en el mismo nivel que 2021 y 2022, a pesar que expone y conoce que para prestar el servicio en condiciones N requiere el doble de inversiones en 2023 de las que tiene planificadas ejecutar** (comparación barra roja/amarilla vs. Negra).
- (3) **La barra roja en el gráfico señala las necesidades para prestar el servicio en condiciones N. Si vemos las necesidades (barra verde, o en el peor de los casos amarilla) contra las necesidades en condiciones N – significa exclusión de contingencias- proyecta pasar de aproximadamente Euros 20 MM a E 130 MM aproximadamente a partir de 2024. Esto es imposible, que que significaría sextuplicar la capacidad de ejecución y ni la empresa ni el mercado está preparado para ello.**
- (4) **La barra roja inversiones 2023 para prestar el servicio en condiciones N es la mitad de lo que está planeando de ejecución.**

EN 2023 LA PROPIA DISTRIBUIDORA RECONOCE QUE SUS INVERSIONES NO CUBREN LAS NECESIDADES DE INVERSION PARA PRESTAR EN SERVICIO EN CONDICIONES NORMALES (SIN CONTINGENCIAS).

El Gráfico, expone la mecánica de la Distribuidora de ejecutar lo mínimo de inversiones y posponer lo posible. **El riesgo real e inminente es que la Distribuidora expone que sin sextuplicar las inversiones y cumplir inversiones en 2023/25 no podría prestar el servicio en condiciones N. Pero no las ejecuta.**

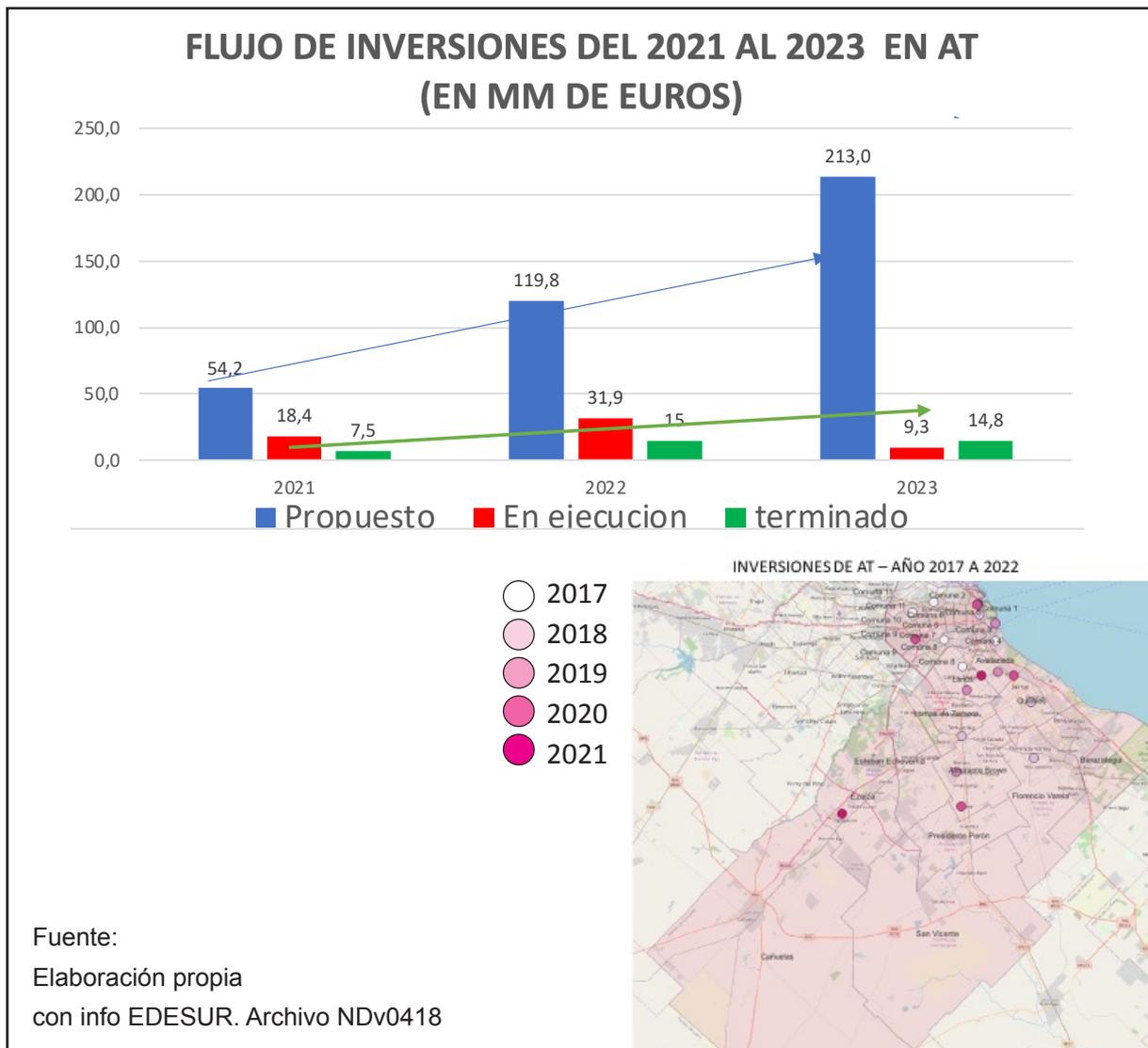
Los siguientes gráficos dan muestra de la realidad que presenta sistemáticamente en el cumplimiento de las inversiones, ya que entre lo “propuesto” - necesidad mínima-, lo que en realidad de ejecuta y lo que se pone en servicio (PES) siempre mantiene una tendencia decreciente, tanto en monto como en cumplimiento. Esta misma conclusión es presentada por ENRE- DIT en la Veeduría 2022- EX 27150007-APN-SD#ENRE.

Gráfico N° 31.- Evolución Plan de Inversiones 2019- 2023 (en MM Euros)



Fuente: Elaboración propia con info Edesur ENRE Auditoria ND v0418

Gráfico N° 32.- Evolución. Inversiones Plan 2021-2023 en MM Euros



La Distribuidora reconoce que sistemáticamente se ejecuta menos de lo planificado, y que se pone en servicio menos de lo que se arrastra “en ejecución”.

Es mayor el desvío en materia de prestación del servicio cuando se advierte que tareas de atención de interrupciones y eventos – mantenimientos correctivos y conexiones son calificados como inversiones. Tal como se analizó precedentemente -Cuadro N° 19 - las inversiones que presenta no son regulatoriamente consideradas como tales, y, por tal, el nivel de inversión que expone, además de ser deficitario, falsea el esquema de clasificación regulatoria.

El incumplimiento del contrato en materia de inversiones para abastecer la situación actual y en el futuro inmediato, en condiciones N es manifiesto, ya que reconocen que para prestar el servicio en los términos de calidad fijados en el Sub Anexo IV se requiere necesariamente invertir – como mínimo- lo que está planificado e identificado como necesidades y como barra roja, asumiendo que el servicio no tiene contingencias.

4.3 GESTIÓN EMPRESARIA

CAPACIDAD OPERATIVA:

Cuando se grafica la cantidad de cables en MT declarados fuera de servicio en los últimos 3 veranos da cuenta de la tendencia creciente de a cantidad de cables que van quedando pendientes de reparación en los picos de demanda. Ver Gráfico N° 22.- Evolución de reparaciones correctivas Cables MT Subterráneo

Ello impone un stress sobre las redes, ya que, aun abasteciendo desde otro punto, se ha reconfigurado la operación de las instalaciones sistemáticamente, para poder abastecer esas zonas, produciéndose sobrecargas, que desencadenan nuevas interrupciones por sobrecarga, hasta que se llega a un punto tal que, aun con cortes rotativos preventivos, no se llega a resolver los requerimientos de la demanda.

Esta auditoría no ha profundizado sobre el análisis de los registros SCADA del Verano, quedando pendiente como recomendación para profundizar en el proceso de Auditoria – pero analizando los puntos calientes “desvíos de calidad” Res. ENRE N° 199/2018, los eventos, el estado final de los alimentadores zonales y los cables MT fuera de servicio, se concluye que la operatividad presenta varias falencias que confluyen el “colapso” zonales de gestión operativa que produce déficits operativas y calidad de servicio no satisfactoria: entendiendo por esta fuera de los parámetros admisibles para todos y cada uno de los usuarios que garantiza el plexo normativo y no sólo la calidad global que -como media – exige el Concedente, y que son relevados técnicamente por la Distribuidora pero no atacados en la gestión para resolver los mismos:

Confluyen a la prestación no satisfactoria en términos de calidad y abastecimiento:

- Estado de instalaciones en MT: obsolescencia/ mantenimiento/ sobrecarga transformadores: momentánea o sistémica/ obsolescencia cables y empalmes de sección de tipología diferente.
 - Falta de mantenimiento en MT.
 - Fallas de protecciones en MT, que contagian fallas MT/MT y aguas arriba: MT/AT. Ver conclusiones Veeduría 2022.
 - Falta de capacidad para atender el nivel de mantenimientos correctivos en tiempo y forma.
 - Déficit de atención primaria de reclamos (ver punto Atención Primaria 4.2.1.- del presente Informe), que, al sobrepasar una cantidad de documentos, tienen un sistema de cierre de reclamos que no resuelve la situación real.
 - Déficit de estructura y recursos para atender picos de carga que no es paliada durante los restantes períodos.
 - Falta de atención de reclamos de clientes en períodos de alta carga e interrupciones (campañas de

llamadas)

- Desconexión de planificación entre requerimiento de necesidades e inversiones ejecutadas.
- Falta de supervisión de tareas de contratistas en MT
- Visión cortoplacista y financiera de la gestión

La propia Distribuidora en la RTI requirió ingresos para readecuar la dinámica empresarial, aduciendo que años de desbalance tarifario la habían llevado a la afectación de la gestión. ENRE le reconoce una “readecuación” de los Costos de Explotación (catch up) de la empresa que fue determinada en un porcentual de y conforme AGN en punto 1.1.- del presente Informe respecto de lo que hubiera resultado de aplicar los Costos Eficientes a la empresa de 2017, mediante contabilidad regulatoria, o requerido por la empresa descontando los rubros “no regulatorios”. Para ello, la empresa comprometía una serie de actividades que implicaban directa o indirectamente una mejora en el servicio.

Independientemente si se cumplieron las actividades -evidentemente la mejora en el servicio, como resultado final no se cumplió ni a nivel global ni individual- se advierten que la gestión empresarial tiene déficit que son esenciales al tiempo de evaluar el desempeño. Entre ellos:

- Se cortan los procesos esenciales: apertura/ cierre y asignación de documentos; apertura de anomalías.
- Campaña de Llamadas y cierre de documentos sin restitución del servicio
- Falta cuadrillas Guardia-Reclamo para mantenimientos correctivos
- Falta inversiones, no condicen con necesidades
- Manejo únicamente presupuestario de corto plazo (anual).
- GGEE con más potencia y energía de la aconsejable (70 MVa), con alto costo.
- Información no veraz al ENRE y usuario en procesos básicos.
- Alta rotación dirigenal.
- Falta cumplimiento de mantenimiento preventivo/predictivo en MT/BT
- Falta planificación de rediseño de instalaciones (caso MERS)
- No hay fin de procesos de atención de electrodependientes
- Precarización de personal sustantivo para el servicio. (la relación entre propios y contratados es 1 a 3 en Guardia Reclamos y correctivos)
 - Gastos comerciales innecesarios e no justificables: combustibles, sobres de facturación, costo software, vehículos alta gama, duplicidad de funciones con actividades no reguladas pagadas por la regulada, etc.
 - Alto niveles de reclamos y alto porcentual a favor del usuario.

Se puede concluir que la visión y acción y procesos decisionales cortoplacistas atentan contra las necesidades de un servicio público, monopolio por redes, actividad capital intensivo, y en un área de concesión con demandas estructuralmente en crecimiento, y que a su vez, está arrastrando un importante nivel de obsolescencia que requiere necesariamente el rediseño de arquitectura de redes y reemplazos tecnológicos para optimizar las instalaciones eficientes, operarlas de modo seguro y confiable.

4.3.1 OTROS ASPECTOS DE LA GESTIÓN

EQUIPAMIENTO Y DEPENDENCIA DE PROVEEDORES EXTERNOS CONCENTRADOS POR LA EMPRESA TRASNACIONAL.

Cuando se ven los registros SAP y las compras de equipamiento el Operador Técnico ENEL, lejos de crear redes locales importa de su casa central equipamiento propio, en muchas ocasiones producto de recambios tecnológicos en Italia, como es la generación de medidores de las pruebas piloto de medición con trasferencia de información racimo.

El SAP compras/contrataciones tiene numerosos casos de estas compras de equipamiento *intercompany*. Entre ellos: Software de gestión y operación. Ver punto 5.5.2.3. del presente informe.

Otro tanto ocurre con el equipamiento no eléctrico. La dependencia de los servicios de software de uso exclusivo y desarrollados para y de titularidad de ENEL y/o subsidiarias representan una vulnerabilidad para el servicio ya que gran parte de las licencias CYBSEC-I&N - IC, CYBSEC-COMMON PLATFORM - IC, CYBSEC-Factory - IC, MLM E ARQC (SALESFORCE), Amazon Web Services Cx, Cyber Security, SAP LICENSES, ORACLE LICENSES, TAM, VPN Service (Palo Alto), entre otros.

CONTRATOS DE SERVICIOS.

En % se mantienen en el tiempo, pero después de iniciada la auditoría pretendió suscribir contratos de servicio marco por 5 años con sus contratistas de siempre.

La auditoría requirió a la intervención y esta ordenó a la empresa se abstenga de contratar servicios más allá del año calendario. No hay supervisión de las empresas contratadas. Siempre son las mismas

4.3.2 GRUPOS ELECTRÓGENOS.

En Nota digitalizada como IF-2022-129997595-APN-SD#ENRE (GG/OyM N° 278/2022), en respuesta a lo solicitado por el ENRE en la Nota NO-2022-105232237-APN-DIT#ENRE pedido de información del Plan en relación a los grupos electrógenos GG.EE. - informó como “Operativos” y como “Disponibles” esta potencia:

Cuadro N° 21.- Grupos denunciados por la Distribuidora plan Verano 2022/23

GRUPOS ELECTRÓGENOS OPERATIVOS Y DISPONIBLES			
EDESUR SA AL 30-11-22			
GE PROPIOS EDESUR S.A.	MENORES DE 100 KVA	MAYORES O IGUALES A 100 KVA	POTENCIA TOTAL (KVA)
OPERATIVOS	7	1	4326
DISPONIBLES	23	-	85,5
TOTAL	30	1	4411,5

Fuente. ENRE.Veeduría 2022. Informe final

De la tabla anterior puede observarse que los GG.EE. propios de la Distribuidora son prácticamente en su totalidad equipos de potencias menores a 1.000 kVA. Para el 2021 fueron 38 equipos y el mismo servicio.

Asimismo, la Distribuidora declaró en la Veeduría 2022 tener a disposición 64 equipos más un servicio contratado a demanda. Como estrategia económica de corto plazo, relacionado con un Plan de contingencias puede ser admitida la inversión, ya que reduce la ENS, pero siempre considerado como una herramienta ante las emergencias.

Con EDESUR esto no es así. En los listados que pasa a ENRE se advierte que el Verano-2022/23 tuvo conectados alrededor de 70 MVA, y en algunos casos desde hace un año en el mismo sitio. Ver IF Ver IF 2023-59526209 _APN-DIT#ENRE (sxl. GG.EE. conectados del 27/2 al 10.4) y desde diciembre hay 21,5 MVA. El siguiente cuadro da cuenta de ello.

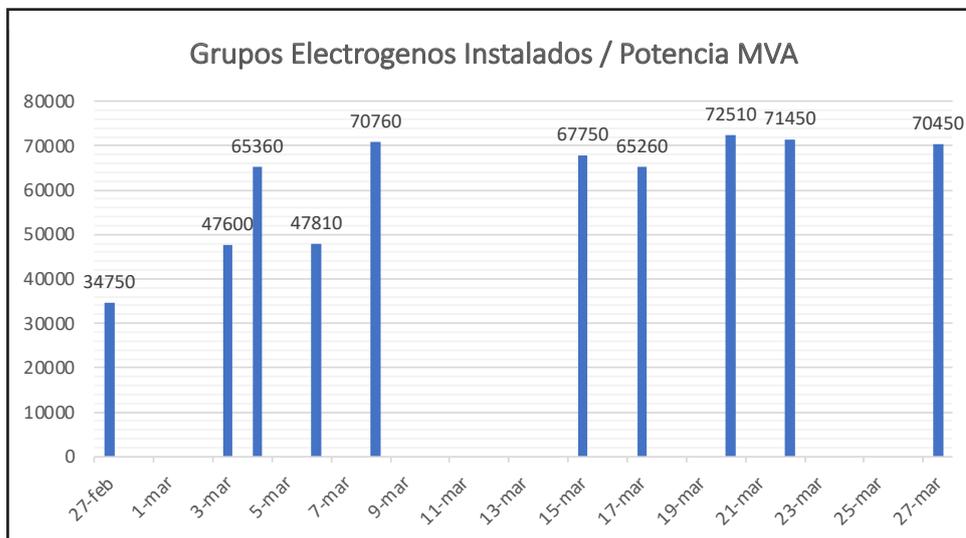
Cuadro N° 22.- Grupos Electrógenos declarados por EDESUR a ENRE.

GRUPOS ELECTRÓGENOS CONECTADOS POR FECHA			
EDESUR SA VERANO 2022 - 2023			
FECHA	MENORES DE 100 KVA	MAYORES O IGUALES A 100 KVA	POTENCIA TOTAL (KVA)
20/12/2022	-	9	18.250
26/12/2022	-	11	28.750
12/01/2023	-	11	28.00
18/01/2023	1	5	22.000
17/02/2023	2	19	41.600
27/02/2023	-	13	34.750

Fuente. ENRE.Veeduría 2022. Informe final

Gráfico N° 33.- Evolución cantidad de grupos conectados.

(datos diarios/ parcial)



Fuente
ENRE. GAP.

La potencia conectada es el equivalente a 70 MVA. si las potencias móviles son una solución emergencial y toda distribuidora debe tener previsto situaciones de contingencia. Respecto de EDESUR se plantean dos cuestiones que la tornan inadmisibles en términos de desempeño prestacional:

- (i) contar en los picos de carga con 70 MVA conectados, ya que refiere a falta de inversión en instalaciones fijas y
- (ii) gasto extraordinario que la tarifa no reconoce y, por tanto, el diferencial entre el costo medio del PEST y el costo de provisión (si consideramos los costos CAMMESA USD 300/MWh vs AR\$ 7.456 de PEST medio marzo2023, el diferencial es dinero que no se recupera en tarifa.

Por otra parte, la cantidad de unidades móviles y grupos sin embargo no alcanzó durante el verano 2022/23 y EDENOR, conforme informó al ENRE debió darle equipos en préstamo.

La situación de los GG.EE. es endémica y no emergencial. Denota que conoce la precariedad de sus instalaciones no era suficiente para abastecer el servicio.

A lo largo de los períodos EDESUR ha mantenido la estrategia de compra alquiler de Grupos Eléctricos –GGEE- en vez de invertir a un costo que la tarifa no reconoce.

El costo: en el mes de febrero y marzo de 2023 los MVA conectados diarios estuvieron entre los 60 y 72 MVA.

Asumiendo: 30 días año a 60 MVA *0,90= 53 MW *24 horas= 38.160 MWh/año a un costo de USD 300/MWh (costo forzamiento CAMMESA) = USD 11.448.000 /año o a AR\$ 200/USD= AR\$ 2.289.600.000/ año o cuando a Precio Estacional Medio -PEST Medio CAMMESA de febrero 2023¹¹ -el pass through es de AR\$ 7.454/MWh y a la Distribuidora le cuesta AR\$ 60.000.-/MWh

Esa ineficiencia ya estructural – dada el aumento anual de la necesidad de GE- es económica valoriz-

11 Ver informe Mensual febrero 2023 en www.portalweb.cammesa

able en **AR\$ 52,346/MWh o AR\$ 1,997,523,360.00 anual** de costo no recuperables, que “presionan” sobre el desempeño de operación y mantenimiento.

Esto representa el 3,9% de los costos totales admitidos a valor tarifa teórica Res. ENRE N° 241/2023.

4.3.3 PÉRDIDAS NO TÉCNICAS (PNT) SOBRE LAS ADMITIDAS.

La RTI 2017, mantuvo el porcentaje de pérdidas admitidas totales al mismo nivel que al inicio de la concesión siendo este 12,8% integralmente para la Distribuidora¹². Según ENRE las pérdidas técnicas de la concesión son del 7%.¹³ El resto de las mismas, 5,8%, es lo que el regulador admite por la gestión comercial.

La diferencia entre las pérdidas totales y las admitidas son un costo para la Distribuidora, ya que el *pass through* del precio CAMMESA incluye el porcentual de pérdidas admitidas. La señal de incentivo es que, si la Distribuidora logra bajar sobre las admitidas, obtiene una ganancia extraordinaria, y, caso contrario debe afrontar de su ingreso -no reconocido por tarifa- los montos resultantes de la diferencia en más que conlleva la falta de gestión de las mismas.

Entre 2018 y diciembre de 2022 la totalidad de energía perdida del **orden de 8.357.827 MWh, el 10,5% de pérdida sobre la adquirida, conforme registro de CAMMESA**. Al valor de Precio Estacional Medio de marzo 2023 -AR\$ 7.454 /MWh¹⁴ **representan AR\$ 62.299.248.336, es decir el equivalente a 2 años ingresos teóricos de VAD dispuestos en la Res. ENRE N° 555/22. RESOL-2022-555-APN-ENRE#MEC.**

TRES cuestiones se deben remarcar:

- (i) La distribuidora no los valoriza de ese modo porque se declaran al valor de las unidades más subsidiadas, **es el equivalente a N-2 de la segmentación, o AR\$ 2.981/MWh**. Esto es una inconsistencia porque no todas las pérdidas ocurren en BT, y son generadas por usuarios residenciales de bajos recursos.
- (ii) Aun cuando se considerase que fuere a nivel de **N2- Residencial el Monto representa dos cuatrimestres de ingreso de la Distribuidora al valor referido, AR\$ 24.914.681.657.**
- (iii) La diferencia entre ambos sería producto de la incorrecta Declaración Jurada de consumos por categoría a CAMMESA y un perjuicio al Estado nacional que subsidia los diferenciales entre los Precios Monómicos y los Estacionales para cada categoría de demandas.

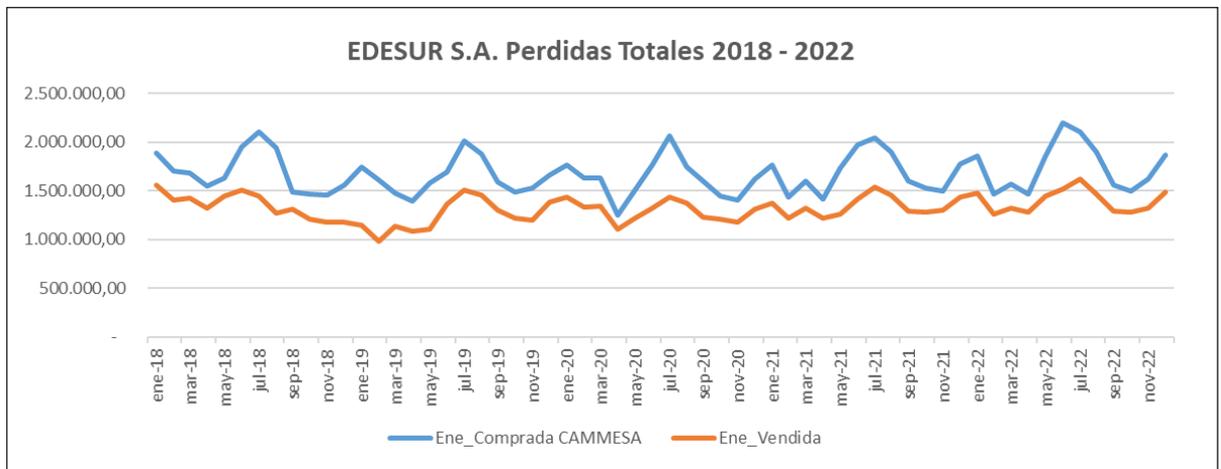
El valor a PEST T1 – R N2 implica que el Estado nacional deja de percibir la suma entre el Valor PEST N2 y el PEST Medio, es decir, cerca de **AR\$ 37.384.566,679.-**

¹² Las pérdidas reconocidas son las mismas que desde el inicio de la concesión.

¹³ Fuente: AAyANR Depto. Calidad

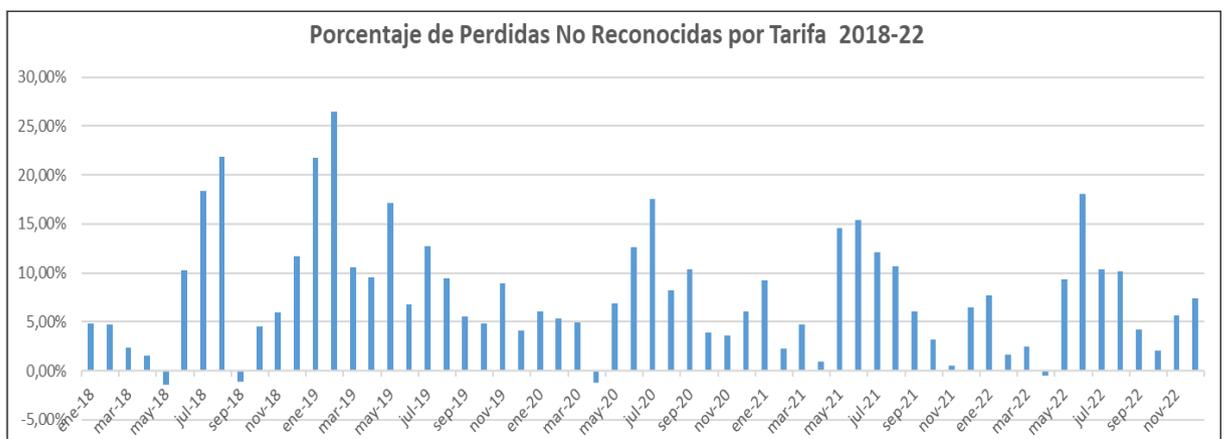
¹⁴ En 2014, cuando CAMMESA dejó de admitir en sus DD.JJ. las pérdidas totales y limita a las pérdidas aceptadas por el regulador, y el diferencial se valorizaba a Precio Estacional Pleno. Pero no hay mecanismo de control de las DDJJ.

Gráfico N° 34.- Edesur. Evolución de pérdidas totales (en MWh/mes)



Fuente. Elaboración propia según informe AANR

Gráfico N° 35. - Edesur. Evolución de porcentual (%) de pérdidas sobre admitidas mes)



Fuente: ENRE. Auditoria Sobre base de facturación.

En 2017 ENRE le reconoce por sobre los Costos de Explotación eficientes importes extras de ingreso para determinadas actividades que la Distribuidora solicitase y obtuviere para la gestión. Entre ellas la gestión de pérdidas comerciales –o no técnicas-. Ver Expte. RTI N° 45.631 informe pag. 1591 y sig.

La gestión de pérdidas en una acción comercial y está valorizada dentro de los Costos de Explotación, Administración y Comercialización.

Si consideramos que, como sostiene AGN y surge del informe, se le reconocieron costos adicionales para que realice campañas de pérdidas no técnicas, el cuadro siguiente da clara cuenta que las mismas no se realizaron.

Agrava la situación que la empresa en sus presentaciones ante ENRE y la Auditoria considera “inversiones” y declara realizar acciones para minimizar las mismas cuando el resultado no se manifiesta.

4.4

CALIDAD DE LA INFORMACIÓN SUMINISTRADA

ENRE depende para fiscalizar del flujo de información en tiempo cuasi real o no que provee la Distribuidora. Existen normas que determinan qué información, periodicidad, formato de entrega y vía de entrega.

Las bases que alimentan los procesos de control son:

-Base Reclamos (Base de “Cortes”).

Registro de las interrupciones en los diferentes niveles de tensión de la distribuidora.

Esta se nutre de la información tanto de los reclamos de usuarios a la Distribuidora como al ENRE. En este último caso, se retransmite información para que la Distribuidora, quien asigna cronológicamente un número de reclamo.

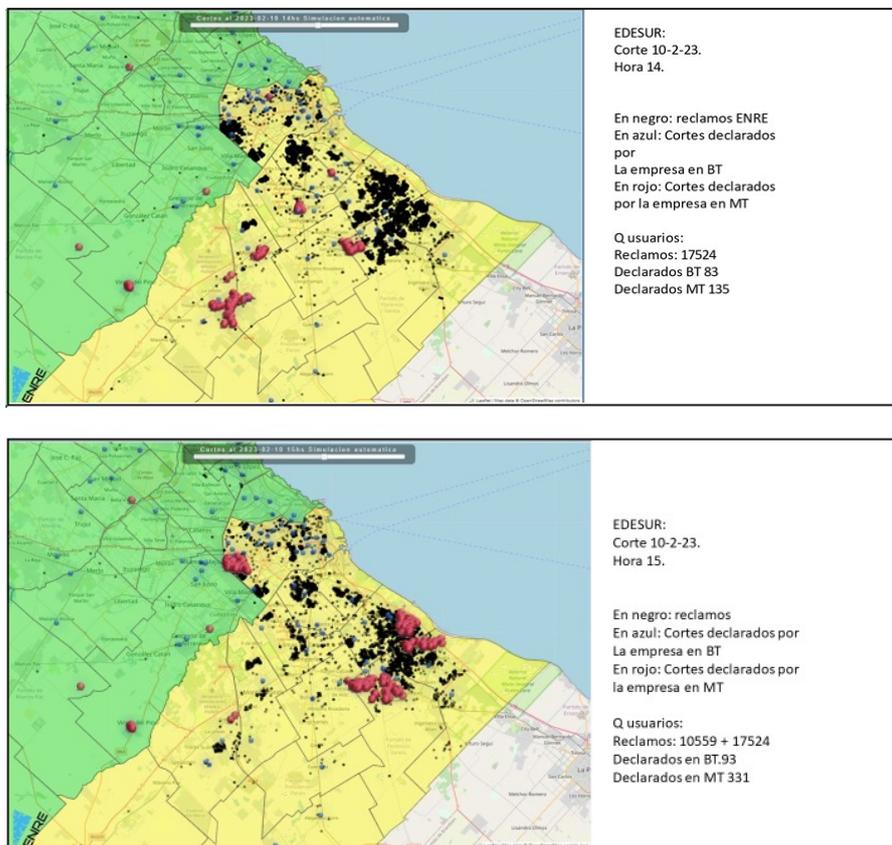
Si bien la vía de reclamo es esencialmente diseñada como telefónica, las Distribuidoras deben volcar los reclamos que reciben a través de otras vías: redes sociales, correos electrónicos entre otros.

La obligación de informar reclamos al ENRE es inmediata, por lo que ENRE recibe información -propia que retransmite- y de la Distribuidora y cada 15 minutos, actualiza la función gráfica de la base, que se refleja en el mapa de la página web del Organismo.

Benchmarking de reclamos: En el Gráfico N° 20 y el Cuadro N° 11 se observan en comparación que el nivel de reclamos entre EDENOR y EDESUR son muy disímiles, en especial en lo que respecta a interrupciones de suministro (cortes), dentro del mismo período.

En EDESUR se han detectado inconsistencias en el flujo de información hacia el ENRE, que han dado origen a procesos sumariales, entre ellos, a modo de ejemplo EX 2023-30545192-APN-SD#ENRE (desvío febrero).

Gráfico N° 36.- Mapas de reclamos web ENRE. Diferencia entre declarados y registrados el 10 de febrero 2023



Fuente. ENRE.

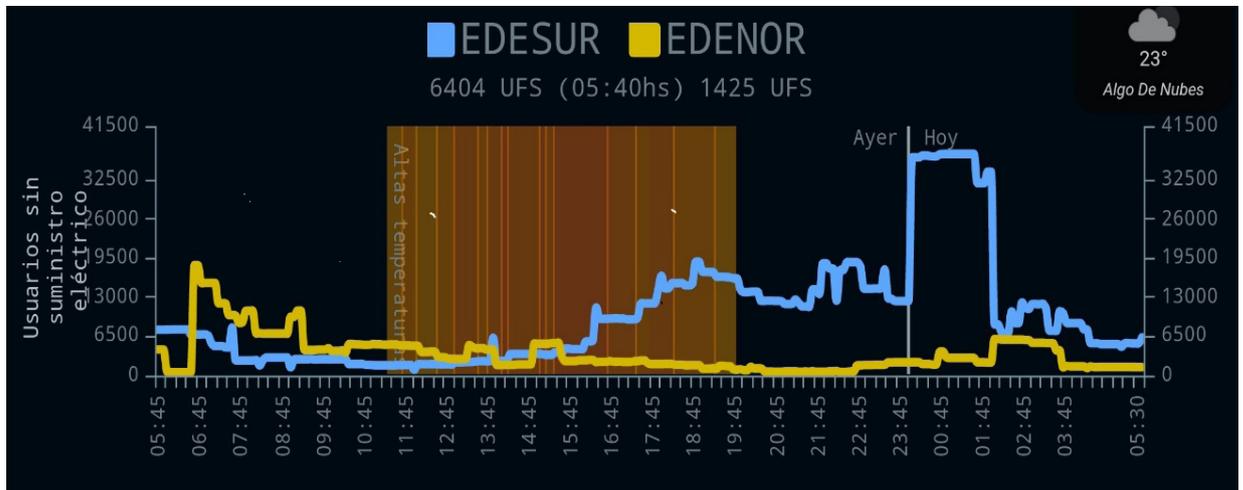
Sistemas. En EX 2023

-30545192-APN-SD#ENRE

Son estas inconsistencias las siguientes:

- Demora en transmitir información: por ejemplo, ante eventos importantes la información se demora hasta 2 horas en ser retransmitida a ENRE o ser cargada en el sistema.
- Información incompleta: ENRE verifica mayor cantidad de reclamos de los expuestos por la distribuidora. (Cabe aclarar que de la base de reclamos ENRE surgen registros que, confrontados con la Distribuidora, nunca fueron dados de alta por esta).
- Información sin veracidad.
- Se dan de baja Documentos (y consecuentemente reclamos) como resueltos cuando nunca lo fueron y ni siquiera despacharon guarda-reclamos. Ver “campañas de llamadas” en el punto 4.2.1. del presente Informe.
- En igual sentido, se “trasladan” reclamos de un día para otro. En días con interrupciones y muchos reclamos, se advierte que, pasadas la medianoche aparecen reclamos no vinculados a eventos, sino que se trasladan para no sobrepasar los límites diarios de 70.000 reclamos, lo que da origen a sanciones. Los mapas referidos a reclamos “reiterados y prolongados” (ver punto 4.5 del presente informe) y gráficos siguientes dan cuenta de las situaciones reprochables.

Gráfico N° 37.- Reclamos pasados de un día para otro.



Fuente. SistemasWeb. ENRE Cortes. marzo de 2023.

Estos hechos son sumamente relevantes puesto que el procedimiento de control por resultado establecido en el Decreto PEN N° 1398/1992 se basa exclusivamente en el flujo de información que debe aportar la Distribuidora de modo constante. El envío de información alterada (en tiempo y forma), no veraz implica la afectación de la función de contralor del regulador¹⁵.

A pesar de los múltiples eventos detectados la Distribuidora no ha dado muestras de mejorar procesos o, detectados los desvíos informar al ENRE.

Advertiendo los fuertes desvíos en tiempo y forma del flujo de información sustancial, ENRE ha requerido un acceso solo lectura a sistemas de control operativo: SCADA y CERTA¹⁶. Desde noviembre de 2022 a la fecha de cierre, la Distribuidora ha negado el acceso, aplicándosele sanciones, ya que en la Veeduría 2012-15 se contaba con un acceso remoto en ENRE de esos sistemas, permitiendo monitorear acciones en tiempo real, en especial los procesos relacionados con asignación de tareas.

- Base de Facturación.

Las distribuidoras informan la facturación diaria al ENRE, quien fiscaliza los procesos de facturaciones estimadas, desvíos, y elabora informes, mantiene historial de consumos a usuarios y fiscaliza créditos por bonificaciones impuestas por calidad de servicio, entre otras tareas, como seguir crecimiento de demanda.

-Base cortes prolongados y reiterados y electrodependientes.

Esta base se generó en 2018 a partir de la necesidad de fiscalizar la situación de continuidad de servicio en personas usuarias electrodependientes. En 2021, se agregaron el control de interrupciones prolongadas y/o reiteradas -Res. ENRE N° 267/2021, siempre a partir de la información de la “Base de Datos Cortes”. EX-2021-08901181-APN-SD#ENRE - Base Seguimiento Cortes - Resol. ENRE 267/2021

15 Concretamente la asimetría de la información es un modo de cooptación de las funciones del regulador.

16 CERTA : sistema de gestión de redes para empresas eléctricas.

En determinados períodos de tiempo EDESUR no “abre” los registros de información que procesa y retransmite ENRE. Tal es el caso de la base Electrodependientes entre noviembre 2022 y varias semanas hasta enero 2023. Si bien ello no es un hecho sancionable, sí refiere de la gestión empresarial respecto de los electrodependientes – personas con riesgo de salud/ eventualmente vida, ya que las notificaciones del ENRE implican advertencias del tiempo desde que se recibe un reclamo de electrodependientes, por lo que puede implicar un riesgo.¹⁷

Incumplimiento del deber de informar

En todas las áreas y acciones sustantivas: desde atención de Reclamos de Usuarios -DAPU¹⁸- donde se reclama y sanciona la falta de las respuestas en tiempo y forma en los envíos de información, en los trámites ligados a la calidad de servicio, producto, reiteración de planes de inversión, área ambiental y de seguridad pública; se sanciona por el incumplimiento del deber de informar en tiempo y forma. La cantidad de sanciones acumuladas son expuestas en el punto de 4.7 del presente Informe.

Por otro lado, ENRE requiere información de inversiones, estado de instalaciones, entre otras. Se ha detectado que en oportunidad de la Veeduría 2022 la Distribuidora envió información, como es el caso de instalaciones críticas – ejemplo: ocupación de transformadores de las SSEE que no se condicen con las presentadas como registros a esta auditoría. Esto ha ocurrido con información relevante de alimentadores, cables, manejo de aceite para cables OF, entre otros.

La cantidad de información inconsistente en aspectos críticos de la gestión prestacional surge de:

- Informar fuera de tiempo y forma la cantidad de reclamos y omitir notificar a ENRE cuando hay problemas en el flujo de información entre la Distribuidora y ENRE.
- Envío sistemático de menores datos.
- Envío sistemático de menor cantidad de eventos. Ver EX 2023- 30545192-APN-SD#ENRE
- Envío de información al ENRE diferente a la obtenida en esta Auditoria.
- Alterar registros cerrando documentos como cumplidos con artilugios de gestión no veraces.
- Cerrar documentos al cierre de cada turno.

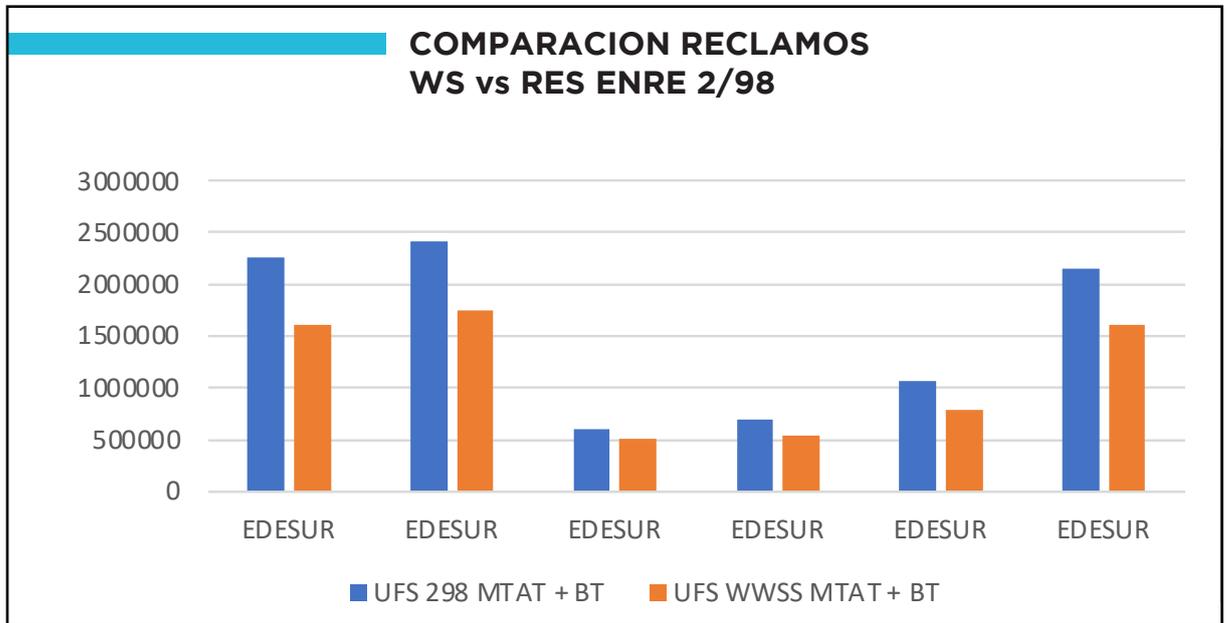
Todas estas acciones/ omisiones, dan cuenta que la información para los procesos de fiscalización esenciales de ENRE son alterados sistemáticamente, afectando la calidad, continuidad y veracidad de los procesos críticos de información al ENRE y a los usuarios.

El Área de sistemas ENRE procesa la transferencia de datos de interrupciones que se reflejan en la Página de ENRE. Semestralmente, además aporta como deber de información la planilla conforme Res. ENRE N° 2/1998. El siguiente gráfico muestra la diferencia entre lo informado por una y otra vía y la diferencia es del orden del 50%, lo que da cuenta de la falta de precisión de los procesos.

17 Este hecho no excluye que la Distribuidora tenga sus propios procesos de seguimiento de interrupciones de electrodependientes, tal como lo dispone EDENOR SA, pero no ha notificado al ENRE del mismo.

18 Departamento de atención a Personas Usuarías. ENRE

Gráfico N° 38.- Comparativa de la cantidad de usuarios reclamos WS vs Res ENRE 298



Fuente. ENRE. Sistemas Base WS.

4.5 DESEMPEÑO EN ATENCIÓN Y SOLUCIÓN DE RECLAMOS VERANO 2022-23

ENRE todos los años requiere que se le presente, previo a inicios de las estaciones pico verano e invierno, el Plan Estacional (denominados verano e Invierno) para verificar cómo se prepara la distribuidora para afrontar los picos de carga estacionales. En IF-2022-129997595-APN-SD-ENRE Edesur presenta el plan Verano 2022-23.

En ME-2022-136882856-APN-DIT#ENRE del 21/12/2022, la División de Inspección Técnica remitió la evaluación del Plan Verano al AAYANR, quien informa que la Distribuidora no prevé interrupciones en el servicio eléctrico ante fallas simples en las redes de AT. Para esto, informando que han simulado fallas en los bancos de 800 MVA de las SS.EE. de Ezeiza y Abasto (fallas no simultaneas entre sí), lográndose satisfacer totalmente la demanda máxima prevista del GBA.

Durante el verano-2022-23 hubo eventos en AT importantes, numerosas fallas en MT/BT. Transcurrido el primero trimestre se había producido el 60% de las fallas totales de 2022 en MT. Ver Cuadro N° 10 “conclusiones” donde la propia Distribuidora efectúa un diagnóstico.

En el verano 2022-23 este es el historial de interrupciones fueron altos momentos críticos (tres lapsos de tiempo donde la cantidad de **reclamos superaron los 70.000 diarios por más de cinco (5) días seguidos. El último que duró entre el 1 y el 16 de marzo, fue de medio mes.**

Esos tres eventos, que dieron lugar a la sanción extraordinaria en los tres períodos. Expedientes EX-2023-04097956-APN-.SD#ENRE - EDESUR Afectación Extraordinaria - Diciembre 2022 (Reso. 131/23), EX-2023-19961443-APN-SD#ENRE - EDESUR Afectación Extraordinaria - Febrero 2023 (Resol 236/23); EX-2023-28047043-APN-SD#ENRE - EDESUR Afectación Extraordinaria - Marzo 2023 (Resol 306/23).

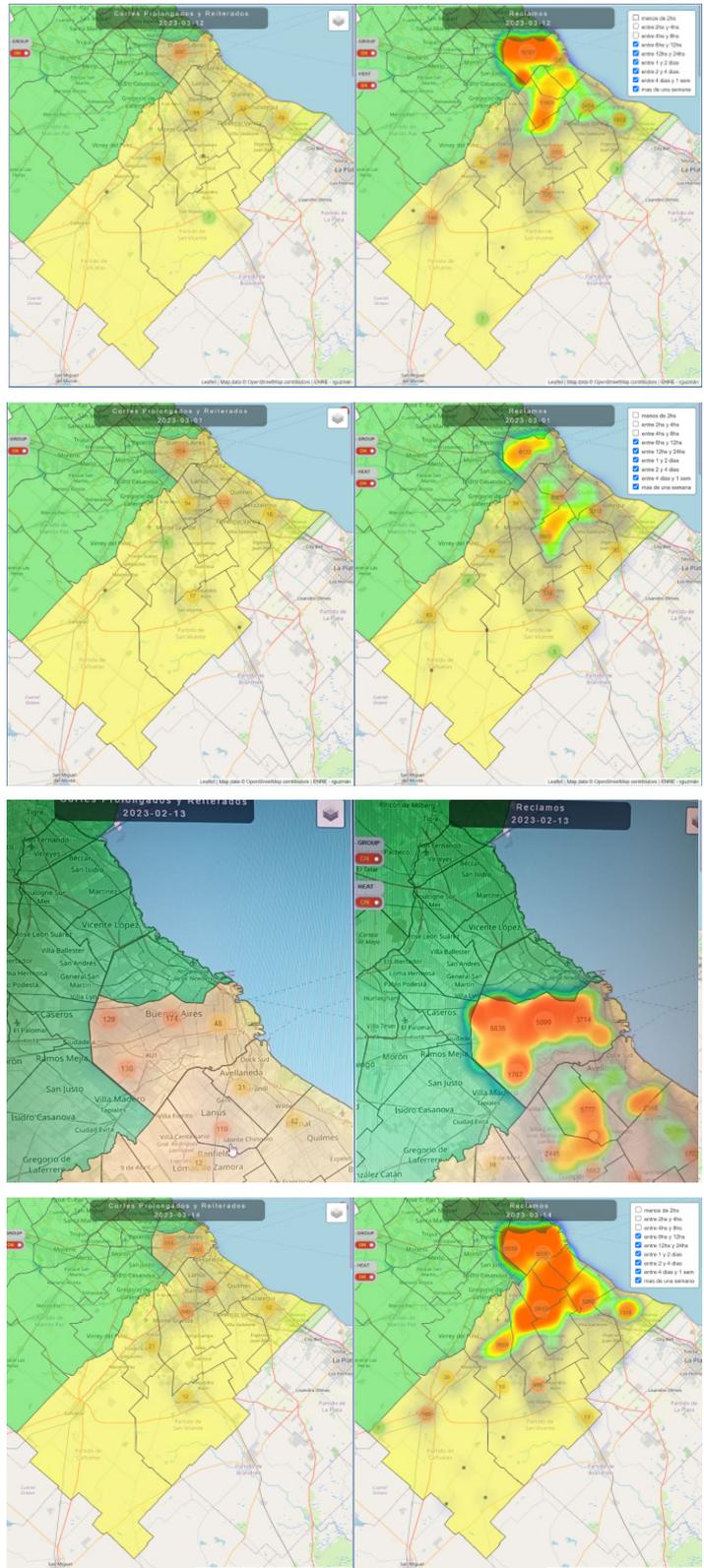
El archivo “resumen”, que está volcado en los mapas (gráficos) que a continuación se exponen muestra el listado de cantidad de usuarios fuera de servicio de ambas distribuidoras desde el 1° de diciembre de 2022 y el 16 de marzo de 2023. Claramente el desempeño de una y otra es diferente.

Cuando en cambio analizamos puntualmente el seguimiento de reclamos por interrupciones del servicio y la evolución, encontramos el grado de afectación extendido en el territorio y la cantidad de suministros (escalonados por horas de interrupciones que se encontraban).

En el link interno ENRE <http://172.29.0.103/MapaComparativoReclamosCPCR/index.html> se graficó la situación que, a continuación, se muestran alguno de los “cortes horarios”

Figura N° 8 a 11.- cortes horarios con cantidad de reclamos mayores a 8 horas y cantidad de usuarios con cortes prolongados / reiterados, ubicados por zona

CORTES CON RECLAMOS MAYORES A 8 HORAS Y CANTIDAD DE USUARIOS CON CORTES PROLONGADOS / REITERADOS.

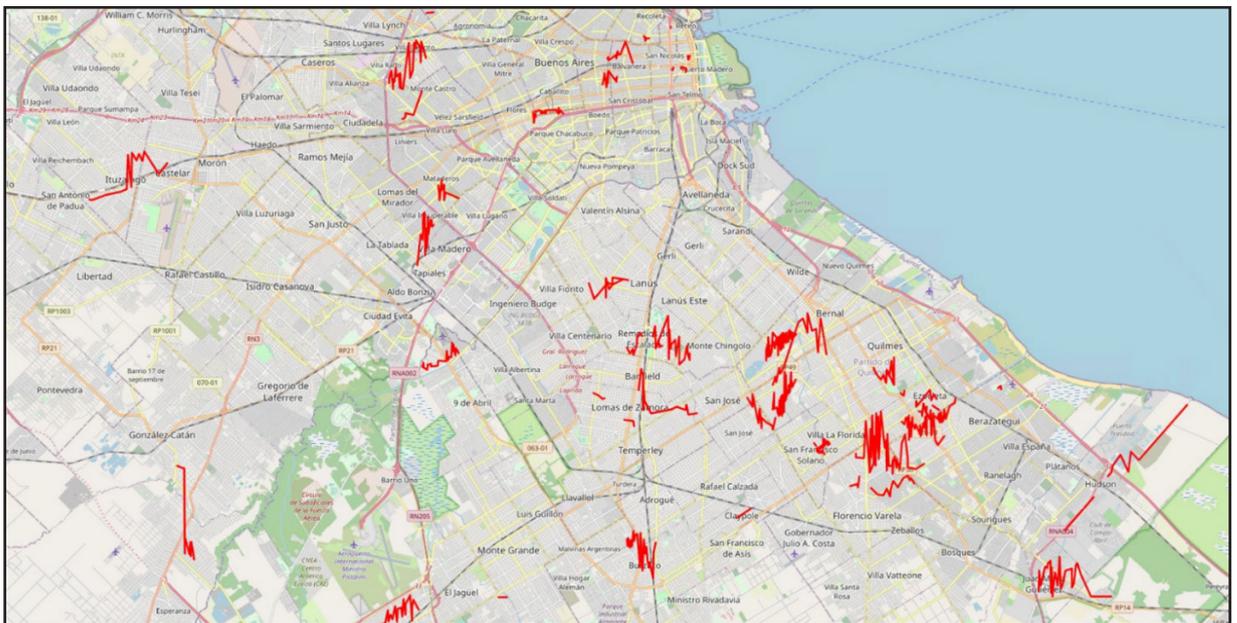


Fuente. Bases ENRE. reclamos y cortes prolongados/ reiterados

Si se compara estos mapas de calor con los eventos del Verano2022/23 y a su vez con la información obtenida de la Distribuidora de zonas críticas y de los mapas de desvíos de calidad de la Res. ENRE 199/2018, obtendremos que las zonas “calientes” son las mismas.

Si a su vez los cruzamos con los mapas de cortes prolongados y/o reiterados del período, se verá que las zonas son las mismas.

Figura N° 12.- Mapa de cortes prolongados y reiterados eventos semana del 10-16 de Marzo de 2023. Usuarios con más de 36 horas sin suministro.



Fuente: ENRE Sistemas. A partir de la Base de Datos cortes prolongados/reiterados ENRE Res. 267-21.

Si, a su vez se cruza con la ocupación de cables y transformadores y los informes de diseño MERS de SSEE y instalaciones asociadas¹⁹, se concluye que son siempre las mismas zonas de la concesión las que son críticas para la prestación del servicio.

La Distribuidora conoce las debilidades sistémicas de sus instalaciones en MT, pero a lo largo de estos años no hay acciones concretas para atacar integralmente la problemática planteada. Se amplía este punto en el punto 4.2.4 del presente Informe (Necesidades- vs. Inversiones ejecutadas).

La situación actual del servicio era previsible desde 1992. De hecho EDENOR S.A. presentó en el congreso CIGRE de 2002²⁰ el análisis que se había efectuado de las instalaciones de SEGBA y las decisiones de readecuación de instalaciones que se llevaron adelante en la primera década y los riesgos que enfrentarían si no lo hacían. Ese mismo diagnóstico le cabía a EDESUR. Los riesgos que EDENOR previó son los que EDESUR S.A. afrontó con las consecuencias técnico-operativas que hoy son la situación de instalaciones y operativa en que se encuentra. En el Anexo III, se agrega el análisis de esa presentación.

19 Ver Anexo I del presente.

20 https://www.academia.edu/42727890/CONGRESO_INTERNACIONAL_DE_DISTRIBUCION_ELECTRICA_CI-DEL_ARGENTINA_2002_1_2_05_CRITERIOS_DE_ADAPTACION_E_INNOVACION_TECNOLOGICA_DE_SUBESTACIONES_EN_SERVICIO?auto=download

4.6 EVOLUCIÓN DE LA CALIDAD DE SERVICIO

4.6.1 INDICADORES: GLOBALES E INDIVIDUALES

Evolución de la calidad de servicio efectuado por ENRE semestralmente. Se obtiene del promedio de toda la concesión en cantidad de interrupciones usuarios.

La RTI 2017 planteó parámetros de calidad de servicio diferente al que se aplicaba con anterioridad y a su vez, determinó un sendero de mejoramiento entre el 2017 y 2021, que, salvo ajustes en aumento, se mantiene a la fecha.

Los indicadores de calidad de servicio son dos principales: cantidad y duración de las interrupciones.

Gráfico N° 39.- Evolución semestral de Duración de Interrupciones por usuario semestral desde 2017 a febrero 2023.

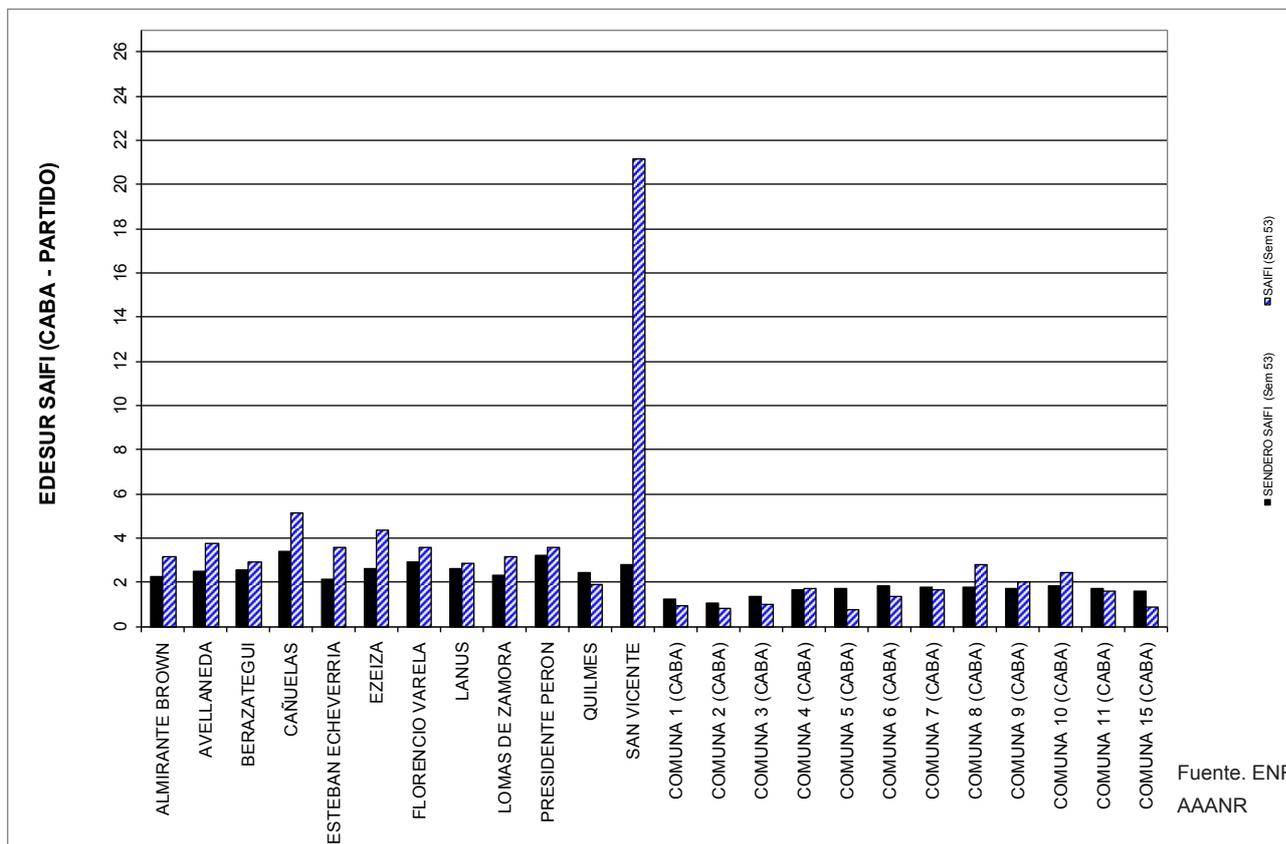


Fuente. ENRE
AAANR el Semestre 53 (sep-22 a feb-23)

Gráfico N° 40.- Calidad SAIFI semestre 53- EDESUR



Gráfico N° 41.- SAIDI-SAIDI EDS Semestre 53 por partido/comuna



ZONAS “CALIENTES”: RES 199-2018.

Ya en 2018, a poco andar el nuevo período quinquenal ENRE advierte que, si bien los indicadores medios de calidad en ambas concesiones pueden dar origen a que en determinadas zonas o CTs es decir usuarios se encuentren manifiestamente lejos de alcanzar la calidad y como la calidad individual es también a nivel de usuario una obligación contractual.

El seguimiento de esos desvíos do origen a “mapas de desvíos” que podrían tomarse como “mapa de calor” de desempeño. Ver Figuras N° 8 a 11 y 12

Asimismo, en la Veeduría 2022- EX 23150007-APN-SD#ENRE, IFME-2023-25500839-APN-AAYAN-R#ENRE ver informe final pág. 29 y 30 la Distribuidora informa las zonas con posibles contingencias por sobrecarga de las redes para el Verano-2022-23. Es decir, conoce perfectamente los puntos calientes. Asimismo, informó que repetiría, para el período, los Planes de Contingencia 2021.

Cuadro N° 23.- Calidad medida a nivel de Alimentador. Semestre 53. Resultado de desvíos de la Res. ENRE N° 199/2018.

PARTIDOS	CANT CENTROS	% CT MTBT	USUARIOS	
			CANT	%
ALMIRANTE BROWN	2,325	7%	138,428	10%
AVELLANEDA	504	2%	47,798	3%
BERAZATEGUI	1,379	4%	61,956	4%
CANUELAS	5,294	16%	63,827	5%
COMUNA 1	649	2%	49,431	4%
COMUNA 10	238	1%	30,170	2%
COMUNA 11	347	1%	44,680	3%
COMUNA 15	203	1%	33,420	2%
COMUNA 2	70	0%	10,261	1%
COMUNA 3	260	1%	32,890	2%
COMUNA 4	668	2%	52,664	4%
COMUNA 5	241	1%	30,237	2%
COMUNA 6	320	1%	46,410	3%
COMUNA 7	323	1%	33,997	2%
COMUNA 8	140	0%	8,879	1%
COMUNA 9	350	1%	44,650	3%
ESTEBAN ECHEVERRIA	2,079	6%	104,363	7%
EZEIZA	2,498	8%	76,964	5%
FLORENCIO VARELA	4,933	15%	71,510	5%
LANUS	742	2%	67,028	5%
LOMAS DE ZAMORA	2,375	7%	167,104	12%
PRESIDENTE PERÓN	27	0%	862	0%
PRESIDENTE PERÓN	711	2%	19,723	1%
QUILMES	2,616	8%	96,619	7%
SAN VICENTE	3,798	11%	71,794	5%
TOTAL	33,090	100%	1,405,665	100%

23. CALIDAD MEDIDA A NIVEL DE ALIMENTADOR. SEMESTRE 53. RESULTADO DE DESVÍOS DE LA RES. ENRE N° 199/2018.

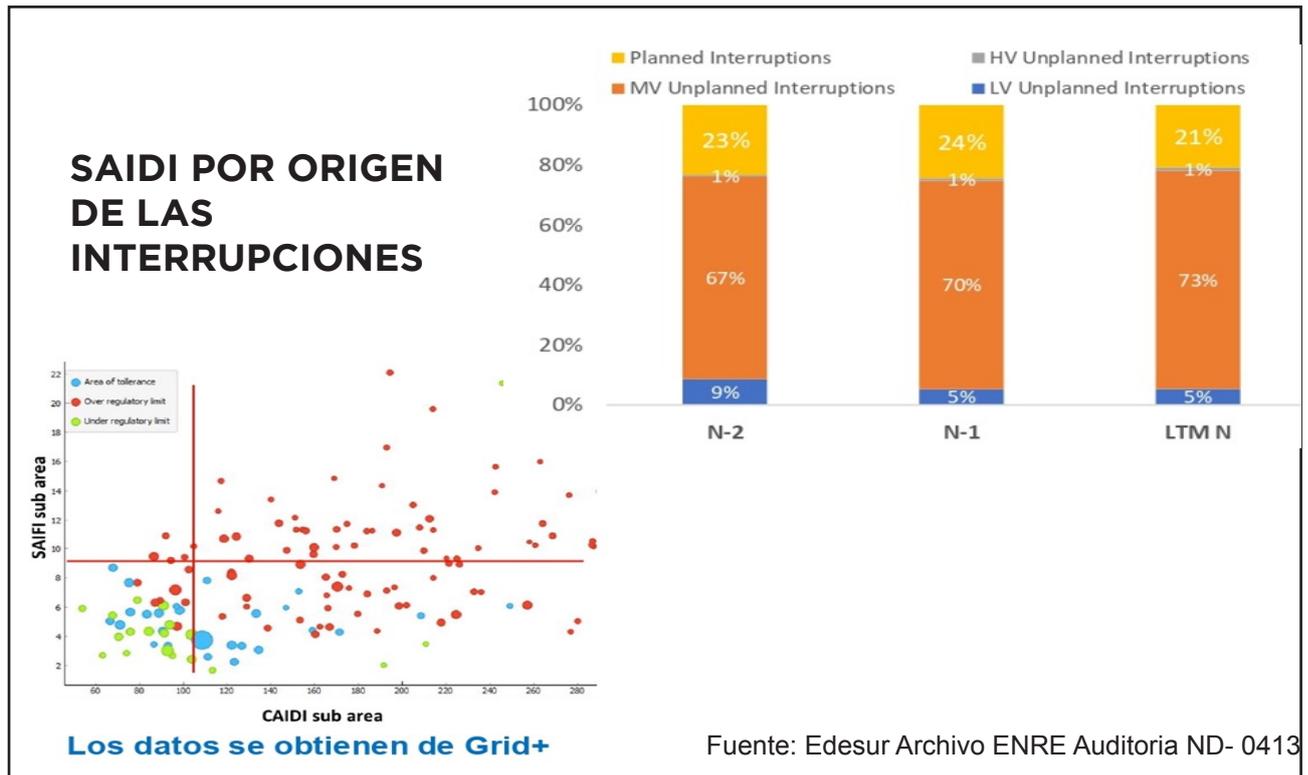
Fuentes. ENRE AAANR.
Provisorio / Case Sanciones
Lotus ENRE*

Se advierte que la cantidad de usuarios afectados por los desvíos de calidad de servicio de el doble deo más de los rangos admisibles en cada partido/comuna en el semestre representan el 50% de los usuarios de la Concesión. La propia Distribuidora, cuando analiza calidad basa en analizar SAIFI relacionándolo con CAIDI²¹ y descontando lo que ella califica eventos de Fuerza Mayor, que, tal como surge del Gráfico N° 42 no son eventos menores y que ENRE en general, le rechaza.

21 El CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index) es el índice de duración de la interrupción media del cliente e indica el tiempo medio requerido para restaurar el servicio.

Con ello se señala que el desempeño medio de la concesión no implica que el desempeño para todos y cada uno de los usuarios sea cumplido.

Gráfico N° 42.- Evolución y origen de Interrupciones según Distribuidora



Tal como muestra el Gráfico existe una fuerte dispersión – dada por los distintos parámetros de calidad de la concesión, pero en general, en tres de los 4 cuadrantes: 2 superiores e inferior derecha violan los parámetros establecidos en la concesión en términos medios. Esos parámetros tenían senderos de mejoras, se desplazaban a la izquierda, y hacia abajo a lo largo del quinquenio, pero a su vez de modo diferente entre comunas/partidos.

En materia de análisis del origen de las fallas, la mayor cantidad de las mismas son en MT, programadas o no. Los eventos de AT son significativos por los efectos (aunque en el gráfico la cantidad en eventos), que cuando ocurren, no todo son eventos en las instalaciones en AT, **sino que son causados por “arrastre” desde las instalaciones de MT que se desestabilizan y producen salidas de servicio en AT. Estas fallas debieron evitarse con un adecuado mantenimiento y calibración de equipamiento de protecciones y reemplazo de equipamiento, que no está dentro de las inversiones.**

Conforme el cuadro 1 de cada 12 eventos es en BT. **La enorme cantidad de eventos está en MT, que equivalen al orden del 93% de las interrupciones del servicio y solo 5% a la Baja Tensión. De ello se deduce que el problema técnico operativo se encuentra en Media Tensión.**

4.6.2 CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL

El ENRE analiza y controla todos los aspectos de la calidad comercial desde dos ámbitos diferentes: a nivel de la política comercial que implementa cada una de las empresas controladas (a través de las tareas encomendadas a la División Calidad Comercial del Departamento de Distribución de Energía Eléctrica), y desde la óptica que proporcionan los reclamos individuales planteados por los usuarios²².

De acuerdo a lo previsto en los respectivos contratos de concesión y en virtud de la naturaleza de las sanciones establecidas para las diferentes situaciones punibles en relación a los parámetros contractuales de calidad comercial (tiempos de conexión, cantidad de estimaciones, resolución de reclamos, tiempos de rehabilitación de suministros suspendidos), las distribuidoras proceden a autoaplicarse las sanciones cuando los límites de calidad han sido transgredidos.

Con relación a los controles que realiza la citada División, cabe recordar aquí que a partir del dictado de la Resolución ENRE N° 2/1998 se modificó el control que antes se realizaba sobre datos muestrales, pasando al universo total de la información comercial que debe aportar la distribuidora. Para tal fin, dicha resolución estableció un modelo de datos unificado, y dispuso –además– que, para verificar los datos contenidos en los informes semestrales de calidad del servicio comercial, las distribuidoras deberán contar con un registro informático²³ auditable de solicitudes de suministro, reclamos, suspensiones y rehabilitaciones de suministro.

Para poder ejercer las potestades de control que le asigna la normativa vigente, el ENRE debe contar con información veraz, oportuna, pertinente y precisa. Por ello, en los expedientes de control de calidad comercial también se sancionan incumplimientos a la obligación de aportar información con los atributos antes mencionados y ante casos de inconsistencias, falta de datos, etc.

Los controles que se realizan permiten detectar casos en los que la distribuidora incumple las pautas de calidad establecidas, y no procede de conformidad con lo previsto en el marco regulatorio vigente. Estas situaciones motivan la aplicación de una sanción destinada al usuario que se haya visto afectado (denominada apartamiento) y, a la vez, genera la aplicación de otra penalidad (denominada incumplimiento), en razón de no haber cumplido la concesionaria la obligación de bonificar al usuario damnificado por su accionar.

Al respecto, corresponde señalar que a partir de la entrada en vigencia de la Revisión Tarifaria Integral – RTI- el nuevo Subanexo 4 se establecen indicadores Individuales y Globales en los tiempos de conexión, cantidad de estimaciones, resolución de reclamos, tiempos de rehabilitación de suministros suspendidos, periodicidad en las lecturas de los medidores de energía y en la emisión de las Liquidaciones de Servicio Público (LSP).

Asimismo, el ENRE controla la Calidad de Atención en la Oficinas Comerciales de las distribuidoras, la Calidad de Atención en el “Call Center”, Control en la LSP y las obligaciones emanadas en el Reglamento de Suministro, Ley de Defensa del Consumidor, y otras normativas relacionadas, con las inspecciones en locales comerciales de las distribuidoras, cumplimiento del procedimiento por cierre de oficinas comerciales, etc.

22 Ver Capítulo 7 de este Informe.

23 Ese registro debe estar actualizado y a disposición del ENRE, en cada local de atención y en cada oportunidad que sea requerido. También deberá contener la totalidad de la información incluida en las correspondientes tablas del Modelo de Datos definido.

A continuación, se detallan las sanciones aplicadas a las concesionarias por apartamientos e incumplimientos en la calidad del servicio comercial verificadas en el relevamiento y procesamiento de la información, tanto para la Etapa 1 como para la Etapa 2, hasta 2021 inclusive.

Cuadro N° 24.- Sanciones impuestas por Calidad Comercial

AÑO	EDENOR	EDESUR
Hasta 1997	\$ 2,374,348.64	\$ 2,377,016.14
1998	\$ 451,643.79	\$ 204,208.73
1999	\$ 317,884.38	\$ 258,561.30
2000	\$ 1,562,883.80	\$ 1,983,057.92
2001	\$ 1,221,455.85	\$ 2,557,489.81
2002	\$ 1,197,066.67	\$ 2,623,130.59
2003	\$ 576,952.47	\$ 934,317.09
2004	\$ 914,877.16	\$ 2,470,993.49
2005	\$ 966,899.04	\$ 4,784,318.44
2006	\$ 450,244.52	\$ 5,589,751.41
2007	\$ 755,403.06	\$ 718,556.42
2008	\$ 142,023.64	\$ 118,535.67
2009	\$ 759,539.94	\$ 1,810,734.82
2010	\$ 1,126,315.00	\$ 5,379,523.30
2011	\$ 656,860.13	\$ 3,646,218.52
2012	\$ 4,133,763.82	\$ 574,813.50
2013	\$ 1,123,624.27	\$ 2,922,025.57
2014	\$ 1,657,283.88	\$ 994,191.11
2015	\$ 7,140,955.87	\$ 15,117,176.19
2016	\$ -	\$ -
2017	\$ 5,159,350.98	\$ 4,194,874.21
2018	\$ 95,620,027.33	\$ 179,509,061.71
2019	\$ 240,120,471.57	\$ 644,385,265.23
2020	\$ 11,640,818.51	\$ 160,244,095.28
2021	\$ 33,118,729.67	\$ 96,036,732.60
Total Etapas 1 y 2	\$ 380,070,694.32	\$ 1,139,434,649.05
TOTAL EMPRESAS	\$ 1,519,505,343	

Fuente: Case Sanciones Lotus ENRE ²⁴

Nótese que La relación entre EDENOR y EDESUR es casi 1 a 4.

Cuadro N° 25.- Origen de las Sanciones de calidad Comercial/ por semestre.

INDICADOR	Semestre 42	Semestre 43	Semestre 44	Semestre 45	Semestre 46	Semestre 47	Semestre 48	Semestre 49	Semestre 50	Semestre 51	Semestre 52	Semestre 53
	mar-17 a ago-17	sep-17 a feb-18	mar-18 a ago-18	sep-18 a feb-19	mar-19 a ago-19	sep-19 a feb-20	mar-20 a ago-20	sep-20 a feb-21	mar-21 a ago-21	sep-21 a feb-22	mar-22 a ago-22	sep-22 a feb-23
Conexiones	\$ 2.016.123,55	\$ 4.380.505,99	\$ 9.467.350,08	\$ 15.198.920,92	\$ 21.282.423,55	\$ 12.364.087,83	\$ 3.595.623,51	\$ 3.778.581,61	\$ 3.249.408,14	\$ 3.085.192,34	\$ 4.673.170,48	\$ 3.542.312,17
Facturación Estimada	\$ 18.901.575,36	\$ 64.715.493,47	\$ 158.112.024,09	\$ 137.308.088,11	\$ 93.161.297,56	\$ 73.814.432,75	\$ 32.065.074,97	\$ 19.656.217,39	\$ 50.739.226,58	\$ 51.747.952,60	\$ 70.410.057,76	\$ 70.604.907,95
Reclamos por Errores de Facturación	\$ 1.057.243,71	\$ 124.127,35	\$ 5.837.307,29	\$ 4.180.332,89	\$ 940.675,10	\$ 56.141,92	\$ 29.141,07	\$ 38.542,75	\$ 5.390,03	\$ 144.758,50	\$ 24.773,08	\$ -
Suspensiones por Falta de Pago	\$ 972.257,16	\$ 1.185.928,95	\$ 4.538.114,45	\$ 6.002.008,87	\$ 7.401.848,12	\$ 4.601.250,99	\$ 912.722,50	\$ 245.960,06	\$ 566.072,42	\$ 547.602,05	\$ 6.717.755,15	\$ 8.836.788,76
Suspensiones Indevidas	\$ 149.249,79	\$ 94.858,90	\$ 656.620,69	\$ 994.572,72	\$ 1.181.595,18	\$ 1.448.354,20	\$ 105.910,02	\$ 6.456,59	\$ 39.323,74	\$ 274.196,12	\$ 9.290.439,79	\$ 31.736.923,22
Periodicidad						\$ 4.413.972,92	\$ 5.717.075,44	\$ 1.386.744,36	\$ 1.510.689,63	\$ 60.131.940,86	\$ 67.600.876,71	\$ 25.456.368,07
TOTAL SEMESTRAL	\$ 23.096.449,57	\$ 70.500.914,66	\$ 178.611.416,60	\$ 163.683.923,51	\$ 123.967.839,51	\$ 96.698.240,61	\$ 42.425.547,51	\$ 25.112.502,76	\$ 56.110.110,54	\$ 115.931.642,47	\$ 158.717.072,97	\$ 140.177.300,17

Semestre / Indicador	Conexiones	Facturación Estimada	Reclamos por Errores de Facturación	Suspensiones por Falta de Pago	Suspensiones Indevidas	Periodicidad
Semestre 42	■	■	■	■		
Semestre 43	■	■	■	■		
Semestre 44	■	■	■	■	■	
Semestre 45	■	■	■	■	■	
Semestre 46	■	■	■	■	■	
Semestre 47	■	■	■	■	■	
Semestre 48	■	■	■	■	■	
Semestre 49	■	■	■	■	■	
Semestre 50	■	■	■	■	■	
Semestre 51	■	■	■	■	■	■
Semestre 52	■	■	■	■	■	■
Semestre 53	■	■	■	■	■	■

Fuente. ENRE AAANR

4.6.3 CALIDAD DE PRODUCTO

El Subanexo 4 del Contrato de Concesión define los niveles de la calidad del producto y los lineamientos de los respectivos controles. En el mismo se establece el control de los niveles de la tensión suministrada y las perturbaciones.

Para la determinación de la Calidad de Producto Técnico se analizan los resultados de las Campañas de medición del Nivel de Tensión, Reclamos por Tensión y Perturbaciones en la Tensión, de acuerdo a los lineamientos establecidos en las Resoluciones ENRE N° 184/00, 63/02, 185/11 y 504/17.

Una medición resulta penalizada si no cumple con los límites establecidos en la Resolución ENRE N° 184/00 y su penalización se calcula según el procedimiento allí indicado. En cuanto a las bonificaciones, las distribuidoras deben consignarlas en las facturas de los usuarios afectados, posteriores al período semestral en que se detectó la falta de calidad y los usuarios resultarán bonificados hasta tanto no se solucione la mala calidad entregada.

En el nuevo Subanexo IV incluido en la Resolución ENRE N° 64/2017, se indican nuevos criterios de control incluyendo la modificación de los límites permisibles de los apartamientos de la tensión respecto al valor nominal, medida en el punto de suministro del usuario, determinándose niveles aceptables cuando la tensión se encuentra dentro de los límites del -5%/+5% en redes de alta tensión y del -8%/+8% en redes de MT y BT.

PUNTOS SELECCIONADOS

Según se establece en la Resolución ENRE N° 184/2000, las distribuidoras deben realizar mensualmente una cantidad mínima de 300 mediciones de tensión en las acometidas de los usuarios de su área de concesión. Las ubicaciones de estos puntos son elegidos al azar mediante un sorteo realizado por el ENRE. Esta campaña de medición tiene por objetivo el determinar estadísticamente el estado de la calidad del producto suministrado por la distribuidora a sus usuarios.

Particularmente, para la distribuidora EDESUR, desde la entrada en vigencia de la Resolución 64/17, se obtuvieron las siguientes cantidades de mediciones (no han sido consideradas las remediciones ni las mediciones que resultaron inválidas):

**Cuadro N° 26.-
Cantidad de
mediciones año
de muestra
calidad de producto**

AÑO	MEDICIONES
2017	3.022
2018	3.598
2019	3.703
2020	441
2021	3.021
2022	3.479
TOTAL	17.264

Fuente. ENRE AAyANR

Debe tenerse en cuenta que, debido a las restricciones ocurridas durante el año 2020, la cantidad de mediciones realizadas durante ese año fue muy inferior al habitual.

A fin de graficar el estado más reciente de la calidad mensurada, se presenta en el siguiente gráfico, la distribución de las tensiones por bandas obtenidas de todos los registros válidos relevados durante el semestre 53 (comprendido entre los meses de septiembre de 2022 y febrero de 2023). El nivel de la tensión se encuentra definido por el promedio de la tensión medida durante un período de 15 minutos.

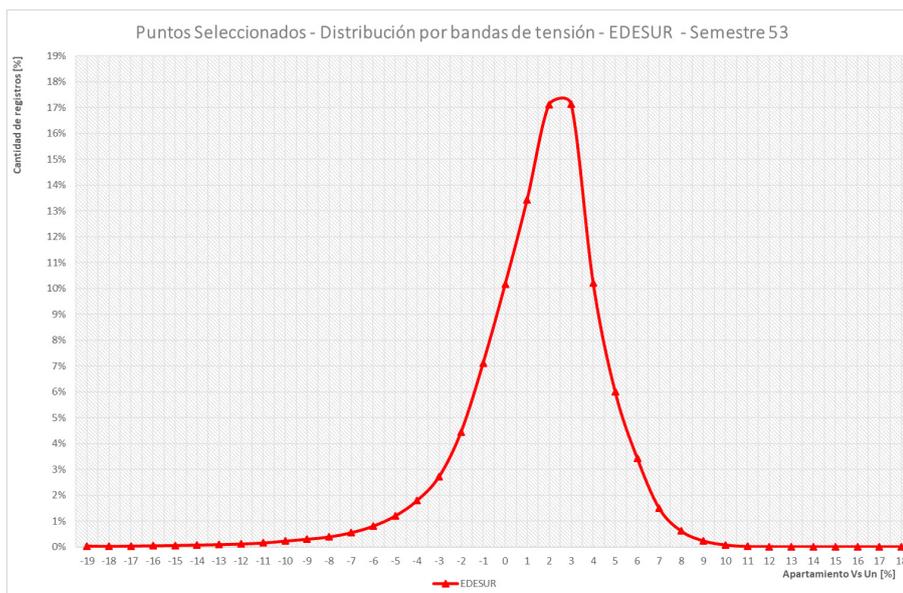
El eje de abscisas representa los apartamientos de la tensión respecto de la tensión nominal, escalonados en porcentajes del 1% de la tensión nominal del usuario medido (U_n). El valor 0 agrupa todos los registros comprendidos entre la tensión nominal (U_n) y la tensión nominal +1% ($U_n+1\%$) y así sucesivamente. Los valores que exceden los límites indicados en el gráfico son agrupados en las bandas "-19" o "+19" según corresponda.

El eje de ordenadas representa la probabilidad de ocurrencia de un determinado nivel de tensión (en porcentaje respecto a la nominal). La sumatoria de todos los valores, es decir el área debajo de la curva, es igual a 100.

En general, puede estimarse que el punto máximo de esta curva representa el valor promedio de los usuarios (cuanto más alto este sea, más uniforme será el nivel de tensión en todos los usuarios de la distribuidora). Asimismo, el desplazamiento del pico hacia la izquierda o la derecha señala una disminución generalizada de la tensión o un aumento generalizado en las tensiones respectivamente.

Los gráficos se encuentran divididos en cuatro cuadrantes, los dos centrales indican la zona de tensión aceptable, mientras que en los cuadrantes 1 y 4 se ubican los registros que exceden los límites permitidos provocando las penalizaciones por defecto o por exceso de la tensión.

Gráfico N° 43- Distribución por bandas de tensión



Fuente.
ENRE AAYANR

Del gráfico se observa que para, para el semestre 53 de control, el pico de la curva de bandas alcanzó el 17,11% del total de registros y el mismo se ubicó en la banda "+2%".

De las mediciones consideradas válidas, se determinó la cantidad mensual de mediciones penalizadas respecto al total realizado, resultando:

En tanto que, para el mismo Semestre 53, del total de mediciones consideradas válidas (1.733) el 9,6% excedieron los límites permitidos.

Cuadro N° 27.- Cantidad de mediciones año de muestra calidad de producto

27. CANTIDAD DE MEDICIONES AÑO DE MUESTRA CALIDAD DE PRODUCTO	MES	MED VÁLIDAS	PENALIZADAS (%)
	SEPTIEMBRE 22	OCTUBRE	
OCTUBRE 22		286	8,0%
NOVIEMBRE 22		292	5,1%
DICIEMBRE 22		289	10,4%
ENERO 23		289	14,2%
FEBRERO 23		287	14,3%
	TOTAL	1733	9,6%

Fuentes. ENRE AAyANR

RECLAMOS POR MALA CALIDAD DE PRODUCTO TÉCNICO

La experiencia obtenida desde el dictado de la Resolución ENRE N° 172/1996 demostró la necesidad de adecuar la citada base metodológica a fin de lograr una mayor celeridad, precisión y efectividad en la solución de los reclamos formulados por los usuarios ante el ENRE por la calidad del producto técnico.

En este sentido, el ENRE dictó la Resolución ENRE N° 185/2011, parcialmente modificada por la Resolución ENRE N° 336/2011. Las modificaciones introducidas en la nueva metodología posibilitan una mayor inmediatez entre el momento en que se detecta la mala calidad y su reconocimiento mediante bonificaciones en las facturas, consistente con las previsiones contenidas en el punto 2 del Subanexo 4 de los contratos de concesión de las distribuidoras. Este procedimiento incluye mecanismos para asegurar tanto la temporalidad del pago de las sanciones, como también la automaticidad de su imposición.

Asimismo, se eliminó la excepción de penalización que la Resolución ENRE N° 172/1996 otorgaba a las distribuidoras en caso de solucionar el problema que había originado el reclamo dentro de los noventa días de efectuada la medición. A partir de la Resolución ENRE N° 185/2011, las distribuidoras resultarán penalizadas por los apartamientos detectados a partir de lo que surja de las mediciones.

Además, se fijó un plazo máximo de seis meses para la solución definitiva de los problemas de tensión reclamados, no resultando aceptable la subsistencia de apartamientos por extensos períodos indeterminados, aun cuando el incumplimiento continúe siendo penalizado.

A partir de la nueva metodología, los reclamos se notifican a la distribuidora de manera inmediata, por

correo electrónico y/o por Internet, apenas ingresan. También se mejoran los plazos para tramitar los reclamos, ya que ahora se cuentan a partir de la fecha de ingreso al ENRE.

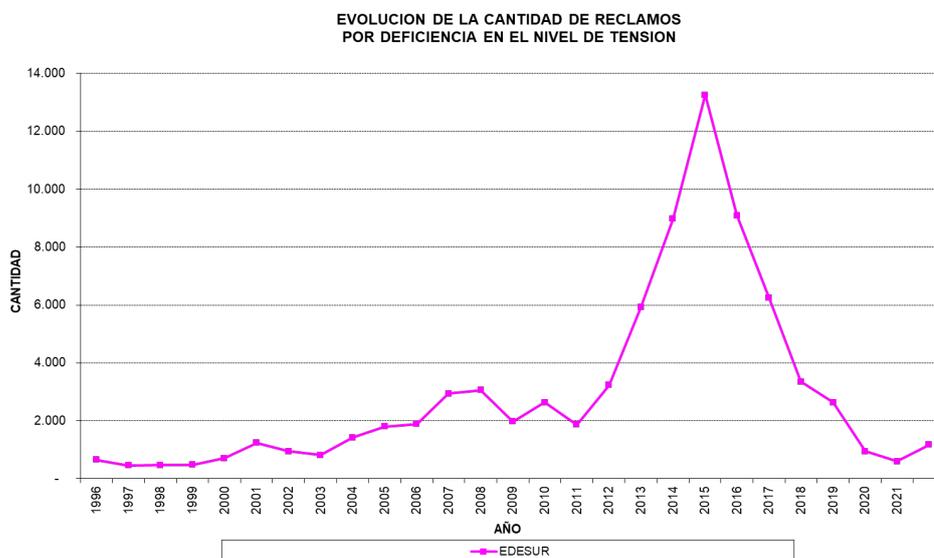
Cuando una medición verifica la existencia de apartamientos de los niveles de tolerancia establecidos en el Contrato de Concesión, se sanciona a la distribuidora y se bonifica al usuario. La sanción se aplica hasta tanto se solucione el inconveniente.

El reclamo se archiva cuando la distribuidora demuestra fehacientemente que ha solucionado el inconveniente de tensión, mediante una nueva medición que constata que los valores de tensión se encuentran dentro de los límites establecidos, o cuando el usuario firma la planilla de conformidad.

Los reclamos referidos a la existencia de flicker o armónicas son incorporados a la campaña de “Perturbaciones”, como puntos especiales.

A continuación, se muestra la evolución temporal de los reclamos recibidos y tramitados en el Ente. Como puede observarse en el mismo, la cantidad de reclamos ingresados en los últimos años presenta una disminución progresiva respecto a los máximos observados en el año 2015, registrándose en 2021, 409 reclamos para la distribuidora Edenor y 597 para la distribuidora Edesur.

Gráfico N° 44.- Evolución reclamos por tensión

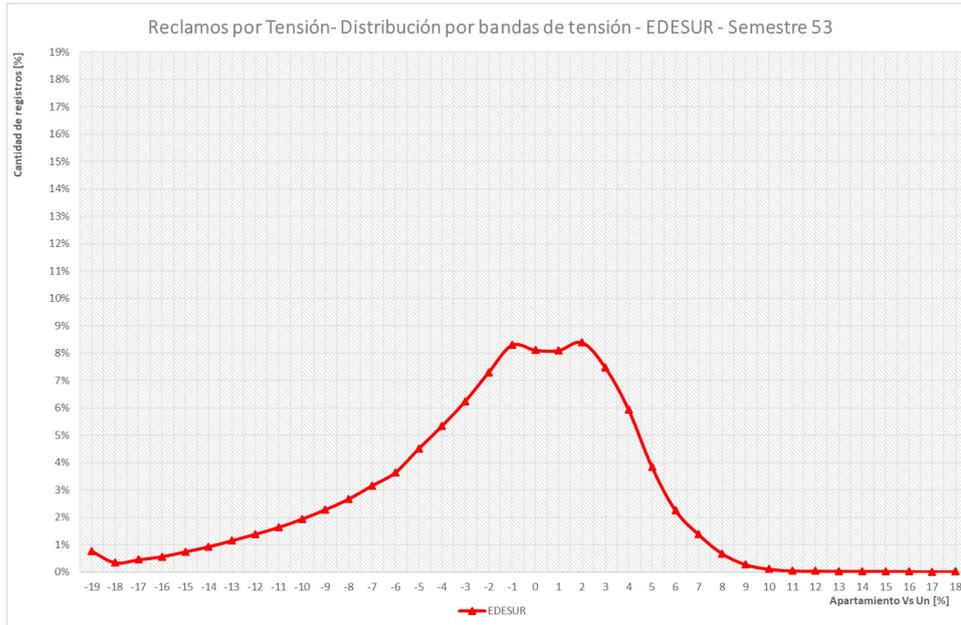


Fuente. ENRE AAYANR

Para la determinación de los apartamientos a los límites establecidos - punto 2.2. del Subanexo 4 del Contrato de Concesión - en cuanto a los Reclamos de Tensión, se sigue el mismo razonamiento indicado para Nivel de Tensión.

A continuación, a partir del gráfico donde se representa la distribución de las tensiones registradas en las mediciones realizadas durante el Semestre 53 (comprendido entre los meses de septiembre de 2022 y febrero de 2023) en EDESUR, se analiza la calidad de la tensión brindada por la empresa distribuidora.

Gráfico N° 45.- Cantidad Reclamos Sem 53 (sep22-mar 23) con desvíos nivel de tensión



Fuente. ENRE AAyANR

Del gráfico se observa que para, para el semestre 53 de control, el pico de la curva de bandas alcanzó el 11,53% del total de registros y el mismo se ubicó en la banda “+2%”.

En tant que, para el mismo Semestre 53, del total de mediciones de reclamos consideradas válidas (309) el 43,4% excedieron los límites permitidos.

Cuadro N° 28.- Porcentual de mediciones penalizadas

28. PORCENTUAL DE MEDICIONES PENALIZADAS	MES	MED VÁLIDAS	PENALIZADAS (%)
	SEPTIEMBRE 22	36	41,7%
	OCTUBRE 22	27	14,8%
	NOVIEMBRE 22	28	25,0%
	DICIEMBRE 22	64	45,3%
	ENERO 23	79	44,3%
	FEBRERO 23	75	58,7%
	TOTAL	309	43,4%

Fuentes. ENRE AAyANR

Fuente. ENRE AAyANR

NIVEL DE PERTURBACIONES

En lo referente al control de perturbaciones en la tensión, las campañas de puntos determinados por el ENRE tienen como objetivo la medición de los parámetros de flicker y de armónicas en la tensión presentes en las redes de las distribuidoras. Por otro lado, mediante la Resolución ENRE N° 504/2017 se estableció el “Procedimiento para la Determinación y Acreditación de las Bonificaciones correspondientes a los Usuarios afectados por Perturbaciones en la Tensión” acelerando el proceso de acreditación de las sanciones determinadas semestralmente

La Calidad del Producto Técnico se considera adecuada cuando se asegura que los Niveles de Referencia no son superiores al 5% del período de la medición, de no cumplirse ésta condición, la medición está sujeta a penalización.

Los Niveles de Referencia se encuentran indicados en la Resolución ENRE N° 184/2000, y en particular para el caso de Flicker se establece el límite del índice de severidad de corta duración (Pst) = 1 medido a intervalos de 10 minutos, en donde se alcanza el umbral de irritabilidad asociado a la fluctuación máxima de luminancia que puede ser soportada sin molestia por una muestra específica de la población.

En lo que hace al análisis de la presencia de Armónicas en la Tensión y sus límites, en dicha resolución se establece la Tasa de Distorsión Total (Thd) límite y los Niveles de Referencia para cada Armónica en valor eficaz hasta el orden 40, medidos a intervalos de 10 minutos.

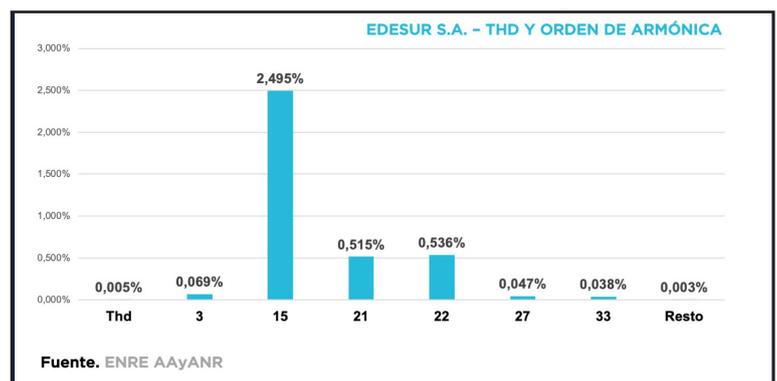
Como resultado de las mediciones de monitoreo realizadas, se encuentra en general que los niveles límites de armónicas y flicker actualmente regulados por el ENRE tienen un aceptable grado de cumplimiento en el área de concesión de la distribuidora EDESUR.

Se presenta a continuación un análisis de las mediciones realizadas durante el Semestre 53 (septiembre de 2022 – febrero de 202) en la distribuidora EDESUR. Se controlaron las fluctuaciones de Tensión (Flicker) y las Armónicas en Tensión.

El siguiente gráfico muestra, para la distribuidora EDESUR, la tasa de distorsión total (Thd porcentual), la presencia porcentual de las Armónicas preponderantes y el acumulado de las restantes en mediciones consideradas válidas que exceden los límites admisibles, respecto a la totalidad de los registros analizados.

Se observa que la Armónica de orden 15 y 21 -en donde se excedió el límite admisible- son las que tiene mayor influencia sobre la totalidad de las mediciones de Armónicas realizadas por Edenor, que en el caso de Edesur resultaron ser las correspondientes al orden 15, 21 y 22, sin considerar las armónicas restantes acumuladas.

Gráfico N° 46.
Flicker y Armónicas



De las mediciones de Armónicas y Flicker consideradas válidas, se determinó la cantidad mensual de mediciones penalizadas respecto al total realizado, resultando:

**Cuadro N° 29.-
Porcentual de mediciones
penalizadas**

ARMÓNICAS				FLICKER			
MES	MED_PENA	MED_TOT	%PEN/TOT	MES	MED_PENA	MED_TOT	%PEN/TOT
SEPTIEMBRE 22	3	8	37,5%	SEPTIEMBRE 22	0	5	0,0%
OCTUBRE 22	1	11	9,1%	OCTUBRE 22	0	6	0,0%
NOVIEMBRE 22	2	11	18,2%	NOVIEMBRE 22	0	5	0,0%
DICIEMBRE 22	1	9	11,1%	DICIEMBRE 22	0	6	0,0%
ENERO 23	3	8	37,5%	ENERO 23	0	3	0,0%
FEBRERO 23	2	14	14,3%	FEBRERO 23	0	4	0,0%
TOTAL	12	61	19,7%	TOTAL	0	29	0,0%

Fuente. ENRE AAyANR

DETERMINACIÓN DE SANCIONES

- Por apartamentos a los niveles de tensión

Para determinar las sanciones, se calcula la energía suministrada con niveles de tensión por fuera de los niveles permitidos y se la evalúa de acuerdo con los valores indicados en el Contrato de Concesión.

Las penalizaciones se calculan según el procedimiento establecido en la Resolución ENRE N° 184/2000, 63/2002 y 185/2011. En cuanto a las bonificaciones, las distribuidoras deben consignarlas en las facturas de los usuarios afectados, posteriores al semestre en que se detectó la falta de calidad.

- Por apartamentos a los niveles de referencia de perturbaciones

Si de la información registrada surge que los niveles de referencia de flicker o armónicas han sido superados en un tiempo superior al 5% del período de medición, queda evidenciado un incumplimiento de la distribuidora. Durante un primer período de dos años a partir del inicio de la Etapa 2, dicho incumplimiento no era penalizado si las distribuidoras demostraban que las alteraciones se debían a las cargas de los usuarios y que habían actuado con responsabilidad. Transcurridos los dos años, tales incumplimientos derivaron en sanciones a las concesionarias.

Las penalizaciones se calculan según el procedimiento establecido en la Resolución ENRE N° 184/2000 y 504/2017. En cuanto a las bonificaciones, las distribuidoras deben consignarlas en las facturas de los usuarios afectados, posteriores al semestre en que se detectó la falta de calidad.

- Por incumplimientos en el relevamiento y procesamiento de los datos

Los incumplimientos verificados en el relevamiento y procesamiento de los datos para evaluar la calidad del producto técnico determinaron la aplicación de sanciones que fueron evaluadas de acuerdo con el punto 5.5.1 del Subanexo 4 de los contratos de concesión.

MONTOS SANCIONADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022

A continuación, se detallan las sanciones aplicadas a las concesionarias por apartamientos e incumplimientos en la calidad del producto técnico (nivel de tensión, reclamos por tensión y perturbaciones) verificados en el relevamiento y procesamiento de la información, tanto para la Etapa 1 como para la Etapa 2, hasta 2022 inclusive.

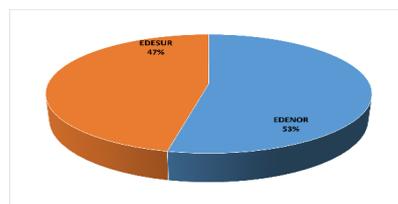
Cuadro N° 30.- Cantidad de mediciones año de muestra calidad de producto

AÑO	EDENOR	EDESUR
Hasta 1997	\$ 1.872.348,24	\$ 2.188.983,16
1998	\$ 108.247,71	\$ -
1999	\$ 2.524.482,76	\$ 906.025,74
2000	\$ 2.942.213,94	\$ 1.606.623,12
2001	\$ 9.412.085,96	\$ 3.688.616,54
2002	\$ 23.047.816,05	\$ 7.324.225,99
2003	\$ 2.842.324,00	\$ 3.092.536,05
2004	\$ 6.829.727,22	\$ 3.499.497,92
2005	\$ 16.583.100,95	\$ 13.352.380,42
2006	\$ 3.308.431,84	\$ 4.145.780,37
2007	\$ 11.598.990,60	\$ 15.158.155,24
2008	\$ 3.697.129,23	\$ 1.040.364,25
2009	\$ 3.186.833,02	\$ 5.491.941,93
2010	\$ 5.228.766,13	\$ 3.970.855,73
2011	\$ 5.395.743,60	\$ 2.748.087,40
2012	\$ 19.472.206,48	\$ 5.004.170,94
2013	\$ 15.175.246,30	\$ 9.770.138,53
2014	\$ 12.611.132,21	\$ 7.642.794,55
2015	\$ 19.406.537,13	\$ 10.716.144,93
2016	\$ 14.786.299,25	\$ 6.910.371,55
2017	\$ 18.207.543,00	\$ 7.102.458,16
2018	\$ 52.237.187,28	\$ 18.471.520,89
2019	\$ 17.751.712,56	\$ 259.750.195,55
2020	\$ 8.843.443,15	\$ 21.386.444,07
2021	\$ 20.618.492,72	\$ 17.584.733,72
2022	\$ 198.985.198,06	\$ 179.898.273,48
Total Etapas 1 y 2	\$ 496.673.239,39	\$ 432.553.046,75
TOTAL EMPRESAS	\$ 929.226.286	

FUENTE:

base de Sanciones Lotus/Enre
Consideraciones: los valores están expresados en pesos, Moneda Corriente de cada año, de acuerdo a cada Resolución Sancionatoria .
No tiene en cuenta actualizaciones por MMC, Intereses , Ajustes, etc.

Gráfico N° 47.- Benchmark Comparación sanciones por calidad de producto. Por empresa



Fuente. ENRE.AAyANR

Al 31 de diciembre de 2022, las sanciones por apartamientos a la calidad del producto técnico abarcan hasta el semestre 52 para EDENOR y EDESUR.

4.7 SANCIONES

4.7.1 LAS SANCIONES CON DESTINO TERCEROS

**Cuadro N° 31.- EDESUR S.A. - TOTAL DEUDA POR SANCIONES CON DESTINO A LA
"CUENTA RECAUDADORA DE TERCEROS" (DIC 2016 A MARZO 2023) ***

	Monto Sanción	Ajustes (Intereses o Créditos)	Total a Pagar	Pagado	Saldo	% Saldo S/Total a Pagar	Intereses s/saldo al 16/03/2023	Total al 16/03/2023
	10.757.424.801,22	61.016.203,43	10.818.441.004,65	151.610.685,41	10.666.830.319,24	98,60%	9.121.901.661,84	19.788.731.981,08
2023	3.041.556.260,02	116.335,57	3.041.672.595,59	10.888.400,00	3.030.784.195,59	99,64%	233.744.312,80	3.264.528.508,38
2022	3.859.543.557,87	-3.213.495,39	3.856.330.062,48	41.487.168,79	3.814.842.893,69	98,92%	1.726.116.060,59	5.540.958.954,28
2021	294.664.699,30	2.128.204,40	296.792.903,70	37.999.657,00	258.793.246,70	87,20%	269.156.015,79	527.949.262,49
2020	814.044.772,50	5.759.562,70	819.804.335,20	10.907.705,50	808.896.629,70	98,67%	1.135.246.538,79	1.944.143.168,49
2019	1.531.828.950,80	55.887.190,72	1.587.716.141,52	39.737.977,85	1.547.978.163,67	97,50%	2.784.710.101,93	4.332.688.265,60
2018	659.635.593,31	338.405,43	659.973.998,74	10.589.776,27	649.384.222,47	98,40%	1.458.570.556,80	2.107.954.779,27
2017	495.463.101,36	0,00	495.463.101,36	0,00	495.463.101,36	100,00%	1.340.673.860,08	1.836.136.961,44
dic-16	60.687.866,07	0,00	60.687.866,07	0,00	60.687.866,07	100,00%	173.684.215,06	234.372.081,13

Fuente. ENRE.SD

*(con intereses sobre saldo de deuda actualizados al 16/03/2021). Los saldos surgen de los registros contables de la Div. Contabilidad, elaborados en base a las sanciones registradas por sus respectivas áreas de origen en la "Base de sanciones del sistema informático Lotus Notes".

A ello debe sumarse los montos adeudados a Usuarios en virtud de los reclamos individuales.

4.8 RECLAMOS DE USUARIOS ANTE ENRE

En ENRE reciben los reclamos -ya no llamadas telefónicas sino reclamos administrativos formales- tanto técnicos como comerciales de ambas distribuidoras. Se trata de reclamos en su mayoría relacionados con interrupciones de suministro (cortes). También, cuando hay cambios tarifarios aumentan los reclamos comerciales por facturación elevada y reclamos por calidad de producto: baja o sobretensión, artefacto dañado, etc.

Cabe señalar que concurren al ENRE una vez que han efectuado el reclamo en la Distribuidora y ésta a resuelto el mismo desfavoreciendo al usuario.

El historial de reclamos por distribuidora es el siguiente:

4.8.1 RESPUESTA A PERSONAS USUARIAS.

Cuadro N° 32.- Cantidad y tipo reclamos por tipo Edesur S.A. y Totales por empresa.

Actividades Reclamos UOAP	may-22	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22	ene-23	feb-23	mar-23
Llamados Telefónicos Atendidos	44708	101615	42970	21558	12051	7966	26865	98582	55519	104659	329965
Llamados CallBacks Atención Comercial	1881	9590	11532	9012	7014	4970	4722	4067	6202	5922	9544
Usuarios Atendidos Personalmente (PB)	1102	1234	1633	1776	1648	1402	1416	1250	1412	1473	1751
Llamados Call Back SVP Realizados	1563	2696	2892	3861	926	835	0		3355	3355	S/D
Desgrabaciones IVR SVP Realizadas	3047	5486	2309	1451	1074	972	1688	4764	2964	16692	10190
Cartas Recibidas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Expedientes de Reclamos Ingresados	532	548	583	727	702	673	637	500	692	530	530
Expedientes de Reclamos Notificados	663	500	411	501	439	-	-	-	-	-	-
Reclamos Totales Ingresados	31068	66134	31168	16869	10259	11671	20851	63652	40994	68770	167839
Edenor S.A.	3794	4775	3220	2904	2183	2584	3343	6115	5165	4946	11150
Edesur S.A.	27274	61359	27948	13965	8076	9087	17508	57537	35829	63824	156689

Fuente. ENRE. DAPU

Véase que la relación de reclamos es manifiestamente disímil entre empresas.

Entre el 90 y el 95% de esos casos son resueltos por ENRE a favor de la persona usuario. Ello de-

nota desprolijidad y desidia en la interpretación de los casos por parte de la Distribuidora, sus agentes en oficinas comerciales o de Atención al Usuario, o falta de capacidad de los recursos humanos o equipamiento / elementos de análisis.

En la tramitación ante el ENRE, la gestión de la Distribuidora es deficiente. En casi todas las tramitaciones se reitera requerimiento entre 2 y 3 veces, y se resuelven con sanciones por incumplimiento del deber de informar en tiempo y forma.

Este proceder implica un permanente retardo y acumulación de tareas del ENRE que implica mayores recursos a disposición de Atención a Usuarios.

A su vez las demoras en que se incurre en la tramitación de los procesos causan gravamen al usuario, por la incertidumbre y, en algunos casos, el riesgo económico: preventivamente ENRE suele establecer un criterio de pago, que, de no resultar, el usuario, tras varios meses se acumulan créditos que le resultan difíciles de afrontar.

4.8.2.- ELECTRODEPENDIENTES

La Ley N° 27.351 estableció beneficios a los usuarios electrodependientes, que son a la fecha los usuarios que se encuentran registrados en el Registro que maneja la autoridad de aplicación de la citada norma.

La regulación sectorial ENRE que establece la identificación de los usuarios, la provisión de Fuentes Alternativas de Energía FFAAE que permiten garantizar continuidad de los equipamientos requeridos por el usuario, un esquema de conexión de FFAAEE y un esquema de fiscalización de la situación.

Para esto último existe una base de datos de electrodependientes, que la Res. ENRE N° 267/2021 amplió a los fiscalización y seguimiento de usuarios electrodependientes a usuarios con cortes prolongados y reiterados. (ver CPyR).

DESEMPEÑO DE LA DISTRIBUIDORA CON LOS ELECTRODEPENDIENTES

La gestión de usuarios electrodependientes debe tener, conforme normas citadas, canales prioritarios de atención y resolución de conexiones.

Edesur informó a la Veeduría 2022 la nómina de Electrodependientes siendo esto 3150 usuarios electrodependientes, la existencia de 317 FFAAEE instaladas y, que cuenta con 87 GG.EE. disponibles para estos usuarios. Respuesta al ME-2022-136882856-APN-DIT#ENRE 21/12/2022.

Con el 10% de usuarios cubiertos con FFAAEE y 87 GG.EE. disponibles, pero que requieren de cuadrillas de instalación y capacidad de seguimiento, ante cortes recurrentes y 6° prolongados, la atención de estos usuarios se complica poniendo en riesgo la salud, y, eventualmente la vida de esas personas usuarias.

ATENCIÓN ANTE INTERRUPCIONES DE SUMINISTRO.

Durante períodos de poca carga, la atención de electrodependientes la atención de reclamos por interrupciones es relativamente baja. Durante los períodos de empuntamiento de demanda, estivales o invernales, las bases de reclamos acumulan reclamos de electrodependientes sin atenderlos en tiempo y forma.

No siempre se generan los documentos, despachan y atiende en plazos aceptables. Tal fue el caso de varios días del mes de marzo de 2023. Hacia fin del día, después de los picos de carga, se registraban en las pantallas “Elastic” (acceso remoto limitado y de captura de pantalla puntual de información de la Distribuidora que comparte con ENRE en tiempo real, pero sin capacidad de almacenamiento de dato, lo que genera que ENRE solo puede ver un proceso a la vez y capturar dato puntual pero no contrastar).

Esta situación, y el riesgo que conllevaba para las personas usuarias electrodependientes, motivó un informe que se agrega como IF-2023-37241351-APN-DIT#ENRE del de marzo de 2023

ENRE ha debido intimar atención prioritaria y tomar medidas judiciales por la situación de atención a electrodependientes. Esto sucedió durante los eventos entre el 1 y el 16 de marzo de 2023. Ante el riesgo a la salud/vida se efectuó una denuncia penal caratulada ENRE s/DENUNCIA” Causa 827/2023. radicada ante el Juzgado Criminal y Correccional Nro 11 Dr. Julian Ercolini Juez Subrogante.

BENCHMARKING CON EDENOR.

Edenor tiene un protocolo de seguimiento de suministros electrodependientes con un claro esquema de emergencia. Edesur también tiene protocolo, pero se acaba con las acciones intra-empresa, mientras que EDENOR asume la responsabilidad de envío de ambulancia en última instancia.

4.9 SEGURIDAD PÚBLICA

El Contrato de Concesión, entre las obligaciones de la Distribuidora establece: “**ARTICULO 25.- LA DISTRIBUIDORA deberá cumplir las siguientes obligaciones:...**m) Instalar, operar y mantener las instalaciones y/o equipos, de forma tal que no constituyan peligro para la seguridad pública, respetando las normas que regulan la materia....”

En el ámbito de la Seguridad Pública se mostrará el cumplimiento por parte de la empresa concesionaria de sus obligaciones en la materia a lo largo del tiempo evidenciando una conducta en virtud de los controles y seguimientos a los que se encuentra sometida por el Ente.

4.9.1.- AUDITORIAS

EDESUR ha sido auditada por el Departamento de Seguridad Pública anualmente en el marco de sus obligaciones establecidas en el Sistema de Seguridad Pública (Resolución ENRE N°421/2011), y también en acciones puntuales como ser la FAE o los DCI.

En la última la empresa tuvo 8 No conformidades y 13 observaciones. Dentro de las NO conformidades se pudo comprobar que no tiene su sistema certificado como requiere la norma, además de otras cuestiones estructurales importantes y que la empresa está obligada a solucionar (independientemente de la señal regulatoria que se da con la multa). Este proceso permite analizar el manejo de la empresa en esta materia a nivel integral atravesando distintos sectores. Teniendo en cuenta que cada año se auditan ambas distribuidoras (EDESUR y EDENOR) es posible realizar la siguiente comparación de su desempeño.

Cuadro N° 33.
Cantidad y tipo
No Conformidades
en Auditorías ASPA

Fuente. ENRE. ASPA

EDESUR			EDENOR		
AÑO	EXPEDIENTE	CANTIDAD DE HALLAZGOS	AÑO	EXPEDIENTE	CANTIDAD DE HALLAZGOS
2017	48644	35	2017	48837	10
2018	51302	7	2018	50967	11
2021	EX-2021-115023986- - APN-SD#ENRE	2	2021	EX-2021-115016934- - APN-SD#ENRE	1
2022	EX-2022-55796990- - APN-SD#ENRE	14	2022	EX-2022-46824410- - APN-SD#ENRE	8

Fuente. ENRE. ASPA

Cuadro N° 34.- Cantidad y tipo

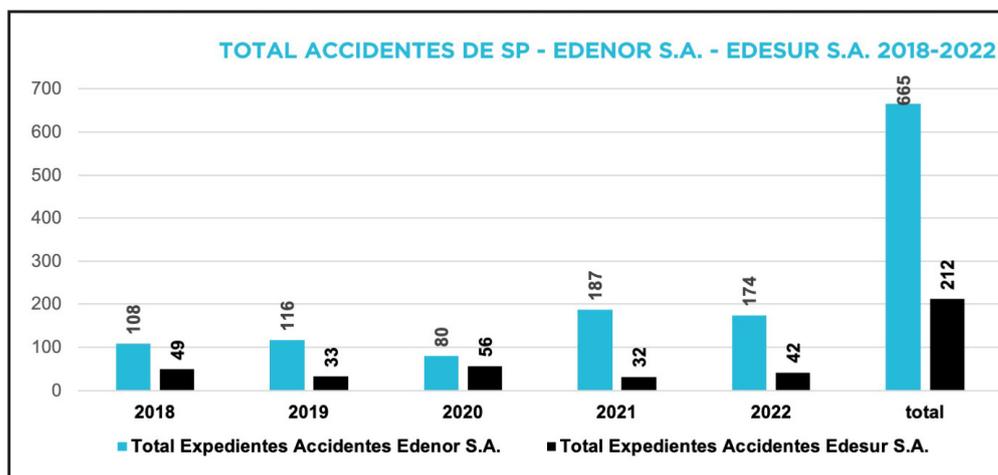
Año	Distribuidora	Expediente	Auditoría N°	Fecha	Res ENRE	Norma	Objeto	Resultado (NC)	Resultado (Obs)	Observaciones
2022	EDESUR	EX-2022-55796390--APN-SD#ENRE	DSP 49/2022. PRESENCIAL	21/6/2022	421/2011	Sistema de Seguridad Pública	Plan 1 Detección y corrección de anomalías	6	8	No acreditó Certificación del SSP. Procedimientos no vigentes. Falta de acciones judiciales en invasiones a la Franja de servidumbre.
2022	EDESUR	EX-2022-55797259--APN-SD#ENRE	DSP 50/2022. PRESENCIAL	20/6/2022	544/2017	Reglamento Técnico para la provisión de una fuente alternativa de energía .	Requisitos normativos Res 544/2017 y Res 97/2021	1	1	No se realizaron mantenimientos preventivos a los equipos desde el año 2020
2022	EDESUR	EX-2022-55797501--APN-SD#ENRE	DSP 51/2022. PRESENCIAL	19/6/2022	380/2015	Suministro transitorio de Pilar de Obra	Requisitos normativos	1	1	Falta de renovación DCI para continuar con el suministro transitorio de Pilar de obra. No cumple requisitos
2022	EDESUR	EX-2022-55797720--APN-SD#ENRE	DSP 52/2022. PRESENCIAL	19/6/2022	225/2011	Reglamento para la conexión de nuevos suministros DCI	Requisitos normativos Res 225/2011 y 269/2012	0	3	Nuevos suministros con faltante del DCI. Requisitos normativos
2022	EDENOR	EX-2022-46824410--APN-SD#ENRE	DSP 45/2022. PRESENCIAL	23/5/2022	421/2011	Sistema de Seguridad Pública	Plan 1 Detección y corrección de anomalías	3	5	Anonalias solucionadas en un plazo mayor a los estipulados en el análisis de riesgo. Requisitos
2022	EDENOR	EX-2022-46901161--APN-SD#ENRE	DSP 46/2022. PRESENCIAL	24/5/2022	380/2015	Suministro transitorio de Pilar de Obra	Requisitos normativos	0	2	Falta de renovación DCI para continuar con el suministro transitorio de Pilar de obra. No cumple requisitos
2022	EDEENOR	EX-2022-46900694--APN-SD#ENRE	DSP 47/2022. PRESENCIAL	30/5/2022	544/2017	Reglamento Técnico para la provisión de una fuente alternativa de energía .	Requisitos normativos Res 544/2017 y Res 97/2021	0	2	Requisitos normativos
2022	EDENOR	EX-2022-46900554--APN-SD#ENRE	DSP 48/2022. PRESENCIAL	24/5/2022	225/2011	Reglamento para la conexión de nuevos suministros DCI	Requisitos normativos Res 225/2011 y 269/2012	0	1	Requisito normativo

Fuente. ENRE. ASPA

4.9.2.- ACCIDENTES

En este punto EDESUR tiene menos sumarios iniciados que EDENOR, pero, a la vez, tiene más accidentes descubiertos por medios periodísticos o por denuncias que los informados por ella en cumplimiento de su obligación de comunicar al ENRE dentro de las dos horas de la toma de conocimiento (una vez detectado se le requiere a la empresa que informe las causales de la no información y es un agravante al momento de sancionar).

Gráfico N° 48.- Evolución accidente Seguridad Pública



Fuente. ENRE. ASPA

No obstante, en EDESUR se han presentado los accidentes más graves en cuanto a implicancias, destacándose la explosión del local de Pigmento en la CABA en junio de 2020 a causa de un incendio generado por la falla de un empalme de cable mal ejecutado por esa Distribuidora en el interior del local (EX-2020-36050594- -APN-SD#ENRE) y la explosión de gas en una vivienda de la CABA en febrero de 2023 que se encuentra aún investigada por la justicia (tramitada internamente en el EX-2023-17312483- -APN-SD#ENRE), presuntamente por la falla de un empalme de un cable instalado en la vía pública en cercanías de un caño de gas.

4.9.3 RECLAMOS

Respecto a esta materia, EDESUR supera en promedio anual entre 4 y 5 veces a EDENOR en cantidad de reclamos de usuarios u oficios ingresados por seguridad pública. Esta tendencia viene creciendo año tras año y no se ve desde la empresa una implementación de medidas tendientes a revertirla.

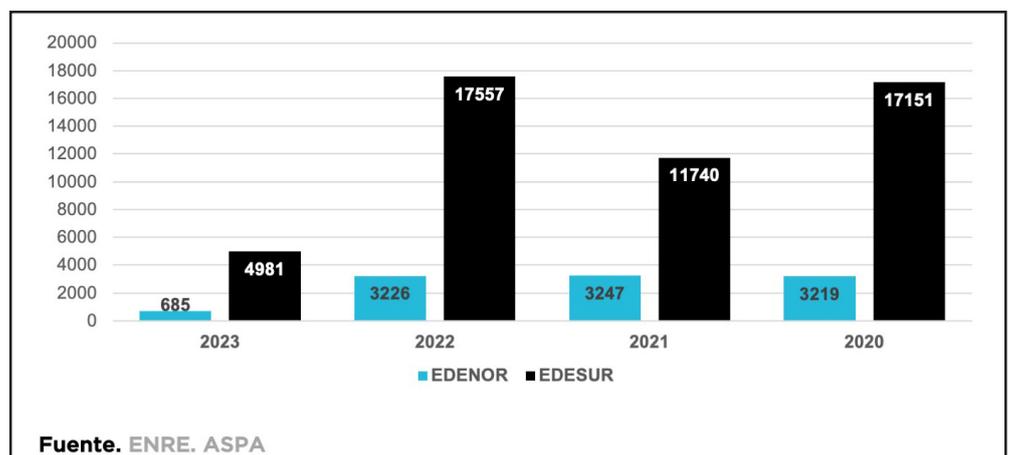
Cuadro N° 35
Cantidad y tipo

	AÑO	EDENOR	EDESUR
EVOLUCIÓN RECLAMOS A ENRE EN MATERIA DE SEGURIDAD PÚBLICA.BENCHM ARH EDESUR-EDENOR	2023	685	4981
	2022	3226	17557
	2021	3247	11740
	2020	3219	17151
	2019	3018	15121
	2018	3783	17295
	2017	4375	15467

Fuentes. ENRE. ASPA

Es así como se ve que durante todos los años la diferencia se mantuvo. Incluso dentro de la misma empresa podemos ver como en los últimos 4 años los reclamos ingresados por SP ascienden de manera exponencial en los picos térmicos estacionales superando límites cada vez mayores, a diferencia de EDENOR cuyos reclamos ingresados poseen valores más estandarizados.

Gráfico N°49
Evolución Reclamos a ENRE en materia de Seguridad Pública. Benchmark Edesur-Edenor



Por otra parte, en cuanto al objeto de reclamos, este cuadro nos grafica la mayor cantidad de reclamos ingresados sobre un tipo de anomalía. Es así que las líneas aéreas y sus postes son por lejos las más reclamadas por los usuarios.

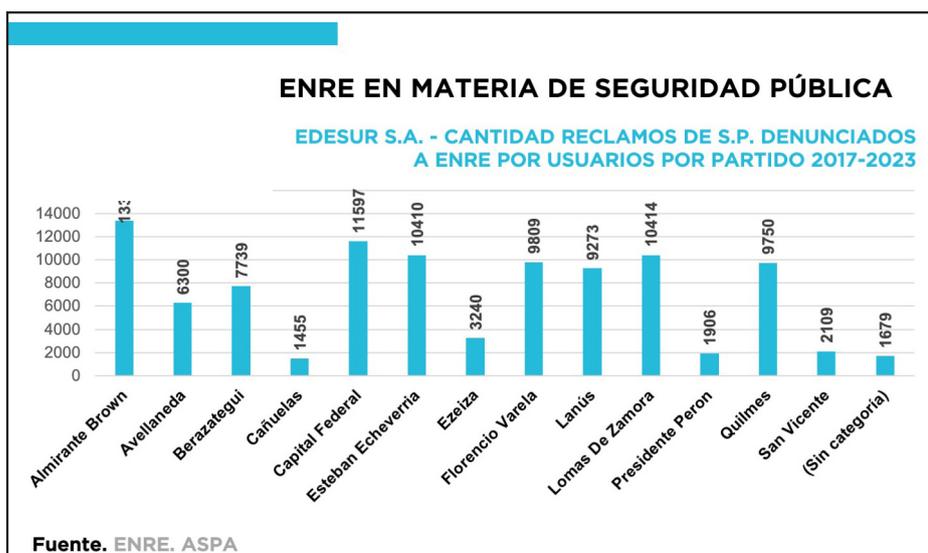
Cuadro N° 36.- Anomalías detectadas Ranking. Por cantidad

RANKING DE ANOMALIAS 2019-2023	
LÍNEA AÉREA BAJA TENSIÓN CON AISLACIÓN	13403 LABTCA
POSTE RIENDA	11695 PR
CAJA MEDIDOR	6091 TM
CAJA TOMA	1679 TF
PILAR DE CONEXIÓN	1627 PC
TRABAJOS EN LA VÍA PÚBLICA	827 VP
CENTRO DE TRANSFORMACIÓN AÉREO – PLATAFORMA	547 TA
CAJA DE DISTRIBUCIÓN –BUZÓN O CAJA ESQUINERA	259 CD
VARIOS	253 VA
CENTRO DE TRANSFORMACIÓN SUBTERRANEO	172 CS
TENDIDO RAMAL PROVISORIO	126 TR

Fuentes. ENRE. ASPA

Por último y profundizando en los datos, los municipios de la Provincia de Buenos Aires son en los que más reclamos por seguridad pública al ENRE han ingresado por reclamantes.

Gráfico n° 50.- Reclamos a ENRE en materia de Seguridad Pública



Y así el comportamiento de esta empresa se da en un mismo sentido en otros procesos menos relevantes en cantidad, pero igual de importantes como ser el control de obras en vía pública o los incidentes, formado un perfil de organización que requeriría modificaciones sustanciales.

Las sanciones impuestas en el Departamento de Seguridad Pública desde el 2017 a las empresas Distribuidoras se muestran en el siguiente cuadro.

Cuadro N° 37.- Cantidad y Montos de Sanciones por seguridad Pública 2017-2022

Año	Cant. Exp	EDENOR	Cant. Exp	EDESUR
2022	110	292.059.984,00	34	769.522.918,00
2021	69	233.577.223,00	29	50.974.949,00
2020	26	23.195.050,00	20	439.535.013,00
2019	50	518.840.083,00	35	919.002.965,00
2018	27	91.879.990,00	15	635.986.953,00
2017	105	175.050.165,00	83	345.506.352,00
TOTAL	387	1.334.602.495,00	216	3.160.529.150,00

Fuente. ENRE. ASPA

Por comparación de extensión y cantidad de usuarios EDENOR debiere tener mayores registros que los tiene, pero por cuantificación de sanciones, resultan muy superiores las de EDESUR.

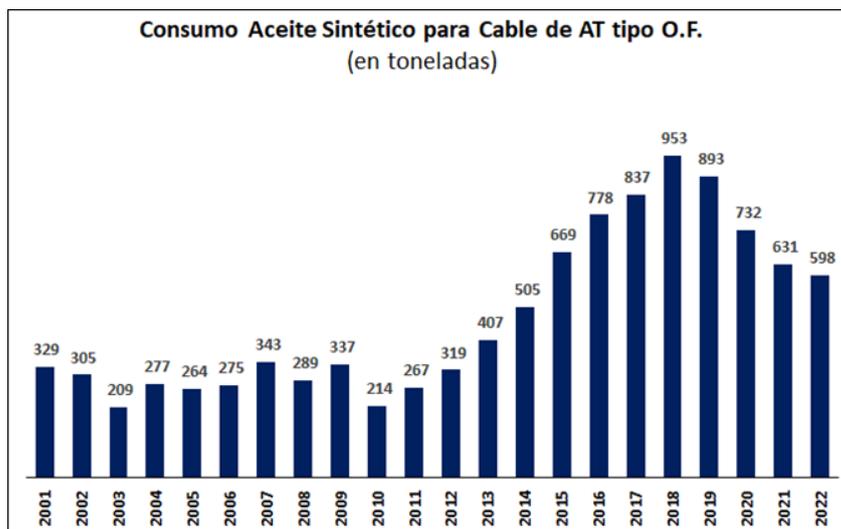
La relación entre cantidad y montos da cuenta del tipo de eventos (gravedad), ya que la penalización refiere a estos hechos.

4.9.4 SITUACIÓN AMBIENTAL

Tal como se dijo la principal cuestión ambiental está ligada a la gestión y plan de acción de uso de los aceites de los cables subterráneos.

EDS no informa periódicamente la evolución del Plan de Gestión Ambiental ni la evolución de los volúmenes de residuos peligrosos- en especial Y 8 e Y 9, a pesar de las reiteradas intimaciones al cumplimiento.

Gráfico N° 51. Compras Aceite SINT CFGO EPCL P OF SUBT en kilos/año



Fuente SAP. ENRE

Del SAP de compras surge que la cantidad de PEX AE que se compra se ha cuasi triplicado en los últimos quince (15) años, aun cuando no aumenta la cantidad de cables subterráneos que lo requiere.

5

SITUACIÓN ECONÓMICA FINANCIERA

5.1.- Alcance	129
5.2.- Contexto	129
5.2.1.-Estructura de costos reconocidos en la RTI	129
5.2.2.-Ingresos calculados	130
5.2.3.-Ingresos Teóricos del período	131
5.2.4.-Aumentos, efectivamente, trasladados a tarifa e impacto	131
5.2.5.-Ingresos disponibles por la empresa (VAD Contable)	132
5.2.6.-Una primera aproximación	134
5.3.-Elementos adicionales para el análisis global	135
5.3.1.-Costos Eficientes comparados con Costos Reales (Costos EE.CC. - Contabilidad Regulatoria)	135
5.3.2.- Deuda CAMMESA	135
5.3.3.-Control de Pérdidas de Energía	137
5.3.4.- Activación de Gastos	138
5.3.5.- Control de Inversiones	140
5.4.-Haciendo conjugar lo expuesto (Análisis)	143
5.5.-Comparación VAD-RTI Teórica vs VAD EE.CC. vs VAD-REAL	145
5.5.1.- ¿Cómo se generó el excedente de fondos?	146
5.5.2.-El uso de las disponibilidades y su mala situación financiera (Decisiones)	146
5.5.2.1.- Incumplimiento ítems del catch up	147
5.5.2.2.- Inmuebles	147
5.5.2.3.- Sinergia	148
5.6.- Conclusión	152

5.1 ALCANCE

A los fines de la correcta evaluación de la temática que se desarrolla en los acápite siguientes resulta necesario limitar los alcances de los valores referenciados a sumas estimadas, producto de limitaciones propias a esta tarea preliminar de diagnóstico de la sucesión de los acontecimientos descriptos.

Los datos expresados corresponden a cálculos, simplificaciones y algunas reclasificaciones, internas del ENRE como así también -y casi en su mayoría- teniendo como fuente los “Estados Contables y Financieros” (EE.CC.) públicos de la empresa (que presenta rutinariamente a la Comisión Nacional de Valores (CNV)) y a las tareas de auditoría que realiza el Ente como parte de sus funciones propias que tienen como adicional información extraída de los sistemas administrativos y de gestión propiedad de EDESUR S.A.

Teniendo en cuenta las limitaciones esbozadas y considerando su incidencia, hemos realizado los análisis y opiniones referidas a cada uno de los aspectos tratados.

5.2 CONTEXTO

5.2.1 ESTRUCTURA DE COSTOS RECONOCIDOS EN LA RTI

Con fines introductorios y contextualizantes del presente acápite, resulta oportuno citar los argumentos normativos que fueran expresados en el informe final del ENRE dentro del expediente de la Revisión Tarifaria Integral (RTI) llevada a cabo en el año 2016 (Expte. 45.631 – GDE: EX-2019-37432902- -APN-SD#ENRE/ Cuerpo IX: CD-2020-71761227-APN-AJ#ENRE, obrante a fs. 1648-1649) donde se expresa textualmente:

“De acuerdo a la regulación vigente, la tarifa de los distribuidores se fija por un periodo de 5 (cinco) años, a través del proceso de la revisión tarifaria. Mediante dicho proceso se determinan los ingresos necesarios para cubrir los costos operativos razonables aplicables al servicio, impuestos, amortizaciones y una tasa de retorno determinada conforme lo dispuesto en el artículo 41 de esta ley 24.065.

Dichas variables (costos, amortizaciones, impuestos, y tasa de retorno) no deberían ser revisadas has-

ta la próxima revisión tarifaria porque así lo establece el art. 43 de la mencionada Ley: “Finalizado el periodo inicial de cinco (5) años el ente fijará nuevamente las tarifas por períodos sucesivos de cinco (5) años. El cálculo de las nuevas tarifas se efectuará de conformidad con lo establecido por los artículos 40 y 41 y se fijarán precios máximos de acuerdo a lo dispuesto por el artículo precedente.”

Por ende, tal como lo establece el mecanismo de regulación de precios máximos lo que si se debe asegurar es que el valor de la remuneración que percibe el distribuidor se mantenga durante todo el periodo de los 5 (cinco) años en términos reales y por ello, deben utilizarse índices oficiales que son externos a la empresa y que ella no puede manipular.

En caso de que durante el transcurso del período tarifario ocurriesen eventos externos a la empresa que provocaran cambios significativos en su estructura de costos, la Ley prevé una revisión extraordinaria a través del art. 46, donde dispone: “Los transportistas y distribuidores aplicaran estrictamente las tarifas aprobadas por el ente. Podrán, sin embargo, solicitar a este último las modificaciones que consideren necesarias, si su pedido se basa en circunstancias objetivas y justificadas.”

Dicho esto, y dejando claro los mecanismos preexistentes regulatorios para la queja de la distribuidora en caso de percibir una alteración extraordinaria de los costos eficientes calculados dentro del proceso de la RTI, exponemos en el cuadro siguiente los valores alcanzados para el período:

Cuadro N° 39.- –Costos Regulados al 31 de diciembre de 2015 (RTI)

39. COSTOS REGULADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 (RTI)						
RESUMEN OPEX POR CONCEPTO		2017	2018	2019	2020	2021
COSTOS DE O&M	MM ARS	1,966	1,928	1,886	1,834	1,800
COSTOS DE SCL	MM ARS	2,073	2,062	2,043	2,012	1,972
COSTOS DE ADM	MM ARS	1,164	1,164	1,164	1,164	1,164
INCOBRABLES	MM ARS	127	132	134	136	138
IMPUESTOS Y TASAS	MM ARS	344	356	363	367	372
OTROS INGRESOS	MM ARS	-171	-152	-153	-154	-154
TOTAL	MM ARS	5,503	5,489	5,437	5,359	5,291
			-0.3%	-0.9%	-1.4%	-1.3%

Fuente. Expte. 45.631 – GDE: EX-2019-37432902- -APN-SD#ENRE (Cuerpo VIII: CD-2020-71760045-APN-AJ#ENRE fs. 1591)

5.2.2 INGRESOS CALCULADOS

Al momento de calcular los ingresos necesarios para la distribuidora eficiente, que cumpla con la calidad exigida, la misma resulta de la integración de los costos de capital (amortizaciones de los activos existentes y la remuneración al capital propio y de terceros e impuesto a las ganancias) con los costos de explotación (O&M; comerciales y administración). De esta manera los valores reconocidos, a valores de diciembre 2015, fueron los siguientes:

Cuadro N° 40 – Ingresos Determinados al 31 de diciembre 2015 (RTI)

40. INGRESOS DETERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE 2015 (RTI)	EN \$ MM DE DICIEMBRE DE 2015	EDESUR
		1. COSTO DE CAPITAL
	1.1 AMORTIZACIONES	1.440
	1.2 REMUNERACIÓN AL CAPITAL PROPIO Y DE TERCEROS	2.347
	1.3 IMPUESTO A LAS GANANCIAS	1.264
	2. COSTOS DE EXPLOTACIÓN	5.503
	TOTAL CPD	10.554

Fuente. Informe Ingresos Edesur S.A. ENRE.AAYEE

Estos valores fueron ajustados al 1° de febrero de 2017 (aplicando un 38%, según el IPC), momento en que se le reconoció la nueva remuneración, ascendiendo a \$14.565 MM.

Esto representa un aumento del 78% en pesos corrientes con respecto al margen de la empresa valorizado con el cuadro tarifario anterior (Resolución ENRE 1/2016). Cabe aclarar que, no se trata de un aumento sino de una actualización en términos reales dado que se trabajó en la RTI con información al 31 de diciembre de 2015.

5.2.3 INGRESOS TEÓRICOS DEL PERÍODO

Por otra parte, mediante la Resolución ENRE N° 64/2017 se estableció que el Costo Propio de Distribución (CPD) -o ingresos de la concesionada- que integra las tarifas de electricidad se actualice semestralmente en febrero y agosto, de acuerdo a la variación de una fórmula polinómica integrada por el Índice de Precios al Consumidor (20,7%), el Índice de Precios Mayoristas para Productos Manufacturados (24,9%) y el Índice de Variación Salarial (54,4%).

Dentro del citado procedimiento de revisión tarifaria, se calcularon los ingresos teóricos que se prevén obtener ajustados por la variación anual de la demanda de energía eléctrica de la distribuidora.

Cuadro N° 41 – “Ingresos Teóricos” ajustados por demanda(RTI)

en millones de \$ corrientes	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
1. Costo de capital	7.375	9.201	13.108	18.937	26.984	43.624	72.637
1.1 Amortizaciones	2.103	2.623	3.737	5.399	7.693	12.437	20.708
1.2 Remuneración al capital propio y de terceros	3.427	4.276	6.091	8.800	12.539	20.272	33.754
1.3 Impuesto a las ganancias	1.845	2.302	3.280	4.738	6.752	10.916	18.175
2. Costos de explotación	8.035	10.024	14.281	20.632	29.399	47.528	79.136
2.1. Costos de O&M	2.870	3.581	5.101	7.370	10.501	16.977	28.268
2.2. Costos de SCL	2.665	3.324	4.736	6.843	9.750	15.763	26.246
2.3. Costos de ADM	1.699	2.120	3.020	4.364	6.218	10.052	16.737
2.4. Incobrables	185	230	328	474	676	1.093	1.820
2.5. Impuestos y Tasas	503	628	894	1.292	1.841	2.977	4.957
2.6. Otros Ingresos	113	140	200	289	412	666	1.109
TOTAL CPD - Ingresos RTI plena	15.410	19.225	27.389	39.569	56.383	91.152	151.774
Coefficiente ajuste demanda	1,000	0,972	0,920	0,875	0,937	0,950	0,955
TOTAL CPD - Ingresos RTI plena ajustada	15.410	18.687	25.188	34.609	52.817	86.614	144.953

Fuente. Informe Ingresos EDESUR S.A. ENRE. AARYEE

5.2.4 AUMENTOS, EFECTIVAMENTE, TRASLADADOS A TARIFA E IMPACTO

A los fines de brindar un panorama completo de lo ocurrido desde el 2017, los aumentos efectivamente otorgados a EDESUR a partir de febrero 2017 hasta junio 2023 son los siguientes:

Cuadro N° 42.- Incrementos Tarifarios Otorgado.

42. INCREMENTOS TARIFARIOS OTORGADOS	EDS	
	FECHA	AUMENTOS OTORGADOS
	FEBRERO – 16	100,0
	FEBRERO – 17	142,0
	DICIEMBRE – 17	177,2
	FEBRERO – 18	230,3
	AGOSTO – 18	248,5
	MARZO – 19	357,8
	MAYO – 21	436,6
	MARZO – 22	471,5
	ABRIL – 23	980,7
	JUNIO – 23	1706,4

RESOLUCIONES ENRE N°

1/2016
64/ 2017 Y SUS MODIFICATORIAS
602/ 2017 Y SUS MODIFICAROTORIAS
32/ 2018 Y SUS MODIFICAROTORIAS
207/ 2018
26/ 2019
106/ 2021
75/ 2022
240/ 2023

Fuente. Informe Ingresos EDESUR.ENRE.AARYEE

5.2.5 INGRESOS DISPONIBLES POR LA EMPRESA (VAD CONTABLE)

Para poder determinar los ingresos percibidos por la distribuidora (reales) se utilizó la información de los estados contables de la empresa (ingresos por ventas menos compras al MEM). Los datos correspondientes al año 2023 no fueron tenidos en cuenta para el análisis de este trabajo.

El detalle se consigna en el siguiente cuadro:

Cuadro N°43.- Ingresos de la Distribuidora Contable (VAD Contable)

VAD BALANCE			
	Ingresos (EE.CC.)*	Compra energia (EE.CC.)**	VAD
2017			
marzo	4.015	2.245	1.770
junio	5.010	2.626	2.384
septiembre	5.258	2.639	2.619
diciembre	5.584	2.940	2.644
	19.867	10.450	9.417
2018			
marzo	8.650	4.718	3.932
junio	8.489	4.774	3.715
septiembre	10.110	6.314	3.796
diciembre	16.830	10.385	6.445
	44.079	26.191	17.888
2019			
marzo	12.747	8.858	3.889
junio	12.298	8.939	3.359
septiembre	15.477	10.959	4.518
diciembre	24.333	16.076	8.257
	64.855	44.832	20.023
2020			
marzo	14.557	9.725	4.832
junio	13.303	8.503	4.800
septiembre	14.869	10.784	4.085
diciembre	23.862	13.927	9.935
	66.591	42.939	23.652
2021			
marzo	14.300	9.479	4.821
junio	17.044	11.626	5.418
septiembre	19.797	12.699	7.098
diciembre	29.305	18.380	10.925
	80.446	52.184	28.262
2022			
marzo	21.054	13.957	7.097
junio	26.703	21.558	5.145
septiembre	33.269	24.840	8.429
diciembre	63.058	51.441	11.617
	144.084	111.796	32.288
TOTALES	419.922	288.392	131.530

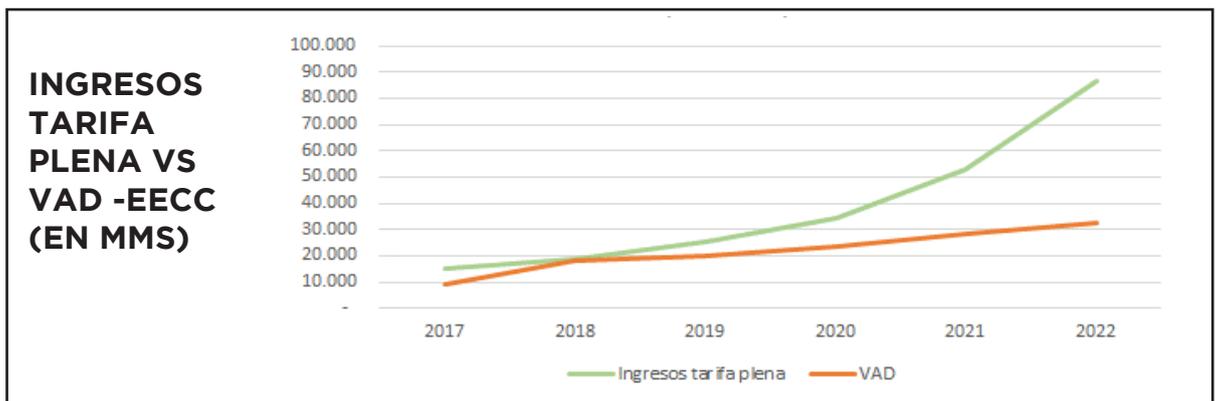
*Incluye Otros Ingresos

**La compra de energía es devengada.

Fuente. Elaboración propia,
ENRE base EECC Edesur

Por último, el siguiente gráfico resalta la evolución del “VAD-Teórico” (ingresos calculados realizando todos los ajustes a la tarifa) comparado contra el “VAD-Contable” (ingresos contables disponibles netos del devengamiento del costo de la energía):

Gráfico N° 52.- Comparación Ingresos: “VAD con Tarifa Plena” (Teórico) vs. “VAD Contable”



En números:

Cuadro N°44.- Comparacion Ingresos Teoricos vs. Ingresos EE.CC.

Comparación Ingresos Teóricos vs. Ingresos EECC							
Concepto	2017	2018	2019	2020	2021	2022	TOTAL
Ingresos Tarifa Plena	15.410	18.687	25.188	34.609	52.817	86.614	233.325
Ingresos EECC (VAD Contable)	9.417	17.888	20.023	23.652	28.262	32.288	131.530
Diferencia	- 5.993	- 799	- 5.165	- 10.957	- 24.555	- 54.326	- 101.795

Fuente. Elaboración propia. Base Informe ingresos Edesur.AARyEE Yeecc eDESUR.

5.2.6 UNA PRIMERA APROXIMACIÓN

De la lectura sobre lo explicitado, daría la sensación que la distribuidora ha visto limitado su accionar a la escasez de ingresos producto de la falta de actualización tarifaria de acuerdo a los establecido en el régimen vigente para esta RTI.

Argumentos tales como “no habiendo disponibilidad de fondos, fue imposible hacer lo prometido”, “las inversiones fueron limitadas al mínimo posible”, “la escasez de fondos nos llevó a paliarlo por otros medios para operar”, pueden ser algunos de los variados argumentos ya utilizados de manera pública por parte de la concesionada.

5.3 ELEMENTOS ADICIONALES PARA EL ANÁLISIS GLOBAL

5.3.1 COSTOS EFICIENTES COMPARADOS CON COSTOS REALES (COSTOS EE.CC. - CONTABILIDAD REGULATORIA)

A los fines de poder realizar una evaluación certera de lo ocurrido en el período, resulta importante observar el desarrollo dinámico ocurrido con los costos incurridos por la concesionada.

Con el objetivo de poder comparar magnitudes de un mismo poder adquisitivo, procedimos a actualizar los valores determinados en la RTI de diciembre/2015 a diciembre/2016 y cada año posterior por la fórmula de actualización de la tarifa que surge de la Resolución ENRE 64/2017.

El cuadro siguiente muestra los resultados comparativos entre los costos reconocidos (Costos Eficientes) y los que arroja la contabilidad regulatoria (Costos Reales) de cada año bajo análisis:

Cuadro N° 45.- Costos Eficientes (RTI Ajustado al 31 de diciembre de cada año) vs. Costos Reales (s/EECC)

Resumen OPEX por concepto (en MMS)	2017			2018			2019			2020			2021		
	RTI Ajustado**	RTI Ajustado al 31/12/2017	EE.CC. (CR)	RTI Ajustado**	RTI Ajustado al 31/12/2018	EE.CC. (CR)	RTI Ajustado**	RTI Ajustado al 31/12/2019	EE.CC. (CR)	RTI Ajustado**	RTI Ajustado al 31/12/2020	EE.CC. (CR)	RTI Ajustado**	RTI Ajustado al 31/12/2021	EE.CC. (CR)
Costos de O&M	2.870	3.587	4.619	3.581	6.397	8.137	5.101	13.598	11.073	7.370	26.448	15.733	10.501	57.680	22.976
Costos de SCL	2.665	3.331	2.225	3.324	5.938	4.808	4.736	12.625	6.715	6.843	24.556	7.873	9.750	53.555	6.305
Costos de ADM	1.699	2.123	769	2.120	3.787	1.225	3.020	8.050	2.958	4.364	15.660	4.388	6.218	34.154	4.552
Incobrables	185	231		230	411		328	874		474	1.701		676	3.713	
Impuestos y tasas	503	629	330	628	1.122	604	894	2.383	1.049	1.292	4.636	1.092	1.841	10.112	1.417
Otros Ingresos	113	141	-112	140	250	609	200	533	-15.081	289	1.037	-7	412	2.263	245
TOTAL	8.035	10.042	7.831	10.023	17.904	15.383	14.279	38.063	6.714	20.632	74.039	29.079	29.398	161.478	35.495

**S/Análisis del AARTE

La visualización del cuadro expone el incremento exponencial de los costos de explotación.

5.3.2 DEUDA CAMMESA

En el transcurso del tiempo las vicisitudes de la relación entre CAMMESA y la concesionada sufre tensiones debido a la conducta de utilizar a la primera como fuente de financiamiento principal.

A la fecha de emisión del presente, no hemos recibido contestación por parte de CAMMESA a nuestra nota (NO-2023-43626275-APN-ENRE#MEC) dónde solicitamos nos informen la totalidad de la deuda registrada por ella por parte de la concesionada.

A los fines de tomar dimensión de la magnitud involucrada, incorporamos a continuación un detalle de deuda que la empresa habría reconocido para el período 2020-2021:

Cuadro N°46.- Evolución de la deuda con CAMMESA

Vencimiento	Facturado	Pagos efectuados al vencimiento (\$)	Pagos efectuados después del vencimiento (\$)	Intereses (\$)
10/3/2020	4.308.462.937	1.577.064.940	2.731.397.997	130.322.981
8/4/2020	4.010.487.832	-	4.010.487.832	196.915.934
11/5/2020	4.018.307.182	-	4.018.307.182	284.484.072
8/6/2020	3.047.889.462	-	3.047.889.462	281.887.306
13/7/2020	3.657.509.242	-	808.000.422	281.778.169
10/8/2020	4.385.461.510	-	-	218.645.954
8/9/2020	5.094.972.080	-	-	108.966.168
9/10/2020	4.262.329.704	1.082.435.396	3.179.894.308	64.900.341
9/11/2020	3.924.169.845	-	3.924.169.845	126.086.680
9/12/2020	3.506.400.336	-	3.506.400.336	185.909.700
8/1/2021	3.385.004.384	-	3.385.004.384	240.342.587
8/2/2021	3.947.114.934	-	3.088.915.996	318.085.224
11/3/2021	4.340.212.174	-	-	241.979.850
8/4/2021	3.574.647.896	-	-	87.839.823
10/5/2021	3.935.979.726	1.000.000.000	2.997.524.835	61.545.109
8/6/2021	4.029.089.586	-	4.157.036.809	127.947.223
12/7/2021	4.972.124.811	-	5.161.268.010	189.143.199
9/8/2021	5.532.870.860	-	5.870.087.293	337.216.433
8/9/2021	5.726.054.867	-	6.224.315.422	498.260.555
12/10/2021	5.600.000.235	-	258.338.038	502.924.821
8/11/2021	4.733.363.810	-	-	281.829.214
9/12/2021	4.680.665.165	-	-	115.214.573
	94.673.118.579	3.659.500.336	56.369.038.173	4.882.225.916
IVA S/intereses				1.025.267.442
TOTAL DE DEUDA AL 31/12/2021				40.552.073.428

Fuente. Secretaria de Energia.

La decisión unilateral llevada adelante por EDESUR de no abonar la totalidad de su vencimiento mensual, genera una serie de efectos que no son neutros para ninguna de las partes. Desde el castigo a resultados para la concesionada, por el devengamiento de los intereses y actualizaciones, hasta el aprovechamiento de algunos beneficios no menores para ella (v.gr.: apropiarse del IVA-Compras sobre la factura no pagada).

En diferentes oportunidades, la concesionada ha obtenido planes de pago los que generalmente acarrearán quitas monetarias y condiciones de pago difíciles de igualar con entidades financieras del mercado.

No es de perogrullo recordar que CAMMESA es el principal proveedor de EDESUR y la estrategia asumida, repercute más allá de ella involucrando a terceras partes.

La falta de pago no solo genera deuda con CAMMESA, sino también un desbalanceo en el sistema de pagos dentro del MEM tanto en su relación con los participantes (generadores principalmente), como así también involucra financieramente al Estado Nacional.

5.3.3 CONTROL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Este concepto implica toda la energía que la distribuidora no puede facturar por diferentes motivos (técnicos y no técnicos) y que debe pagarle a su proveedor de energía (CAMMESA), pero en contrapartida no puede facturarle a sus usuarios, debiendo asumir, en consecuencia, el costo de la misma como una pérdida operativa por ineficiencia de sus instalaciones -o propias del equipamiento utilizado- (pérdidas técnicas) o por falencias en la comercialización –por robos, hurtos- (pérdidas no técnicas).

Estos conceptos no son exclusivos de EDESUR, tal es así que son tenidos en cuenta al momento de calcular los costos eficientes para la determinación de la tarifa, considerando que existen pérdidas (técnicas y no técnicas) imposibles de evitar ya sea por limitaciones técnicas como también por el valor económico razonable de las acciones para reducirlas.

El sendero estipulado en la RTI fue del 12,8% anual para todo el período.

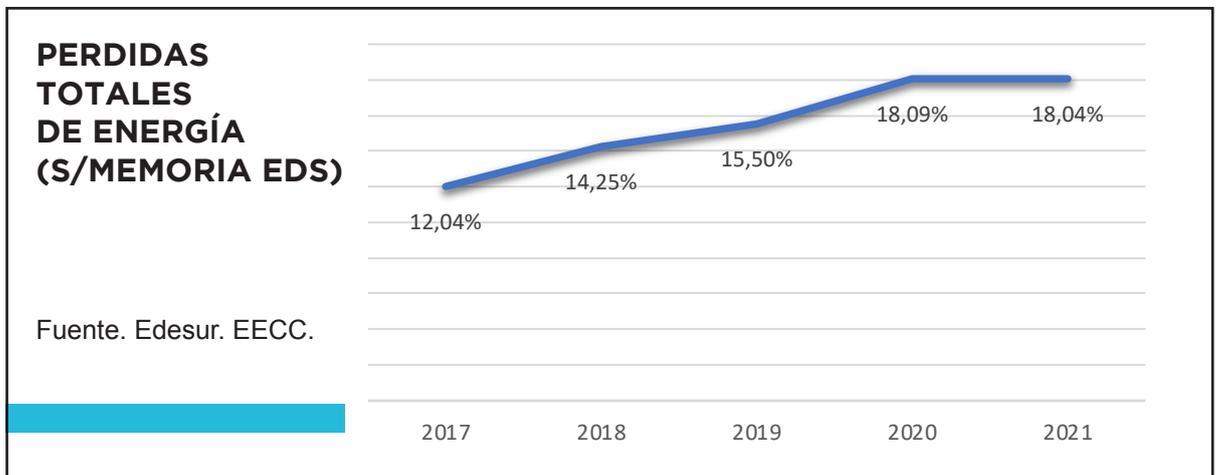
En los estados contables financieros publicados por la concesionada, es posible detectar las pérdidas de energía reconocidas, que anunciaron en cada año:

Cuadro N° 47.- Evolución Pérdidas de Energía

	2017	2018	2019	2020	2021
PÉRDIDAS TOTALES DE ENERGIA (S/Memoria EDS)	12,04%	14,25%	15,50%	18,09%	18,04%

Fuente. Edesur. EECC.

Gráfico N° 53.- Pérdidas de Energía



5.3.4 ACTIVACIÓN DE GASTOS

En el mismo eje que el reconocimiento de una determinada cantidad de pérdidas de energía, también los costos eficientes permiten el detrimento de algunas cantidades y transferirlas a las inversiones en activos, producto de las necesarias actividades accesorias que pudieran desarrollar los empleados de la empresa en dichas obras, como así también los intereses de préstamos tomados específicamente para financiarlas o, incluso, algunos gastos realizados como accesorios a la obra principal.

Este ítem no es privativo del mecanismo del cálculo de la tarifa, o el implementado en el proceso de la RTI, sino que se encuentra específicamente en la normativa contable aplicable a los estados financieros que confeccionan todas las empresas.

Justo es aclarar previamente, que el Consejo de Ciencias Económicas de la C.A.B.A. como así también el Colegio de Graduados en Ciencias Económicas, han establecido reglas de aplicación general para este ítem, pero se han abstenido de nominar un porcentaje determinado dejando a criterio del profesional interviniente en su confección, tomar la decisión solamente cotejable con un principio de juzgamiento razonable.

Los procesos de revisión tarifaria deben ir más allá a los fines de poder determinar un costo total de activaciones a los fines de evitar maniobras de incremento de las inversiones en desmedro de las efectivamente realizadas y con ello obtener unos ingresos mayores.

Por ello, la RTI realizó un concienzudo análisis técnico, con principios de razonable para una empresa eficiente, que derivó en plasmar sus resultados en la siguiente tabla:

Cuadro N° 48.- Gastos Indirectos reconocidos dentro de la tarifa (RTI)

48. GASTOS INDIRECTOS RECONOCIDOS DENTRO DE LA TARIFA (RTI)	RUBRO OPERATIVO	COEF. TOTAL
		LÍNEAS DE ALTA TENSIÓN
	CABLES DE ALTA TENSIÓN	1.207
	SE TRANSFORMADORAS AT/ AT Y AT/ MT- EQUIPOS ELECTROMECAÑICOS	1.201
	SE TRANSFORMADORAS AT/ AT Y AT/ MT- OBRAS CIVILES	1.145
	LÍNEAS DE MEDIA TENSIÓN (27.5 KV)	1.168
	LMT TENDIDOS (13.2 KV)	1.155
	CENTROS DE TRANSFORMACIÓN MT/BT, SE INCLUYE REBAJE MT/MT	1.188
	LÍNEAS Y CABLES DE BAJA TENSIÓN	1.155
	ACOMETIDAS Y MEDIDORES	1.062
	TELEMANDO Y TELECONTROL (SCADA)	1.053
	INSTRUMENTOS, EQUIPOS Y HERRAMIENTAS	1.035
	VEHÍCULOS	1.010
	INMUEBLES – TERRENOS	1.069
	INMUEBLES – EDIFICIOS Y CONSTRUCCIONES CIVILES	1.125
	SISTEMAS (HARDWARE Y SOFTWARE)	1.005
	MUEBLES Y ÚTILES	1.035
	EQ. DE COMUNICACIONES Y CABLES TELEFÓNICOS	1.038
	GRUPOS ELECTRÓGENOS	1.010

Fuente. CD2020-71760045-APN-AJ#ENRE-fs1595

Producto del minucioso estudio que autoriza a la empresa a activar dichos porcentajes (máximo) por cada línea (concepto) en particular, para facilitar el análisis procedimos a “promediar” (promedio matemático simple) como un criterio benigno de comparación con el real llevado a cabo por la concesionada.

El siguiente cuadro, que parte de las “Altas” totales de activos fijos de cada EE.CC., pone en evidencia las diferencias porcentuales en exceso activadas cada año, según los estados financieros, al compararlo con el promedio de los porcentajes autorizados por el proceso de RTI (11,04%).

Cuadro N° 49.- Costos Indirectos Desvío porcentual vs. RTI

49. COSTOS INDIRECTOS DESVÍO PORCENTUAL VS. RTI				EN MILES DE \$	
PORCENTAJE RTI % 11,04					
AÑO	DIRECTAS	INDIRECTOS	TOTAL	EECC% INDIRECTO / TOTAL	EXCESO S/RTI
2017	2.254.555	1.179.2018	3.433.773	34%	23,30%
2018	3.701.375	1.878.669	5.580.044	34%	22,63%
2019	9.246.268	2.142.275	11.388.543	23%	12,22%
2020	4.979.522	2.643.617	7.614.139	35%	23,68%
2021	13.332.447	4.920.975	18.253.422	27%	15,92%

Fuente. Edesur EECC

Pedimos al lector poner especial atención a las magnitudes del exceso de activaciones de gastos ya que, al momento de considerar las inversiones, deberían ser deducidas y aumentadas en los costos que correspondan (personal, administración, comercial, etc.) para considerar la correcta dimensión de las Inversiones y de los costos incurridos.

5.3.5 CONTROL DE INVERSIONES

En el proceso RTI, quedó establecido el plan de inversiones que la concesionada se comprometió a cumplir el cual se encuentra plasmado en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 50 – Plan de Inversiones RTI – 31/dic/2015

EDESUR	2017	2018	2019	2020	2021
Plan de inversiones RTI en millones de \$	2.879	3.275	5.900	15.381	10.533

Fuente. CD2020-71760045-APN-AJ#ENRE-fs1595

El cuadro expresado en pesos de diciembre de 2015 ha sido actualizado a los fines de su comparación:

Cuadro N° 51.- Compromiso de Inversiones actualizado a Tarifa Plena

51. COMPROMISO DE INVERSIONES ACTUALIZADO A TARIFA PLENA					
EDESUR S.A.	2017	2018	2019	2020	2021
PLAN DE INVERSIONES RTI EN MILLONES DE \$	2.879	3.275	5.900	15.381	10.533

Fuente. Elaboración ENRE.AAYEE

La distribuidora ha realizado las siguientes inversiones, según sus propios métodos de valuación y registración contable, expresados en sus estados contables anuales:

Para su mejor comprensión, se procedió a agrupar los importes que componen las “Altas” del ejercicio, en sus dos conceptos principales:

- Obras en Curso: inversiones aún no puestas en servicio, se encuentran en proceso de construcción.
- “Altas Efectivas”: son aquellas que están habilitadas comercialmente y prestando servicio desde ese año.

Cuadro N° 52 – Inversiones Anuales Netas (de exceso de activaciones por Gastos Indirectos)

En Miles de \$

Ajustes Gastos Indirectos	2017		
	Total Altas	Obras en curso	Altas efectivas (Habilitadas)
\$ EE.CC.	3.433.773	3.263.181	170.592
Exceso de activacion GI	800.149	760.397	39.752
Neto resultante	2.633.624	2.502.784	130.840

Ajustes Gastos Indirectos	2018		
	Total Altas	Obras en curso	Altas efectivas (Habilitadas)
\$ EE.CC.	5.580.044	5.036.073	543.971
Exceso de activacion GI	1.262.663	1.139.572	123.091
Neto resultante	4.317.381	3.896.501	420.880

Ajustes Gastos Indirectos	2019		
	Total Altas	Obras en curso	Altas efectivas (Habilitadas)
\$ EE.CC.	11.388.543	10.122.592	1.265.951
Exceso de activacion GI	1.392.066	1.237.324	154.742
Neto resultante	9.996.477	8.885.268	1.111.209

Ajustes Gastos Indirectos	2020		
	Total Altas	Obras en curso	Altas efectivas (Habilitadas)
\$ EE.CC.	7.614.139	6.250.550	1.363.589
Exceso de activacion GI	1.803.058	1.480.155	322.903
Neto resultante	1.803.058	4.770.395	1.040.686

Ajustes Gastos Indirectos	2021		
	Total Altas	Obras en curso	Altas efectivas (Habilitadas)
\$ EE.CC.	18.253.422	16.334.164	1.919.258
Exceso de activacion GI	2.905.898	2.600.357	305.541
Neto resultante	15.347.524	13.733.807	1.613.717

FuenteElaboración propia base EECC Edesur

A lo palmariamente expuesto aún quedaría por verificar, depurar, analizar proyecto por proyecto, y determinar con exactitud las valuaciones contables que integran las Altas de cada año. Asimismo, verificar que correspondan a proyectos comprometidos en la RTI, y como complemento indispensable de dicha tarea, se impone el relevamiento físico de todas las “Altas-Altas efectivas (habilitadas)”, que son aquellas que se encuentran en producción, y las “Altas-Obras en Curso” para determinar su composición, proyectos alcanzados, grado de avance, pertinencia con el plan de inversiones vinculado a la RTI, etc.

Como si lo expuesto no fuera poco, y no menor ya que resulta también principal a los efectos del análisis para el lector, es recordar que las “Altas” incluyen las activaciones, que, por disposición interna de la concesionada, las reparaciones por “Mantenimiento” (correctivo y las que pudiera haber de mantenimiento preventivo) si cumplen determinados parámetros; por ejemplo, reemplazos de cables superiores a veinte (20) metros se activan como “Inversión” nueva.

Lo expuesto deja de manifiesto que la comparación directa por totales sin considerar sus componentes, no hacen más que facilitar la confusión para el ojo desprevenido.

Por ello la comparación directa de los planes de inversión comprometidos en la RTI (ver Cuadro N° 51) y lo efectivamente realizado (ver Cuadro 52 – Columna Neto renglón “Altas Efectivas”), aún con las salvedades expresadas, dejan al descubierto el plan en ejecución por la dirección de la empresa en los últimos años.

5.4 HACIENDO CONJUGAR LO EXPUESTO (ANÁLISIS)

En primer lugar, resulta pertinente dejar aclarado el alcance de dos términos que repetiremos más adelante en algunas oportunidades, para convenir su significado y alcance.

Así pues, entendemos por “Posición Económica” al conjunto de bienes y créditos a cobrar que posee una empresa comparado con sus deudas (pasivos) exigibles perentoriamente o no. Está directamente vinculado al concepto de solvencia para hacer frente a sus negocios.

En cambio, en la “Posición Financiera” de una empresa se encuentra directamente relacionado con la cantidad de efectivo disponible. Este concepto se relaciona directamente con la liquidez que dispone, o dispuso, una empresa para hacer frente a sus obligaciones y compromisos de corto plazo.

DISPONIBILIDAD DE FONDOS

Si relacionamos los ingresos obtenidos en el período y el pago de la factura mensual de CAMMESA, podríamos confluir en que los fondos resultaron insuficientes para hacerle frente producto del desfasaje producido por la falta de actualización de la tarifa y, por ende, de los ingresos de la concesionada. Pero también es cierto que la empresa ha dejado de pagar el 100% de la factura, realizando pagos parciales.

¿Cuál es el efecto? Pues la empresa se ha quedado con la diferencia producto de las cobranzas de sus facturas y no pagando a CAMMESA, técnicamente denominado “Pass Through”, los fondos cobrados de sus usuarios dentro de la factura en concepto de energía y potencia.

A los fines de determinar la cuantía de la apropiación de fondos realizada, es posible efectuar un cálculo que tome los ingresos anuales que surgen de sus estados financieros y restándole los pagos efectivamente realizados en cada oportunidad. Así es que obtuvimos el siguiente cuadro:

Cuadro N° 53.- Ingresos Reales (VAD Real)

En \$MM

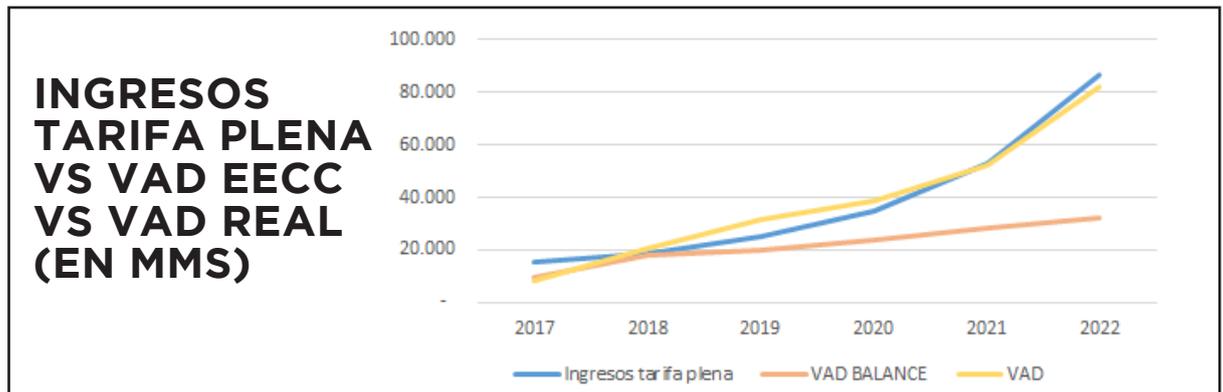
VAD REAL			
	Ingresos (EE.CC.)	Pagos CMMESA***	VAD
2017			
marzo	4.015	2.557	1.458
junio	5.010	2.899	2.111
septiembre	5.258	3.396	1.862
diciembre	5.584	2.965	2.619
	19.867	11.817	8.050
2018			
marzo	8.650	4.407	4.243
junio	8.489	5.405	3.084
septiembre	10.110	6.350	3.760
diciembre	16.830	7.549	9.281
	44.079	23.711	20.368
2019			
marzo	12.747	4.560	8.187
junio	12.298	11.319	979
septiembre	15.477	9.846	5.631
diciembre	24.333	7.754	16.579
	64.855	33.479	31.376
2020			
marzo	14.557	4.308	10.249
junio	13.303	11.076	2.227
septiembre	14.869	808	14.061
diciembre	23.862	11.692	12.170
	66.591	27.884	38.707
2021			
marzo	14.300	6.474	7.826
junio	17.044	6.952	10.092
septiembre	19.797	8.138	11.659
diciembre	29.305	6.583	22.722
	80.446	28.147	52.299
2022			
marzo	21.054	-	21.054
junio	26.703	12	26.691
septiembre	33.269	44.280	11.011
diciembre	63.058	17.964	45.094
	144.084	62.256	81.828
TOTALES	419.922	187.294	232.628

Fuente. Elaboración propia
e informes ENRE AAEFyRT

El análisis del cuadro anterior deja en evidencia el flujo de fondos aproximado que hubo en el período impactando directamente en su posición financiera.

5.5 COMPARACIÓN VAD-RTI TEÓRICA VS VAD EE.CC. VS VAD-REAL

Gráfico N° 54.- Ingresos Comparados (VAD Contable vs. VAD-Teórico vs VAD-Real)



Fuente. Elaboración propia.

En números:

Cuadro N° 54 – Ingresos Comparados (VAD REAL vs. VAD- Tarifa Plena vs. VAD Contable)

Comparación: "Ingresos REALES" vs "Ingresos Teóricos" (Tarifa Plena) vs "IngresosEECC"							
Concepto	2017	2018	2019	2020	2021	2022	TOTAL
Ingresos REALES	8.050	20.368	31.376	38.707	52.299	81.828	232.628
Ingresos Tarifa Plena	15.410	18.687	25.188	34.609	52.817	86.614	233.325
Ingresos EECC (VAD Contable)	9.417	17.888	20.023	23.652	28.262	32.288	131.530

Fuente. Elaboración propia

El cuadro expuesto, muestra una aproximación a lo verdaderamente ocurrido poniendo en evidencia que existió una disponibilidad suficiente y concordante con los compromisos asumidos con el Estado Nacional, por omisión o anuencia de éste.

También manifiesta que la estrategia de la empresa ha sido apropiarse de los fondos como si hubiera sido aplicada la "tarifa plena", es decir, con todos sus ajustes.

5.5.1 ¿CÓMO SE GENERÓ EL EXCEDENTE DE FONDOS?

Lejos de "subsistir", no pudiendo cumplir con los compromisos asumidos, sin los fondos provenientes de la actualización tarifaria, queda evidenciada la dirección estratégica asumida por su conducción (Operador = Accionista) disponiendo la mecánica del financiamiento mediante el pago parcial de la factura de CAMMESA por la compra de energía por ella comercializada.

Los fondos utilizados, sin analizar la correspondencia o no del posible derecho de la empresa a la actualización de sus ingresos, se realizó sin excitar los mecanismos previstos en la regulación y, por el contrario, se implementó una mecánica por fuera de la reglamentación vigente, infringiéndola claramente.

El tema no es menor ya que tal actitud, lejos de ser neutra, provoca un verdadero efecto en cadena. Los fondos que la concesionada recauda a través de su facturación por el consumo de energía y potencia por parte de los usuarios, debían ser transferidos a CAMMESA para que ésta pudiera cubrir los costos de generación y, como consecuencia de no hacerlo, arrastró al Estado Nacional a tener que arbitrar los mecanismos necesarios que permitieran que todo el sistema no colapse.

A su vez, hay que considerar que los valores obtenidos corresponden a valores expresados en moneda de cada año, es decir, sin ningún tipo de actualización, procedimiento que debiera utilizarse para calcular el valor actual.

Otro elemento, no menor, que lleva implícito esta mecánica es la apropiación del IVA; las facturas de CAMMESA llevan calculados Energía + IVA. La empresa al recibir la factura y registrar la deuda por el principio del devengado, imputa el IVA (Compras) que actúa de contrapeso al IVA que les factura a sus usuarios (IVA-Ventas), de esta manera al restarle el IVA-Compra al IVA-Venta se determina el impuesto a pagar por la concesionada.

Es decir, esta mecánica favorece a la concesionada en utilizar a CAMMESA como financista de su obligación de pago por el IVA sobre la energía cobrado a sus usuarios, difiriendo su cancelación convirtiéndola en deuda con CAMMESA.

5.5.2 EL USO DE LAS DISPONIBILIDADES Y SU MALA SITUACIÓN FINANCIERA (DECISIONES)

Como casi todos los puntos tratados, éste no es la excepción; las causas son múltiples, variadas en sus orígenes, de numerosas ramificaciones y difíciles de conceptualizar.

Con dichas restricciones, y haciendo las simplificaciones necesarias para exponerlas claramente, es útil observar las variaciones obtenidas en la comparación de los Costos Regulatorios Ajustados versus los Costos Reales (ver punto 5.2.1.-). En dicho cuadro queda de manifiesto el alejamiento notorio de los previstos para una empresa eficiente y los efectivamente incurridos por la concesionada. Pero al mismo tiempo, es posible referenciar una serie de situaciones y decisiones empresarias con diversas implicancias:

INCUMPLIMIENTO ÍTEMS DEL CATCH UP

A pesar del otorgamiento de una tarifa que incluía un reconocimiento de costos superior al que poseía la empresa con anterioridad, del orden del 18%, eso no fue aliciente para que la empresa cumpliera con los objetivos de ese adicional:

- a. Acciones concretas y objetivas para el control de pérdidas.
- b. Mejora en la calidad
- c. Incorporación de medidores inteligentes.
- d. Reforzamiento mantenimiento Preventivo y Correctivo.

De la lectura del presente informe, en sus partes respectivas, dejan en claro que los fondos no fueron destinados a cumplir con estos objetivos o que fueron usados ineficientemente.

INMUEBLES

Debido a la intención de la concesionada de disponer la venta de una serie de inmuebles obviando el consentimiento previo del Ente, según lo exigen expresamente las normas regulatorias vigentes, motivó el inicio de actuaciones procediendo a la apertura de un expediente específico para tal tema.

Así, en el marco del EX-2019-03521744- -APN-SD#ENRE, donde obran en las primeras actuaciones diferentes intercambios realizados entre el ENRE y EDESUR S.A. referidas a las versiones periodísticas e inmobiliarias sobre la disposición de varios inmuebles de la Distribuidora. En consecuencia, el Directorio instruyó a la Concesionaria abstenerse de realizar enajenación alguna de inmuebles (NO-2019-6278331-APN-DIRECTORIO#ENRE).

Posteriormente, producto de tareas de auditoría, se detectó un ingreso de fondos por U\$S 1.805.000 referenciado como “*Conf. Tran pago Boleto Comp Edif Lomas*” en la caja de la Distribuidora que motivó una nueva nota del Directorio (NO-2019-93191306-APN-DIRECTORIO#ENRE) ya que, a pesar de que el ENRE instruyó una medida de abstención a realizar cualquier enajenación de inmuebles, la empresa continuó haciendo caso omiso.

Como consecuencia, el 18/12/2019 el ENRE realizó un estudio interno con el fin de analizar las consecuencias económico financieras de dicha operatoria determinando y cuantificando el impacto respecto del patrimonio de la concesión, de la operatoria del llamado “Plan de Racionalización de Inmuebles” implementado por EDESUR S.A.

Estos estudios se centralizaron en el EX-2020-02264411-APN-SD#ENRE: “*Compra de inmuebles: Impacto económico y solicitud de información.*” Entre sus fojas puede observarse la siguiente conclusión:

“... *sumando los impactos financieros tanto por los Cobros como por los Pagos derivados de esta operación y conocidos a la fecha, se puede observar que al 31 de agosto de 2021 se generó en la concesión una pérdida estimada por conceptos no recuperables de 3.368.512 U\$S - que irá aumentando mes a mes por los gastos que se mantienen recurrentes - y una pérdida estimada que podría considerarse “capitalizable” de 61.577 U\$S.*”

Cuadro N° 55 Resultado Operación con con Inmuebles

EN DOLARES

CONCEPTO	ACUMULADO A AGOSTO DE 2021	
	PERDIDO	CAPITALIZABLES
POR VENTA AVELLANEDA	0	0
POR VENTA PORTELA, LOMAS DE ZAMORA	-1.845.000	0
POR NUEVA AGENCIA AVELLANEDA	-306.374	0
POR NUEVA AGENCIA LANUS	-280.942	0
POR REMODELACIÓN AGENCIA BERAZATEGUI	0	-33.975
POR REMODELACIÓN AGENCIA EZEIZA	0	-27.602
POR COMPRA OLIDEN, LOMAS DE ZAMORA	-936.195	0
TOTAL	-3.368.512	-61.577

Fuente. Informe IF-2021-117616718-APN-AAEFYRT#ENRE

Este plan de disposición de inmuebles llevaba al cierre de varias agencias comerciales, la adquisición de otros e incluso involucraba la venta de su Casa Central (San José 142) entre otros.

SINERGIA

Otra acción recurrente de la estrategia del accionista principal, es considerar a la empresa concesionada como integrante de un grupo empresario que puede o debe absorber costos corporativos.

Desde hace años se vienen utilizando estrategias de relacionamiento intercompanies para gestionar un flujo de pagos para EDESUR por diferentes conceptos, como ser: asesoramientos, empleados, actividades, etc.

En estas circunstancias se detectó la realización de un contrato por alquiler de automóviles para el personal jerárquico según lo explicitado en la nota IF-2023-48936581-APN-SD#ENRE entre EDESUR S.A. y una empresa de su grupo controlante (Beneficiario: ENEL Trading), con el siguiente detalle:

Cuadro N° 56 – Detalle de Vehículos Alquilados a ENEL

MODELO	PATENTE
JEEP COMPASS LIMITED	AD091PW
JEEP COMPASS LIMITED	AD091QF
JEEP COMPASS LIMITED	AD050WN
JEEP COMPASS LIMITED	AD091QG
JEEP COMPASS LIMITED	AD050WP
AUDI Q2	AD569CF
JEEP COMPASS LIMITED	AD091QM
JEEP COMPASS LIMITED	AD091QN
DODGE JOURNEY	AD050VT
JEEP COMPASS LIMITED	AD050XJ
JEEP COMPASS LIMITED	AD050VI
JEEP COMPASS LONGITUDE PLUS	AD050VH
JEEP COMPASS LIMITED	AD091PX
DODGE JOURNEY	AD050VF
JEEP COMPASS LIMITED	AD091QE
AUDI A3 1.4 TFSI	AD321BP
AUDI A3 SPORTBACK 2.0 T FSI	AD091RO
AUDI A3 1.4 TFSI	AD091RN
AUDI Q2	AD569CE
AUDI Q2	AD569CD
DODGE JOURNEY	AD623ZA
JEEP COMPASS LIMITED	AD569EUJ

Fuente. Nota presentada por Edesur IF 2023-48936581-APN-SD#ENRE

El mencionado documento incluía el contrato firmado el cual fue firmado en 2020, con una duración de treinta y seis (36) y un pago mensual el cual ascendió a \$3.085.457,11 (diciembre de 2022).

Pero las vinculaciones son variadas según expresan textualmente: con **“Enel Trading: La vinculación entre EDESUR S.A. y Enel Trading comprende: (a) Contratación por provisión de licencias varias y sus mantenimientos (Salesforce, etc.) y prestaciones relativas al DATACENTER OPERATION (infraestructura AMAZON) y CIBERSECURITY y otros que conforman la respectiva infraestructura de servicios para operar parte de la operatoria informática de la Distribuidora -se acompañan los documentos referidos a la contratación-; y, (b) Alquiler de rodados...”**.

Pero no es la única:

“a.- Enel Chile S.A.: Se trata de vinculación entre EDESUR S.A. y Enel Chile S.A. concerniente a prestaciones que se corresponden con la provisión de Licencias informáticas principalmente de “Salesforce” y el correspondiente servicio de mantenimiento, soporte, actualización, etc., de la referida plataforma “Salesforce”. Las prestaciones han sido satisfechas íntegramente por Enel Chile S.A. a favor de EDESUR S.A., habiéndose reflejado documentalmente parte de las mismas conforme “Acuerdo” entre ambas empresas de fecha 14 de julio de 2020. Durante el año 2022 no se han registrado pagos de EDESUR S.A. a favor de Enel Chile S.A.

b.- Enel Italia S.p.A.: La vinculación entre EDESUR S.A. y Enel Italia S.p.A. está referida a la provisión de barbijos hacia el inicio de la pandemia en el año 2020. Vista las necesidades de acceso a tal insumo (barbijos) durante la pandemia, y su utilización por parte del personal de EDESUR S.A. para el desarrollo de la actividad esencial del servicio de distribución eléctrica, se priorizó la disponibilidad de los barbijos a través del envío del material por parte de Enel Italia S.p.A.. Los barbijos fueron oportunamente recibidos por EDESUR S.A., y es por ello que, no habiéndose satisfecho a la fecha el pago del material a Enel S.p.A., se efectuó la correspondiente provisión contable. La relación se consumo con la recepción de los barbijos no habiéndose suscripto acuerdo alguno al efecto visto el contexto de emergencia suscitado en el marco de la pandemia del COVID-19.”

Si tenemos presente lo anterior y lo complementamos con lo siguiente siguiente clarificamos el accionar, observando la evolución en el tiempo de la dotación del personal propio:

Cuadro N° 57.- Personal Propio por Grupos (cantidad de personas)

APERTURA POR SINDICATO	12/2017	12/2018	12/2019	12/2020	12/2021
EDESUR PROPIOS					
LYF	3.130	2.747	2.525	2.468	2.477
APSEE	543	526	508	516	518
FC	564	487	478	498	510
TOTALES PROPIOS	4.237	3.760	3.511	3.482	3.505

Nota: las siglas significan Luz y Fuerza (LyF), es el personal de supervisión técnico (APSEE); recopila al personal de administración/finanzas/legal-es/etc (FC).
Fuente. ENRE.
Elaboración propia

El cuadro muestra palmariamente la disminución de los planteles técnicos los cuales son reemplazados por empresas tercerizadas, lejos de los compromisos de incrementos de dotación para realizar más tareas.

El proceso de achicamiento también ha alcanzado al grupo de los denominados FC, en todos los casos utilizando diversas herramientas como, por ejemplo: retiros voluntarios, jubilaciones, etc.

En el análisis de la relación con las empresas de su accionista principal y la planta de personal propio, encontramos las siguientes coincidencias de empleados de la regulada con participaciones muy relevantes en los directorios de las empresas vinculadas al grupo de control (accionistas):

Cuadro N° 58 .- Personal Propio en empresas vinculadas

Apellido	Nombre	Sociedad	Cargo	Vigencia	F931 Edesur (SI/NO)
Blanco	Juan Carlos	EDESUR S.A.	Presidente	31/3/2023	Si
		ENEL ARGENTINA S.A.	Director Titular	10/9/2021	
		ENEL GENERACION COSTANERA S.A.	Presidente	7/4/2022	
		ENEL GENERACION EL CHOCON S.A.	Presidente	31/5/2022	
Tutoli	Francesco	EDESUR S.A.	Vicepresidente	31/3/2023	Si
		ENEL ARGENTINA S.A.	Vicepresidente	10/9/2021	
		ENEL GENERACION COSTANERA S.A.	Vicepresidente	7/4/2022	
		ENEL GENERACION EL CHOCON S.A.	Vicepresidente	31/5/2022	
		ENEL TRADING ARGENTINA S.R.L.	Gerente Titular	29/4/2021	
		ENEL X ARGENTINA S.A.U.	Vicepresidente	16/6/2021	
Weyne Da Cunha	Claudio Cesar	EDESUR S.A.	Director Suplente	31/3/2023	No
		ENEL ARGENTINA S.A.	Presidente	10/9/2021	
		ENEL GENERACION COSTANERA S.A.	Director Suplente	7/4/2022	
		ENEL GENERACION EL CHOCON S.A.	Director Suplente	31/5/2022	
		ENEL GREEN POWER ARGENTINA S.A.	Director Titular	17/3/2020	
		ENEL TRADING ARGENTINA S.R.L.	Gerente Titular	29/4/2021	
Diskin	Monica	EDESUR S.A.	Director Titular	31/3/2023	Si
		ENEL ARGENTINA S.A.	Director Suplente	10/9/2021	
		ENEL GENERACION COSTANERA S.A.	Director Titular	7/4/2022	
		ENEL GENERACION EL CHOCON S.A.	Director Titular	31/5/2022	
		ENEL GREEN POWER ARGENTINA S.A.	Director Suplente	17/3/2020	
		ENEL TRADING ARGENTINA S.R.L.	Gerente Suplente	29/4/2021	
Ramirez	Maria Victoria	EDESUR S.A.	Director Suplente	31/3/2023	Si
		ENEL ARGENTINA S.A.	Director Suplente	10/9/2021	
		ENEL GENERACION COSTANERA S.A.	Director Titular	7/4/2022	
		ENEL GENERACION EL CHOCON S.A.	Director Titular	31/5/2022	
Lemos	Walter Jorge	EDESUR S.A.	Director Suplente	31/3/2023	Si
		ENEL GENERACION COSTANERA S.A.	Director Suplente	7/4/2022	
		ENEL GENERACION EL CHOCON S.A.	Director Suplente	31/5/2022	
Sanchez	Leonel Javier	EDESUR S.A.	Director Suplente	31/3/2023	Si
		ENEL GENERACION COSTANERA S.A.	Director Suplente	7/4/2022	
Peres Moore	Gonzalo Alejandro	EDESUR S.A.	Director Suplente	31/3/2023	No
		RPE DISTRIBUCION S.A.	Presidente	17/11/2021	
		HIDRODISTRIBUCION	Presidente	8/9/2022	
		PB DISTRIBUCION S.A.	Presidente	14/11/2022	
Boggini	Fernando Carlos Luis	ENEL GENERACION COSTANERA S.A.	Director Suplente	7/4/2022	Si
		ENEL GENERACION EL CHOCON S.A.	Director Suplente	31/5/2022	
		ENEL TRADING ARGENTINA S.R.L.	Gerente Suplente	29/4/2021	
Pessagno	Mariano	ENEL GENERACION COSTANERA S.A.	Director Suplente	7/4/2022	Si

Fuente. Elab.
Propia en base
FAFIP 931- y datos
AFIP/ANSES

También el Grupo de Control ha aportado fondos para que la regulada tuviera a disposición, mediante el otorgamiento de préstamos a tasas exorbitantes, (BADLAR más 1,11%) cuando podría preverse una acción de apoyo del Accionista y no una fuente de renta extraordinaria para las empresas bajo su control:

El EE.CC. del 2022 muestra el detalle de las operaciones entre sus empresas vinculadas:

Cuadro N° 59.- Transacciones con Partes Relacionadas

59. TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS			
(A) SALDOS		31/12/2022	
SOCIEDAD	OTROS ACTIVOS	CUENTAS POR PAGAR	DEUDA FINANCIERA
DISTRILEC INVERSORA S.A.	15.241	-	-
ENEL CHILE S.A.	-	325.949	-
ENEL GENERACIÓN COSTANERA S.A.	-	280	-
ENEL GENERACIÓN EL CHOCÓN S.A.	685	-	1.161.958
ENEL ITALIA S.P.A (*)	-	231.545	-
ENEL S.P.A	198	-	-
ENEL TRADING	-	2.290.977	-
ENEL X ARGENTINA S.A.	33	263	-
HINDROINVEST S.A.	-	-	3.253.421
SACME S.A.	3.332	38.221	-
TOTAL	19.489	2.887.235	4.415.379

Fuente. Extraído de los estados contables de EDESUR S.A. al 31/dic/2022

5.6 CONCLUSIÓN

Esbozado los principales temas que hacen al ámbito económico financiero ha quedado claro la existencia de una estrategia en desmedro de la concesionada la cual se ve reflejada en el deterioro de su posición económica producto del fuerte endeudamiento con CAMMESA al ser definido como su agente primario de financiamiento.

Esta situación ha ocurrido por causas y responsabilidades que no vienen en este momento a aclarar, sino también por un vacío regulatorio que no tiene normado el denominado internacionalmente “financial distress”. Este término engloba el límite razonable de endeudamiento que puede soportar una empresa para no poner en riesgo su continuidad como empresa en marcha.

Ya hemos demostrado que las inversiones no se han cumplido de acuerdo a lo pactado, los incrementos de actividad tampoco fueron realizados, las acciones comerciales no han dado resultado, sino que han empeorado (ver evolución de las pérdidas de energía en 5.3.3.- Cuadro N° 47).

Las relaciones con su grupo de control también han contribuido a su deterioro, desde lo financiero al colocarle préstamos por más de \$ 4.000.000.000 (saldo al 31/12/2022).

Si a eso le sumamos un uso ineficiente del flujo de fondos que posee una empresa que diariamente recauda millones de pesos, pero invierte en cuestiones que no hacen al mejoramiento de la calidad del servicio, repercute en un mayor costo del mantenimiento, una obsolescencia continua de sus instalaciones y la administración de vicisitudes climáticas o de demanda se vuelven azarosas, impredecibles e imposibles de evitar.

La concesionada ha dispuesto de fondos altamente suficientes para cumplir con sus obligaciones operativas y técnicas, ambas responsabilidades de la estrategia general de su Operador (Accionista).

También es responsable de la situación financiera cuando no ha podido controlar los costos, cuando ha decidido endeudarse con CAMMESA apostando a la realización de algún acuerdo que le otorgue quitas de intereses y actualizaciones que le puedan dar finalmente algún beneficio.

En resumen:

A. Los fondos necesarios para cumplir los objetivos fueron obtenidos en su totalidad a discreción del Operador a costa del no pago a CAMMESA.

B. Los fondos obtenidos del pago parcial de la facturación de CAMMESA, han surtido de fondos líquidos y otorgado un beneficio financiero adicional debido a la apropiación del IVA – Compras transfiriendo la responsabilidad del depósito a CAMMESA. (ésta ha financiado a EDESUR el IVA-Venta de la factura no pagada pero que sí ha cobrado de cada uno de los usuarios mensualmente).

C. Estrategia tendiente a disponer de fondos ilimitados so pena de no interesarles el efecto económico del sobre endeudamiento a sabiendas de la ausencia de regulación que no limita el nivel del endeudamiento admisible para la empresa (financial distress) mediante el endeudamiento con CAMMESA o tomando préstamos intercompanies a tasas exorbitantes (BADLAR 1,11% más un incremental).

D. Búsqueda de trasladar al Concedente sus obligaciones de inversión al planear un deterioro incremental de las prestaciones del servicio que justifiquen un gasto en mantenimiento que acompañe a la curva de deterioro. Ejemplo: evolución de los gastos, alquiler de grupos electrógenos, altas de inversiones mínimas (planes de inversión incumplidos, calidad descendente, pérdidas de energía crecientes, etc.).

Todo ello, sin haber articulado las acciones que disparen los mecanismos regulatorios que le permitan solicitar una revisión extraordinaria de tarifas en cualquier momento. En cambio, la estrategia definida para EDESUR S.A. fue colocar a la empresa en permanente estado de debilidad para obtener una mejor negociación con el poder Concedente.

A la fecha del presente, la concesionada posee un endeudamiento descontrolado, una proyección del flujo de caja insuficiente y la necesidad de un shock de inversiones estructurales en la red para detener la curva de empobrecimiento prestacional.

En este estado de situación subyace la idea de responsabilidad del Operador tanto en sus aspectos técnico, operativo y financiero, y la que conlleva la latente reacción oportuna en tiempo y alcance del Concedente, como custodio del denominado “Costo Social” que posee cualquier servicio público, como garante final de la prestación del servicio público de cara a los usuarios de la concesión.

Hecho posterior al alcance del informe: según tomamos conocimiento del Hecho Relevante informado por EDESUR a la Comisión Nacional de Valores (CNV) por decisión de la Asamblea General de Accionistas número 80, del 30/03/2023, dispuso en su tercer punto inciso a) destinar la suma de \$204.845.620 al pago a los tenedores de Bonos de Participación del personal

6

RESPONSABILIDAD

6.- Responsabilidad	154
6.1.- Estructura del contrato de concesión	154
6.2.- Operador Técnico	155
6.3.- (In)cumplimiento	157

6.1 ESTRUCTURA DEL CONTRATO DE CONCESIÓN

El Contrato de Concesión tiene derechos y obligaciones trilaterales. Entre Concedente y Concesionario, a través del propio contrato y entre Concesionario y Usuarios, a través del Reglamento de Suministro.

El informe abarca el análisis de cumplimiento de esta trilateralidad, independiente de quién se vea afectado, porque conforme establece el art. 2° de la Ley N° 24.065 el objetivo integral del marco contractual es la protección del usuario.

La Auditoría ha detectado incumplimientos del Concesionario en ambos sentidos: Concedente- Concesionario y Concesionario- Usuario.

Respecto del Concedente, y en perjuicio el incumplimiento es la falta de aplicación de las reglas del buen arte en la gestión de los procesos, mantenimiento e inversiones que presentan las instalaciones a cargo del concesionario: que desembocan en la fragilidad estructural que presenta el sistema eléctrico que integra la concesión para prestar el servicio en los meses de invierno y verano, traducido esto en:

- Alto nivel de obsolescencia de instalaciones críticas.
- Falta de pertenencia y aplicación de las reglas del buen arte en los procesos de atención de reclamo, mantenimiento preventivo, predictivo y correctivo,
- Falta de inversión (medida en la deficiencia estructural de la posibilidad de atender eventos en condiciones N-1 y N a partir de 2025/26.
- Respecto del Usuario: la enorme cantidad de reclamos que no se atienden, o se atienden tras reiterados reclamos y prolongados períodos de tiempo. Entre otros señalados.

El marco jurídico está dado por el Derecho Administrativo, cuyo régimen procedimental es aplicado supletoriamente cuando la regulación no ha fijado un procedimiento específico.

Como Contrato Administrativo, rige el principio de la inaplicabilidad de la Exceptio non adimpleti contractus a concesiones como la de autos, Gordillo sostiene que “Es propio de estos contratos la inaplicabilidad de la exceptio non adimpleti contractus, esto es, la negación del derecho del concesionario o licenciatario a exceptuarse de cumplir con sus obligaciones si la administración no ha cumplido con las suyas propias. De acuerdo a este criterio, aunque la administración no cumpla con las obligaciones que ha asumido contractualmente, el contratista debe de todos modos cumplir fielmente con su parte del contrato: ‘Él ha tomado a su cargo satisfacer una necesidad pública y debe hacerlo de cualquier manera y a costa de cualquier sacrificio’ (conf. Bercaitz: Teoría general de los contratos administrativos). Este criterio es sustancialmente diferente en

los contratos administrativos que no importan monopolio o exclusividad, según veremos más adelante” (Conf. Gordillo A. “Contrato Administrativo”, Cap.XI, pág. 28. Publicado en www.gordillo.com.ar).

En defensa de los intereses del Concesionario, el propio contrato tiene previsto en su Artículo 39°, la facultad del Concesionario de rescindir el contrato de concesión, que jamás a ejercido o iniciado el procedimiento que le permite hacerlo.

6.2 OPERADOR TÉCNICO¹

La figura del Operador (el gestor de la concesión), aparece en la documentación utilizada para licitar los servicios públicos de electricidad. Allí se exigía que quien aspirase a concesionario debía integrar en su capital representado por las Acciones Clase A (las que forman la voluntad empresaria), a un Operador que **acreditase experiencia en gestión de un servicio** como al que aspiraba acceder, con similares características técnicas y parecida configuración física.

Que la condición de operador de un sistema eléctrico se planteaba en los pliegos que formaron parte de la documentación de los procesos de privatización de los sistemas de transporte y distribución de energía eléctrica bajo jurisdicción nacional, que debía ser acreditada mediante certificación otorgada por los concedentes o licenciantes, o documentación equivalente, que permitiera apreciar de modo indubitable que el aspirante cumplía con las prestaciones establecidas en los respectivos contratos de concesión o licencias.

Que los requisitos variaban, pero básicamente se referían a la acreditación de experiencia en actividades de proyecto, mantenimiento y operación de redes extensas, tanto aéreas como subterráneas de alta, media y baja tensión, para empresas que facturan un piso determinado de GWh, y con una determinada cantidad de usuarios directos, durante un período determinado de tiempo.

Que específicamente había que acreditar ser operador por un período no inferior a cuatro años, de servicio público que requiera de la ejecución de las tareas propias del objeto del contrato, sobre un sistema en determinada tensión que posea una estructura mínima de al menos 2000 Km. de líneas, con al menos siete subestaciones en determinada tensión y que, al menos dos de ellas se operen por telecomando.

Que a tales efectos se solicitaba, también, con carácter optativo y al sólo efecto ilustrativo, que el operador acompañe otros documentos demostrativos de idoneidad, experiencia y capacidad técnica que considerase de interés.

Se destaca que, en los contratos se reconocía como parte de los costos, un honorario especial destinado a la figura del operador, que aportaría conocimiento específico y experiencia operativa. Los contratos acotaban la vigencia de ese honorario a cinco años, a contar desde el inicio de la concesión. Asumiendo así que con el tiempo el Concesionario (accionista) adquiriría en conocimiento y adopción de buenas prácticas (“*know-how*”) para cumplir con las obligaciones asumidas.

Es de destacar que el límite de la vigencia del honorario ad hoc, no fue establecido para la presencia de

1 OPERADOR: es el integrante de LA DISTRIBUIDORA que tiene a su cargo la operación del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica en el AREA.
Definición del contrato de concesión

un gestor con experiencia específica en parte de las acciones del capital que forman la voluntad empresarial, aun cuando en algunos casos la estructura gerencial de las concesionarias aspiró a asumir por sí la condición de Operador.

Por su parte, el ENRE en varias Resoluciones, asumió la necesidad de que el Operador, además de la estructura operativa, estuviera presente en la porción del Capital que forma la voluntad empresarial.

De allí que, el Operador Técnico, paso el primer quinquenio es responsabilidad del grupo accionario, ya que tiene la potestad de designar el directorio y el *management* (equipo de gestión).

III.- Monitoreo preventivo sobre la labor del Operador.

Con fundamento en el encuadre teórico descripto en el punto anterior, se destaca que el control por resultados incluye al monitoreo preventivo sobre las labores realizadas por un equipo de personas con experiencia acreditada en las tareas comprometidas –el operador. En particular, dicho análisis recae sobre la calidad de la gestión de recursos, y sobre los procedimientos y rutinas llevadas a cabo por dichas personas en relación a las tareas sustantivas de la empresa de servicios públicos.

Así, la auditoría de procedimientos, procesos y rutinas permite apreciar si la ejecución de los mismos posibilita presumir, con una elevada probabilidad de ocurrencia, si se arribará al fin buscado (entrega del producto en condiciones pactadas). En este caso, incluyendo acciones correctivas, estaríamos en presencia de controles preventivos.

La entrega en tiempo y forma del cometido final del contrato (servicio), no es un emergente de “generación espontánea”, sino que es la culminación de un proceso que debe respetar las reglas del arte y las mismas deben ser sometidas a validación mientras ocurren, sin esperar la constatación de las condiciones del tramo final del proceso. En resumen, el objeto del contrato es una relación causal de procesos y procedimientos.

La evaluación de la prudencia y eficiencia del Operador encuentra fundamento en la observación en tiempo real de su desenvolvimiento que concluirá con el cumplimiento en las condiciones pactadas.

En resumen, el accionar del operador involucra la gestión de la Concesión llevada a cabo por la estructura operativa de la Concesionaria y por parte –o toda- la estructura del Capital que forma la voluntad empresarial.

En rigor, el objeto social exclusivo fue una limitación en el origen de las privatizaciones, motivada por la necesidad de formar operadores con especificidad, para no extender más allá de cinco años la exigencia de contar con un operador-accionista al que se le reconocía, con cargo a la tarifa, un honorario funcional, y para limitar la posibilidad de que empresas con actividad en otros rubros anexaran los servicios públicos de transporte o distribución de energía eléctrica.

Esa Operación Técnica está en cabeza del grupo de personas en Argentina, con alta rotación dirigenal, pero con un fuerte sesgo y direccionamiento desde el Accionista mayoritario, que ejerce el rol de Operador Técnico y condiciona procesos sustantivos, entre ellos financiamiento y presupuesto.

En ese nivel de dirección se establecen los presupuestos anuales, independientemente de otros factores, y se diseña todo el accionar de la empresa: tanto en lo que es inversiones, esquemas de mantenimientos- con pautas fijadas para todos los países y situaciones- lo que resulta incompatible con la situación de la prestación local del servicio.

Dicho esto, procede analizar la responsabilidad contractual del Concesionario.

6.3 (IN)CUMPLIMIENTO

6.3.1. ENCUADRE DE LA CONCESIÓN

Siguiendo los principios generales establecidos por la Corte Suprema de Justicia de la Nación la responsabilidad del concesionario es de organizar, planificar y ejecutar todas las medidas que garanticen el fiel cumplimiento de las obligaciones del Contrato y el Reglamento de Suministro, por esta razón no se admite renuncias a favor del concesionario, puesto que está, además del interés general, el mandato constitucional en defensa del derecho de los usuarios, la continuidad y condiciones del servicio.

En ese sentido a dicho el Máximo Tribunal: *“La concesión es un acto jurídico de Derecho Público que tiene por fin esencial organizar un servicio de utilidad general. Y partiendo de la realización de tal propósito, su rasgo característico consiste en delegar al concesionario aquella parte de la autoridad del Estado o de sus cuerpos administrativos reputada indispensable para hacer efectiva dentro de ciertas bases establecidas por la misma concesión o por principios de derecho administrativo, la remuneración de los capitales puestos a contribución en la realización de la empresa pública. Para ella se crean deberes y derechos a cargo del concesionario, pero, la medida y extensión de unos y otros, con las modificaciones impuestas por el poder de policía, quedan determinadas en el contenido del acto”* (Fallos, 141:190; 155:12; 201:509). *No es posible consentir que los servicios públicos se consideren enajenados o renunciados en favor de quien los está prestando”* (Fallos 220:409). *“Una cosa es la concesión propiamente dicha y otra el ulterior ejercicio de la jurisdicción sobre el derecho concedido”*. (Fallos 211:250). *“Las actividades y servicio que deben prestarse directamente por el Estado o indirectamente por medio de concesionarios que obran en su nombre, son determinados por el Estado mismos con prescindencia del interés privado que invoque los derechos constitucionales de trabajar, comerciar y ejercer industria lícita (art .14°CN)”* (Fallos 196:295).

“Es de la esencia de la concesión de servicios públicos la facultad del Estado concedente de ampliar las condiciones impuestas al concesionario siempre que la efectividad regularidad, seguridad o comodidad de aquel lo exija, pues el Estado no enajena la facultad de atenderlo debidamente ni se desprende de la responsabilidad consiguiente”. (Fallos 201:509). *“Este derecho limitado a que los gastos derivados no deben gravitar excesivamente sobre el equilibrio económico del concesionario y queda todavía más restringido cuando el concedente hubiere reconocido al concesionario el privilegio de no soportar más cargas”*. (Fallos 201:509)

A ello debe añadirse:

- Los derechos deben interpretarse restrictivamente y las interpretaciones del alcance le corresponde al Estado y no al concesionario.
- El rol de fiscalización del Estado es integral y no se limita a lo pautado explícitamente, con lo que la actividad del Concesionario debe abarcar lo que en las buenas prácticas resguarde la sustentabilidad del servicio público concesionado.

Por otro lado, el Contrato y la regulación establece que la actividad de distribución de energía eléctrica es una actividad de riesgo, donde el concesionario pone el capital e invierte en cada período tarifario y solo es reconocida cuando se determina que la inversión ha sido de utilidad para el servicio, por lo que es responsabilidad del Operador Técnico (que determina las decisiones a través del equipo de gerenciamiento) llevar adelante todas las acciones que garanticen la continuidad del servicio y su prestación actual y futura en las condiciones de calidad impuestas en el Contrato.

Es decir, que hay un flujo de decisiones que se reflejan en el mediano y largo plazo y que también quedan sujetas a los procesos de fiscalización por parte del Concedente y del organismo que tiene asignada la función fiscalizatoria, en este caso, el ENRE.

La obligación de resultado, aun cuando se mide *ex post*, es una obligación constante del Concesionario, quien debe arbitrar los medios necesarios para el abastecimiento actual y *futuro* (“*abastecer toda demanda*”). Es decir, la obligación de resultado conlleva necesariamente una obligación de medio, que se relaciona con la actividad de operar, mantener, planificación eléctrica e inversiones, asumiendo como riesgo tanto los desvíos como las decisiones que toma respecto de las inversiones, toda vez que, de no resultar eficiente o de utilidad para el sistema y las prestaciones, la tarifa no tiene que reconocerlas.

La obligación de resultado pone al Operador Técnico en la obligación de aplicar las reglas del buen arte en todos los aspectos de la concesión: actividad de operar, mantenimientos, atención al usuario, planificación eléctrica y ejecución de inversiones.

6.3.2. AFECTACIÓN ESTRUCTURAL DEL SERVICIO

El abastecimiento de demanda vertical y horizontal que establece el Contrato de Concesión como función central tiene varias dimensiones o capas que confluyen a darle sostenibilidad a un sistema eléctrico.

Esa capacidad, en cada nivel de tensión, no es meramente “nominal” es decir depende de la capacidad de transformación dada por el equipamiento de transformación y la sección de los cables que componen las redes, sino que debe ser evaluada en términos operativos. El nivel de obsolescencia, restricciones de seguridad, y topología de redes: tamaño y características de las instalaciones, equipamiento operativo instalado y en funcionamiento: interruptores/reconectores/protecciones, entre otros, como también la capacidad operativa: sistemas de control y maniobra y otro equipamiento operativo remoto, conectividad con el sistema de control y operación confluyen en determinar la capacidad de abastecimiento.

Se han descripto los apartamiento, desvíos, acciones y omisiones que dan como resultado la afectación estructural del servicio, entre ellos:

- La alta ocupación de instalaciones en AT/AT, AT/MT y MT/MT y sus respectivos vínculos denotan fragilidad sistémica para atención a picos de demanda en determinadas zonas de modo reiterado y, ante carga mayor, en vastas zonas de la concesión.
- La obsolescencia de instalaciones críticas otorga fragilidad a las prestaciones, encarece la operación y el mantenimiento (tanto correctivo como preventivo).
- dada la obsolescencia del equipamiento y la no existencia de repuestos para esos equipos, insta a un alto nivel de improvisación.
- La falta de capacidad para atención de reclamos de usuarios de la Guardia Primaria (“campañas de llamada”, falta de registros de eventos al ENRE)
- Falta de capacidad operativa: cuadrillas para atender reclamos en BT y en MT, además de la cantidad de cables, instalaciones y demás que quedan fuera de servicio por falta de mantenimiento correctivo.
- Interrupciones prolongadas o reiteradas², muy superiores a los parámetros admitidos por el Contrato de Concesión y normativa vigente, son parte de la falta de capacidad prestacional.
- La permanencia en el tiempo de tareas de reparación pendientes (caso Cables Subterráneos MT), mantenimientos preventivos en plazos o tiempos inconsistentes con las necesidades o funcionalidad de los equipos, denotan falta de gestión de las instalaciones, falta de coordinación y falta de capacidad gerencial (management).
- La incapacidad para gestionar reparaciones en pico plantea la falta de disponibilidad y previsibilidad de recursos para las inversiones necesarias.

La Distribuidora faltó a su deber de mantenimiento y control sobre el sistema de distribución a su cargo. Ello se encuadra el incumplimiento en el Artículo 25 inciso g) del Contrato de Concesión al no haber tomado las medidas necesarias para asegurar la provisión (disponibilidad) de energía eléctrica: traduciendo la omisión de inversión, mantenimiento correctivo en tiempo y forma y demás trabajos necesarios e indicados por la regulación y aplicando las reglas del arte para proveer y restablecer el servicio, ante interrupciones.

La tarifa, y, en especial los Costos de Explotación reconocidos que recibió la Distribuidora-*catch up*-preveían en una mejora de SAIDI x 4 respecto de 2015, además del cumplimiento del sendero al fin del quinquenio; multiplicar mantenimiento preventivo por 5, mejorar 6 veces las pérdidas. (ver presentación EDS página 10 – ppt-. Expediente RTI presentación del modelo de costos. Expediente CD-2020-71760045-APN-AJ#ENRE (copia Expte 45631).

² Estas últimas como signo que, si no se resuelve la causa, (por cierre de documento sin efectiva atención o por reparación insuficiente/provisoria) y se vuelve a presentar, hay un inconveniente en procesos de atención a usuarios y/o mantenimiento correctivo.

En temporada de picos de carga, se advierte que no se ha administrado correctamente la crisis de los picos de carga, que se repiten sistemáticamente la siguiente secuencia prestacional en MT/BT:

- Afectación de sistema con interrupciones, en algunos casos reiteradas y/o prolongadas.

Del análisis efectuado en esas zonas: disponibilidad de personal, cuadrillas, evolución de consumo de materiales, cantidad de laboratorios en MT, cantidad de cables que quedan fuera de servicio en MT y que quedan pendientes, la situación operativa, con una cantidad importante de reconfiguraciones de red a nivel de MT, que concluyen en épocas de demanda en una cantidad de cortes prolongados – por sobre las 10 horas/usuario MT, por sobre las 36 horas/usuario BT que superan lo aceptable en calidad de servicio³, y dan cuenta de la falta a su deber de mantenimiento y control sobre el sistema de distribución a su cargo.

Abona esta afirmación el hecho que, en los procesos secuenciales entre reclamos e inversiones, no hay registros de mantenimientos preventivos y predictivos en los cables de BT, y los mantenimientos correctivos declarados como pendientes difieren del estado real de las instalaciones.

Ello, encuadra en incumplimiento del art. 25° incs. A) f) y concordantes del CC.

6.3.3 CUESTIONES RELEVANTES

CONDUCTA DE LA RESOLUCIÓN

Conducta de la De la Resolución RESOL 2023 307 APN ENRE #MEC se confeccionó un listado de obras en los 14 Municipios de la Pcia. De Buenos Aires de obras prioritarias, planificación realizada por el Ing. Ferraresi conjuntamente con los representantes de los Municipios y la Distribuidora, agregado como IF 2023-51750121_APN-SD#ENRE en EX 2023- 30545192_APN-SD#ENRE.

Mediante NO 2023 -52895705-APN- AAYANR#ENRE el Área Administración y Aplicación de Normas Regulatorias requirió agregar los códigos de las Ordenes de Proyecto, para proceder a evaluar pertinencia y la verificación que no estuvieren duplicados respecto de los planes de obras vigentes.

Con fecha 18 de Mayo de 2023, en IF 2023-57724245-APN-SD#ENRE, la empresa informa: "...que la información solicitada será confeccionada en los sistemas de gestión (SAP) a partir de la disponibilidad de los recursos económicos que surjan de la/s fuente/s de financiamiento respectiva/s". condicionando el accionar del ENRE como fiscalizador".

Esta conducta reitera la posición cortoplacista de la Distribuidora y su criterio que la inversión debe provenir del Estado o de la demanda y no de recursos propios producto de la gestión eficiente y su posición frente a la responsabilidad con el servicio público a su cargo.

³ El índice individual por tiempo máximo de interrupción en BT usuario R es de 10 horas por evento. Ver Subanexo IV-

INFORME UTN

En el Anexo IV se incluye el Informe final elaborado por la UTN, quien sin intervención de ENRE, concurrió a las distintas instalaciones de la Distribuidora. Esas inspecciones se reflejan en el Informe Final agregado como Anexo IV.

Del mismo surge:

“Estamos ante una empresa que por distintos motivos no realizó las inversiones que correspondían para tener las instalaciones en condiciones aceptables para poder satisfacer la demanda actual requerida.

Continúan en servicio equipos que son originales de las instalaciones, hablamos de equipos, cables y protecciones, etc. Esto resalta obsolescencia.

Reducción de personal para reestablecer el servicio y los mantenimientos.

Extensión en los tiempos de mantenimiento y directamente no tocar algunos de los equipos por su antigüedad y falta de repuestos

Falta de Gestión y procedimientos para una mejor atención

Esto llevó a tener instalaciones obsoletas con poca maniobrabilidad en la red y con falta de recursos para mantener la continuidad del servicio”

Las conclusiones de UTN son las mismas que las de ENRE.

7

CONCLUSIONES

Se concluye que hay incumplimiento técnico–operativo y de gestión del Contrato de Concesión y que la Concesionaria reconoce que no está en condiciones de cumplir con el abastecimiento en condiciones N -1 y, ni siquiera, N a partir de 2023/24.

Este incumplimiento constante, manifiesto y reiterado de las obligaciones contractuales afectan la prestación del servicio en la operación, mantenimiento, atención de reclamos técnicos y comerciales e inversiones.

Del análisis de la capacidad y estado de instalaciones, la operatividad demostrada ante eventos puntuales, la gestión técnica y los procesos sustantivos de la empresa Distribuidora surge que no están a disposición del servicio los recursos necesarios para atender el servicio en las condiciones establecidas en el Contrato de Concesión y las acciones comprometidas en la RTI 2017.

- Demandas crecientes y en zonas de la concesión en alto crecimiento (más de 3,5% anual, caso San Vicente).
- Alta ocupación en condiciones Normal de instalaciones AT/AT, y ATMT, tanto en capacidad de transformación como en sobrecarga de cables subterráneos – en especial de tecnología Oil-Filled –OF- y aislación papel aceite – API- , con la consecuencia de cables quemados que impiden la reposición total del servicio mediante operaciones de por transferencia dentro de la red de MT.
- Los cables, en especial en MT, tienen numerosas reparaciones con de diferente tipología y ello aumenta la probabilidad de fallas. En AT y MT los cables OF están empalmados con cables API, lo que significa que el tramo de OF aguas debajo de los cables secos queda sin aceite, aumentando el riesgo de falla.
- El nivel de obsolescencia de las instalaciones de transformación y equipamiento asociado es muy alto, y además hay instalaciones vitales para el abastecimiento que requieren rediseño.
- Los procedimientos de atención de reclamos no se condicen con las reglas del buen arte cuando la cantidad de reclamos sin asignar superan los 2000 sin haber asignado la tarea.
- Los recursos humanos propios y también los contratados son insuficientes para atender la prestación en estación pico, y también presenta falta de capacitación, motivación y elementos EPI que se requieren. Si, además no se realiza el control de calidad sobre los trabajos, se afecta la calidad de servicio.
- Falta de capacidad y recursos humanos para mantenimiento correctivo derivan en interrupciones prolongadas y reclamos reiterados de usuarios. (alta dependencia de terceros= vulnerabilidad)
- De ello deriva que quedan pendientes mantenimientos correctivos hasta estaciones de menor demanda y los mantenimientos preventivos son pospuestos y se efectúan dependiendo del nivel de presupuesto monetario asignado.
- Relajamiento de procesos críticos: supervisión de mantenimiento correctivo de contratistas, mantenimientos preventivos (termografías cada 4 años), desconexión entre distintos sectores, falta de con-

trol de calidad de trabajos de terceros, entre otros, afectan la calidad del servicio futuro.

- En los últimos años el consumo de materiales críticos ha disminuido, lo que señala menor intervención en mantenimiento de instalaciones.
- No se cumplieron los Índices de Calidad de Servicio Técnico establecida en la Res. ENRE N° 463/2016 y Calidad de Producto y Calidad Comercial objetivo establecida en la Res. ENRE N° 492/2016, considerando el estado de la red y la demanda máxima;
- Atraso sistemático de inversiones críticas para el servicio. EDESUR solamente agregó 20 km de cableado en AT en 7 años, el cumplimiento de obras en AT es bajo respecto a los compromisos RTI.
- Poco gerenciamiento estable: alta rotación de personal gerencial “extranjero”, con visión cortoplacista (gasto en Grupos Electrónicos vs. Inversión), falta de gestión de pérdidas técnicas y no técnicas. La Ingeniería (planificación) queda involucrada la matriz en Italia, sin intervención de personal operativo, en especial en BT y MT.
- Visión del servicio de corto plazo y acciones incompatibles con las reglas del buen arte y la sustentabilidad de las prestaciones, dependencia de elementos críticos provistos en términos de alquiler por el Operador Técnico y sus controladas.
- Alto nivel de costos no reconocidos por la tarifa: pérdidas no técnicas no gestionadas, otros gastos que exceden la matriz de costos aceptables dada en el RTI (caso costos indirectos de obras y servicios, bonos, etc., alquiler de autos de alta gama o salarios gerenciales que atienden actividades desreguladas, contratos recurrentes con empresas vinculadas, entre otros).
- El esquema actual de gerenciamiento no contempla inversiones que, de hecho, reconoce que planifica y prioriza a partir de un “presupuesto” operativo y no a partir de necesidades, pero que no atacan los problemas de fondo que presentan las instalaciones: (i) rediseño o readecuación de la topología AT/MT (ej. SSEE MERS sin interruptor primario o red de 27,5kV: equipamiento sin repuestos en el mercado); (ii) recambio de cables API por XLPE; (iii) actualización tecnología de maniobra, protecciones y control.

La propia empresa reconoce que el nivel de inversión está aprox. 85% por debajo de las necesidades del sistema.

Transformacion	70%	80%		
	MVA	MVA		
AT/AT	1180	690		
AT/MT	721	257		
Lineas/Cables	70%	80%	70%	80%
	A	A	Potencia MW	Potencia MW
220Kv	2214	896	487,1	197,1
132Kv	4631	2450	611,3	323,4
Alimentadores	año 2022 >80%	año 2023 >80%	año 2022 >80%	año 2023 >80%
	A	A	Potencia MW	Potencia MW
13KV	2471	6213	32,6	82,0

Existe degradación de la calidad del servicio público de electricidad en magnitudes perceptibles por la población por diversas causas (cortes del suministro eléctrico, falta de respuesta al usuario, demoras en las reparaciones una vez que las fallas se producen; insuficiencia de inversiones tanto para afrontar los incrementos de carga como de mejora de calidad).

No se cumplieron con las inversiones comprometidas y las ejecutadas son menores de las necesarias para prestar el servicio en condiciones normales –N- (sin contingencias) reconocido por la propia Distribuidora a partir de 2023/24 y condiciones N-1 (con contingencias), en el presente. La cantidad de eventos reiterados en zonas críticas y el déficit de instalaciones (capacidad cables y transformación sobre el 80%) hace imposible encarar en el corto plazo todas las inversiones, repotenciones de instalaciones para hacer frente a las necesidades de la demanda.

No ha adoptado medidas para limitar la gestión de costos, a sabiendas de la falta de regulación respecto de endeudamiento admisible. Tal es el caso de la gestión de pérdidas, uso de GGEE, alquileres de vehículos no compatibles con las necesidades del servicio, o absorción de costos salariales de otras empresas del grupo, entre otros. En ese sentido ha revertido la tendencia de endeudamiento intercompany, que ha disminuido en 3 años en un 60%, a pesar de las altas tasas (BADLAR + incremental).

A pesar de haber recibido VAD y tomado el “financiamiento” de CAMMESA, los montos resultantes no se invirtieron en el servicio, da cuenta que el gerenciamiento es ineficiente e ineficaz.

El Operador Técnico contó con los fondos necesarios a costa del NO pago a CAMMESA de sumas parciales. La falta de pago parcial a CAMMESA además le ha reportado un beneficio financiero derivado de la apropiación del IVA compas en sus declaraciones.

La adopción del criterio que su actividad se limita a la gestión de redes y es responsabilidad de la demanda (el Estado) la inversión ha sido una constante.

Se concluye que la Distribuidora ha incumplido con la obligación de mantener las instalaciones en los términos de las reglas del buen arte, incumpliendo secuencia de mantenimientos preventivos/predictivos que requieren las instalaciones de acuerdo a los niveles de obsolescencia y estado. Art. 25° inc. a) a g) inclusive.

Ha incumplido la obligación de operar y mantener las instalaciones en condiciones de seguridad pública y minimizando el riesgo ambiental. Art. 25° m) y n) y concordantes.

Asimismo, ha incumplido con el deber de invertir para garantizar las condiciones N y repotenciar en tiempo y forma las instalaciones que le permitan hacer frente a la demanda actual y futura – condiciones N-1.. Art. 25°a) y concordantes y 16° de la Ley N° 24.065.

La atención de los reclamos del usuario, la calidad de servicio a nivel usuario está seriamente afectada motivo de la gestión operativa y técnica de las instalaciones. La visión cortoplacista de la gestión y la falta de inversión confluyen en el desempeño. Art. 25° inc. G) y concordantes.

Se concluye que, respecto del flujo de información que permite la fiscalización básica de control por

resultado no es veraz, no se emite en tiempo y forma, y ha sido sustancialmente diferente a la releva en las instalaciones. Art. 25° CC inc. x) e y) y concordantes.

En virtud de lo expuesto, y que la propia distribuidora reconoce el déficit de instalaciones se entiende incumplido sustancialmente el Contrato de Concesión.

8

RECOMENDACIONES TÉCNICAS

PARA EL CONCEDENTE

- Se debe profundizar en la regulación relacionada con el Operador Técnico, ya que la única garantía son las acciones de la propia empresa concesionada (y los déficits estructurales que presenta).
- Debiera ser obligatorio para el concesionario presentar un plan de inversiones de cumplimiento obligatorio que garantice las inversiones para la operación en condiciones N y N-1 .
- Se advierte que no existe margen para continuar con el devenir de esta Concesión toda vez que las necesidades de inversión de corto plazo y el atraso en la ejecución marca que la concesionaria no está arbitrando los medios para prestar el servicio en condiciones N.
- No se advierte razón alguna para que el Concedente valide “flujos de fondos” cuando la regulación tiene diseñado el esquema por resultado y precio máximo, pues significa incorporar aspectos de ineficiencia que no se ajustan al esquema de regulación por eficiencia, ni al esquema de fiscalización indirecto, por lo que se recomienda no compensar créditos/deudas sino con sentencia judicial.
- El concedente debiere considerar la conducta omisiva de pago de sanciones, como un incumplimiento sustancial de la concesionaria, toda vez que el apartamiento de resultado en los Contratos solo prevé esa sanción.
- Se percibe permanente asimetría de información, cuyas causas no han sido atacadas estructuralmente por ENRE, ya que se requiere tecnología que evoluciones pari passu con las aplicada por la regulada. Para revertir se debe volver al esquema de autarquía de los fiscalizadores, que en un cambio de paradigma requieren fuerte inversión en tecnología y capacidades.
- Se debiere arbitrar los medios necesarios para regular prestaciones tecnológicas de equipamiento esencial de la concesión, pero debe conjugarse con las necesidades de planificación de política industrial y las condiciones de la industria y cadenas de provisión de materiales y servicios.
- El esquema de control indirecto por resultado no es compatible con sistemas eléctricos que crecen al ritmo de esta concesión, cuando no existe un esquema de inversiones obligatorias
- Las prácticas regulatorias para en sistemas maduros y estables (cuyo crecimiento es marginal) no se ajustan a las necesidades de los sistemas con crecimiento como el de la Distribuidora.

ENRE

- Es obligación del ENRE establecer la regulación arbitrando las señales que impidan prácticas que “canibalizan” los sistemas, tales como superar la potencia de cortocircuito de diseño ni la capacidad nominal en sus instalaciones de transformación, vinculación, etc.
- la falta de robustez de los vínculos con el SADI, requiere de modo urgente regular fuertemente la operación de SACME y establecer responsabilidades y Planes de Contingencia.
- El esquema de control indirecto –por resultado de calidad a nivel de usuario– no es suficiente para sistemas en crecimiento- que evolutivamente en algunas zonas superan en 3% anual desde el inicio de la concesión.
- La sanción de ENS diseñadas a partir de Tarifa Media no ha resultado suficiente como señal para habilitar inversiones.
- Se requiere fuertemente seguir operaciones y sancionar eventos cuyas causas sean mantenimientos deficientes. Caso contagios de MT a AT por falla de protecciones.
- Debiera regularse la relación de sostenibilidad de la deuda financiera, pautando límites de endeudamiento (tanto en mercados primarios como secundarios).
- Es pertinente y urgente establecer contabilidad regulatoria y definiciones de criterios de costos de mantenimiento e inversiones.
- Es obsoleta la calificación de inversiones en “calidad” y similares, porque toda intervención debiere mejorar las instalaciones y las prestaciones asociadas.
- Se debiere tener un estricto control de desempeño operativo y de instalaciones, para conocer el estado prestacional.
- No es compatible con las prácticas regulatorias otorgar ingresos para “que haga” ya que resultan incompatibles con la eficiencia.
- Debiere regularse la relación personal propio y terceros, ya que además del stress afecta la calidad de las prestaciones.
- Se deberían señalar enfáticamente las acciones que representan desvíos de las reglas del buen arte y costos y prácticas de gestión ajenas a la estructura de costos reconocidas. Caso pérdidas y Grupos Electrógenos, entre otros.

CD-2020-71760045-APN-AJ#ENRE -que integra la documentación que se acompaña , (pág. 365 del scann y siguientes) fs. 1591 del expediente RTI N° 45631.

IF-2023-37241351-APN-DIT#ENRE electros

9

ANEXOS

ANEXO I

Relevamiento físico de EE.TT. AT/AT de EDESUR S.A.

EDESUR posee cinco (5) bases de donde salen las guardias móviles en C.A.B.A. y seis (6) bases en provincia con personal las 24 horas. Todas las subestaciones tienen operación remota telecomandada, es decir, podrá operarse tanto desde el frente de tableros como por consola de PC y a distancia desde el centro de control de la empresa en sus oficinas de la calle San José. Sin embargo, ante un evento en la red, cualquier operación que ordene el centro de control o el SACME es en conjunto con el operador de terreno (de calle) y el supervisor de operaciones tienen que apoyar y confirmar las maniobras in situ para normalizar la situación.

1. S.E. 082 Burzaco – Potencia instalada: 120 MVA

La subestación Burzaco, nivel II, es del tipo Mers, semi urbana, de emplazamiento exterior y dispone de lugar para ampliaciones.



SE Burzaco 082 TP1 Siam 60 MVA 132/33/13,2 kV 1970

Es una subestación exigida y encima es la única con terciario en el transformador. Por ello, es el único corredor que tiene EDESUR en 33 kV y que termina en la S.E. Cañuelas. Recibe alimentación en 132 kV desde la S.E. Alte. Brown a través de las ternas 581 y 582 mediante el tendido de dos (2) doble ternas de cable subterráneo que antes de llegar se transforman en líneas aéreas Al/Ac 240/40 mm² de sección. De allí se alimenta vía aérea a la S.E. terminal Calzada.

Tiene dos (2) transformadores de potencia marca Siam originales, el TR1 de 3 arrollamientos 132/33/13,2 kV 60/20/40 MVA c/u de 1970 y el TR2 de 1979. El TR1 está muy oxidado e informan que hay un plan de reemplazo desde el año 2014. Al momento de la visita estaba bajo tensión, pero fuera de servicio por falla incipiente que se detectó por los gases que genera. Se piensa colocar una máquina de 80/40/40 MVA 132/13,2/13,2 kV, por lo cual están instalando un (1) autotransformador TR4 elevador 13,2 a 33 kV de 20 MVA marca Los Conce del 2012 (pero nunca en uso) para asistir al nuevo TP. Leyendo los indicadores TR2 que tomaba la carga de ambos transformadores el tablero indicaba 1.100 A versus 2.600 A de máxima.

Estas SS.EE. son de diseño antiguo, del tipo Mers (con topología radial y sin interruptor primario de transformador, que requiere un sistema de teleprotecciones con la estación cabecera que es Alte. Brown 220/132 kV y que es donde está localizado el interruptor primario. Eso implica que ante una falla o necesidad de sacar de servicio un transformador, todo lo que está colgado aguas abajo queda fuera de servicio, por ejemplo, SS.EE. Burzaco y Calzada. Las teleprotecciones deben ser exclusivamente para enclavamiento y para respaldo. Este tema es muy crítico y debe ser corregido.

Idealmente habría que agregar un “circuit switcher” (aparato de maniobra y protección en alta tensión) que es la suma de un interruptor más un seccionador con lo cual, ante fallas de los transformadores, las protecciones solo saquen de servicio el transformador averiado y no toda una barra de 132 KV, manteniéndose en servicio el resto de la instalación. Esto aportará seguridad, confiabilidad y flexibilidad operativa al sistema de distribución.

Los transformadores de corriente (TT.II.) no son externos y están integrados en la base de los aisladores pasantes (bushings) de alta del transformador de potencia, con sus núcleos de medida y de protección. Se llaman BCTs. No es recomendable y es menor su clase de precisión. El 58% de las fallas graves que pueden presentarse en un transformador de potencia están originadas en los bushings o por descargas parciales y, a su vez, que las fallas en bushings son las responsables del 80% de las fallas catastróficas en transformadores que terminan en incendios.

El esquema de barras en el nivel de 33 kV es de barra simple partida con acoplamiento, y en el nivel de 13,2 kV es una cuasi doble barra con barra partida en 2 secciones y un puente acoplador. Cada transformador alimenta una sección con su correspondiente banco de capacitores para compensación reactiva y cada sección alimenta 8 cables de MT. La sección I tiene acoplado un transformador para servicios internos de 200 kVA y la sección II uno de 50 kVA, pero protegidos por un fusible.

El gabinete de celdas de 33 kV es exterior y bastante antiguo, con celdas y equipo integrado marca Ormazábal con una cámara integral de extinción en SF₆. En setiembre 2022, el interruptor de acoplamiento tuvo un reventón y dejó las dos barras con todos sus alimentadores sin servicio.

La sala de celdas de 13,2 kV es también de la época de SEGBA y se están reemplazando algunos interruptores extraíbles por sistema de extinción de arco en vacío marca Siemens.

Las protecciones son muy antiguas y si bien son nobles, constan de relés electromecánicos, que no cumplen con los requisitos actuales de una subestación telecomandada. Dependiendo el tipo de relé, se ensayan cada 2, 3 o 4 años. Empiezan a reemplazarlos por relés numéricos (última tecnología) que además tienen sensores y alarmas para todo tipo de anomalías. A la fecha, solamente pude constatar uno en prueba y a instalar, pero ninguno en servicio.

El banco de baterías de 220 VCC es de plomo-ácido, estacionaria tubular, regulada por válvula (VRLA), marca Autobat, modelo 5BTY 210, y tiene fecha 11/2016.

Esta subestación no dispone de un sistema anti incendio, solo detección por humo. Los transformadores, si bien están separados por muros parallasmas, no tienen un sistema de agua pulverizada o de rociadores de CO₂.

2. S.E. 084 Temperley – Potencia instalada: 80 MVA

La subestación Temperley, nivel II, del tipo Mers, y es una de las bases operativas de la zona sudoeste. Es muy urbana, de emplazamiento exterior y dispone de poco lugar para ampliaciones.

Esta subestación recibe alimentación en 132 kV desde la S.E. Escalada, pasando por la S.E. Héroes de Malvinas mediante las ternas 579 y 580 de cable subterráneo del tipo oil-filled OF de 350 mm² de sección. De allí salen también otras dos ternas de cable subterráneo OF hacia la S.E. Alte. Brown, pasando antes por la S.E. móvil Puesto Roca.



SE Temperley 084 Terna cables OF 580 a Heroes de Malvinas fase S

Los tanques de relleno de aceite de los cables OF están muy oxidados (especialmente la salida 579), con riesgo de explosión.

Tiene dos (2) transformadores 132/13,2 kV de 40/40 MVA c/u marca Siam (TR1 1970 y TR2 1979) que alimentan a cada sección de la barra de MT, pero no poseen interruptor primario en alta. Según informaron, el TR1 -que está muy oxidado y con pérdidas de aceite- está en proceso de cambio (desde el 2014). Al mismo le tuvieron que adicionar electroventiladores para asistir a los que vienen con el transformador, lo que demuestra sobrecarga (a pesar que había unos 20°C de temperatura ambiente).

Los TT.II. no son externos y están integrados en la base de los bushings por lo que valen las mismas consideraciones que para la S.E. Burzaco.

Los seccionadores que conectan el transformador con las ternas de cable OF no tienen cuchilla de puesta a tierra. Esto es mandatorio.

La barra en 13,2 kV es un juego simple de barra partida, dividida en dos secciones vinculadas a través de un interruptor de acoplamiento. Cada barra tiene su compensación de energía reactiva (4,8 MVar c/u) mediante sendos bancos de capacitores estáticos, localizados en gabinetes de exterior.

Cuenta con dos (2) transformadores para servicios internos, una en cada sección de la barra, siendo el correspondiente a la sección I de 200 kVA, y el de sección II de 50 kVA.

El banco de baterías de 220 VCC es de plomo-ácido, estacionaria tubular, regulada por válvula (VRLA), marca Autobat, modelo 5BTY 210, y tiene fecha 2010.

Esta subestación no dispone de un sistema anti incendio, solo detección por humo. Los transformadores, si bien están separados por muros parallas, no tienen un sistema de agua pulverizada o de rociadores de CO₂.

3. E.T. 048 Perito Moreno – Potencia instalada: 600 MVA

La E.T. Perito Moreno es una de las principales cabeceras que tiene EDESUR S.A. Es una estación transformadora nivel I, urbana, de emplazamiento exterior, construida a principios de los años '60 y es la única Estación Transformadora que tiene todos los niveles de tensión: 220, 132, 27,5 y 13,2 kV. Tiene una guardia de base.

Está alimentada desde dos (2) cables subterráneos entrantes del tipo oil-filled (OF) de 220 kV y 650 mm² de sección: el C61 y el C62 que vienen de la E.T. Ezeiza. A la altura del punto de interconexión Autódromo (a unos 2,5 km), los cables se convierten en líneas aéreas. Dos transformadores de Potencia (TR7 y TR8), con una potencia instalada de 300 MVA cada uno, rebajan la tensión de 220 a 132 kV. El sistema cierra con tres (3) cables subterráneos 333, 334 y 335 OF de 132 kV y 500 mm² de sección hacia la E.T. Costanera (pero actualmente el 335 pasa por las SS.EE. Nueva Pompeya y Patricios y a P. Moreno llega el cable 441, de 350 mm² de sección).

De esa forma se arma el subsistema azul de demanda en 132 kV (codificación de SACME (Sociedad Anónima Centro de Movimiento de Energía), que es el centro de control desde donde se efectúa la coordinación, supervisión y operación del sistema de generación, transmisión y subtransmisión de la red de energía eléctrica de alta tensión de la ciudad de Buenos Aires y su área metropolitana GBA.

Nota: A efectos de limitar la potencia de cortocircuito a los máximos valores de diseño de los equipamientos y minimizar los alcances de fallas en la continuidad de suministro a los usuarios, la red del GBA se explota dividida en subsistemas de 132 kV, originados en cada una de las SS.EE. con equipos de transformación 220/132 kV. Ante la salida intempestiva de una línea de 500, 220 o 132 kV y/o transformador de 220/132 kV (simple contingencia) se acoplan hasta dos subsistemas con el objeto de tener una alimentación segura y evitar la pérdida de demanda y/o generación. Este recurso permite no degradar la confiabilidad de abastecimiento del servicio a los usuarios de las empresas distribuidoras. El acople entre subsistemas podrá realizarse siempre y cuando lo permitan los límites operativos (ángulo entre subsistemas).

Además, tiene un vínculo o derivación mediante dos (2) ternas 648 y 649 de cables subterráneos OF de 132 kV y 500 mm² de sección que van a la E.T. Matanza de EDENOR S.A. Normalmente, desde la E.T. Perito Moreno, se alimenta a EDENOR, pero en caso de tener una contingencia, la transferencia se puede invertir y EDENOR alimentar a EDESUR mediante este vínculo.

La configuración en barras en AT es de doble barra, con un interruptor tripolar de acoplamiento. Actualmente, opera sobre barra 2, con el interruptor de transferencia normalmente abierto. Posee dos seccionadores de barra a distintos niveles y superpuestos, un seccionador de línea (con cuchilla de puesta a tierra) con su interruptor y transformador de medida combinado en tensión-corriente.

Los dos (2) transformadores de potencia AT/AT son de 220/132/20 kV - 300/300/10 MVA (ONAF) - 180/180/6 MVA (ONAN) y hay otro TP en Reserva fría marca ASEA de 1971. El TR7 es marca Italtrafo, de 1978 y está en muy mal estado, especialmente los radiantes que están muy sucios y oxidados por lo que no puede tener un desempeño eficaz y trabaja sobrecargado. El TR8 es marca Pauwells de



1997.

TR7 220/132 kV 300 MVA Italtrafo 1978

Están protegidos mediante sendos muros parallamas y un sistema anti incendio compuesto por una central de alarma, detectores, hidrantes, un circuito de agua pulverizada alimentado por 3 tanques de 8.000 litros cada uno. La base del transformador dispone de un conducto y una cisterna a los fines de almacenar el aceite en caso de derrames para su futura disposición o tratamiento y recuperación.

La barra de 132 kV alimenta dos (2) transformadores de 40 MVA cada uno (TR1 y TR2) que rebajan la tensión a 27,5 kV y comparten una resistencia líquida de puesta a tierra.

La conexión a la doble barra en 27,5 kV es mediante sendos interruptores de acoplamiento y de las cuales salen tres (3) ternas de cables subterráneos aislación papel-aceite API a la S.E. Falcón (951, 952 y 953) y tres (3) ternas de cables subterráneos API a la S.E. Lugano (955, 956 y 957).

Además de los alimentadores, a la barra de 27,5 kV se conectan dos (2) transformadores de 300 kVA

c/u para servicios internos (servicios auxiliares) de la subestación, con un secundario de 380 VCA. Tienen celdas libres para agregar alimentadores.

La barra de 132 kV también alimenta tres (3) transformadores de 40 MVA cada uno (TR4, TR5 y TR6), que rebajan la tensión a 13,2 kV y también están conectadas allí dos (2) reactancias de 50 MVar c/u (una desvinculada) para compensación de potencia.

La barra de 13,2 kV es un juego simple de barras partida, donde las barras se encuentran divididas en tres (3) secciones y vinculadas a través de sendos interruptores de acoplamiento. Además de los alimentadores, a la barra de 13,2 kV se conectan tres (3) bancos de capacitores para compensación de potencia. Tienen celdas libres para agregar alimentadores.

Las celdas de MT son compartimentadas del “tipo metalclad”, una generación que si bien tienen detector de arco eléctrico interno no son estancas, y por lo tanto no tienen seguridad aumentada para el operador.

El banco de baterías de 220 VCC es de plomo-ácido, estacionaria tubular, regulada por válvula (VRLA), marca Autobat, modelo 5BTY 210, y tiene fecha 2018. La bornera de conexión del banco de baterías de 220 VCC es muy peligrosa.

Esta estación transformadora está incluida en el sistema de telecomando, operado desde el centro de comando localizado en el edificio central de la calle San José a través de una unidad remota de telecontrol (RTU), donde convergen todos los mandos, señalizaciones y alarmas. Para el comando local de la subestación hay un mímico y una consola de operador para comando local, que se utiliza exclusivamente en casos de emergencia.

Mis comentarios sobre esta E.T.:

Requiere que en el Plan de Inversiones y/o en las Guías de Referencia anteriores que el área de planificación de EDESUR S.A. tenga como actividad prioritaria de mediano/largo plazo la erradicación definitiva de la red de 27,5 kV. Este nivel de media tensión no está normalizado y ningún equipo eléctrico es actualmente ofrecido en el mercado.

Físicamente, esta estación transformadora posee espacio suficiente en su playa exterior (campo de TP y de líneas) para adicionar un transformador 220/132 kV y también un campo libre para agregar un transformador en el área de 27,5 kV. Además, cuenta con un TP ASEA 220/132 kV de 300 MVA año 1971 (pero recientemente incorporado) en reserva fría, que puede conectarse en menos de 48 horas a cualquiera de las dos barras de alta tensión para realizar un mantenimiento integral al TR7 que tiene las radiantes con mal funcionamiento y válvula tapada. Ese puede ser el punto de partida para ir armando una nueva S.E. sin desconectar su funcionamiento.

Los cables subterráneos de salida futuros deben ser del tipo aislación seca.

4. S.E. 016 Falcón – Potencia instalada: 36 MVA

La subestación Falcón, nivel II, también es de los años '60, urbana, de emplazamiento interior, y está construida en un edificio de 3 plantas muy grande que está subutilizado o desaprovechado. Dicha subestación es de una tecnología bastante antigua y de hecho la alimentación primaria es de 27,5 kV al igual que las SS.EE. Devoto y Lugano. Está alimentada desde la E.T. Perito Moreno en 27,5 kV mediante tres (3) ternas de cables subterráneos API (951, 952, 953).

Tiene tres (3) transformadores de marcas distintas que rebajan la tensión a 13,2 kV, con una potencia instalada de 12 MVA cada uno. El TR1 alimenta la sección I, el TR3 la sección II y el TR2 hace de puente de conexión entre barras.

Los transformadores tienen una fosa individual con una rejilla y un depósito de recuperación del aceite aislante, para casos de fuga y un depósito común de recuperación para todos los transformadores de la S.E.

Los interruptores automáticos extraíbles de las celdas de MT son en pequeño volumen de aceite. Deberían ser reemplazados por interruptores de corte en vacío.

La barra en 13,2 kV es un juego simple de barra partida, donde las barras se encuentran divididas en dos secciones, normalmente cerradas y vinculadas a través de un doble secundario del TR2 que hace de acoplador, para lo cual tiene dos interruptores. Por ello, los tres cables que vienen de Perito Moreno están en paralelo a la barra y el criterio es que, ante la pérdida de uno de los cables, los otros dos puedan tomar toda la carga.

En la sección I, tiene un (1) transformador de 54 kVA para servicios internos de la subestación conectado a través de un fusible. Si bien las alarmas de falta de tensión o corriente de este transformador están cableadas para poder ser interpretadas por el sistema «SCADA», se aconseja reemplazar el fusible por un interruptor que permita reponer el servicio a distancia.

Los equipos eléctricos de transformación, corte y maniobra, medición y protección y celdas de MT son de la misma década, algunos como el TR2 tuvo un revamping, pero el estado visible de las instalaciones y los indicios de suciedad y grasa denotan no solo que no han sido reemplazados o actualizados, sino que no tienen un mantenimiento, posiblemente porque están trabajando holgados. Actualmente ante la falla de un transformador, los otros dos restantes podrían absorber la carga.

El esquema de protecciones utilizado en la mayoría de las subestaciones comprende una protección maximal y relé diferencial además de las protecciones propias (relé diferencial y Buchholz) y para los transformadores, protección maximal en cada cable saliente y protección por subfrecuencia. Sin embargo, no utilizan protección mediante relés de impedancia (distancia) en ambos lados del TP para que miren hacia ambas salidas. Estos relés deberían actuar como respaldo del relé diferencial porque si hay una falla incipiente, el diferencial no la ve.

La compensación de energía reactiva en las barras de MT se realiza mediante dos (2) bancos de capacitores estáticos, en gabinetes de exterior.

Para el comando local de la subestación hay un mímico y una consola de operador, que se utiliza exclusivamente en casos de emergencia. Los mímicos son tableros de primera generación y están aún en funcionamiento para operación local.

El banco de baterías de 220 VCC es de plomo-ácido, estacionaria tubular, marca Autobat, modelo 5BTY 210, y tiene fecha 2010. La bornera de conexión del banco de baterías es muy peligrosa.

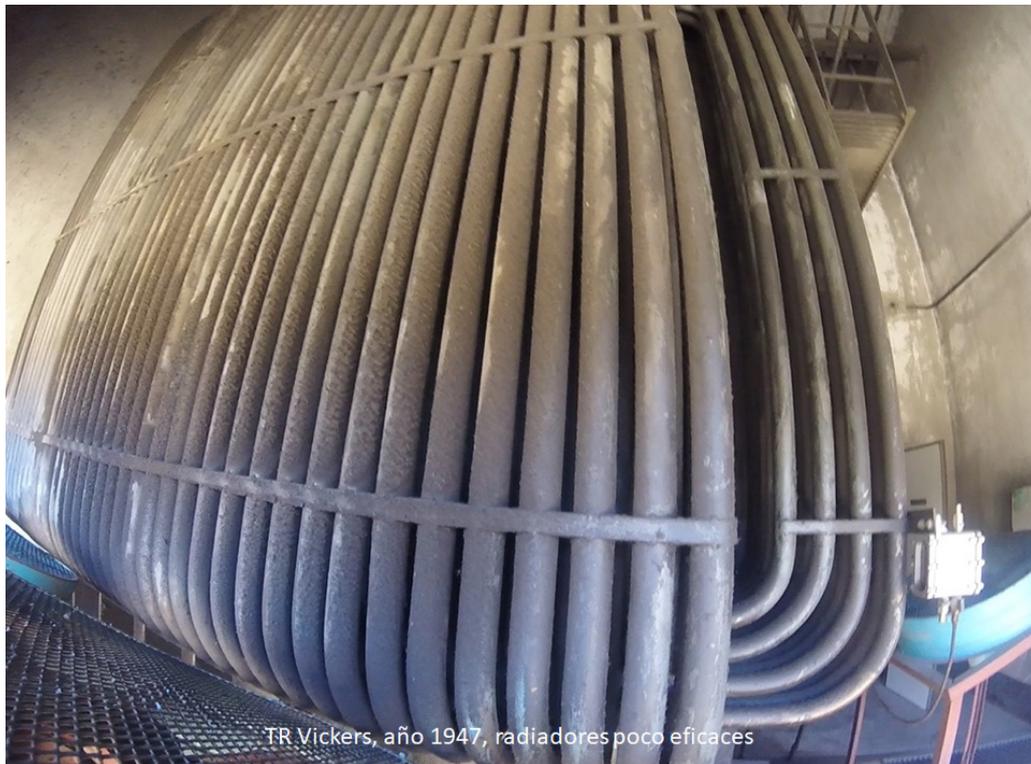
La subestación dispone de un sistema anti incendio compuesto por una central de alarma, detectores, hidrantes, un circuito de CO₂ sobre los transformadores y un sistema de tubos de CO₂ que lo alimenta.

5. S.E. 035 Lugano – Potencia instalada: 36 MVA

La subestación Lugano, nivel II, tipo Mers, también es de los años '60, urbana, de emplazamiento interior, y está construida en un edificio de 2 plantas.

Está alimentada desde la E.T. Perito Moreno en 27,5 kV mediante tres (3) ternas de cables subterráneos primarios (955, 956, 957) del tipo API. Las salidas de los cables tienen seccionadores del lado de alta (esquema no muy común, incluso en otras SS.EE. de EDESUR).

Posee tres (3) transformadores marca Vickers de marzo del año 1927 con una potencia instalada de 12 MVA cada uno, que rebajan la tensión a 13,2 kV, aportando a la misma barra y operando en paralelo para abastecer la demanda, diseñadas para operar a un 70% porque si un cable sale fuera de servicio, deja afuera un transformador dado que cada cable está asociado a un TP. Al operar hasta un 70%, los otros dos TPs pueden absorber la carga del TP caído. Sin embargo, aunque estaban operando a 40°C, no parece ser así pues tiene adosados cuatro (4) ventiladores para ventilación forzada.



TR Vickers, año 1947, radiadores poco eficaces

Además, los radiadores tienen mucha mugre pegada por lo que no pueden tener un desempeño eficaz,

Aquí, los transformadores tienen más de 90 años (época de la CIADE y la CHADE) por lo que se le realiza cromatografía y análisis de gases (excepto furanos) una vez al año en su propio laboratorio.



TR Vickers, electroventiladores agregados

Los transformadores tienen una fosa individual con una rejilla y de un depósito de recuperación del aceite aislante, para casos de fuga y un depósito común de recuperación para todos los transformadores de la S.E.

Al no poseen interruptor primario, este criterio de diseño implica que ante una falla o necesidad de sacar de servicio un transformador no tienen posibilidad de apertura local de esa falla y requiere un sistema de teleprotecciones con la subestación cabecera que en este caso es Perito Moreno 220/132 kV y que es donde está localizado el interruptor primario. Eso implica que ante una falla o necesidad de sacar de servicio un transformador, todo lo que está colgado aguas abajo queda fuera de servicio.

La barra en 13,2 kV tiene un esquema de doble barra, con un interruptor de acoplamiento. De allí salen los alimentadores. Además, posee un (1) transformador de 54 kVA para servicios internos de la subestación conectado a través de un fusible. Valen los mismos comentarios que para la S.E. Falcón.

Las celdas de interconexión entre la salida en 13,2 kV de los TPs y la sección son del tipo abierto, de 1º generación (fabricadas hasta 1950), con reja (permite entrada de alimañas) y muy insegura para el operador.

El sistema de protecciones está diagramado igual que en la S.E. Falcón.

El banco de baterías de 220 VCC es de plomo-ácido, marca Autobat, modelo 5BTY 210, tiene fecha 2008 y la bornera de conexión es muy peligrosa.



Bornera de conexión Banco de Baterías. Esta subestación no dispone de un sistema anti incendio, solo detección y los matafuegos están vencidos y muchos sin identificación. Los transformadores, si bien están separados por muros parallamas, no tienen un sistema de agua pulverizada o de rociadores de CO₂.

Mis comentarios sobre esta S.E.:

El nivel de carga de esta subestación es medio. No hay signos visibles de fallas dentro de la S.E.: ni en los equipos eléctricos ni en los terminales de cables subterráneos de entrada/salida y los transformadores operan holgados.

Sin embargo, a nivel red es crítica porque en este caso en particular, no existen subestaciones cercanas (excepto S.E. Autódromo) que puedan tomar carga para absorber el crecimiento demográfico y aumento de la densidad de carga por incorporación de electrodomésticos. Por lo cual, los tramos de cables subterráneos API son muy largos y posiblemente estén llenos de empalmes, es decir de puntos de falla sobre elementos que tienen 60 años de operación y alta carga. En caso quemarse un cable, se puede tardar uno ocho (8) días entre su localización y reparación y es difícil realizar maniobras entre SS.EE. del área de influencia para reponer el suministro desde otro punto por no haber en la proximidad.

El personal técnico de EDESUR admite esta problemática y comentaron que había un proyecto para la S.E. Lugano II desde el año 2009.



República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional
1983/2023 - 40 AÑOS DE DEMOCRACIA

Informe Técnico

Número: IF-2023-60070768-APN-DIT#ENRE

CIUDAD DE BUENOS AIRES

Miércoles 24 de Mayo de 2023

Referencia: Anexo II Informe sobre las condiciones generales de las CTs (Cámaras Transformadoras)

Informe sobre las condiciones generales de las CTs (Cámaras Transformadoras) subterráneas, pozo y a nivel pertenecientes a Edesur:

Zonales: Río de la Plata y Gral. Paz (Ciudad Autónoma de Buenos Aires)

El presente informe descriptivo y fotográfico fue extraído de las inspecciones realizadas por personal del Enre (GAP) luego que la distribuidora informara los respectivos números de orden de proyecto con la descripción de los trabajos a realizar.

Las inspecciones fueron realizadas entre febrero 2022 hasta febrero 2023

Si bien las cámaras tienen algunos equipos nuevos instalados y en servicio las condiciones edilicias de las mismas están en pésimo estado; a saber:

Paredes con desprendimiento del revoque, pedazos de techo faltante con goteras, mampostería caída, suciedad y basura, sobrantes de materiales tirados en el suelo, filtración de agua (en algunos casos de pluviales, napas y aguas servidas), niveles inaceptables de agua en el piso, tapas de ingreso rotas o con la cerradura violentada, sin luz, escaleras sueltas o rotas.

Todas estas condiciones son inaceptables para poder operar ya que atentan con las condiciones de seguridad, el funcionamiento de los equipos, acortan su vida útil y producen fallas.

A continuación, listado de las CTs de las que se adjuntan fotos:

Zonal Río de la Plata:

CT 79207

OP: 4150055

Domicilio: La Rioja 1780 CABA

CT 75098

OP: 4150034

Domicilio: Wenceslao Villafañe 1310 CABA

CT 79153

OP: 4150246

Domicilio: Romero 536 CABA

CT 80272

OP: 4150395

Domicilio: Av. Independencia 3108 CABA

CT 75186

OP: 4151627

Domicilio: Av. Juan de Garay 1411 CABA

CT 79387

OP: 4150269

Domicilio: Av. Regimiento de Patricios 265 CABA

Zonal Gral. Paz:

CT 84201

OP: 4146410

Dirección: Argerich 1253 CABA

CT 80073

OP: 4146406

Dirección: Quito 3975 CABA

CT 88225

OP: 4146417

Dirección: García de Cossio 7413 CABA

CT 87183

OP: 4146415

Dirección: Murgiondo 3389 CABA

CT 84298

OP: 4146412

Dirección: Mercedes 879 CABA

CT 87267

OP: 4146416

Dirección: San Pedro 7019 CABA

Digitally signed by Gestion Documental Electronica
Date: 2023.05.24 16:15:47 -03:00

Anouk Severino Dávila
Analista técnico
División de Inspección Técnica
Ente Nacional Regulador de la Electricidad

Digitally signed by Gestion Documental
Electronica
Date: 2023.05.24 16:15:49 -03:00

ANEXO III

En el Congreso Internacional de Distribución Eléctrica CIDEL Argentina 2002, la empresa EDENOR S.A. compartió un documento que delineó la estrategia a utilizar una vez que se hizo cargo de la concesión del servicio eléctrico. El link se encuentra a continuación:

https://www.academia.edu/42727890/CONGRESO_INTERNACIONAL_DE_DISTRIBUCION_ELECTRICA_CIDEL_ARGENTINA_2002_1_2_05_CRITERIOS_DE_ADAPTACION_E_INNOVACION_TECNOLOGICA_DE_SUBESTACIONES_EN_SERVICIO?auto=download

De su lectura se desprende que ya en 1992 tanto EDENOR como EDESUR sabían que el equipamiento era obsoleto.

A continuación, se transcriben algunos párrafos (textual) para describir la situación y resaltar en rojo lo trascendente:

“Esta modalidad de Operación Local de las Subestaciones obligaba a mantener en forma permanente (las 24 horas del día) en cada una de ellas una guardia mínima de personal. Adicionalmente, los gastos de explotación debido en gran medida a la **obsolescencia del equipamiento y de las instalaciones eran elevados.**”

“Los **altos niveles de calidad fijados por el contrato de concesión**, así como el incremento de la demanda registrado desde principio de los años ‘90 hizo necesario replantear el esquema de trabajo y la explotación, de manera de **alcanzar los objetivos de calidad de servicio y producto técnico**, tanto en cantidad como en tiempos medios de interrupción, racionalizar la Ingeniería, y hacer un uso eficiente de los recursos disponibles. Todas estas razones decidieron a EDENOR a encarar la incorporación de un “Proyecto Técnico”, que incluiría un sistema integral de telecontrol, asociado con una **política de innovación tecnológica**, que permitiera una reducción en los gastos de explotación y un mejoramiento en los índices de calidad.”

“Aunque estas Subestaciones fueron construidas entre 1950 y 1990, sus **criterios de diseño en cuanto a los sistemas de Comando y Control eran los establecidos en la década del ‘50**, con maniobra ejecutada por operadores desde una Sala de Comando, realizada mediante la operación manual de manipuladores ubicados sobre un Armario donde se representaba, con un esquema mímico con indicación luminosa (fija u oscilante) el sistema de Barras de la Subestación, con sus equipos y aparatos de maniobra (transformadores, interruptores, seccionadores, etc.) tanto del lado AT como de MT.”

“De este análisis resultó que **gran parte del equipamiento existente, especialmente el de protección, no poseía ni era capaz de producir la información necesaria para realizar una operación confiable a distancia**, puesto que no permitía individualizar o discriminar fallas, por lo que se decidió cambiarlo por equipos de tecnología más moderna que sí suministra esa información. (Los sistemas de protección eran electromecánicos, no disponiendo de registros oscilográficos, y en muchos casos de baja confiabilidad).”

“Adicionalmente muchas Subestaciones Principales, especialmente las más antiguas, estaban equipadas, tanto en AT como en MT, con interruptores en aceite, lo que obligaba a frecuentes inspecciones y/o mantenimiento, cada vez que se operaban por una falla importante, mientras que las Subestaciones de Subtransmisión, **carecían por completo de interruptores de AT provocando que una falla en una instalación de Subtransmisión, arrastrara por falta de interruptor primario de AT al electroducto**

y consiguientemente al resto de las instalaciones conectadas a ella, impactando en forma importante en la calidad de servicio.”

“En síntesis, varias de las instalaciones eran obsoletas con problemas importantes en el mantenimiento (**muchos de los equipos no disponían de repuestos** lo que obligaba a una confección artesanal de las partes a reemplazar), **con salidas frecuentes de servicio** y limitaciones en la operatoria debido a la tecnología utilizada (por ejemplo. imposibilidad de implementar recierres en MT). Esta situación obligó a realizar un análisis pormenorizado de cada uno de los equipamientos para decidir su reemplazo y/o reciclado, de forma de adecuar los mismos a los niveles de confiabilidad compatibles con la operación no asistida.”

“Con la experiencia recogida durante la primera etapa, se detectaron los siguientes problemas:

- Al reutilizarse aparatos de mando y conductores multifilares existentes, siempre quedaban en la instalación junto con nuevos equipos reemplazados, elementos viejos cuyo estado de conservación y capacidad para brindar un servicio **confiable era desconocido** o en el mejor de los casos estaba en duda.
- También, al reutilizarse estos elementos existentes y por efecto de su manipulación, se producían fallas que se manifestaban durante las pruebas, retrasando la entrada en servicio de los equipos.
- El tiempo demandado para modificar las conexiones internas de los tableros existentes para retirar, **cam-biar o agregar relés auxiliares o de protección**, excedían con frecuencia lo planificado por la aparición de gran cantidad de imprevistos.
- Como los proyectos originales habían sido realizados en distintas etapas o con variantes en los criterios de proyecto, la adaptación de las instalaciones requería de lapsos prolongados y una **intervención “arte-sanal”** que impedía la normalización (ya que intentar su rectificación o uniformización durante la etapa de adaptación adicionaría mayores tiempos de indisponibilidad).”

Nota: la negrita es nuestra. Auditoria ENRE, 2023

ANEXO IV



República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional
1983/2023 - 40 AÑOS DE DEMOCRACIA

Informe Técnico

Número: IF-2023-60096735-APN-DTEE#ENRE

CIUDAD DE BUENOS AIRES

Miércoles 24 de Mayo de 2023

Referencia: Anexo IV Actas ENRE – Informes UTN

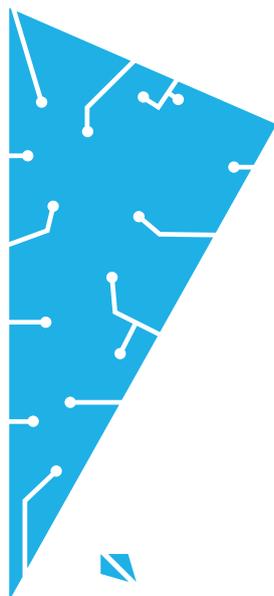
Anexo IV Actas ENRE – Informes UTN

- Acta Corrientes 24-05-2023 10.21
- Acta doc Irigoyen
- Acta Irigoyen 24-05-2023 10.23
- Actas Edesur Enre 24-05-2023 10.48
- CD Saetone SRL
- CD Saetone SRL_merged (1)unidos
- INFORME 9 de Julio (2)
- Informe Alberdi 218
- Informe Burzaco (1)
- INFORME C PELLEGRINI
- INFORME CONCLUSIONES (1)
- Informe devoto (1)
- INFORME Don Bosco
- INFORME FLORENCIO VARELA (2)
- INFORME SSEE SANTA CATALINA
- INFORME SSEE VALENTIN ALSINA -089
- Informe TEMPERLEY (1)
- Carta Doc 1
- Carta Doc 2
- Carta Doc 3
- Carta Doc 4
- Carta Doc 5
- Carta Doc 6
- Carta Doc 7
- Carta Doc 8

- Carta Doc 9
- Carta Doc 10
- Carta Doc 11

Digitally signed by Gestion Documental Electronica
Date: 2023.05.24 16:54:46 -03:00

Eduardo Cacciagu
Subjefe
Departamento Transporte de Energía Eléctrica
Ente Nacional Regulador de la Electricidad



ENRE

ENTE NACIONAL REGULADOR
DE LA **ELECTRICIDAD**

WALTER MARTELLO

INTERVENTOR