

Buenos Aires, 13 de marzo de 2021

**A la Señora Interventora del
ENTE NACIONAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD**

Dra. María Soledad MANIN

S. _____ / D. _____

Ref.: NO-2021-21357610-APN-ENRE#MEC

DISTRIBUIDORA RESPONDE REQUERIMIENTO

De nuestra consideración:

Tenemos el agrado de dirigirnos a Ud. en nombre y representación de **Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte S.A. (Edenor)**, con relación al requerimiento de fecha 10 de marzo de 2021 instruido por ese Organismo mediante NO-2021-21357610-APN-ENRE#MEC y notificado el día 11 de marzo del corriente, por el cual se solicita a esta Distribuidora que eleve un informe consolidado que contenga la propuesta tarifaria de transición y el requerimiento de fondos correspondientes, destacando la situación económica y financiera de la concesionaria.

En primer lugar, debemos destacar la falta de tiempo otorgado (1 día corrido) para responder un requerimiento de tal relevancia y trascendencia como es una propuesta tarifaria y la determinación de los fondos necesarios y suficientes para la prestación de un servicio público esencial para la sociedad como es la distribución de energía eléctrica, en términos de calidad y seguridad, y que en el caso de Edenor, afecta a más de nueve millones de personas. Así como la irrazonable dilación del procedimiento administrativo resulta incompatible con el derecho al debido proceso amparado por el artículo 18 de la Constitución Nacional y por el artículo 8° de la Convención Americana sobre Derechos Humanos¹ (Pacto de San José de Costa Rica), de la misma forma una irrazonable falta de tiempo suficiente -como en el presente caso- constituye una afectación directa de dicho derecho constitucional del administrado y vulnera su derecho a ser oído, expresamente receptado en la Ley 19.549 de Procedimientos Administrativos.

En tal sentido, la Comisión Interamericana de Derechos Humanos (CIDH) sostuvo en 1999, con cita de Agustín Gordillo, que: “[e]l principio de oír al interesado antes de decidir algo que lo va a afectar, no solamente es un principio de Justicia, es también un principio de eficacia,

¹ Fallos, 335:1126, CSJN, 26 de junio de 2012, in re “Losicer, Jorge Alberto y otros c/ BCRA - Resol. 169/05”.

porque indudablemente asegura un mejor conocimiento de los hechos y por lo tanto lo ayuda a una mejor administración, además de una más justa decisión”.²

Vale destacar que en el mencionado Fallo “Losicer” la Corte Suprema de Justicia de la Nación sostuvo que no solamente la Justicia, sino también la Administración Pública, se encuentran obligadas por lo dispuesto en los artículos 8º y 25 de la Convención Americana de Derechos Humanos y el artículo 18 de la Constitución Nacional.³

Sin perjuicio de lo antes señalado, esta presentación contiene los requerimientos de fondos de Edenor y una propuesta de cuadro tarifario.

1. EMPRESA DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA NORTE S.A.

Edenor tiene por objeto social la prestación del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica dentro de la zona geográfica asignada y en los términos establecidos por su contrato de concesión, como así también el de inversión en otras distribuidoras y la prestación de servicios de consultoría y asesoramiento afines a su negocio.

El servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica se presta en forma exclusiva a todos los clientes que se conectan a la red dentro del ámbito comprendido en las siguientes zonas:

Región I: En la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, el área delimitada por Dársena “D”, calle sin nombre, traza de la Autopista Costera, prolongación Avenida Pueyrredón, Avenida Córdoba, vías del ferrocarril San Martín, Avenida General San Martín, Zamudio, Tinogasta, Avenida General Paz y Río de la Plata, y provincia de Buenos Aires partidos de San Martín, Tres de Febrero, San Isidro y Vicente López.

Región II: En la Provincia de Buenos Aires, partidos de Morón, Ituzaingó, Hurlingham, Merlo, Marcos Paz, Las Heras y La Matanza.

Región III: Provincia de Buenos Aires, partidos de San Fernando, Tigre, Escobar, Malvinas Argentinas, San Miguel, José C. Paz, Pilar, Moreno y General Rodríguez.

El siguiente cuadro da cuenta de las principales cifras de Edenor:

² CIDH, Informe Nº 49/99, Caso 11.610, Loren Laroye Riebe Star, Jorge Barón Guttlein y Rodolfo Izal Elorz, México, 13/04/1999, párr. 69.

³ 8º) “...en el estado de derecho la vigencia de las garantías enunciadas por el art. 8 de la citada Convención no se encuentra limitada al Poder Judicial -en el ejercicio eminente de tal función- sino que deben ser respetadas por todo órgano o autoridad pública al que le hubieran sido asignadas funciones materialmente jurisdiccionales.”



Nuestros Accionistas

El capital social de Edenor está representado por un total de 906.455.100 acciones ordinarias, nominativas y no endosables, con un valor nominal de \$ 1 cada una y con derecho a un (1) voto por acción, divididas en tres clases: clase A, representativas del 51% del capital social, pertenecientes al Grupo Controlante; clase B, flotantes en el mercado; y clase C, remanente del Programa de Propiedad Participada.

La titularidad de las acciones ordinarias de la Sociedad al 31 de diciembre de 2020 es la siguiente:



Edenor se encuentra listada en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires (ByMA), siendo una de las empresas argentinas integrantes del índice S&P Merval. Asimismo, cuenta con un programa de ADR Nivel II admitido para cotizar en la Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE) y cada ADR representa veinte (20) acciones ordinarias.

Adicionalmente, desde diciembre de 2018 Edenor forma parte del Índice de Sustentabilidad desarrollado por ByMA y el Banco Interamericano de Desarrollo, que busca identificar y reconocer a las empresas líderes en materia Ambiental, Social, de Desarrollo Sustentable y de Gobierno Corporativo, listadas en ByMA.

2. EL MARCO REGULATORIO VIGENTE

El Marco Regulatorio está compuesto esencialmente por la Ley Nacional N° 24.065 y su Decreto Reglamentario N° 1.398/92 y una nutrida regulación complementaria, emitida tanto por la Secretaría de Energía de la Nación (SE) como por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE).

Este marco establece que los servicios prestados por Edenor deben ser ofrecidos a tarifas justas y razonables, que incluyan en el precio de venta de la electricidad a los clientes el costo de adquisición de la misma al Mercado Eléctrico Mayorista ("MEM"), de forma tal que permitan obtener a la Distribuidora ingresos suficientes para satisfacer sus costos operativos, el pago de impuestos, amortizaciones, y una tasa de retorno que guarde relación con la eficacia y eficiencia operativa de la Sociedad.

Por su parte, y según lo establecido en la mencionada legislación, los contratos de concesión incluyeron un cuadro tarifario inicial, válido por un período de diez años, luego del cual, el ente regulador debía fijar nuevamente las tarifas por períodos sucesivos de cinco años. Esto no se cumplió y la primera revisión tarifaria entró en vigor recién en febrero del 2017, a partir de un programa de Revisión Tarifaria Integral (RTI) impulsado por el ENRE.

En cumplimiento del programa mencionado, el 5 de septiembre de 2016 la Sociedad presentó al ENRE su propuesta tarifaria y la respectiva solicitud de aprobación de los cuadros tarifarios que proponía aplicar durante el siguiente período tarifario de cinco años. Esta presentación incluyó, además de los cuadros tarifarios mencionados, la valuación de la red, el plan de inversiones 2017 - 2021, el detalle de los gastos de explotación, el factor de eficiencia, el mecanismo de traslado a tarifa de los precios de energía y potencia, y el ajuste del valor agregado de distribución; todo ello, de conformidad con la metodología y el plan de trabajo aprobados por la Resolución ENRE N° 55/16 y los criterios aprobados por las Resoluciones ENRE N° 463, 492 y 494/16.

Por su parte, el día 28 de octubre de 2016 se llevó a cabo la correspondiente Audiencia Pública con el objeto de poner en conocimiento y escuchar opiniones de usuarios y público en general, sobre la Propuesta Tarifaria presentada por la Sociedad, dentro del Proceso de RTI y con carácter previo a que el ENRE definiera las tarifas a aplicar durante el próximo quinquenio.

En ese mismo sentido y una vez concluido el proceso de revisión tarifaria, con fecha 31 de enero de 2017 el ENRE emitió la Resolución N° 63/17 mediante la cual determinó los Cuadros Tarifarios definitivos, la revisión de costos, los niveles requeridos de calidad y demás derechos y obligaciones que aplica la Sociedad desde el 1° de febrero de 2017. Esta Resolución sufrió ampliaciones y modificaciones.

Hasta febrero del 2019 se cumplió con la actualización de cuadros tarifarios de acuerdo a las fórmulas previstas en la Res. ENRE N° 63/17 y sus modificatorias y/o ampliaciones.

La actualización tarifaria que debía entrar en vigencia en agosto de 2019 no se realizó y el 19 de septiembre de 2019 se celebró, a instancias de la Secretaría de Energía, el “Acuerdo de Mantenimiento de Cuadros Tarifarios” entre el Estado Nacional y la Empresa, en el cual se definieron una serie de puntos relacionados a diferentes actualizaciones a nivel tarifario, que buscaba la normalización de las deudas tarifarias acumuladas, a través de la aplicación de un cuadro tarifario en enero 2021.

El 5 de diciembre de 2019 Edenor presentó al ENRE, mediante nota GAR 46/2019, el cálculo de cuadro tarifario que debía aplicarse desde enero 2020, según los términos del acuerdo anteriormente citado.

Finalmente, el Acuerdo de Mantenimiento de Cuadros Tarifarios quedó sin efecto, ya que con fecha 27 de diciembre de 2019 el ENRE instruyó a Edenor, por medio de su nota NO-2019-113348774, a que se abstenga de aplicar los cuadros tarifarios resultantes de lo establecido en el mismo, en el marco de la emergencia pública declarada mediante la Ley N° 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, instruyendo mantener la vigencia del cuadro tarifario aprobado por la Res. ENRE N° 104/19 del 30 de abril de 2019, que contemplaba precios estacionales según la Res. SRRyME N° 14/19 para el trimestre mayo-julio 2019. El cumplimiento de esta disposición por parte de Edenor no implicó su consentimiento ni constituye una renuncia a los derechos de Edenor que le asisten bajo el marco regulatorio aplicable.

Es por esto que durante todo el año 2020 no hubo ningún incremento tarifario autorizado por el ENRE ni aplicado por Edenor. No obstante, la Empresa hizo una nueva presentación ante el ENRE, mediante nota GAR 6/2020 el 10 de febrero de 2020, con el cálculo del cuadro tarifario que debía aplicarse desde febrero 2020, según los mismos términos del acuerdo enunciado. Dicho cuadro tarifario tampoco fue autorizado a ser aplicado.

El 20 de marzo de 2020 el Estado Nacional estableció mediante el Decreto N° 297/20 el “Aislamiento social, preventivo y obligatorio” (ASPO) por la pandemia por el COVID19 a partir de ese mismo día, el que mediante sucesivas prórrogas (Decretos N° 325/2020; 355/2020; 408/2020, 459/2020, 493/2020, 520/2020, 576/2020) se mantuvo vigente hasta el 7 de noviembre de 2020. A partir de esa fecha, se estableció el “Distanciamiento social, preventivo y obligatorio” (DISPO) mediante el Decreto 875/2020, el que ha sido prorrogado mediante sucesivos Decretos hasta el presente.

Por otro lado, mediante el Decreto 311/2020, el 25 de marzo de 2020 el Estado Nacional ordenó a las empresas prestadoras de servicios públicos no suspender o cortar los mismos a los usuarios que se encontrasen en mora o falta de pago de hasta tres (3) facturas consecutivas o alternas, desde el 1ro de marzo de 2020 y por un plazo de 180 días. Este Decreto fue prorrogado

por los Decretos Nros. 543/2020 y 756/2020. Por otra parte, no obstante que la Unidad de Coordinación prevista en el Decreto 311 nunca entró efectivamente en funciones, el ENRE, mediante Resolución N° 58/2021 ordenó a Edenor a abstenerse de perseguir el cobro de los consumos acumulados desde el ASPO hasta el 28/02/2021.

Por otro lado, el 29 de abril de 2020, Edenor presentó al ENRE por medio de las notas GAL Nros. 19 y 20/2020, el cálculo de la distorsión tarifaria producida por la disminución de la demanda física con relación a la demanda que había sido proyectada en el proceso de la RTI para el quinquenio 2017-2021, solicitando su incorporación dentro del siguiente cuadro tarifario que el Ente aprobase.

El 4 de mayo de 2020, la Empresa presentó al ENRE, mediante nota GAR N° 18/2020, los ajustes ex-post que debían aplicarse en un cuadro tarifario desde mayo 2020, correspondientes a deficiencias del *pass through* evidenciadas entre los meses de noviembre 2018 y enero 2020.

El 17 de junio de 2020, la Empresa nuevamente hizo una presentación ante el ENRE, mediante nota GAR N° 23/2020, con un cálculo del cuadro tarifario que debía aplicarse desde julio 2020, según los términos del Acuerdo de Mantenimiento de Cuadros Tarifarios celebrado el 19 de septiembre de 2019.

El 5 de agosto de 2020, la Empresa nuevamente presentó al ENRE, mediante nota GAR N° 35/2020, un cálculo del cuadro tarifario que debía aplicarse desde agosto 2020, según los mismos términos del Acuerdo de Mantenimiento de Cuadros Tarifarios, y además considerando nuevos ajustes ex-post correspondientes a deficiencias del *pass through* evidenciadas entre los meses de noviembre 2018 y abril 2020.

El 29 de octubre de 2020, la Empresa presentó al ENRE, mediante nota GAR N° 49/2020, los ajustes ex-post correspondientes a deficiencias del *pass through* evidenciadas entre los meses de mayo 2020 y julio 2020, a ser incorporadas junto con diferencias anteriormente presentadas, dentro del cuadro tarifario que debía haberse aplicado en noviembre 2020.

Durante el año 2020, el ENRE continuó informando por nota tanto a las empresas distribuidoras, como a la Provincia de Buenos Aires y a la Ciudad de Buenos Aires, los montos de las bonificaciones de la Tarifa Social, los topes de la Tarifa Social y las bonificaciones para los clubes de barrio a ser financiados por ambas jurisdicciones.

El 16 de diciembre de 2020, mediante Decreto N° 1020/2020, la Presidencia de la Nación, en acuerdo general de sus ministros, estableció que el plazo de la renegociación de la RTI no podría exceder los dos (2) años desde la entrada en vigencia de este Decreto, debiendo suspender hasta ese entonces los acuerdos correspondientes a las RTI vigentes, atento a existir razones de interés público.

Al respecto, consideramos oportuno efectuar las siguientes reservas y salvedades:

(i) Esta presentación de una propuesta de cuadros tarifarios de transición no implica ni debe interpretarse como (a) renuncia alguna a los cuadros tarifarios correspondientes a la RTI vigente para el quinquenio 2017-2021, ni (b) aceptación a lo estipulado en el Considerando

Octavo⁴ de la RESOL-2021-53-APN-ENRE#MEC que dispone la Convocatoria a Audiencia Pública; y

(ii) esta presentación no es, ni puede ser interpretada como, un consentimiento ni aceptación de ciertos términos y consideraciones contenidos en el Decreto N° 1020/20 y las normas dictadas en su consecuencia, en particular, en lo que respecta a toda referencia a circunstancias, hechos, informes, auditorías, revisiones técnicas, jurídicas y económicas, relacionadas directa o indirectamente con la RTI, y cuyos resultados y conclusiones no han sido puestos a disposición de esta Distribuidora y en consecuencia no han podido ser analizados.

En tal sentido, se niega y desconoce la existencia de vicios, graves ni leves, en los actos administrativos resultantes del procedimiento de RTI llevado adelante para Edenor y en particular, que tales supuestos vicios pudieran encontrar fundamento en un Informe de auditoría realizado por la Intervención del ENRE al que Edenor no ha podido tener acceso a pesar de haberlo expresamente solicitado. También negamos que Edenor haya tenido conocimiento de cualesquier supuestos de vicios que podrían haber ocurrido al momento de la emisión de la Resolución ENRE N° 63/2017 y sus modificatorias y complementarias.

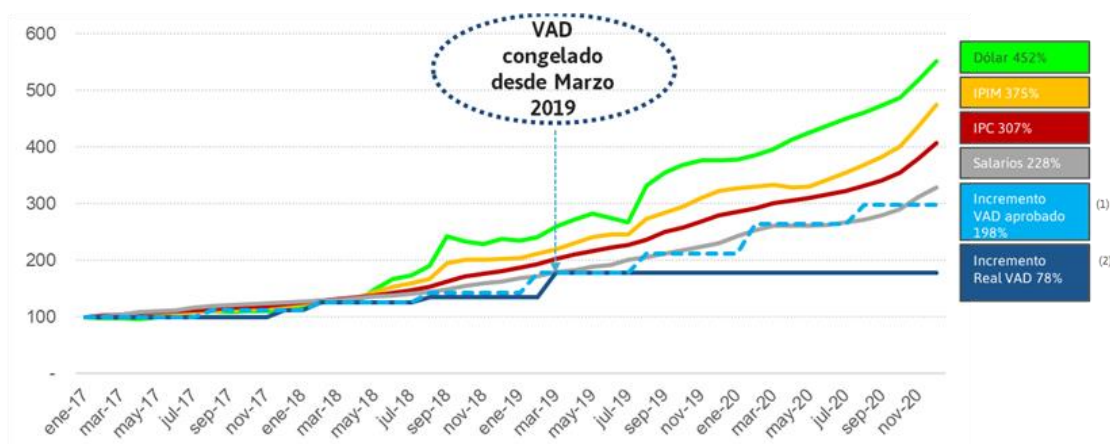
3. ESTADO ECONÓMICO-FINANCIERO ACTUAL DE EDENOR S.A.

Las sucesivas decisiones del Poder Concedente de no permitir aplicar -primero parcial, luego totalmente- los cuadros tarifarios que fueran oportunamente aprobados por el ENRE al cabo del proceso de revisión tarifaria integral de 2016 (RTI), y la no aplicación de sus mecanismos de actualización periódica y la no revisión de las pautas que fueron tenidas en consideración para el cálculo del cuadro tarifario (v.g. evolución de la demanda a partir de 2017), han generado una merma en los ingresos de la Distribuidora previstos para el quinquenio 2017-2022.

Los principales impactos negativos en los ingresos de esta Distribuidora se deben principalmente al congelamiento del Costo Propio de Distribución (CPD) desde diciembre de 2018, diferencias por Precio Estacional no trasladado a tarifa, diferencia de Valor Agregado de Distribución (VAD) por caída de demanda, y diferencia en el cálculo de cuotas por ingresos retroactivos correspondientes al primer año de vigencia de la RTI, sólo por nombrar los principales.

El siguiente gráfico refleja claramente el retraso en la actualización de los ingresos de Edenor en relación con las principales variables de la economía, que tienen un impacto directo sobre los costos de Edenor:

⁴ CONSIDERANDO 8vo de la RESOL-2021-53-APN-ENRE#MEC: “Que por la importancia, gravedad y magnitud de los hechos que motivaron la decisión de convocar a un Régimen Tarifario de Transición, los que se encuentran plasmados en el informe de auditoría realizado por la Intervención del ENRE elaborado en función de lo ordenado por el artículo 5 del Decreto N° 277 de fecha 16 de marzo de 2020, la inminente necesidad de asegurar el ejercicio de la función regulatoria y el control del servicio público de electricidad, resulta necesario convocar a una audiencia pública con el objeto de poner en conocimiento y escuchar opiniones respecto del Régimen Tarifario de Transición de EDENOR S.A. y de EDESUR S.A. dentro del Proceso de Revisión Tarifaria Integral y con carácter previo a definir las tarifas a aplicar por las concesionarias.”



La última actualización del cuadro tarifario se remonta al mes de marzo de 2019 y refleja la actualización de costos sólo hasta diciembre de 2018. Desde ese momento hasta la fecha, la inflación acumula un incremento del 126%.

Considerando que la Resolución ENRE N° 53/21 convocó a Audiencia Pública para el próximo 30 de marzo de 2021, es de esperar que el nuevo cuadro tarifario sea de aplicación para los consumos efectuados a partir del 1° de abril de 2021. Por ello, hemos estimado los ingresos no percibidos por Edenor en el período Marzo 2019 – Marzo 2021 como consecuencia de la prohibición de aplicar los cuadros tarifarios oportunamente aprobados por Resolución ENRE N° 63/17 y sus modificatorias y complementarias, acumulando un monto por incumplimientos al 31 de marzo de 2021 de \$ 32.005 millones, que sumando los ajustes habituales que deberían haberse incorporado a la tarifa con cada actualización por \$ 6.472 millones, totalizarían ingresos no percibidos por \$ 38.477 millones, incluyendo sus correspondientes intereses.

La principal consecuencia de dicha falta de ingresos ha sido la imposibilidad de Edenor de cumplir, en tiempo y forma, con los pagos a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) correspondientes a las compras de energía en el MEM.

El siguiente cuadro resume las deudas del Poder Concedente con esta distribuidora originadas por la falta de aplicación del marco normativo vigente:

En millones de pesos	Capital 31/3/2021	Interés 31/3/2021	TOTAL 31/3/2021	
1. Congelamiento Costo Propio de Distribución (CPD) desde diciembre 2018	18.657	5.813	24.470	32.005
2. Diferencias por Precio Estacional Res. 14/2019	2.435	1.125	3.560	
3. Diferencia de cálculo cuotas retroactivos 1° Año RTI	3.082	0	3.082	
4. Ingresos Diferidos a recuperar por caída de demanda	435	458	894	6.472
5. Diferencia ajuste impuestos y tasas	2.198	2.106	4.304	
6. Ajustes ex-post habituales	438	726	1.164	
7. Bonificaciones a Ent de Bien Público (EBP) y Usuarios Electrod. (EDP)	314	138	452	
8. Saldos por normalización de lecturas ASPO	552	0	552	
Total	28.111	10.366	38.477	

(1) Congelamiento Costo Propio de Distribución (CPD) desde diciembre 2018

Conforme el Acuerdo de Mantenimiento de Cuadros Tarifarios celebrado el 19 de septiembre de 2019 con el Estado Nacional, Edenor sólo está percibiendo parcialmente la actualización que debería haber entrado en vigencia a partir del día 1° de agosto de 2019, habiéndose diferido para el 1° de enero de 2020 la aplicación del Costo Propio de Distribución (CPD) con la actualización semestral que correspondía al 30 de junio de 2019.

Luego como consecuencia de la aplicación de la Ley 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva se encuentran pendientes aplicación las actualizaciones del CPD que deberían haber entrado en vigencia en Agosto 2019 (parcial), Febrero 2020, Agosto 2020 y Febrero 2021.

(2) Diferencias por Precio Estacional Res. 14/2019 (aumento implementado en agosto '19)

En el Acuerdo mencionado en el apartado anterior, Edenor aceptó que el precio estacional de la energía vigente al 1° de agosto de 2019 -cuyo pase a tarifa está previsto en la Ley 24.065- se trasladaría a partir del 1 de enero de 2020 y que a partir de esa fecha recuperaría mensualmente y en siete cuotas las diferencias de precio pagadas por Edenor.

(3) Diferencia de cálculo cuotas retroactivos 1° Año RTI

La RTI realizada durante 2016, resultó en el dictado de la Resolución ENRE N° 63/2016 y modificatorias, que aprobó -entre otras cosas- los valores del CPD resultantes de la RTI y dispuso que su incremento se haría efectivo en tres (3) tramos: uno aplicable desde febrero de 2017, otro a partir de noviembre de ese año, y el tercero a partir de febrero de 2018. Adicionalmente, dispuso que los ingresos producto del incremento que no percibiría la Distribuidora el primer año, se incorporarían al CPD en 48 cuotas mensuales a partir de febrero de 2018, y estableció un mecanismo de ajuste semestral aplicable ante una variación de precios de más del 5%, con la finalidad de acompañar los mayores costos que se generasen durante dicho período.

Percibidas las 12 primeras cuotas, el ENRE fijó por Resolución N° 27 del 31.01.2019 el valor de las restantes 36 cuotas, aplicando un criterio de actualización errado y diferente al empleado el año anterior. Es por ello que este cambio de criterio deja sentado un precedente que perjudica y seguirá afectando los ingresos de esta Distribuidora con cada actualización anual.

(4) Ingresos Diferidos por congelamiento tarifario a recuperar por caída de demanda

Corresponde el recupero de las diferencias por menor demanda real respecto de la prevista al momento de la determinación de las 5 cuotas de recupero por diferimiento del 50% de la actualización del CPD de agosto 2018 y el diferimiento del 100% de la actualización del CPD correspondiente a febrero 2019, calculadas sobre el período 1° de marzo 2019 al 31 de julio 2019 (valores que deberían según metodología aplicada en Res. ENRE 27/2019).

De acuerdo a las Resoluciones que aprobaron los diferimientos, se garantizaba el recupero por parte de la distribuidora de los montos no percibidos producto del congelamiento.

(5) Diferencia por ajuste de impuestos y tasas

Compensación por diferencial de estimación de Impuesto a las Transferencias Financieras (ITF) y ajuste ex post por actualización de ITF, Tasa de Seguridad e Higiene (TSH) y Tasa de Fiscalización y Control (TFC).

(6) Ajustes ex-post habituales

Corresponde a gastos facturados por CAMMESA y otros conceptos (incluye ajustes ex post por cargos por transporte, cargos por Prestación Adicional de la Función Técnica de Transporte (PAFTT), cargos por ampliación, etc.).

(7) Bonificaciones a Entidades de Bien Público (EBP) y Usuarios Electrodependientes (EDP)

Se encuentran pendientes de pago por parte del Estado Nacional a Edenor (lo que ha sido reclamado mediante recurso administrativo interpuesto ante el Ministerio de Hacienda de la Nación):

- Montos devengados desde el 26 de mayo de 2017 en adelante y mientras continúe vigente el régimen establecido para los Usuarios Electrodependientes por Cuestiones de Salud (Ley 27.351) en concepto de pago de gastos por la compra, instalación y mantenimiento de las Fuentes Alternativas de Energía (FAE) provistas a dichos usuarios, y el reconocimiento del VAD no percibido por la Distribuidora, por la facturación gratuita emitida a estos usuarios.
- La pérdida de ingresos por la facturación devengada conforme el régimen establecido para las Entidades de Bien Público (Ley 27.218) desde enero de 2017 en adelante -con más los intereses correspondientes- y su actualización mientras continúe vigente dicho régimen.

(8) Saldos por normalización de estimaciones durante el ASPO

Corresponde al saldo por diferencias de estimación a favor de la Distribuidora generadas por la imposibilidad de lectura durante el ASPO que la Resolución ENRE 27/20 estableció se recuperaran en cuotas y cuya implementación ha sido diferida por el regulador sin fecha cierta de aplicación.

Como ya se ha señalado en distintas presentaciones hechas a las Autoridades, la eventual renuncia de Edenor a derechos y acciones con causa en la prohibición de aplicar los cuadros tarifarios correspondientes, dependerá del resultado de la renegociación de la RTI y del eventual reconocimiento de la totalidad de los ingresos no percibidos, ya sea en el marco del proceso de regularización de la obligaciones con CAMMESA (Resolución SE 40/21), o bien como resultado de la renegociación de la RTI dispuesta por el Poder Concedente mediante el DNU N°1020/20.

De más está decir que esta situación se ha visto reflejada en los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2020 que la Sociedad ha presentado ante la Comisión Nacional de Valores y la Bolsa y Mercados de Buenos Aires el pasado 9 de marzo de 2020. Según surge de dichos Estados Financieros, todo expresado en moneda homogénea de cierre, como consecuencia de las medidas adoptadas la Sociedad ha presentado en el ejercicio 2020 ingresos por servicios menores en un 25% comparado con el ejercicio anterior, llegando a los AR\$ 91.316 millones (contra los AR\$ 122.437 del ejercicio 2019), debido principalmente al congelamiento tarifario tanto del VAD y el no trasladado a tarifa del precio estacional de la energía, que implicaron una caída de los ingresos en términos reales. Estos menores ingresos son consecuencia de la falta de

actualización por inflación del CPD desde marzo 2019, y al mantenimiento del precio de la energía (el último incremento de 5% fue en mayo 2019).

Lo anterior resultó en que el EBITDA ajustado al cierre de 2020 disminuyó 69% comparado con el del año anterior: AR\$ 4.306 millones vs. AR\$ 14.002 millones en 2019. Esta caída se explica principalmente por la disminución en el margen bruto producto de los menores ingresos por ventas en términos reales como consecuencia del congelamiento tarifario y costos operativos que se mantuvieron prácticamente constantes.

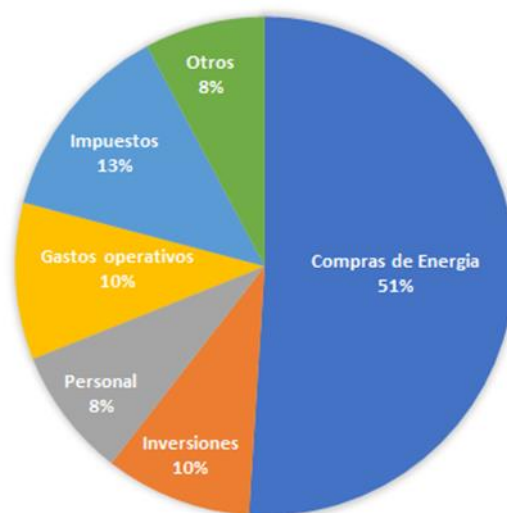
El resultado neto acumuló en 2020 una pérdida de AR\$ 17.698 millones, comparado con una ganancia de AR\$ 16.518 en el ejercicio 2019. La variación se debe principalmente al reconocimiento de una desvalorización de los activos de la Sociedad por AR\$ 17.396 millones. Se han identificado indicios de deterioro de valor en los activos de la Sociedad al 31 de diciembre de 2020, como consecuencia del incumplimiento del marco regulatorio, la incertidumbre respecto de los ingresos futuros de la sociedad y los términos de renegociación de la RTI, motivo por el cual se plantearon diversos escenarios posibles ponderando factores tales como el contexto macroeconómico actual y la proyección del negocio de la Sociedad a mediano y largo plazo.

Todos los ingresos se reinvierten - No se distribuyen dividendos desde hace 19 años

Resulta importante destacar que desde el año 2002 todos los ingresos que tuvo esta Distribuidora tuvieron como destino las inversiones y los gastos necesarios para mantener la operación del servicio público concesionado.

Es decir, hace 19 años que Edenor no distribuye dividendos a sus accionistas, como si está estipulado en la ley 24.065 y el marco regulatorio que establece una rentabilidad justa y razonable para ellos. Todos los ingresos percibidos fueron reinvertidos dentro de la Compañía. Esto permitió alcanzar los niveles de calidad de servicio y satisfacción al cliente que se mencionan más adelante en esta presentación.

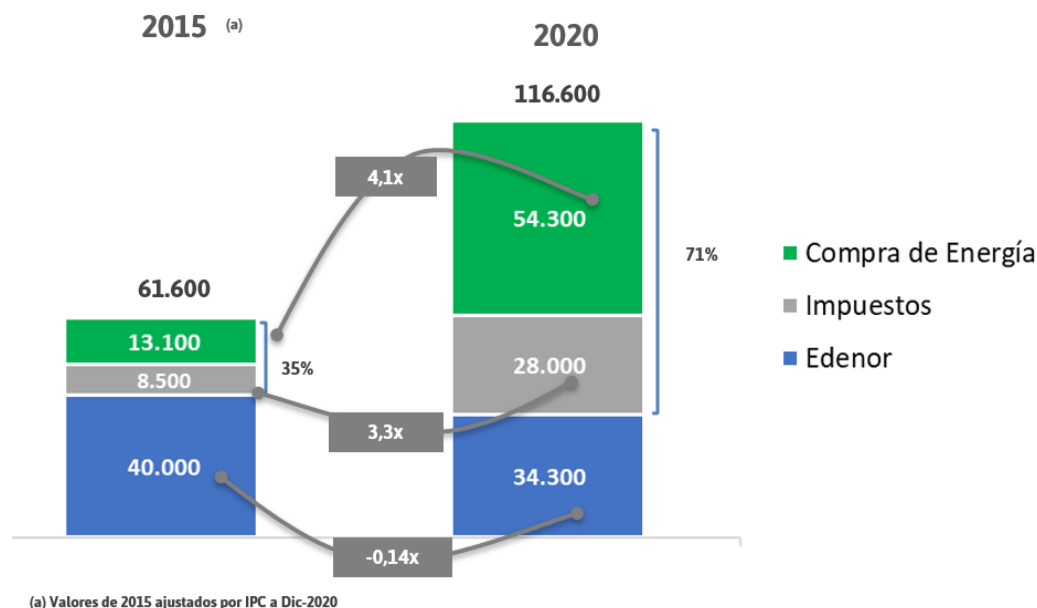
A modo de ejemplo, en el siguiente gráfico se expone el destino del 100 % de los ingresos de Edenor del Periodo 2015-2020:



Resulta importante mencionar que los incrementos tarifarios de los últimos años tuvieron como destino principal al Estado Nacional y no a esta Distribuidora.

Haciendo una comparación entre el destino que tenía la recaudación de Edenor en el año 2015 y el año 2020 (ambas cifras ajustadas por IPC a diciembre 2020), puede observarse cómo el incremento de ésta obedece fundamentalmente al incremento del costo de energía eléctrica incluido en la tarifa y los impuestos aplicables, como consecuencia de la política adoptada por el gobierno anterior abocada a la reducción de subsidios aportados por el Estado Nacional al MEM. Es así que de la recaudación de la Distribuidora por todo concepto se destinaba el 35% al pago de compras de energía e impuestos en 2015, pasando a representar el 71% en 2020.

En el gráfico que se muestra a continuación, puede apreciarse cómo la compra de energía a valores constantes del 2020 se incrementó por 4,1 veces, el pago de impuestos por 3,3 veces, mientras que los ingresos de la Distribuidora para afrontar los gastos y las inversiones se vio reducido en 0,14 veces:



Como conclusión, se destaca que **todos los ingresos tarifarios percibidos por la Distribuidora fueron aplicados a inversiones y a la mejora en la operación del servicio público concesionado, sin distribución de dividendos** a los accionistas desde el año 2002.

Asimismo, queda demostrado que **el incremento tarifario de los últimos años fue causado fundamentalmente por el aumento en el costo de la energía, que no afecta los ingresos de esta Distribuidora**, con el objetivo de reducir los subsidios afrontados por el Estado Nacional.

4. PAUTAS DE LA CALIDAD DE SERVICIO TÉCNICO FIJADAS EN LA RTI Y PERFORMANCE DE LA DISTRIBUIDORA

Las pautas fijadas en la RTI 2017-2021 fueron establecidas en la Resolución ENRE N° 63/2017 y sus normas modificatorias y complementarias, y establecen un sendero de mejora para la Calidad de Servicio para cada Partido/Comuna y para cada año del período.

El sendero definido establece una mejora gradual a lo largo del período con el objetivo de alcanzar al final de este una CRM (Calidad Media de Referencia).

La recomposición gradual de la Calidad de Servicio para el período reconoce el retraso de inversiones existente al inicio, causado por la imposibilidad de financiamiento de los planos de inversiones necesarios.

Los senderos resultantes tanto para los indicadores Índice de Frecuencia Media de Interrupción del Sistema (*System Average Interruption Frequency Index*) (SAIFI) en un período determinado, representa la cantidad de interrupciones que afectaron a los usuarios en promedio, y se calcula como el total de usuarios interrumpidos en “n interrupciones” / total de usuarios abastecidos; y el índice SAIDI: índice de duración media de interrupción del sistema (*System Average Interruption Duration Index*) en un período determinado, representa la

duración de interrupciones que afectaron a los usuarios en promedio, y se calcula como el total de horas-usuarios interrumpidos en “n interrupciones” / el total de usuarios abastecidos.

SAIFI:

SAIFI - SEMESTRE RTI	SENDERO RTI - PERIODO 2017-2022												
PARTIDO	COMUNA	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53
3 DE FEBRERO	-	4,324	4,228	4,123	4,008	3,882	3,743	3,592	3,426	3,244	3,044	3,244	3,244
CAPITAL FEDERAL	COMUNA 2	1,831	1,771	1,707	1,639	1,567	1,490	1,409	1,324	1,233	1,136	1,233	1,233
	COMUNA 11	4,261	4,132	3,987	3,824	3,639	3,430	3,195	2,929	2,629	2,291	2,629	2,629
	COMUNA 12	2,692	2,613	2,529	2,437	2,339	2,233	2,118	1,994	1,861	1,717	1,861	1,861
	COMUNA 13	2,079	2,075	2,072	2,068	2,065	2,061	2,058	2,054	2,051	2,047	2,051	2,051
	COMUNA 14	2,159	2,122	2,083	2,043	2,001	1,958	1,914	1,867	1,819	1,769	1,819	1,819
	COMUNA 15	2,659	2,614	2,568	2,519	2,468	2,415	2,359	2,301	2,240	2,177	2,240	2,240
ESCOBAR	-	6,235	6,082	5,906	5,703	5,469	5,199	4,888	4,530	4,116	3,640	4,116	4,116
GRAL LAS HERAS	-	22,470	22,098	21,588	20,887	19,927	18,609	16,800	14,319	10,915	6,244	10,915	10,915
GRAL RODRIGUEZ	-	13,574	13,288	12,919	12,446	11,836	11,052	10,044	8,747	7,078	4,932	7,078	7,078
HURLINGHAM	-	7,376	7,152	6,877	6,541	6,130	5,626	5,010	4,255	3,331	2,200	3,331	3,331
ITUZAINGO	-	8,031	7,807	7,532	7,196	6,785	6,281	5,664	4,910	3,985	2,854	3,985	3,985
JOSÉ C PAZ	-	7,601	7,405	7,171	6,892	6,557	6,157	5,679	5,108	4,424	3,607	4,424	4,424
LA MATANZA	-	5,420	5,274	5,106	4,914	4,694	4,442	4,152	3,821	3,441	3,005	3,441	3,441
MALVINAS ARGENTINAS	-	5,869	5,712	5,529	5,319	5,075	4,792	4,466	4,087	3,650	3,143	3,650	3,650
MARCOS PAZ	-	6,540	6,421	6,288	6,139	5,972	5,786	5,577	5,344	5,082	4,790	5,082	5,082
MERLO	-	5,475	5,343	5,194	5,025	4,833	4,617	4,371	4,094	3,780	3,424	3,780	3,780
MORENO	-	7,190	7,034	6,853	6,644	6,403	6,123	5,800	5,427	4,995	4,496	4,995	4,995
MORÓN	-	4,378	4,239	4,080	3,899	3,692	3,457	3,189	2,884	2,536	2,140	2,536	2,536
PILAR	-	7,850	7,667	7,450	7,193	6,889	6,529	6,104	5,600	5,004	4,299	5,004	5,004
SAN FERNANDO	-	4,233	4,115	3,984	3,837	3,673	3,489	3,284	3,055	2,798	2,512	2,798	2,798
SAN ISIDRO	-	2,880	2,814	2,743	2,668	2,588	2,503	2,412	2,315	2,211	2,101	2,211	2,211
GRAL SAN MARTÍN	-	4,053	3,951	3,838	3,713	3,576	3,425	3,258	3,075	2,872	2,649	2,872	2,872
SAN MIGUEL	-	8,184	7,971	7,712	7,397	7,016	6,554	5,992	5,311	4,485	3,482	4,485	4,485
TIGRE	-	4,415	4,321	4,219	4,107	3,984	3,850	3,704	3,543	3,368	3,176	3,368	3,368
VICENTE LÓPEZ	-	2,759	2,705	2,648	2,587	2,524	2,457	2,386	2,312	2,234	2,151	2,234	2,234

SAIDI:

SAIDI - SEMESTRE RTI	SENDERO RTI - PERIODO 2017-2022												
PARTIDO	COMUNA	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53
3 DE FEBRERO	-	10,352	10,132	9,865	9,538	9,140	8,655	8,063	7,340	6,460	5,386	6,460	6,460
CAPITAL FEDERAL	COMUNA 2	5,422	5,264	5,081	4,870	4,625	4,341	4,013	3,632	3,192	2,682	3,192	3,192
	COMUNA 11	12,724	12,472	12,156	11,760	11,264	10,644	9,866	8,893	7,674	6,147	7,674	7,674
	COMUNA 12	7,323	7,184	7,025	6,844	6,638	6,403	6,136	5,831	5,484	5,088	5,484	5,484
	COMUNA 13	5,596	5,563	5,530	5,495	5,459	5,422	5,384	5,345	5,304	5,262	5,304	5,304
	COMUNA 14	5,316	5,246	5,170	5,090	5,004	4,912	4,813	4,707	4,594	4,473	4,594	4,594
	COMUNA 15	7,247	7,131	7,001	6,857	6,696	6,516	6,315	6,091	5,840	5,561	5,840	5,840
ESCOBAR	-	21,838	21,480	20,994	20,335	19,439	18,224	16,573	14,331	11,288	7,156	11,288	11,288
GRAL LAS HERAS	-	49,127	48,620	47,855	46,703	44,967	42,350	38,405	32,460	23,500	9,995	23,500	23,500
GRAL RODRIGUEZ	-	32,421	32,008	31,424	30,599	29,434	27,787	25,459	22,171	17,523	10,956	17,523	17,523
HURLINGHAM	-	22,098	21,713	21,179	20,441	19,417	17,999	16,036	13,316	9,548	4,330	9,548	9,548
ITUZAINGO	-	22,606	22,220	21,685	20,944	19,917	18,494	16,521	13,787	9,998	4,747	9,998	9,998
JOSÉ C PAZ	-	21,079	20,731	20,262	19,630	18,778	17,630	16,082	13,995	11,183	7,392	11,183	11,183
LA MATANZA	-	23,646	23,262	22,730	21,994	20,975	19,565	17,613	14,911	11,171	5,994	11,171	11,171
MALVINAS ARGENTINAS	-	15,856	15,554	15,161	14,649	13,982	13,114	11,985	10,513	8,598	6,104	8,598	8,598
MARCOS PAZ	-	24,889	24,532	24,047	23,388	22,495	21,282	19,635	17,400	14,367	10,249	14,367	14,367
MERLO	-	19,170	18,820	18,348	17,711	16,851	15,689	14,122	12,007	9,151	5,297	9,151	9,151
MORENO	-	21,026	20,690	20,242	19,644	18,844	17,777	16,351	14,447	11,904	8,507	11,904	11,904
MORÓN	-	13,252	12,954	12,567	12,066	11,414	10,569	9,472	8,047	6,199	3,800	6,199	6,199
PILAR	-	20,865	20,528	20,079	19,478	18,674	17,601	16,166	14,248	11,685	8,259	11,685	11,685
SAN FERNANDO	-	15,170	14,848	14,422	13,859	13,114	12,129	10,827	9,106	6,829	3,820	6,829	6,829
SAN ISIDRO	-	6,004	5,839	5,647	5,424	5,164	4,860	4,507	4,096	3,617	3,059	3,617	3,617
GRAL SAN MARTÍN	-	10,421	10,202	9,936	9,611	9,216	8,734	8,147	7,431	6,559	5,496	6,559	6,559
SAN MIGUEL	-	19,149	18,805	18,343	17,723	16,889	15,769	14,263	12,240	9,522	5,869	9,522	9,522
TIGRE	-	19,398	19,060	18,608	18,003	17,194	16,111	14,662	12,723	10,130	6,660	10,130	10,130
VICENTE LÓPEZ	-	5,960	5,790	5,592	5,360	5,089	4,772	4,401	3,968	3,460	2,867	3,460	3,460

Los indicadores resultantes de la gestión para el período transcurrido de la RTI (2017-2020), tanto para los indicadores SAIFI como SAIDI son los detallados a continuación:

SAIFI:

		SAIFI							
PARTIDO	COMUNA	SEM 42	SEM 43	SEM 44	SEM 45	SEM 46	SEM 47	SEM 48	SEM 49 (*)
3 DE FEBRERO		2,518	3,483	2,360	2,062	1,933	2,088	1,926	1,353
ESCOBAR		6,618	7,262	4,759	6,539	4,456	4,120	3,207	2,722
GRAL LAS HERAS		19,501	31,850	10,739	11,998	10,489	10,811	5,668	6,471
GRAL RODRIGUEZ		9,846	9,083	5,891	6,957	5,111	4,901	5,893	3,540
GRAL SAN MARTIN		2,748	2,863	2,857	3,474	2,639	2,494	1,765	1,438
HURLINGHAM		2,567	4,041	2,257	3,043	2,637	1,509	1,654	1,440
ITUZAINGO		4,299	3,262	3,150	2,725	3,160	2,599	1,852	2,080
JOSE C. PAZ		9,523	6,492	6,191	3,661	4,336	3,072	3,548	3,274
LA MATANZA		5,257	5,609	4,796	3,657	4,146	4,131	2,944	2,209
MALVINAS ARGENTINAS		4,099	6,088	4,541	3,708	3,226	3,005	4,245	2,703
MARCOS PAZ		10,747	13,459	10,084	9,833	9,574	6,931	2,705	3,322
MERLO		4,618	3,303	4,992	4,370	5,187	3,703	3,165	2,225
MORENO		8,050	5,479	4,924	4,326	3,830	2,892	3,840	2,289
MORON		3,014	3,386	2,364	2,393	2,478	2,271	1,693	1,242
PILAR		8,715	6,881	6,371	6,564	4,149	4,217	3,729	3,171
SAN FERNANDO		5,865	6,475	4,619	2,693	2,862	3,771	2,568	2,845
SAN ISIDRO		1,945	3,385	1,760	1,815	1,249	1,591	1,247	1,120
SAN MIGUEL		6,083	5,636	4,273	4,090	3,731	3,519	3,057	3,136
TIGRE		5,836	7,710	5,253	4,733	4,335	3,435	3,027	2,498
VICENTE LOPEZ		2,443	2,593	1,919	1,753	1,668	1,256	1,007	1,138
CABA	COMUNA 2	1,117	0,709	0,819	1,420	0,645	0,867	0,392	0,479
	COMUNA 11	3,006	4,195	3,215	2,604	0,547	0,330	0,689	1,224
	COMUNA 12	1,675	1,496	1,634	1,360	0,694	0,759	1,398	0,372
	COMUNA 13	1,276	1,467	1,086	1,399	0,870	1,046	0,514	0,585
	COMUNA 14	0,945	1,071	0,752	1,580	0,832	0,789	0,687	0,545
	COMUNA 15	1,929	1,334	1,501	1,733	0,909	1,121	1,177	0,359

(*) ACUMULADO A ENERO 2021

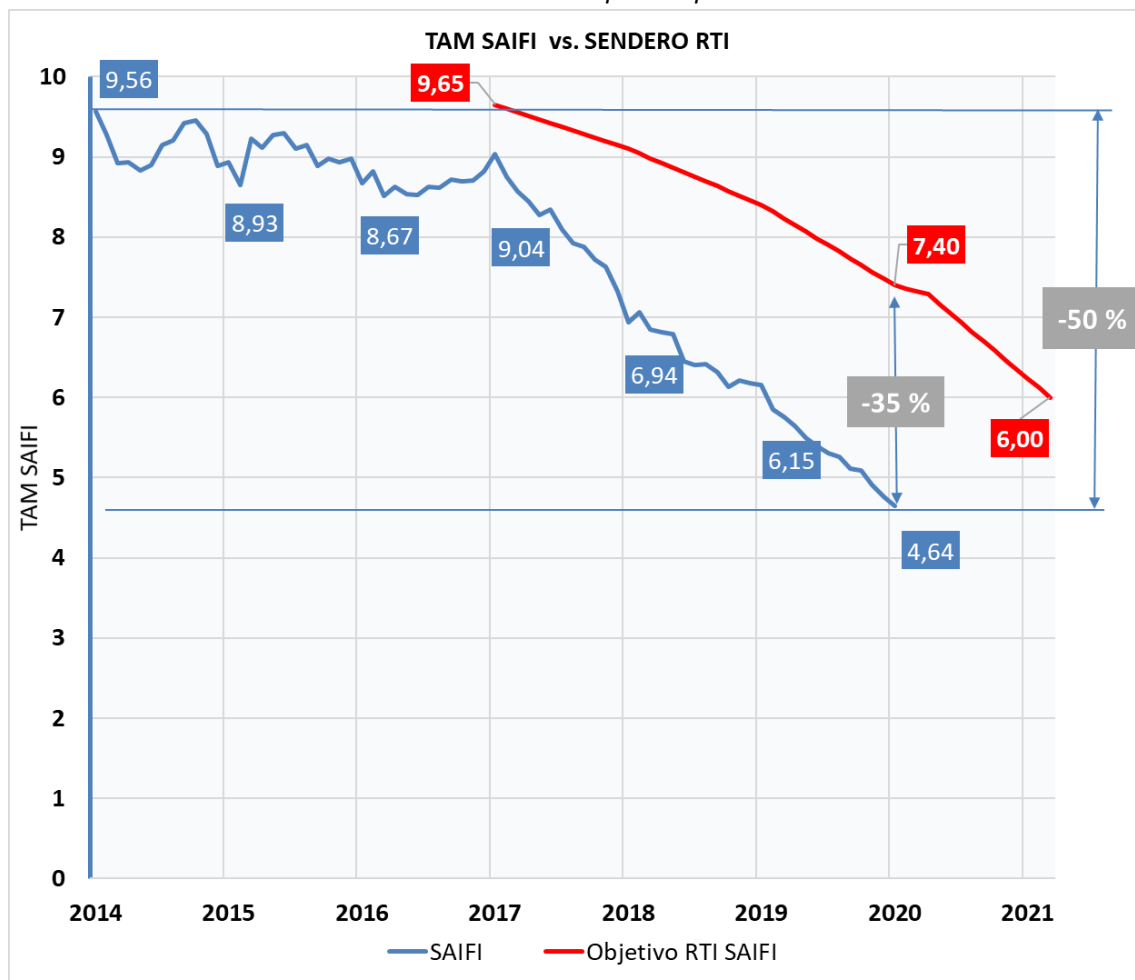
SAIDI:

		SAIDI [hs]							
PARTIDO	COMUNA	SEM 42	SEM 43	SEM 44	SEM 45	SEM 46	SEM 47	SEM 48	SEM 49 (*)
3 DE FEBRERO		5,051	8,887	7,663	4,626	4,110	5,226	3,881	3,475
ESCOBAR		20,594	24,457	20,045	21,851	14,066	11,512	9,994	9,552
GRAL LAS HERAS		26,784	62,865	27,646	26,784	21,059	23,012	11,557	11,695
GRAL RODRIGUEZ		24,496	37,657	25,600	20,320	15,512	12,769	16,314	8,995
GRAL SAN MARTIN		5,578	7,365	8,226	7,194	6,440	5,899	5,191	3,575
HURLINGHAM		7,581	10,130	8,972	6,723	7,355	4,549	4,396	3,301
ITUZAINGO		10,793	10,193	8,275	6,759	7,670	4,898	4,382	4,355
JOSE C. PAZ		24,658	19,280	22,757	10,798	13,251	8,692	11,672	9,624
LA MATANZA		18,142	20,133	18,191	9,702	10,140	9,830	7,237	5,044
MALVINAS ARGENTINAS		12,310	19,603	15,970	10,320	10,106	7,139	11,009	8,408
MARCOS PAZ		21,624	55,230	30,302	23,282	15,150	19,296	5,900	8,185
MERLO		11,912	11,330	19,554	10,215	11,298	7,399	7,622	4,882
MORENO		24,948	23,427	24,855	13,591	12,677	8,553	12,327	6,185
MORON		5,821	10,782	7,492	7,395	5,806	5,744	3,892	2,760
PILAR		27,595	22,044	27,169	16,254	12,244	9,737	10,605	7,546
SAN FERNANDO		19,467	18,936	17,436	12,396	9,960	14,489	8,650	11,721
SAN ISIDRO		4,090	6,051	4,313	3,039	2,773	3,630	3,351	2,008
SAN MIGUEL		15,690	18,103	15,977	11,938	8,719	8,813	8,887	7,925
TIGRE		19,034	24,471	19,444	17,436	14,816	10,849	9,590	11,075
VICENTE LOPEZ		5,452	4,720	4,449	3,055	2,840	2,670	2,043	1,973
CABA	COMUNA 2	3,769	2,671	3,275	4,204	1,770	1,773	0,835	1,038
	COMUNA 11	7,533	12,366	15,131	5,461	1,636	0,743	0,708	2,631
	COMUNA 12	4,366	4,675	5,078	3,882	1,956	1,752	1,779	0,840
	COMUNA 13	4,144	4,148	3,923	3,354	1,952	1,774	1,021	1,372
	COMUNA 14	3,191	3,124	3,170	3,884	2,019	1,585	1,176	0,895
	COMUNA 15	5,608	4,033	5,600	4,317	2,828	2,078	1,213	0,791

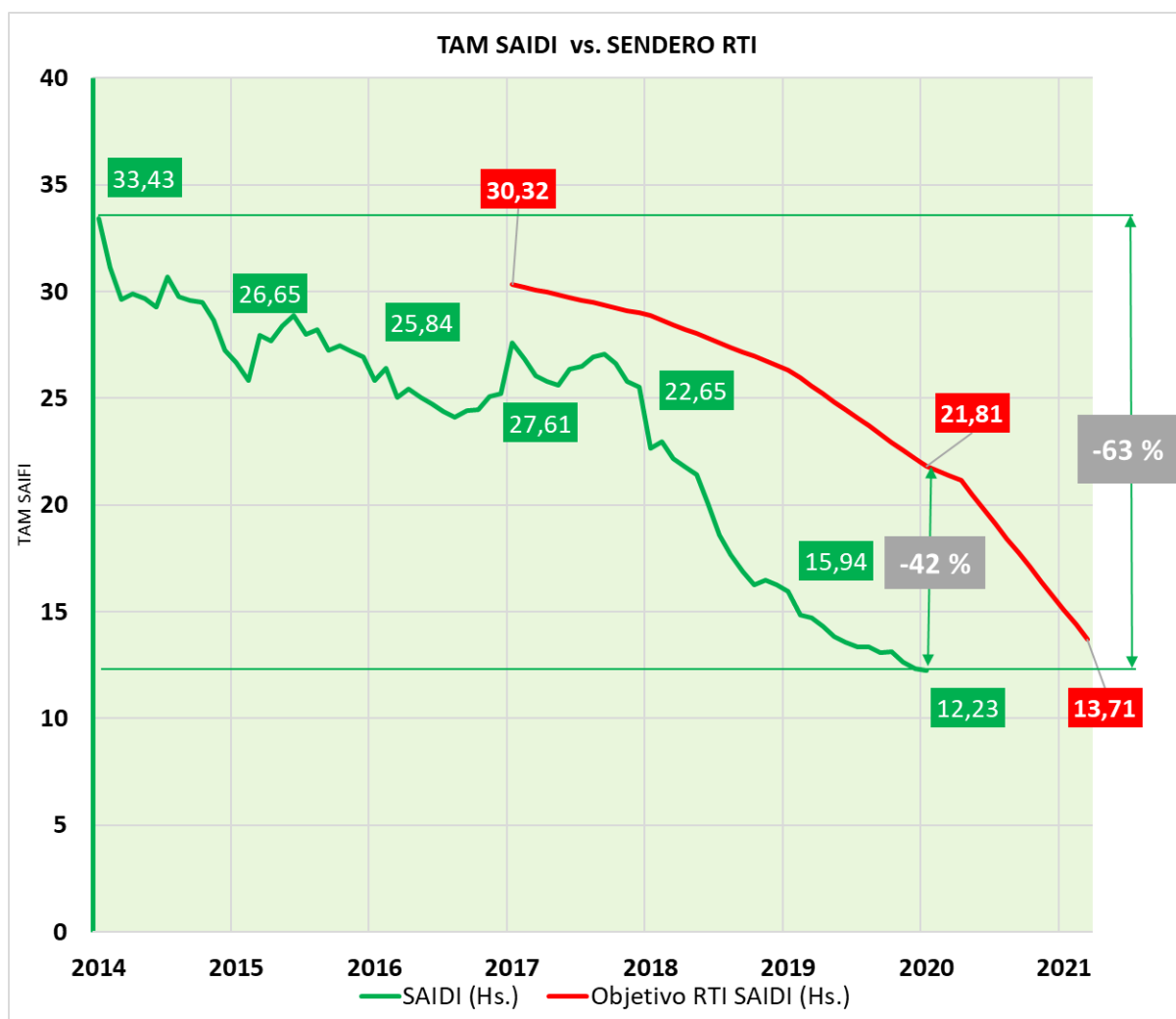
(*) ACUMULADO A ENERO 2021

La mejora asociada a la Calidad de Servicio se evidencia en la evolución de sus indicadores que se ve reflejada en los siguientes gráficos indicadores SAIFI y SAIDI a nivel Edenor:

Evolución TAM de SAIFI Edenor para el período 2014-2020



Evolución TAM de SAIDI Edenor para el período 2014-2020



Estrategia de mantenimiento

Se logró un cumplimiento récord de los planes de mantenimiento de activos de transmisión (total de activos 25.000). Se realizó el mantenimiento de 700 seccionadores de A.T. en servicio. Se renovaron 184.000 postes de BT en los últimos 4 años (total aproximado de postes BT: 1.108.000). Se renovaron 16.000 postes de MT en los últimos 4 años (total de postes MT: 88.000).

A partir de contar con el sistema EAM se implementó el aprovechamiento de los Pedidos de Instalaciones para realizar en el mismo momento todas las adecuaciones que se advierten

necesarias, evitándose así interrumpir el servicio más de una vez a un mismo grupo de clientes, disminuyendo los indicadores SAIDI y SAIFI.

En el **ANEXO 1 – MANTENIMIENTO**, se indican las principales implementaciones de los últimos años en esa materia, como así también sus principales indicadores.

5. PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Las pérdidas de energía exponen la diferencia entre la energía comprada y la energía vendida. Las mismas tienen dos componentes absolutamente diferentes; las que son de origen técnico y las llamadas no técnicas. Las pérdidas técnicas son el resultado de la actividad de transporte, distribución y transformación de la energía y se pierde transformándose en calor.

Las pérdidas no técnicas se producen, casi en su totalidad, a partir del consumo de energía no registrado y se deben principalmente al uso clandestino de sus servicios o sea, el robo de energía. Las pérdidas de energía le demandan a la Empresa la compra de una energía que podrá. El factor de pérdida actual reconocido en tarifa en virtud de su concesión resulta en aproximadamente 9,1%, apenas un poco por sobre el valor de las pérdidas técnicas y que no tiene en cuenta en absoluto la realidad de la situación socioeconómica de una gran parte del conurbano.

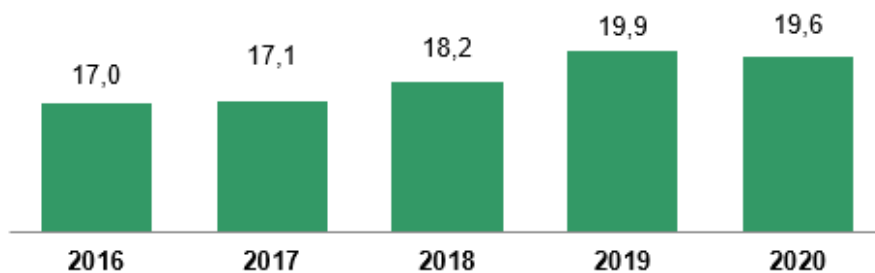
La Tasa Anual Móvil (“TAM”) de pérdidas totales del año 2020 fue del 19,61%, levemente menor con respecto al año anterior, que fue 19,90%.

Las mayores pérdidas se produjeron durante el primer trimestre de 2020, donde alcanzaron el 20.20 %, en virtud del contexto político asociado al marco socioeconómico. Si bien el valor absoluto de pérdidas en GWh fue un poco menor al del año 2019, sigue siendo un porcentaje muy alto que implica una pérdida aproximada de ARS 8.500 Millones anuales.

En las Regiones II y III se siguen produciendo nuevos asentamientos de familias muy carenciadas, que se suman a los crecimientos de los ya existentes. Estos hechos se verifican fundamentalmente en el tercer cordón del Gran Buenos Aires dónde el robo de energía representa el principal factor en el incremento de las pérdidas totales.

Durante el año 2020 se efectuaron aproximadamente 518.000 inspecciones de medidores en Tarifa 1 con un 54% de efectividad. En los últimos cuatro años se normalizaron más de 250.000 situaciones de conexiones irregulares, aunque se observa una llamativa tasa de reincidencia en el fraude.

Tasa Anual Móvil de PÉRDIDA DE ENERGÍA %



La TAM de pérdidas crece por un factor absoluto, las pérdidas en GWh, y por un factor relativo, causado por la fuerte disminución de la facturación de los Grandes Clientes, en los cuales el fraude es mínimo.

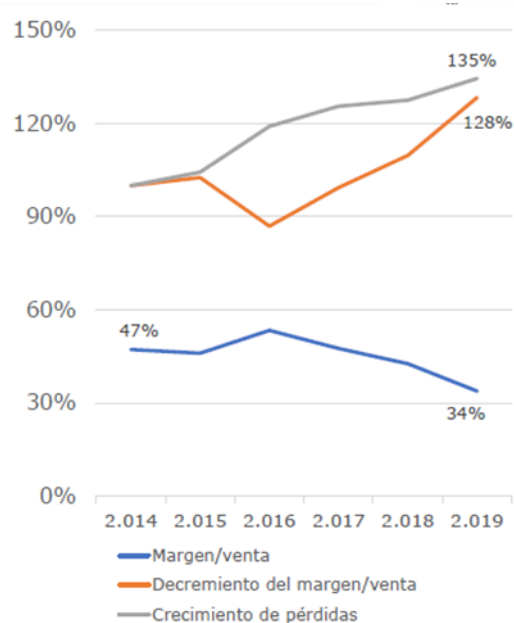
Evolución de las pérdidas vs el margen

El siguiente gráfico muestra la evolución de las pérdidas versus el margen y la correlación entre ambos:

Un análisis simplificado de la variación porcentual del margen/ventas Vs. la variación de las pérdidas en los últimos 5 años evidencia que existe una cierta relación.

- 28% decreció el margen
- 35% crecieron las pérdidas

Si bien no es una comparación precisa se verifica que existe una correlación entre la evolución de los valores físicos de las pérdidas con los valores económicos del margen, confirmando la existencia de un incremento en los valores de pérdidas.



Con el objetivo de reducir las pérdidas no técnicas (además de satisfacer la demanda y mejorar la calidad del servicio), gran parte de las inversiones que se vienen realizando desde años anteriores fueron destinadas al incremento de la capacidad, la instalación de equipamiento de telecontrol en la red de media tensión y la conexión de los nuevos suministros.

En ese mismo sentido, en lo que hace a procesos de soporte operativos y técnicos se ha desarrollado e implementado la primera fase de un nuevo sistema de balance de energía para una mejor gestión de fraudes y pérdidas de energía, y se comenzó a desarrollar microbalances

de energía en los barrios privado,s dentro del área geográfica de la concesión, detectando proactivamente potenciales fraudes. Complementariamente, se implementaron aplicaciones móviles que permiten direccionar y detectar fraudes que se complementan con el modelo predictivo de pérdidas no técnicas basado en *machine learning*.

Recupero de Energía

La adulteración de medidores y las conexiones clandestinas, representan una de las mayores problemáticas de la Compañía habiéndose comprobado que las irregularidades alcanzan a unos 500.000 casos.

Como consecuencia de las inspecciones y según el tipo de fraude, se realiza un análisis de la facturación y se envía dicho resultado al área de Negociación para la facturación y gestión del cobro. La pandemia y el contexto económico y social fueron factores que tuvieron una alta incidencia en este proceso.

Para atenuar esta situación, en 2020 replanteamos el plan de recupero de energía. Se establecieron políticas flexibles que permitieron mejorar la cobranza, sin recurrir a actividades de corte de suministro. Además, se reforzó la segmentación de los casos a recuperar y se desarrollaron nuevos canales de comunicación.

Como complemento fundamental, el 35% del personal de atención presencial a los clientes fue capacitado para efectuar la negociación telefónica de aquellos clientes (T1 y T2) cuya inspección derivó en una anomalía de tipo fraude y/o técnica.

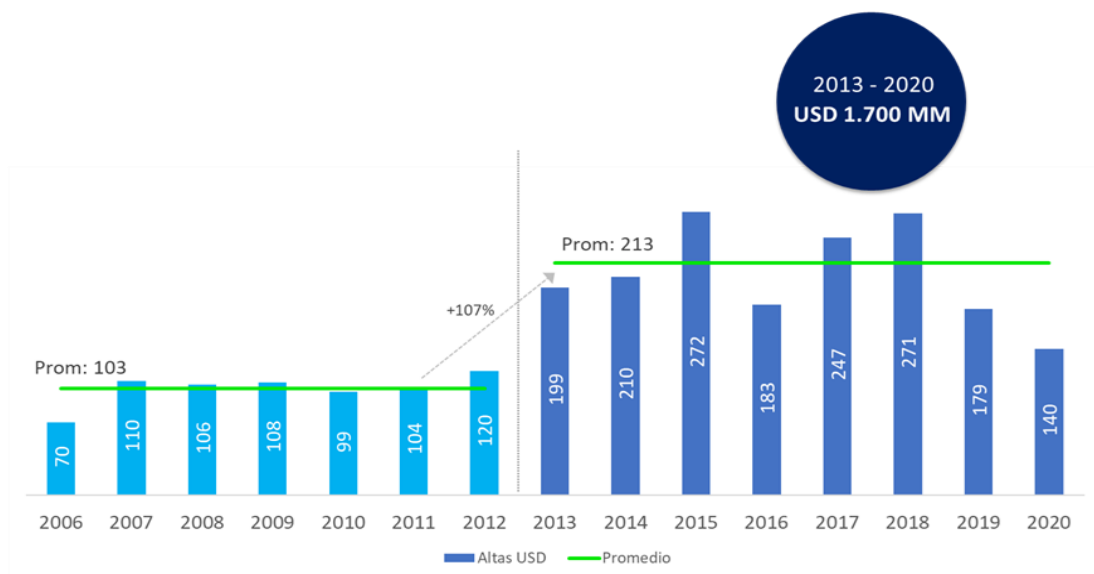
Visto que la propensión al fraude y su reincidencia representa magnitudes alarmantes, muy superiores a las que se verificaban históricamente, es imprescindible contar con procedimientos de normalización ágiles y también penalizaciones disuasorias, que permitan retomar un sendero de normalidad en la registración de los consumos. Con esto se lograría, además de disminuir las pérdidas económicas que le representan a la empresa, regularizar los peligros que representan para la seguridad pública las manipulaciones irregulares de las instalaciones.

6. INVERSIONES REALIZADAS DESDE 2014 HASTA 2020

Para satisfacer la demanda y mejorar la prestación del servicio, la mayor parte de las inversiones fueron destinadas al incremento de la estructura de las redes, al refuerzo de instalaciones existentes y a la incorporación de nuevas tecnologías como el telecontrol y la tele-supervisión de la red de media tensión.

Edenor continuó realizando sus mejores esfuerzos por mejorar sustancialmente los niveles de la calidad de servicio y calidad de producto, como así también se realizaron importantes inversiones en beneficio de la protección del medio ambiente y seguridad en la vía pública.

En términos comparativos, se muestra la evolución de las inversiones de los últimos 15 años en Millones de USD. Dicha evolución muestra el aumento sostenido en términos reales que ha realizado la Sociedad desde el año 2013:



A los efectos de ilustrar las inversiones realizadas, en el archivo adjunto a la presente (**ANEXO 2 - INVERSIONES**) se detallan las obras ejecutadas y las principales inversiones realizadas para cada una de las actividades que componen la cadena eléctrica de la distribución de energía eléctrica, para cada año.

Visión Digital

Edenor durante los últimos años desplegó su visión digital, buscando incrementar la eficiencia de sus procesos del negocio. En esa línea dentro del plan de inversiones desarrollado hay un apartado especial para las inversiones en sistemas y tecnologías con el afán de mejorar los procesos, la calidad y la experiencia de los clientes, poniendo a Edenor en la vanguardia de las tecnologías aplicada a las empresas de distribución de energía.

Los principales proyectos que se realizaron fueron:

- Digitalización del proceso de gestión de los trabajos en campo, mediante la implementación de un sistema (FSM: *Field Service Management*) que optimizó la priorización, asignación, cumplimiento y seguimiento de las tareas de las cuadrillas.
- Implementación de un sistema de gestión de mantenimiento (SAP EAM: *Enterprise Asset Management*) para optimizar los procesos de mantenimiento preventivo y correctivo e implementación de un sistema de mantenimiento predictivo para MT, basado en inteligencia artificial.
- Implementación de un sistema de gestión de proyectos e inversiones (SAP PS: *Project System*).

- Implementación de una plataforma para la gestión de los procesos de reclutamiento, capacitación y evaluación del desempeño del capital humano (*SAP Success Factors*).
- Robustecimiento del ambiente de ciberseguridad, especialmente en entornos industriales, alineándolo con estándares nacionales e internacionales de gestión de infraestructuras críticas. Esto incluyó la definición de políticas y estándares, la implementación de nuevas tecnologías de protección y la segmentación de las redes de datos.
- Protección de los activos edilicios y eléctricos mediante la incorporación de tecnologías de gestión de accesos y seguridad perimetral física, incluyendo la instalación de poco menos de 1.000 equipos de videovigilancia.
- Digitalización de la gestión de almacenes (*SAP Warehouse Management*).
- Digitalización del proceso de gestión de los trabajos de poda.
- Implementación de una red social interna para la gestión de las comunicaciones de la compañía (*SAP Jam*).
- Actualización y modernización del sistema de facturación y gestión de clientes (*Oracle CC&B*) a la última versión.
- Actualización, incorporación de mejoras y modernización integral de la aplicación para la interacción con clientes (*edenordigital*), dotándolo de más y mejores funcionalidades y alistándolo para soportar el crecimiento de clientes digitales.
- Migración de tecnología y ampliación de la plataforma de *contact center*, consistente en la renovación de la infraestructura y sistemas que soportan la gestión del centro de atención telefónico.
- Optimización y digitalización del proceso de gestión de proveedores y abastecimientos a partir de la implementación de una plataforma tecnológica (*SAP Ariba*) que permite gestionar íntegramente los procesos de aprovisionamiento.
- Robustecimiento de la plataforma de integración entre los sistemas de la compañía a partir de la implementación de una nueva tecnología que facilita la integración online (*RedHat Fuse*).
- Migración a la nube del ERP de la compañía (*SAP ECC*) para incrementar la disponibilidad de las aplicaciones.
- Migración de tecnologías, robustecimiento y ampliación de la capacidad de la red de datos troncal de la compañía.
- Digitalización del proceso de certificación en riesgo eléctrico a partir de tecnologías de realidad virtual.

7. PLAN DE INVERSIONES PROPUESTO

La Compañía prevé una inversión de \$18.777 Millones para el 2021 y de \$22.234 Millones para el 2022. Las inversiones previstas se destinarán a cada una de las actividades que componen la cadena eléctrica de distribución de energía según el siguiente detalle:

Destino de las inversiones	Participación
Estructura y Mejora de red	43%
Nuevos Suministros	13%
Comunicaciones y Telecontrol	12%
Recuperación de energía	10%
Otras inversiones eléctricas	2%
Infraestructura (flota, inmuebles y sistemas)	20%

Los proyectos/obras incluidas son las mínimas necesarias para mantener la calidad de servicio según las normas vigentes, con el crecimiento de demanda proyectado.

La ejecución de las obras mencionadas está supeditada a la emisión oportuna de los permisos correspondientes por parte de los distintos organismos de control y del Ente Regulador.

Cabe mencionar que el cumplimiento del plan presentado dependerá de la situación sanitaria futura respecto a la pandemia de COVID 19, que puede tener fuerte impacto en las entregas programadas de materiales de los proveedores y en los trabajos que realizan los contratistas en campo y en la vía pública.

A continuación, se detallan los principales proyectos/obras que conforman cada uno de los planes de inversión presentados para 2021 y 2022:

Inversiones 2021

Las inversiones previstas para el año 2021 alcanzan un valor de \$ 18.777 Millones de pesos.

Tienen como objetivos satisfacer la demanda, mejorar la calidad del servicio y reducir las pérdidas no técnicas. La mayor parte de las inversiones son destinadas al incremento de la capacidad, la instalación de equipamiento de telecontrol en la red de media tensión, a la conexión de los nuevos suministros, a la protección del medio ambiente y la seguridad en vía pública.

Las principales inversiones para cada actividad son las que se detallan a continuación:

Estructura de Transmisión

La red de Alta Tensión de transmisión de la Compañía toma energía principalmente del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) a través de las Subestaciones Rodríguez y Ezeiza, y de las centrales térmicas locales Puerto Nuevo, Nuevo Puerto, Costanera, Matheu, Parque Pilar

y Zappalorto; además intercambia energía con otras empresas a niveles de transmisión y también en distribución.

Con el foco puesto en mejorar la calidad de servicio y abastecer el crecimiento de la demanda se realizan importantes obras en la red de Alta Tensión, destacándose:

- Finalización de la segunda etapa de vinculación de la Subestación José C. Paz con la red, con la puesta en servicio de los electroductos de 132 kV Subestación Morón – Subestación José C. Paz y Subestación Matheu – Subestación José C. Paz. (12,4 km totales)
- Finalización de las obras de reemplazo del electroducto en cable papel aceite de 132 kV por cable seco tipo XLPE que vincula las Subestaciones Puerto Nuevo y Austria (6,6 km).
- Inicio de obras en Subestación Pantanosa para la nueva etapa de transformación 220/132 kV 1x300 MVA; y sus electroductos de vinculación subterráneos en 132 kV con la Subestación Aeroclub (22 km).
- Inicio de obras de reemplazo del electroducto en cable papel aceite de 132 kV por cable seco tipo XLPE que vincula las Subestaciones Puerto Nuevo, Melo y Colegiales (5 km); que completará la renovación de los vínculos N° 115 y N° 116.
- Inicio de obras para el seccionamiento de los electroductos de 132 kV que vinculan las Subestaciones Talar y Matheu, en la Subestación Benavidez.

Estructura de Sub-transmisión

Algunas de las principales obras en curso y a iniciar son:

- Finalización de la nueva Subestación José C. Paz 132/13,2 kV con la habilitación del segundo transformador de 80 MVA.
- Finalización de la nueva Subestación Aeroclub 132/13,2 kV con la habilitación del segundo Tablero de Media Tensión.
- Finalización de la ampliación de Subestación Altos 132/13,2 kV con la habilitación del segundo Tablero de Media Tensión.
- Habilitación de la primera etapa de la nueva Subestación ARA San Juan 132/13,2 kV, con la puesta en servicio del primer transformador de 80 MVA.
- Continuación de las obras para la nueva Subestación Oro Verde 132/13,2 kV 2x40 MVA y su electroducto aéreo de vinculación en 132 kV (4 km)
- Inicio de ampliación de la Subestación Nordelta 132/13,2 kV de 2x40 MVA a 2x80 MVA. Primera etapa; remplazo de transformadores. Segunda etapa; habilitación de nuevo Tablero MT para 2022.
- Inicio de obras para nueva Subestación Garín 132/13,2 kV 2x40 MVA y su electroducto de vinculación en 132 kV (6 km)

- Inicio de obras para nueva Subestación Trujui 220/13,2 kV 2x80 MVA y su vinculación a la red de 220 kV.
- Renovación de Tablero de Media Tensión en Subestación Colegiales 132/13,2 kV.
- Renovación de Tablero de Media Tensión en Subestación Bancalari 132/13,2 kV.

Estructura de Distribución

Obras en curso:

- Se instalarán 58 nuevos alimentadores en Subestaciones nuevas y existentes;
- Se realizará el cierre entre alimentadores de MT de Subestaciones y se instalaron 123 nuevos centros de transformación de MT/BT y 125 aumentos de potencia, que darán un incremento neto de la potencia instalada en 100 MVA.
- Incorporación de 578 nuevos puntos de telecontrol y 100 nuevos de telesupervisión de la red de media tensión permitiendo realizar maniobras a distancia. Acumulando un total de 2872 telemandos y 2572 telesupervisiones, alcanzando completar el objetivo del proyecto de telecontrol de tener todos los alimentadores de media tensión con sus puntos de división red y punto de primera intervención con telecontrol a distancia.

Mejora de Red

Las mejoras a realizar alcanzan todos los niveles de tensión detallándose a continuación las más significativas:

- En AT: Se realizarán reemplazos de bushings en transformadores de 500/220 kV, 220/132 kV y 132/MT kV. Se continuará con el plan de remplazo de transformadores de medida. Se realizarán reemplazos de seccionadores/interruptores de 132 kV, de 220 kV y de tableros de protecciones de transformador y de línea en 132 y 220 kV;
- En MT: se efectuará el reemplazo de interruptores en subestaciones e instalación de protecciones de arco interno en tableros de Media Tensión. Asimismo, se realizará un importante reemplazo de red subterránea de antigua tecnología, el cambio de transformadores de media y baja tensión y de equipos en centros de transformación;
- En BT: se efectuará el reemplazo de red subterránea y aérea. Se reforzará la red con problemas de calidad de producto.

Inversiones 2022

Las inversiones previstas durante el año 2022 alcanzan un valor de \$ 22.234 Millones de pesos.

Tienen como objetivos satisfacer la demanda, mejorar la calidad del servicio y reducir las pérdidas no técnicas. La mayor parte de las inversiones son destinadas al incremento de la capacidad, la instalación de equipamiento de telecontrol en la red de media tensión, a la

conexión de los nuevos suministros, a la protección del medio ambiente y la seguridad en vía pública.

Las principales inversiones para cada actividad son las que se detallan a continuación:

Estructura de Transmisión

Con el foco puesto en mejorar la calidad de servicio y abastecer el crecimiento de la demanda se realizan importantes obras en la red de Alta Tensión, destacándose:

- Continuación de las obras en Subestación Pantanosa para la nueva etapa de transformación 220/132 kV 1x300 MVA
- Continuación de obras de electroducto de 132 kV subterráneo entre la Subestación Pantanosa y la Subestación Aeroclub (22 km).
- Continuación de las obras para el reemplazo del electroducto en cable papel aceite de 132 kV por cable seco tipo XLPE que vincula las Subestaciones Puerto Nuevo, Melo y Colegiales (5 km); que completará la renovación de los vínculos N° 115 y N° 116.
- Continuación de las obras para el seccionamiento de los electroductos de 132 kV que vinculan las Subestaciones Talar y Matheu, en la Subestación Benavidez.

Estructura de Sub-transmisión

Algunas de las principales obras en curso y a iniciar son:

- Finalización de la nueva Subestación ARA San Juan 132/13,2 kV con la habilitación del segundo transformador de 80 MVA y el segundo electroducto de 132 kV (2km).
- Finalización de la nueva Subestación Oro Verde 132/13,2 kV 2x40 MVA y su electroducto aéreo de vinculación en 132 kV (4 km)
- Finalización de la ampliación de Subestación Nordelta 132/13,2 kV, con la habilitación de un nuevo Tablero MT.
- Continuación de las obras para nueva Subestación Garín 132/13,2 kV 2x40 MVA y su electroducto de vinculación en 132 kV (6 km)
- Continuación de las obras para nueva Subestación Trujui 220/13,2 kV 2x80 MVA y su vinculación a la red de 220 kV.
- Renovación de Tablero de Media Tensión en Subestación Agronomía 132/13,2 kV.
- Inicio de las obras para la nueva Subestación Tesei 132/13,2 kV 2x40 MVA y sus electroductos subterráneos de vinculación en 132 kV (10 km)
- Inicio de las obras para la nueva Subestación Martínez 132/13,2 kV 2x80 MVA.
- Inicio de las obras para la nueva Subestación Pacheco 132/13,2 kV 2x40 MVA y sus electroductos subterráneos de vinculación en 132 kV (10 km)

Estructura de Distribución

Obras en curso:

- Se instalarán 60 nuevos alimentadores en Subestaciones nuevas y existentes, con sus nuevos puntos de telecontrol asociados de tal manera de mantener el total de alimentadores de la red de media tensión telecontrolados.
- Se realizará el cierre entre alimentadores de MT de Subestaciones y se instalaron 122 nuevos centros de transformación de MT/BT y 175 aumentos de potencia, que darán un incremento neto de la potencia instalada en 110 MVA.

Mejora de Red

Las mejoras a realizar alcanzan todos los niveles de tensión detallándose a continuación las más significativas:

- En AT: Se comenzará con un plan de remplazo de Transformadores 220/132 kV 300 MVA con edades superiores a su vida útil. Se realizarán reemplazos de bushings en transformadores de 220/132 kV y 132/MT kV. Se continuará con el plan de remplazo de transformadores de medida. Se realizarán reemplazos de seccionadores/interruptores de 132 kV, de 220 kV y de tableros de protecciones de transformador y de línea en 132 y 220 kV;
- En MT: se efectuará el reemplazo de interruptores en subestaciones e instalación de protecciones de arco interno en tableros de Media Tensión. Asimismo, se realizará un importante reemplazo de red subterránea de antigua tecnología, el cambio de transformadores de media y baja tensión y de equipos en centros de transformación;
- En BT: se efectuará el reemplazo de red subterránea y aérea. Se reforzará la red con problemas de calidad de producto.

Finalmente, se muestra un resumen con las instalaciones previstas a incorporar en el período 2021-2022:

	Potencia Agregada AT/AT [MVA]	Potencia Agregada AT/MT [MVA]	Red AT [km]	Red MT [km]	Centros de Transformación MT/BT [unidades]	Longitud Red BT [km]
2021	0	240	24,2	270	248	306
2022	300	160	25,6	286	297	328

8. SATISFACCIÓN DE CLIENTES

La satisfacción de los clientes es clave para evaluar el desempeño global de la organización y ayudar a evaluar planes de mejora y eficiencia en la gestión, poniendo al cliente en el centro.

Año tras año, con el fin de identificar sus necesidades y expectativas, realizamos diversos estudios acerca de la imagen, el servicio, la atención, requerimientos y expectativas del cliente.

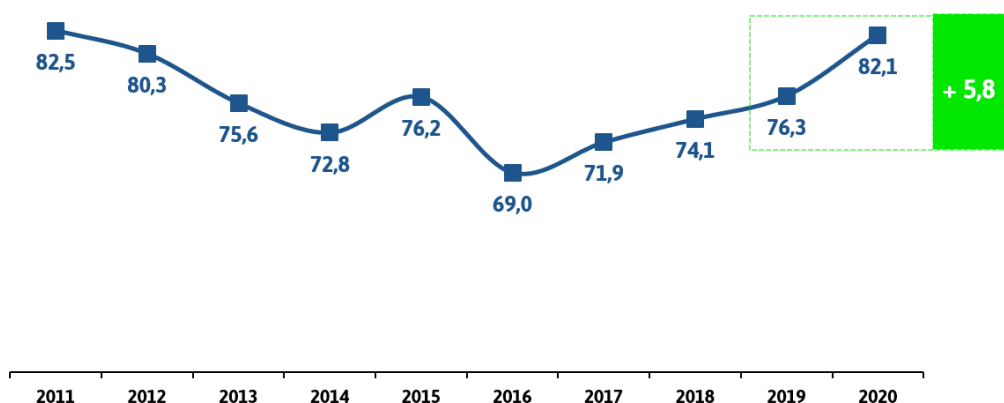
Incluimos en el presente informe, los resultados de los estudios realizados en el último ejercicio, que compilan la evolución de los últimos años.

Estudio de Satisfacción General

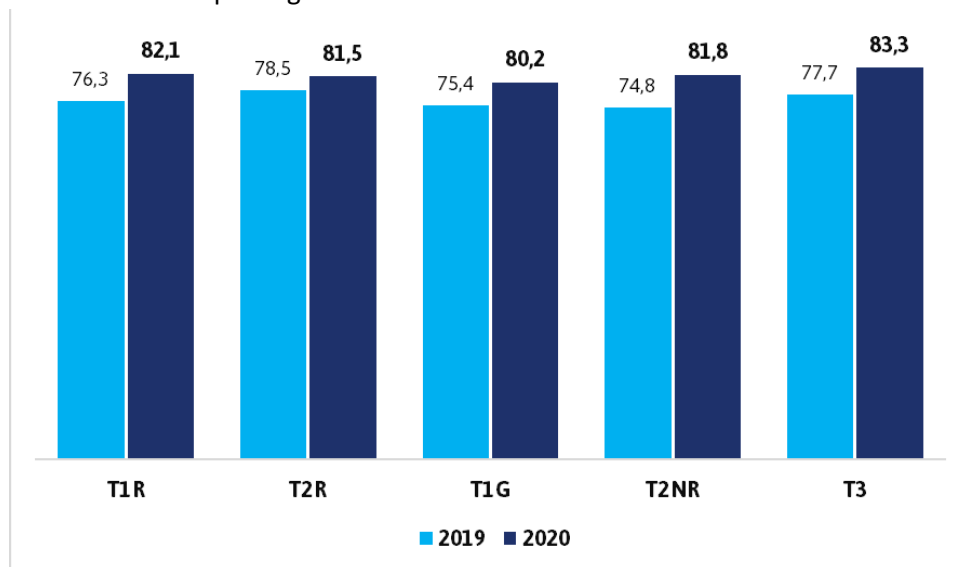
El estudio de Satisfacción General se realiza anualmente, desde el año 1993, con el objetivo de reflejar la opinión de los clientes, teniendo en cuenta que estos pudieron haber tenido o no un contacto efectivo con la empresa. Es su percepción hacia los diferentes aspectos del servicio, evaluando el desempeño global de la organización.

En el año 2020 la satisfacción de los clientes residenciales fue del 82,1% siendo uno de los valores más altos de los últimos 10 años, con una suba positiva de 5,8% respecto del año 2019.

1. Nivel de Satisfacción General:



Satisfacción General por segmento tarifario:



Estudio de Imagen

Durante el año 2020, siendo su tercera edición, se llevó a cabo el estudio de Imagen y Posicionamiento de Edenor, destinado a los habitantes del Área Metropolitana de Buenos Aires (C.A.B.A. + Gran Buenos Aires).

Este estudio nos permite no solo conocer la satisfacción del cliente con el servicio, sino también establecer las principales percepciones en torno al sector eléctrico junto con el nivel de conocimiento y evaluación de la marca.

Dentro de los diferentes atributos que los clientes esperan de una empresa de servicio ideal, junto con los que la Sociedad posee, los que más se incrementaron han sido que Edenor es una empresa que genera trabajo, que brinda un buen servicio y que es innovadora.

Estudios Transaccionales

Desde el año 2018, se realizan encuestas transaccionales para comprender y analizar la satisfacción del cliente en su paso por las oficinas comerciales, uno de los principales puntos de contacto que la empresa tenía hasta comienzos del año 2020.

Debido al contexto especial que vivimos a nivel mundial, las gestiones digitales fueron predominantes durante el año 2020, transformándose nuestra oficina online edenordigital, en un canal clave para nuestros clientes. Es por ello que incorporamos una encuesta transaccional en la aplicación luego de haber finalizado su interacción.

Los resultados mostraron que más de 4 de cada 5 personas que utilizaron edenordigital están satisfechos o muy satisfechos su uso, llegando a más del 81% de los encuestados.



Asimismo, se destaca que el 86,28% pudo realizar exitosamente su gestión y que el 59,13% recomendaría su uso a amigos o familiares.

9. ATENCIÓN AL CLIENTE

En los últimos años, la Compañía ha realizado un programa para establecer un modelo de atención que colocó al cliente en el centro de su acción. A partir de la innovación en nuevas herramientas de experiencia de servicio, hemos mejorado sostenidamente los parámetros de calidad y mejorado la satisfacción de los clientes.

El nuevo modelo de atención modernizó todos los canales de atención de la Compañía:

• edenordigital

Implementamos una nueva versión de la aplicación, tanto para su formato web como para teléfonos celulares. Esta versión posee una mejor navegación para los clientes, permitiendo que sea más ágil e intuitiva y a través de ella se pueden llevar a cabo los mismos trámites que en una oficina comercial.

La nueva herramienta facilitó una digitalización acelerada de los clientes en el último período.

Total de transacciones durante el 2020



Nota: (1) Clientes adheridos al 31/12/2020.

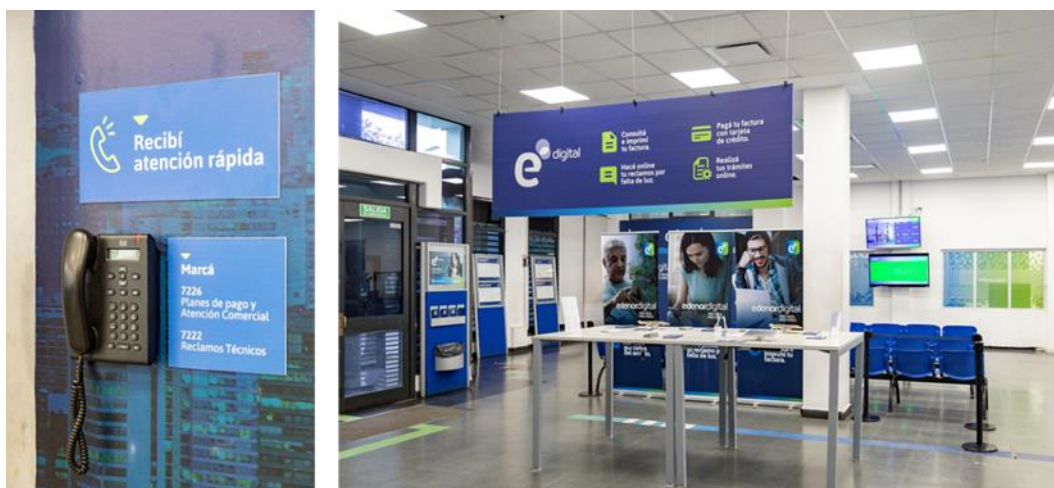
Asimismo, iniciamos también el proyecto “edenordigital premium”, una herramienta exclusiva para los clientes que cuenten con medidores inteligentes (smart meter). Además de situar a Edenor como pionera dentro de la industria, la plataforma brindará los siguientes beneficios:

- Más información sobre su consumo (diario y horario) y estadísticas para la toma de decisiones sobre el uso de la energía.
- La capacidad de gestionar sus cuentas en forma integral.

Con esta iniciativa en desarrollo, la compañía se embarca en una transición de clientes “digitales” a clientes “Smart”, que le permite abrir la ventana al mundo del IOT.

Modernización de Oficinas comerciales

En estos años, la compañía realizó una importante inversión en la modernización de sus centros de atención presencial. Todas las oficinas comerciales, migraron a el nuevo modelo de atención, que permite una atención más ágil y cercana con los clientes.



Las principales características de las nuevas oficinas son; un nuevo sector de atención rápida, denominado “centro de experiencia”, que incluye nuevas soluciones para la atención a distancia y la autogestión, tales como; el video presencial, tótems de autogestión y líneas de atención directas para realizar trámites, reclamos y consultas. Este nuevo sector cuenta con la asistencia de personal especializado denominado “agente comercial de autogestión”, que orienta y asesora a los clientes en el uso de los dispositivos autogestivos del centro.

El nuevo modelo redujo los tiempos de atención, mejorando la satisfacción de los clientes. Entre los principales indicadores de este nuevo modelo se pueden mencionar:

- 40% de mejora en los tiempos de atención.
- 50% de los clientes gestiona en los primeros metros del centro de experiencia.

Adicionalmente, para aumentar la capilaridad y cercanía con los clientes, construimos una prueba piloto en dos puntos de atención totalmente autogestivos en C.A.B.A. y en San Miguel. Estos nuevos espacios llamados “edenor cerca” forman parte del plan integral de mejora de la atención a los clientes y que están listos para comenzar a funcionar y se encuentran a la espera de la aprobación del ENRE.

Cuentan con tecnología de última generación que permite a los clientes de manera ágil y autónoma resolver sus consultas, quejas, reclamos y trámites.



Estos dos pilotos forman parte de un plan integral de transformación de atención presencial que desarrolló la compañía y presentó al Ente Regulador. Los nuevos espacios “edenor cerca”, permitirán mucho más capilaridad y cercanía geográfica con los clientes que las oficinas actuales (ver **ANEXO 3 - “Reapertura OOC Nuevo Diseño v15.pdf”**).

Contact Center

Recientemente implementamos la nueva plataforma de Contact Center con tecnología Avaya. Este sistema de clase mundial, implica una mejora sustancial en la atención telefónica de nuestros clientes. Ha facilitado la creación de una herramienta “*Interactive Voice Response*” (IVR) que brinda información relevante para cada cliente, en cada momento. De esta forma, se pueden resolver numerosas consultas de manera más rápida y dinámica.

Adicionalmente, se han incorporado numerosas mejoras para atender mejor a los clientes:

- Reforzamos la dotación del call center.
- Unificamos las líneas telefónicas de los clientes T1 y generamos un nuevo y único número telefónico (0800-666-1000), para que puedan realizar todo tipo de gestiones, desde trámites hasta consultas por falta de luz.
- Duplicamos la infraestructura telefónica.
- Ampliamos la oferta de gestiones y trámites.

- Implementamos el call back, para que, en caso de que los operadores estuvieran atendiendo otras llamadas, el cliente pueda agendar un horario para que le devolvamos el llamado
- Incorporamos una nueva plataforma de gestión para los contactos en redes sociales y e-mail.

Simulador de Consumo



Esta novedosa herramienta de simulación permite que los clientes residenciales puedan calcular el valor estimado de sus facturas en base al uso de los electrodomésticos de su hogar.

El diferencial de la herramienta radica en que los usuarios pueden especificar el tiempo de uso de cada artefacto para conocer cuáles son los que más consumen y, por ende, comprender cómo se compone su consumo. Al finalizar la simulación el cliente puede visualizar el importe y el consumo mensual estimado y conocer a qué categoría tarifaria pertenece.

Además, la herramienta brinda consejos de ahorro energético, indica cuántos kWh tendría que reducir el usuario para cambiar a la categoría tarifaria anterior y cuánto dinero podría llegar a ahorrar si mejorara su consumo.

10. COMUNICACIÓN CON LOS CLIENTES

En los últimos años, hemos incrementado sustancialmente la comunicación con nuestros clientes a fin de mantener una relación más constante y cercana.

Los cambios en la forma de gestionar y la comunicación de novedades fue periódica a través de nuestros principales canales: e-mail marketing, sitio web www.edenor.com, redes sociales, edenordigital y también medios masivos para campañas institucionales.

Destacamos en el presente informe, la más relevantes que llevamos a cabo en el último año:

Buena energía: Energía para estar unidos, siempre

En febrero lanzamos una campaña con el nombre Buena energía, que tuvo como objetivo mostrar la mejora de algunos indicadores de calidad, como la reducción de la cantidad de cortes asociado al Plan de Inversiones.

Esta campaña tuvo presencia en medios gráficos, vía pública, spots radiales y en redes sociales.

Su continuidad se vio afectada por la llegada de la pandemia y las medidas posteriores, que nos obligó a poner foco en la comunicación acerca de la gestión de Edenor con el fin de mantener a los clientes informados sobre la continuidad de la atención.



- La mejor energía argentina

A mediados del año 2020 se llevó a cabo la campaña institucional “La mejor energía argentina”, con el objeto de darle continuidad a la campaña “Buena energía”. En este caso, el foco fue comunicar que Edenor es una empresa privada y argentina que invierte en el país, que genera trabajo de calidad y que se encuentra comprometida a largo plazo con la calidad del servicio.

La campaña tuvo presencia en televisión por cable, portales de diario, redes sociales, radios y medios digitales.



Consumo

En noviembre lanzamos la campaña “Consumo” que consistió en una serie de acciones comunicacionales dirigidas a los clientes residenciales con el objeto de educar sobre el modo de lectura y facturación de Edenor y, al mismo tiempo, concientizar sobre el uso y el ahorro de la energía eléctrica.

Asimismo, se enviaron comunicaciones segmentadas de e-mail marketing, con mensajes específicos a los clientes cuya tendencia de consumo presentaba un alza en la época de verano.

Por último, se brindaron recomendaciones para controlar el consumo de energía y realizar un uso eficiente de la misma, con foco en los electrodomésticos de climatización.



Digitalización

Debido al contexto especial que vivimos a nivel mundial, en el año 2020 predominaron las gestiones digitales. El concepto “Quedate en casa” se instaló en la sociedad y se promocionaron medidas para evitar la asistencia a lugares concurridos y así evitar la propagación del COVID-19.

Apalancados en esta situación, en Edenor continuamos poniendo foco en la digitalización, brindando cada día más y mejores herramientas digitales para que nuestros clientes puedan gestionar el servicio desde la seguridad de su hogar.

A lo largo de todo el año, promocionamos el uso de edenordigital, nuestra oficina online, disponible las 24 hs, los 365 días del año desde edenordigital.com o su versión app para dispositivos móviles.

A través de esta plataforma, los clientes pueden ver y pagar su factura, gestionar los principales trámites de la Sociedad o solicitar servicio técnico.

Asimismo, sumamos nuevas funcionalidades a nuestro simulador de consumo.

A través de simulador.edenor.com nuestros clientes residenciales pueden calcular el costo aproximado de su factura a través de la simulación del uso de sus electrodomésticos.

De esta manera, se logra tener una noción clara del costo de la energía y la importancia de su uso inteligente.



Redes Sociales

Los perfiles de la compañía en redes sociales son en canales estratégicos de comunicación.

Facebook se consolidó como la red social informativa para nuestros clientes. Twitter, por su parte, posibilitó la comunicación de temas sensibles a medios, periodistas y stakeholders. LinkedIn, se convirtió en el canal natural de Edenor como “marca empleadora”, para motorizar búsquedas de nuevos profesionales y difundir acciones relacionadas buenas prácticas de recursos humanos, responsabilidad social empresarial (RSE), inversiones e institucionales.

Al 31 de diciembre de 2020, Edenor sumaba 247.952 seguidores en las tres redes sociales, lo que representa un 28,7% de incremento respecto a 2019, los que se desagregan de la siguiente manera:

- Facebook: 142.738
- Twitter: 55.249
- LinkedIn: 49.965

11. GESTIÓN DE RECURSOS HUMANOS

Compromiso con el empleo

La empresa ha mantenido el compromiso diferencial de mantener el empleo de su personal propio y el nivel de dotación para brindar el servicio en un sendero de mejora continua para los clientes.

La dotación al cierre del año 2020 fue de 4776 personas.

Este compromiso a su vez incluye un plan para la creciente profesionalización y mejora de la productividad de sus equipos tanto técnicos como de apoyo a la operación.

Incorporaciones de personal

En los últimos años continuamos incorporando talento a la empresa, en este proceso, desde el año 2016 hemos cubierto de manera externa más de 1.300 posiciones. Entre los perfiles incorporados a la empresa podemos enumerar, entre otros:

- Más de 130 personas con perfiles tecnológicos que se suman a la compañía para impulsar el proceso de transformación digital en búsqueda de una eficiencia y modernización continua,
- A través de nuestro Programa de Jóvenes Técnicos se han sumado y capacitado 466 técnicos electricistas asignados enteramente a las tareas de mantenimiento y operación de la red de la empresa,
- Por medio del Programa de Jóvenes Ingenieros y otras búsquedas incorporamos más de 200 ingenieros para desempeñarse en la supervisión de la operación técnica y la supervisión de obras de la red.
- Asimismo, se han cubierto distintas posiciones con profesionales de distintas formaciones para las distintas áreas de la empresa.

Adicionalmente, la empresa mantiene un compromiso con la formación y el primer empleo de jóvenes. Esta iniciativa, que se ha mantenido a lo largo de los años a través del Programa de Pasantías ha acompañado desde 2016 a 130 estudiantes quienes inician su desarrollo profesional en Edenor.

Asimismo, se han cubierto 142 posiciones a través del Programa de Búsquedas Internas, con el que seguimos promoviendo la movilidad interna, para apostar al desarrollo de nuestros empleados.



Apoyo a instituciones técnicas y universitarias

Por otra parte, continuamos con nuestro plan de apoyo a la educación técnica del país. Contamos con acuerdos con múltiples instituciones universitarias y secundarias fortaleciendo a través de distintas iniciativas miento de alianzas que nos permitan apostar a la formación técnica y brindar oportunidades laborales.

En línea con esto, hemos:

- Realizado talleres de primer empleo para más de 500 estudiantes de escuelas y universidades de nuestra área de concesión;
- Participado en ferias de empleo de los distintos Municipios ofreciendo posiciones técnico- operativas y profesionales
- Brindado charlas técnicas con expertos de la empresa para alumnos, docentes y graduados universitarios.

Sólo a modo de ejemplo, en el último año 2020 se han celebrado convenios y realizado diversas actividades con:

- Las Escuelas de los Municipios de Morón, San Miguel, San Martín, Hurlingham, San Fernando y Escuela 13 DE JULIO de CABA.
- Las Universidades de UTN Regional Pacheco, UTN Regional Buenos Aires, Univ. De Hurlingham, UBA EXACTAS, Facultad de Ingeniería UBA, Univ. de la Plata y Univ. Sarmiento



Relaciones laborales | Paritarias

Las relaciones laborales con el personal se ponen de manifiesto a través de una relación permanente de intercambio plasmada por sus convenios colectivos de trabajo con el Sindicato de Luz y Fuerza (personal de producción) y la Asociación del Personal Superior de Empresas de Energía (supervisión).

Además, se ha mantenido un diálogo fluido y constructivo a partir del cual, en los últimos años la empresa ha suscripto diversas Actas Acuerdo con dichas entidades con el fin de mejorar la productividad, la eficiencia, la aplicación integral de la multifuncionalidad y multiprofesionalidad en el desarrollo de las tareas de los puestos del personal para incrementar los niveles de calidad de servicio brindado a los clientes, a su vez que se celebran acuerdos paritarios salariales.

Estos aspectos se suman a la incorporación y adopción de nuevas tecnologías e implementación de modificaciones en estructuras organizativas, esquemas de trabajo y sistemas de gestión, incluyendo readecuaciones de cargos, funciones, turnos e integración de diferentes lugares de trabajo que permiten de esta manera optimizar los recursos humanos de la Sociedad en las distintas áreas de la operación.

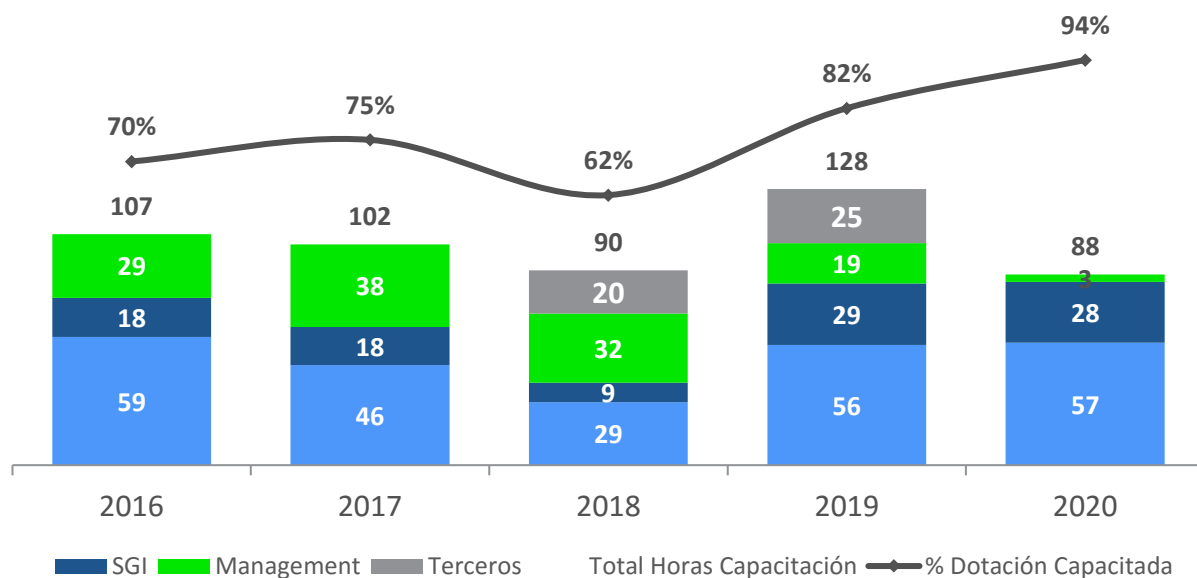
Asimismo, la empresa ha realizado durante todo el período en cuestión diversos acuerdos paritarios con ambas entidades gremiales y homologados por el Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social con el fin de realizar recomposiciones salariales en función de la necesidad de revisar la pérdida del poder adquisitivo de los mismos.

Cabe destacar en relación a los cambios generados el último año por el COVID-19, Edenor cumplió con todas las medidas establecidas por los diferentes organismos gubernamentales, desarrollando y aplicando los respectivos protocolos de trabajo.

Capacitación y desarrollo

La capacitación del personal es para Edenor una prioridad tanto para mejorar las capacidades técnicas, la profesionalización en general, la ampliación de las capacidades de liderazgo, ya que todo redunda en una mayor competencia y eficiencia para brindar el servicio a los clientes.

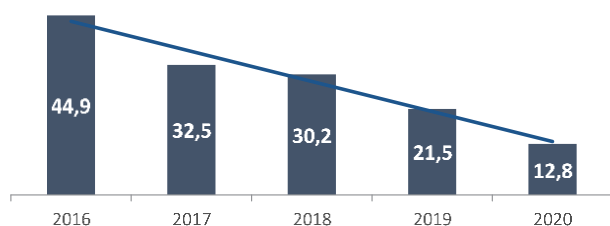
Durante los últimos años se han desarrollado distintos Programas y Planes de Capacitación del personal. En el siguiente cuadro se pueden apreciar en miles de horas las formaciones realizadas por tipo de capacitación.



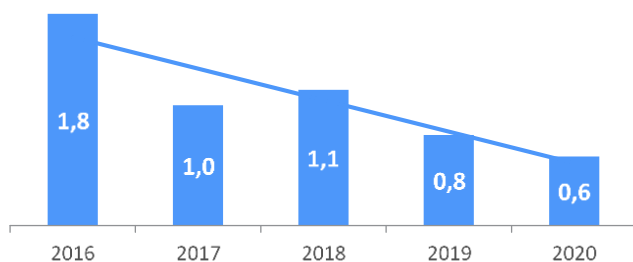
Seguridad Industrial y Laboral

La seguridad es un valor prioritario en la cultura de trabajo de la empresa. Todos los años se llevan a cabo distintos programas, iniciativas y capacitaciones al personal para reforzar y seguir mejorando los índices y los comportamientos seguros basados en un modelo de prevención. A partir de estas actividades se pueden ver los resultados reflejados en las mejoras porcentuales de los indicadores de accidentología de los últimos años.

Tasa de Frecuencia



Tasa de Gravedad



Como medida del cumplimiento de los procesos definidos, el sistema de gestión de seguridad se encuentra certificado y hacia fines del año hemos superado satisfactoriamente la auditoría anual del IRAM, lo que nos permitió mantener la Certificación bajo la norma OHSAS 18001 obtenida.

Asimismo, dichos estándares son requeridos para las empresas contratistas que prestan servicios para la empresa, sobre los cuales se realizan controles y monitoreos de manera permanente.

Salud ocupacional

La gestión de salud ocupacional de la empresa procura realizar acciones preventivas, de concientización y control de la salud del personal.

La Empresa cuenta con 11 consultorios con prestadores médicos situados en los distintos edificios del área de concesión en donde trabaja su personal.

En el contexto sanitario provocado por la emergencia sanitaria por Covid-19, se trabajó en diferentes acciones con el objetivo primordial del cuidado de nuestros empleados

A fin de febrero de 2020, se conformó un Comité de Crisis integrado por miembros de las distintas Direcciones. El objetivo fue evaluar las medidas a tomar y delinear un plan permanente de continuidad de la operación. Se contó con el asesoramiento de expertos médicos en la materia para la validación de diversos protocolos, medidas y recomendaciones dirigidos a todo nuestro personal, los cuales adicionalmente fueron presentados en los organismos correspondientes.

Se desafectó para realizar tareas presenciales al personal encuadrado como grupo de riesgo, y se implementó la modalidad de trabajo desde casa para todos los roles que pudieran desempeñarse sin concurrir de manera presencial. Para el personal que debió continuar prestando tareas presenciales en la red eléctrica, se tomaron diversas medidas organizativas y de prevención en salud y seguridad.

Asimismo, se lanzó un ciclo de charlas con temas de interés en el presente contexto, con el objetivo de mantener informada a nuestra población y poder acompañarlos. Se lanzó el programa Energía Saludable, incorporando, el desarrollo de talleres semanales para mejorar la calidad de vida, haciendo eje en la educación y en la adopción de hábitos saludables, abarcando desde los aspectos alimentarios hasta la incorporación de hábitos de actividad física, buscando reducir y hasta evitar el riesgo de contagio de Covid-19 u otras enfermedades relacionadas.

Resguardo patrimonial

Durante los últimos años se han intensificado la cantidad de recursos volcados tanto al resguardo de los activos de la empresa como al acompañamiento en la vía pública de nuestro personal y de empresas contratistas en el desarrollo de sus tareas habituales por parte de distintas fuerzas de seguridad.

Esto se acentúa en distintas zonas de los Municipios de nuestra área de concesión.

En el año 2019 se creó el Centro Operativo de Seguridad – “COS” que es un área de monitoreo remoto a partir de la inversión que la empresa viene realizando en los distintos activos con cámaras y distintos sistemas de monitoreo.

Edenor en la comunidad | Responsabilidad social empresaria

La Empresa realiza diversas acciones el área de Responsabilidad Social Empresaria y cuenta con un Plan consolidado que reafirma el compromiso con la sociedad en relación acciones alineadas con la educación, el empleo y en lo que hace a la sustentabilidad en su conjunto.

Las principales iniciativas, entre otras, que se llevan adelante son:

- Plan de relacionamiento integral con instituciones educativas,
- Programa de becas y tutorías: más de 320 becas otorgadas,
- Programa de inclusión eléctrica y consumo inteligente: más de 3.300 clientes formados en consumo inteligente,
- Programa Educativo “edenorchicos”: 2.970 Escuelas visitadas de todos los Municipios de nuestra área de concesión, con más de 1.463.000 alumnos capacitados,
- COVID 19 - Apoyo a instituciones de investigación científica y hospitales,
- Apoyo a los Bomberos voluntarios.

Durante 2020, la Empresa se sumó a través de una serie de acciones tendientes a colaborar con la comunidad y con las autoridades para contribuir en la lucha contra el COVID-19. Por un lado, aportamos a través de distintas obras para la operatoria COVID de hospitales y centros asistenciales de nuestra área de concesión, como el Hospital Dr. René Favaloro (La Matanza), Hospital Universitario Austral (Pilar)– que implicó obras en tiempo récord – a través de suministro eléctrico y equipamiento técnico y también donamos transformadores y tendidos de líneas de baja tensión a Hospitales de los Municipios de Tigre, Moreno, Tres de Febrero, y Hurlingham. Asimismo, donamos dos unidades móviles para su funcionamiento como laboratorios para la detección temprana y prevención de COVID-19. Por otro lado, apoyamos a la comunidad científica y sus tareas de investigación fortaleciendo sus capacidades técnicas a través de donaciones a IBYME-Conicet, Universidad de San Martín, Fleni, CEMIC.

A continuación, se incluye el requerimiento de flujo de fondos para el año 2021 que fuera preparado en respuesta a la Nota ENRE N°05145101, mediante la cual en el marco del artículo 3 del DNU N°1.020/2020, el ENRE comenzó el proceso de renegociación de las revisiones tarifarias, requiriendo a esta distribuidora información sobre la Evolución Financiera Requerida para 2021 y el Plan de Inversiones 2021-2022. Con fecha 3 de febrero de 2021 mediante nota GAL N°20/21, se presentó la proyección económico-financiera para el año 2021 confeccionada siguiendo los lineamientos y premisas provistas por el ENRE.

La Proyección del Flujo de Fondos para el año 2021 fue elaborada con las variables macro remitidas por el ENRE contenidas en la Nota NO-2021-05145101-APN-ENRE#MEC. Corresponde señalar que dichas premisas se encuentran muy alejadas de las estimadas por el informe de resultados de relevamiento de expectativas de mercado (REM) confeccionado por el Banco Central de la República Argentina (BCRA) que consolida las estimaciones de las principales consultoras del país.

- Inflación: 29%
- Tipo de Cambio Dólar al Cierre: \$112,46
- Ventas en GWh: incremento 2,3% vs 2020
- Cuadro Tarifario: Aun cuando esta Distribuidora no consiente la situación de congelamiento tarifario impuesta por el regulador en tanto se contrapone con lo acordado en la RTI con vigencia a partir de febrero de 2017, no se ha previsto cambio de cuadro tarifario. Esto significa que fue realizada contemplando la remuneración actual recibida por esta distribuidora en concepto de Costo Propio de Distribución (último ajuste recibido marzo de 2019, que refleja el incremento de costos hasta Diciembre 2018), el mantenimiento de los Precios Estacionales que el actual cuadro tarifario refleja incluyendo la pérdida que ésta distribuidora sufre a partir de la variación del mismo en la factura de CAMMESA (agosto 2019 – Resolución SRRyMM 14/19) sin contrapartida en el mismo (último ajuste mayo de 2019).
- Resolución 131/21: Por lo mencionado anteriormente, no contempla el impacto del traslado a tarifa del precio estacional definido con posterioridad a la información presentada al ENRE.
- Se contempla una cobrabilidad del 94,5%, esto implica una mejora de 2 puntos porcentuales respecto a la registrada para el año 2020.
- Cobros por facturación en 6 cuotas desde Jun-21 correspondiente a menores estimaciones (Res. 27/20) por \$ 552 MM
- Tarifa Social: Asume el pago la Tarifa Social en fecha por parte de la Provincia de Buenos Aires y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires para todo el año 2021.
- Acuerdo Marco: Considera el cobro de \$2.500 millones por el Acuerdo para el Desarrollo del Plan de Trabajo Preventivo y Correctivo de la Red de Distribución Eléctrica del AMBA (regularización de deuda por Acuerdo Marco) celebrado el 22 de diciembre de 2020 con el Ministerio de Economía, la Secretaría de Energía y el ENRE. Del monto total, a la fecha se han cobrado \$1.500 millones. Si durante el corriente año no se cobrasen los \$1.000 millones restantes, los que fueron incluidos en la

proyección de flujo de fondos, tendrán que adicionarse al déficit de caja previsto para el año 2021. A este monto debería adicionarse el monto correspondiente a los consumos devengados en 2021 bajo el Acuerdo Marco, los que no han sido incorporados al flujo.

- En lo que respecta al nivel de actividad y su impacto en los costos operativos, se proyecta bajo un escenario de actividad sin tanta restricción por la pandemia.
- CAPEX eléctricos: Las obras incluidas son las mínimas necesarias para mantener la calidad de servicio según las normas vigentes, con el crecimiento de demanda proyectado. La ejecución de las obras mencionadas está supeditada a la emisión oportuna de los permisos correspondientes por parte de los distintos organismos de control y de ese Ente Regulador. Por último, el cumplimiento del plan presentado dependerá de la situación sanitaria futura respecto a la pandemia de COVID 19 que puede tener fuerte impacto en las entregas programadas de materiales de los proveedores y en los trabajos que realizan los contratistas en campo y en la vía pública.
- No se contempla el pago de la deuda con CAMMESA acumulada al 31 de diciembre de 2020.
- No se incluyen efectos por la aplicación del Artículo 87 de la Ley N°27.591 de Presupuesto Nacional 2021 y Resolución SE 40/2021 referida al tratamiento de la deuda que esta Distribuidora mantiene con CAMMESA al 30 de septiembre de 2020, por desconocerse en esta instancia el impacto que ello finalmente pueda tener.

Debemos advertir que se trata de proyecciones que podrían verse afectadas por múltiples variables ajenas al control de esta Distribuidora, como por ejemplo el desarrollo de la situación sanitaria provocada por la pandemia y/o distintas medidas que las autoridades pudieran adoptar, las que incidirían en la evolución de precios, el comportamiento de los clientes, la posibilidad de ejecución del plan de inversiones, y los gastos operativos.

A continuación, se expone el resultado del flujo de fondos para el año 2021 con las premisas anteriormente mencionadas:

FLUJO DE FONDOS En Millones de \$	2021
Cobros de Facturación	96.151
Otros ingresos	565
TOTAL INGRESOS	96.717
Compras de Energía CAMMESA	(55.609)
MARGEN	41.108
Personal	(14.882)
Opex	(15.727)
Capex	(17.267)
Ingresos por Acuerdo Marco	2.500
Otros Pagos (Sanciones, Juicios)	(649)
Impuestos	(14.139)
MARGEN OPERATIVO	(19.057)
Financieros	(1.085)
Flujo del Periodo - Necesidad de fondos	(20.142)

El resultado de la proyección para el año 2021 con las variables macro remitidas por el ENRE arroja un déficit de caja de \$20.142 millones.

Ello se debe principalmente a la falta de aplicación desde el mes de febrero 2019 (que refleja la actualización de costos sólo hasta diciembre de 2018) de los ajustes tarifarios que fueran previstos en la Revisión Tarifaria Integral (RTI) aprobada por Resolución ENRE 63/2017, al que se suma la falta de traslado a los usuarios del incremento del precio estacional de la energía eléctrica vigente desde el 1° de agosto de 2019 y otros ajustes y créditos impagos que hacen al derecho de esta Distribuidora y que perjudican aún más su situación financiera, como ser: ingresos diferidos por congelamiento tarifario a recuperar por caída de demanda, devolución de sumas correspondientes a gastos incurridos en entidades de bien público y usuarios electrodependientes por causas de salud, y diferentes atrasos en los pagos de organismos nacionales, provinciales y municipales en sus consumos eléctricos, para nombrar solamente los principales. Todo ello, en un contexto de elevada inflación -que al 31 de diciembre de 2020 acumula un incremento durante el período de congelamiento del 109% y que las tarifas no reflejan.

La postergación del ajuste del CPD y la prohibición de trasladar a tarifa otros costos y gastos originalmente previstos son los causantes directos de la actual situación financiera de Edenor que le imposibilita transitoriamente cumplir con el pago total de las facturas por la energía adquirida en el MEM y de poder ofrecer a CAMMESA un compromiso de regularización sustentable y cumplible en el tiempo. La situación antes descripta se ve agravada por la mayor morosidad registrada durante el año 2020, en el cual el saldo moroso se incrementó en más de \$4.500 millones (un 132% de incremento) respecto al saldo previo al aislamiento social, preventivo y obligatorio dispuesto por el Poder Ejecutivo nacional a partir del 20 de marzo pasado a raíz de la pandemia relacionada al Covid-19.

Por último, debemos destacar que, si aplicáramos las variables macro incluidas en el presupuesto aprobado por el Directorio de Edenor y en línea con las incluidas en el último informe del REM, ello significará para el año 2021 un déficit adicional de aproximadamente \$10.000 millones.

13. REQUERIMIENTO DE INGRESOS CALCULADO SEGÚN RTI

Para determinar el requerimiento de ingresos para el período febrero 2021- enero 2022 se actualizaron los valores de VAD y cuotas establecidas según Res 329/17 para recuperar la diferencia tarifaria generada durante el año 2017, de acuerdo con la metodología de redeterminación de costos propios de distribución reconocidos establecida en el SUBANEXO II “Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario”.

Para esto se aplicaron los coeficientes de actualización correspondientes a agosto 2019, febrero 2020, agosto 2020 y febrero 2021 informados al ENRE en nuestras notas GAR 23/19, GAR 6/20, GAR 35/20, GAR 7/21 del 18 de julio de 2019, 10 de febrero de 2020, 5 de agosto de 2020 y 8 de febrero de 2021, respectivamente, corregidos con los valores definitivos de las variables consideradas. Adicionalmente, en los meses de febrero 2020 y 2021 se aplicaron los correspondientes Factores de Estímulo E. Los mismos se calcularon a partir de sendas estimaciones del factor Q, según las inversiones realizadas en cada año, ya que el ENRE no informó el valor obtenido en estos dos años.

Los Factores aplicados fueron:

Periodo	Ajuste CPD	Factor E (Estimado)
ago-19	19,05%	NA
feb-20	24,64%	-0,09%
ago-20	12,97%	NA
feb-21	20,58%	-3,23%

El porcentaje de actualización del período febrero 2019 a enero 2021 resultó un 96,57%, lo que, aplicado a la demanda proyectada para el período resulta en un ingreso por VAD de \$ 61.063 millones. Cabe aclarar que respecto a los ingresos actuales el incremento es de un 86%.

A efectos de mantener el valor real de esos ingresos frente a la inflación, corresponde una actualización de los mismos en agosto 2021, según la fórmula determinada en el Procedimiento mencionado.

Por otra parte, al considerarse los ingresos desde febrero de 2021, deberá compensarse la diferencia que se genere entre esa fecha y la fecha de aplicación de la nueva tarifa. Este monto no se encuentra incluido en el flujo de fondos que se expresa a continuación, el cual se encuentra confeccionado suponiendo la aplicación del nuevo cuadro tarifario a partir del mes de Abril 2021.

Flujo de fondos 2021 con Ingresos Calculado según RTI

A continuación, se expone el flujo de fondos para el año 2021 tomando como base el presentado ante el ENRE e incluido en el punto [7] anterior, actualizando las siguientes premisas:

- Respecto a los ingresos, los mismos fueron calculados con el requerimiento del nuevo cuadro tarifario presentado en este punto con aplicación a partir del mes de Abril 2021.
- En consecuencia, se incluye el traslado al cuadro tarifario de los efectos de la Resolución 131/21 de la Secretaría de Energía.
- En los egresos se actualiza el impacto en compras de energía, impuestos y sanciones producto de la aplicación del nuevo cuadro tarifario.

FLUJO DE FONDOS En Millones de \$	2021
Cobros de Facturación	126.908
Otros ingresos	565
TOTAL INGRESOS	127.473
Compras de Energía CAMMESA	(66.061)
MARGEN	61.412
Personal	(14.882)
Opex	(15.727)
Capex	(17.267)
Ingresos por Acuerdo Marco	2.500
Otros Pagos (Sanciones, Juicios)	(816)
Impuestos	(17.498)
MARGEN OPERATIVO	(2.280)
Financieros	(1.085)
Flujo del Periodo - Necesidad de fondos	(3.365)

Aun así, con la actualización del cuadro tarifario, proyección para el año 2021 arroja un déficit de caja de \$3.365 millones. Es decir, que habiendo proyectado el año 2021 con una actualización en la tarifa a partir del mes de Abril, el mismo resulta insuficiente para afrontar los gastos e inversiones necesarias para mantener la operación e inversiones necesarias para mantener el servicio público concesionado y sostener la calidad de servicio alcanzada a la fecha.

Este resultado evidencia la necesidad de actualizar periódicamente la tarifa para hacer frente a la creciente inflación, por eso es importante remarcar la necesidad de actualizar en Agosto 2021 siguiendo la fórmula de actualización del Costo Propio de Distribución que refleja la variación de salarios, precios mayoristas y precios minoristas.

14. PREMISAS DE LA PROPUESTA TARIFARIA

Esta propuesta tarifaria de transición está basada en las siguientes premisas, las cuales son necesarias para la comprensión del costo propio de distribución presentado por Edenor:

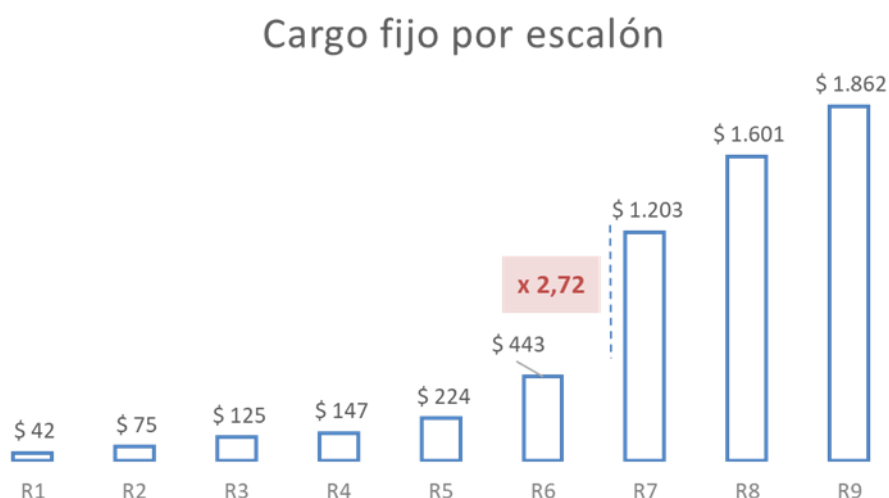
- **Plan de Inversión:** Las obras incluidas en el mismo son las mínimas necesarias para mantener la calidad de servicio según las normas vigentes, con el crecimiento de demanda proyectado.
La ejecución de las obras mencionadas está supeditada a la emisión oportuna de los permisos correspondientes por parte de los distintos organismos de control y de ese Ente Regulador.
Para el cumplimiento de este plan es necesario contar con los fondos requeridos en esta presentación.
- **Cumplimiento de las normas de calidad vigente:** El cumplimiento de las normas de calidad está supeditado a recibir los ingresos necesarios propuestos por este Distribuidor, sin estos ingresos no es posible asumir los costos de operación y mantenimiento como los costos de inversión.
- **Ampliación del “Acuerdo para el Desarrollo del Plan de Trabajo Preventivo y Correctivo de la Red de Distribución Eléctrica del Área Metropolitana de Buenos Aires”:** Se prevé que el acuerdo se cumple y de acuerdo al artículo 8 de dicho acuerdo y basados en el funcionamiento del mismo y la experiencia satisfactoria se decide aplicar un mecanismo permanente.
- **No hay modificaciones en las normas y regulaciones:** Cualquier cambio regulatorio o normativo no está contemplado en la evolución de costos de explotación ni en la de costos de inversión y por tal motivo en el supuesto de producirse modificaciones de carácter normativo y/o regulatorio emanadas tanto del ámbito administrativo y/o del poder ejecutivo, legislativo y/o judicial; sea nacional, de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, de la provincia de Buenos Aires y/o municipal, que afecten la estructura de costos de inversión y/o explotación de Edenor, se presumió que el ENRE autorizará que las tarifas se ajusten en la real incidencia de su impacto.
- **No hay previstos en la propuesta cambios impositivos:** La propuesta tarifaria prevé la carga impositiva actual (con la vigencia estipulada para las diferentes gabelas, si la tuvieran).

Para asegurar la efectiva estabilidad tributaria, en el caso de que se produjera un incremento en la carga fiscal, originada como consecuencia de la sanción de impuestos, tasas o gravámenes nacionales, del GCABA, provinciales y/o municipales específicos o de la consagración de un tratamiento tributario diferencial para la distribución de energía eléctrica o discriminatorio respecto de otros servicios públicos, el ENRE autorizará su traslado a las tarifas o precios en su exacta incidencia.

15. ESTRUCTURA TARIFARIA PROPUESTA

La estructura tarifaria vigente para los clientes residenciales presenta algunas dificultades que se han evidenciado en los últimos años. Esta estructura cuenta con 9 escalones, con 9 cargos fijos y 9 cargos variables diferentes, determinados según el consumo bimestral del cliente. En este esquema, el cliente residencial puede variar su categoría hasta 6 veces en el año.

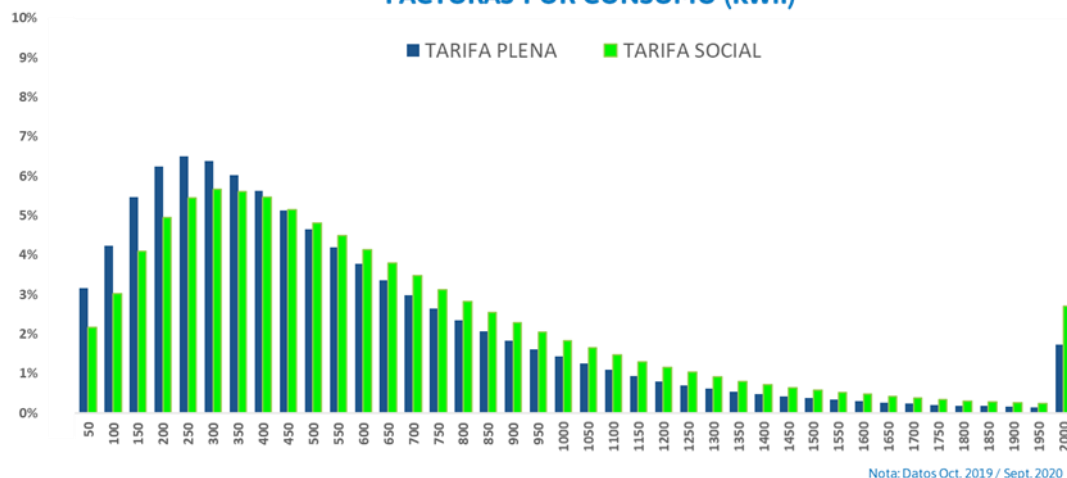
Como muestra el cuadro a continuación, el Cargo Fijo presenta variaciones significativas difíciles de prever para los clientes:



Estos saltos crecientes en el cargo fijo impactan sensiblemente en los mayores escalones de la curva de consumo.

Según se puede apreciar en el siguiente cuadro, los clientes residenciales con Tarifa Social proporcionalmente consumen más que los de Tarifa Plena. Esta situación se produce porque en muchos casos no cuentan con instalaciones de gas y sus condiciones de aislación térmica son deficientes.

FACTURAS POR CONSUMO (KWh)



Adicionalmente, en la estructura tarifaria actual, se han establecido saltos significativos en algunos escalones como el caso del R5/R6 y en el R6/R7. Por ejemplo, un cliente que consume 1.200 Kwh en un bimestre se ubicará en la categoría R5 y pagará \$2.375, mientras que si en período siguiente consume 1.201 Kwh cambiará de categoría, pasando a tener que abonar \$3.292. Es decir que ese Kwh adicional tuvo un “precio” de \$917. Esta situación genera imprevisibilidad en los clientes, por la variabilidad del costo de cada Kwh.

Importes poco predecibles

Incrementos de 1 KWh generan aumentos importantes:



Para mitigar esta situación proponemos una nueva estructura tarifaria, siguiendo el requerimiento de ingresos ya mencionado.

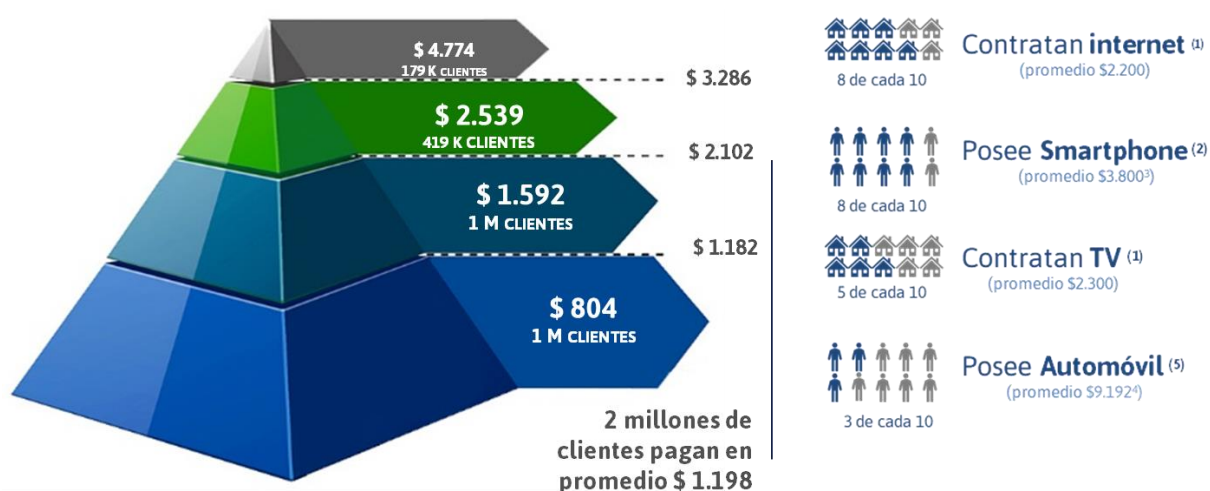
Esta nueva estructura para la Tarifa 1 Residencial y General tendrá un cargo fijo y dos cargos variables acumulativos. Para el resto de las tarifas, T1AP, T2 y T3 se mantiene la misma estructura actual.

En ese sentido, se mantienen todos los cargos, coeficientes, frecuencias y parámetros tarifarios definidos en el SUBANEXO II “Procedimiento para la determinación del Cuadro Tarifario”

Este esquema propuesto consideraría a los clientes con tarifa social actual (los primeros 150Kwh al 100% de descuento y los siguientes 150Kwh al 50%, excluyendo los subsidios por topes) e implicaría una distribución tarifaria con más de 2 Millones de clientes con facturas promedio de \$1.198.

Adicionalmente, el Estado Nacional podría reducir los montos, adicionando los subsidios por topes, consumos elevados, u otros.

La siguiente pirámide muestra la distribución de clientes residenciales con la tarifa propuesta, tomando como base el 2020, período en el cual el consumo promedio fue más alto debido a los cambios de comportamiento producidos por la pandemia:



(1) Fuente: INDEC, (2) Promedio plan mensual de celular 4 celulares por hogar, (3) Precios del surtidor <https://preciosensurtidor.minem.gob.ar/> (120 Litros), Nafta super YPF: \$ 76,6, (4) Noticia Diario La Voz Julio 2020 (1) Fuente: Enacom

Propuesta para Tarifa T1R

Los consumos de esta categoría se facturarán mediante un cargo fijo (CFR) mensual en \$/mes y dos bloques de energía con dos cargos variables (CVR) distintos.

- Cargo Variable 1 (CVR1) en \$/kWh: para aplicar a los consumos hasta 400 kWh/mes inclusive.
- Cargo Variable 2 (CVR2) en \$/kWh: para aplicar a los consumos superiores a 400 kWh/mes.

La facturación por consumo de energía será acumulativa, aplicando los distintos cargos variables a los rangos de consumos definidos.



Por ejemplo, un consumo de 1000 kWh/mes, se facturará según se indica:

$$\text{Facturación (\$/mes)} = \text{CFR} + 400 \text{ kWh} * \text{CVR1} + 600 \text{ kWh} * \text{CVR2}$$

Fórmula tarifaria T1R

a) Cargo Fijo Mensual

$$\text{CFR} = \text{CDFR}$$

donde:

CFR: Cargo fijo que se aplicará a todos los usuarios residenciales, expresado en \$/mes.

CDFR: costo propio de distribución asignado al cargo fijo de la tarifa 1-R expresado en \$/mes. Este valor inicial es **400 \$/mes**.

b.1) Cargo Variable hasta 400 kWh/mes inclusive

$$\text{CVR1} = (\text{Pep} * \text{YpR} + \text{Per} * \text{YrR} + \text{Pev} * \text{YvR}) * \text{KREB} + \text{Ppot} * \text{KRPB} * \text{KMPR} + \text{CDVR1}$$

CVR1: cargo variable que se aplicará al bloque de consumo hasta 400 kWh (inclusive) de los usuarios de esta categoría por la totalidad de la energía consumida, expresado en \$/kWh.

CDVR1: cargo variable que se aplicará al bloque de consumo hasta 400 kWh (inclusive) de los usuarios de esta categoría por la totalidad de la energía consumida, expresado en \$/kWh.

El valor inicial es **1,018 \$/kWh**.

b.2) Cargo Variable a partir de 401 kWh/mes inclusive

$$\text{CVR2} = (\text{Pep} * \text{YpR} + \text{Per} * \text{YrR} + \text{Pev} * \text{YvR}) * \text{KREB} + \text{Ppot} * \text{KRPB} * \text{KMPR} + \text{CDVR2}$$

CVR2: cargo variable que se aplicará al bloque de consumo a partir de 401 kWh de los usuarios de esta categoría, expresado en \$/kWh.

CDVR2: cargo variable que se aplicará al bloque de consumo a partir de 401 kWh de los usuarios de esta categoría, expresado en \$/kWh.

Este valor inicial es **2,267 \$/kWh**.

Propuesta para Tarifa T1G

Los consumos de esta categoría se facturarán mediante un cargo fijo (CFG) mensual en \$/mes y dos bloques de energía con dos cargos variables (CVG) distintos.

- Cargo Variable 1 (CVG1) en \$/kWh: para aplicar a los consumos hasta 800 kWh/mes inclusive.
- Cargo Variable 2 (CVG2) en \$/kWh: para aplicar a los consumos superiores a 800 kWh/mes.

La facturación por consumo de energía será acumulativa, aplicando los distintos cargos variables a los rangos de consumos definidos.

Por ejemplo, un consumo de 1200 kWh/mes, se facturará según se indica:

$$\text{Facturación (\$/mes)} = \text{CFG1} + 800 \text{ kWh} * \text{CVR1} + 400 \text{ kWh} * \text{CVG2}$$

Fórmula Tarifaria T1G

a) Cargo Fijo Mensual

$$\text{CFG} = \text{CDFG}$$

donde:

CFG: Cargo fijo que se aplicará a todos los usuarios generales, expresado en \$/mes.

CDFG: costo propio de distribución asignado al cargo fijo de la tarifa 1-G expresado en \$/mes. Este valor inicial es **1000 \$/mes**.

b.1) Cargo Variable hasta 800 kWh/mes inclusive

$$\text{CVG1} = (\text{Pep} * \text{YpG} + \text{Per} * \text{YrG} + \text{Pev} * \text{YvG}) * \text{KREB} + \text{Ppot} * \text{KRPB} * \text{KMPG} + \text{CDVG1}$$

CVG1: cargo variable que se aplicará al bloque de consumo hasta 800 kWh (inclusive) de los usuarios de esta categoría por la totalidad de la energía consumida, expresado en \$/kWh.

CDVG1: cargo variable que se aplicará al bloque de consumo hasta 800 kWh (inclusive) de los usuarios de esta categoría por la totalidad de la energía consumida, expresado en \$/kWh.

Este valor inicial es **3,368 \$/kWh**.

b.2) Cargo Variable a partir de 801 kWh/mes inclusive

$$\text{CVG2} = (\text{Pep} * \text{YpG} + \text{Per} * \text{YrG} + \text{Pev} * \text{YvG}) * \text{KREB} + \text{Ppot} * \text{KRPB} * \text{KMPG} + \text{CDVG2}$$

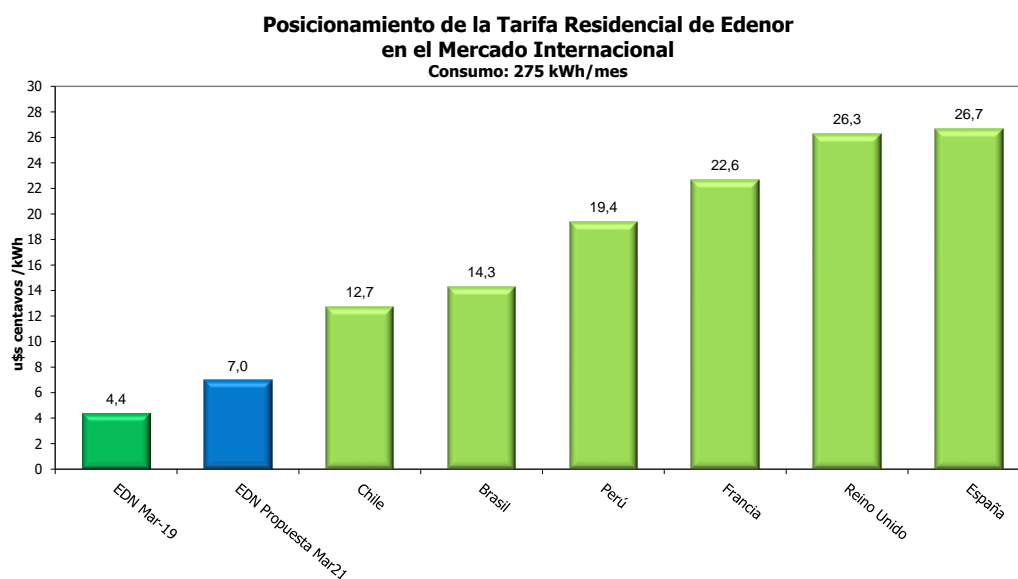
CVG2: cargo variable que se aplicará al bloque de consumo a partir de 801 kWh de los usuarios de esta categoría, expresado en \$/kWh.

CDVG2: cargo variable que se aplicará al bloque de consumo a partir de 801 kWh de los usuarios de esta categoría, expresado en \$/kWh.

Este valor inicial es **6,737 \$/kWh**.

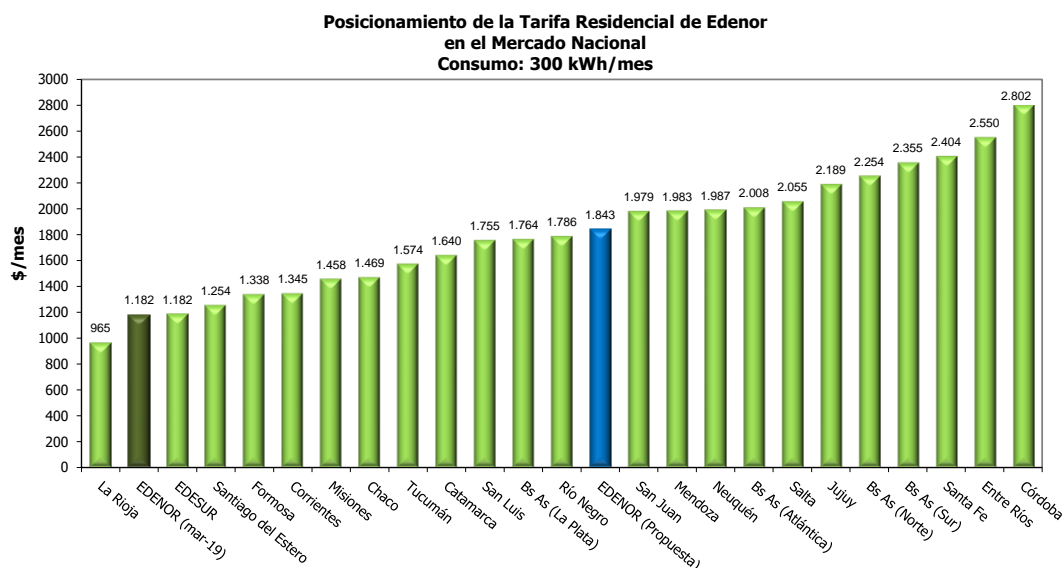
16. POSICIONAMIENTO DE LA TARIFA DE EDENOR EN EL MERCADO INTERNACIONAL Y NACIONAL

En el cuadro siguiente se compara la tarifa residencial de Edenor actual y propuesta, respecto de las tarifas internacionales y las de otras distribuidoras nacionales:



Los valores incluyen todos los impuestos.
Centavos de U\$s/kWh. Tipo de cambio utilizado 1 dólar = 90,79 pesos 11/03/2021

En el gráfico se puede observar que la tarifa propuesta sigue estando por debajo de las de países latinoamericanos y europeos.



Los valores incluyen todos los impuestos.

Respecto al posicionamiento dentro del mercado nacional la tarifa propuesta para Edenor queda dentro del promedio del país, aún teniendo en cuenta que se trata de tarifas sin actualización.

17. CUADRO TARIFARIO PROPUESTO

El Cuadro Tarifario propuesto se calculó incorporando los Precios Estacionales sancionados por la Resolución SE N° 131/2021:

Tarifa 1 - R

Cargo Fijo	\$/mes	400
0 a 400 kWh/mes	\$/kWh	3,490
Más de 400 kWh/mes	\$/kWh	4,739

Tarifa 1 – G

Cargo Fijo	\$/mes	1.000
0 a 800 kWh/mes	\$/kWh	6,020
Más de 800 kWh/mes	\$/kWh	9,388

T1 - AP

Cargo Variable	\$/kWh	6,203
----------------	--------	-------

Tarifa 2

Cargo Fijo	\$/mes	1.978,52
Cargo por Potencia Contratada	\$/kW-mes	923,04
Cargo por Potencia Adquirida	\$/kW-mes	65,20
Cargo Variable	\$/kWh	2,545

Tarifa 3 - BT < 300 kW

Cargo Fijo	\$/mes	7.796,75
Cargo por Potencia Contratada	\$/kW-mes	822,47
Cargo por Potencia Adquirida	\$/kW-mes	75,88

Cargo Variable Pico	\$/kWh	2,646
Cargo Variable Resto	\$/kWh	2,537
Cargo Variable Valle	\$/kWh	2,427

Tarifa 3 - MT < 300 kW

Cargo Fijo	\$/mes	7.797,25
Cargo por Potencia Contratada	\$/kW-mes	388,59
Cargo por Potencia Adquirida	\$/kW-mes	87,5
Cargo Variable Pico	\$/kWh	2,515
Cargo Variable Resto	\$/kWh	2,411
Cargo Variable Valle	\$/kWh	2,307

Tarifa 3 - AT < 300 kW

Cargo Fijo	\$/mes	7.796,76
Cargo por Potencia Contratada	\$/kW-mes	101,94
Cargo por Potencia Adquirida	\$/kW-mes	81,89
Cargo Variable Pico	\$/kWh	2,412
Cargo Variable Resto	\$/kWh	2,312
Cargo Variable Valle	\$/kWh	2,212

Tarifa 3 - BT > = 300 kW

Cargo Fijo	\$/mes	7.796,75
Cargo por Potencia Contratada	\$/kW-mes	822,47
Cargo por Potencia Adquirida	\$/kW-mes	75,88
Cargo Variable Pico	\$/kWh	6,736
Cargo Variable Resto	\$/kWh	6,457
Cargo Variable Valle	\$/kWh	6,176

Tarifa 3 - MT > = 300 kW

Cargo Fijo	\$/mes	7797,25
------------	--------	---------

Cargo por Potencia Contratada	\$/kW-mes	388,59
Cargo por Potencia Adquirida	\$/kW-mes	87,5
Cargo Variable Pico	\$/kWh	6,402
Cargo Variable Resto	\$/kWh	6,136
Cargo Variable Valle	\$/kWh	5,869

Tarifa 3 - AT > = 300 kW

Cargo Fijo	\$/mes	7796,76
Cargo por Potencia Contratada	\$/kW-mes	101,94
Cargo por Potencia Adquirida	\$/kW-mes	81,89
Cargo Variable Pico	\$/kWh	6,139
Cargo Variable Resto	\$/kWh	5,884
Cargo Variable Valle	\$/kWh	5,628

Tarifa 3 - BT > = 300 kW - Organismos Públicos Salud / Educación

Cargo Fijo	\$/mes	7.796,75
Cargo por Potencia Contratada	\$/kW-mes	822,47
Cargo por Potencia Adquirida	\$/kW-mes	75,88
Cargo Variable Pico	\$/kWh	3,684
Cargo Variable Resto	\$/kWh	3,536
Cargo Variable Valle	\$/kWh	3,387

Tarifa 3 - MT > = 300 kW - Organismos Públicos Salud / Educación

Cargo Fijo	\$/mes	7797,25
Cargo por Potencia Contratada	\$/kW-mes	388,59
Cargo por Potencia Adquirida	\$/kW-mes	87,50
Cargo Variable Pico	\$/kWh	3,501
Cargo Variable Resto	\$/kWh	3,361
Cargo Variable Valle	\$/kWh	3,219

Tarifa 3 - AT > = 300 kW - Organismos Públicos / Salud / Educación

Cargo Fijo	\$/mes	7796,76
Cargo por Potencia Contratada	\$/kW-mes	101,94
Cargo por Potencia Adquirida	\$/kW-mes	81,89
Cargo Variable Pico	\$/kWh	3,357
Cargo Variable Resto	\$/kWh	3,22
Cargo Variable Valle	\$/kWh	3,087

TARIFAS SERVICIO DE PEAJE

Tarifa 2

Cargo Fijo	\$/mes	1.978,52
Cargo por Potencia Contratada	\$/MW-mes	923.044
Cargo por Potencia Adquirida	\$/MW-mes	8.157
Cargo Variable	\$/MWh	289,00

Tarifa 3 - BT < 300 kW

Cargo Fijo	\$/mes	7.796,75
Cargo por Potencia Contratada	\$/MW-mes	822.475
Cargo por Potencia Adquirida	\$/MW-mes	9.493
Cargo Variable Pico	\$/MWh	300,29
Cargo Variable Resto	\$/MWh	287,87
Cargo Variable Valle	\$/MWh	275,46

Tarifa 3 - MT < 300 kW

Cargo Fijo	\$/mes	7.797,25
Cargo por Potencia Contratada	\$/MW-mes	388.591
Cargo por Potencia Adquirida	\$/MW-mes	6.406
Cargo Variable Pico	\$/MWh	168,91

Cargo Variable Resto	\$/MWh	161,93
Cargo Variable Valle	\$/MWh	154,94

Tarifa 3 - AT < 300 kW

Cargo Fijo	\$/mes	7.796,76
Cargo por Potencia Contratada	\$/MW-mes	101.944
Cargo por Potencia Adquirida	\$/MW-mes	2.385
Cargo Variable Pico	\$/MWh	65,69
Cargo Variable Resto	\$/MWh	62,97
Cargo Variable Valle	\$/MWh	60,26

Tarifa 3 - BT > = 300 kW

Cargo Fijo	\$/mes	7.796,75
Cargo por Potencia Contratada	\$/MW-mes	822.475
Cargo por Potencia Adquirida	\$/MW-mes	9.493
Cargo Variable Pico	\$/MWh	764,42
Cargo Variable Resto	\$/MWh	732,67
Cargo Variable Valle	\$/MWh	700,80

Tarifa 3 - MT > = 300 kW

Cargo Fijo	\$/mes	7.797,25
Cargo por Potencia Contratada	\$/MW-mes	388.591
Cargo por Potencia Adquirida	\$/MW-mes	6.406
Cargo Variable Pico	\$/MWh	429,98
Cargo Variable Resto	\$/MWh	412,13
Cargo Variable Valle	\$/MWh	394,20

Tarifa 3 - AT > = 300 kW

Cargo Fijo	\$/mes	7.796,76
Cargo por Potencia Contratada	\$/MW-mes	101.944

Cargo por Potencia Adquirida	\$/MW-mes	2.385
Cargo Variable Pico	\$/MWh	167,22
Cargo Variable Resto	\$/MWh	160,27
Cargo Variable Valle	\$/MWh	153,30

Tarifa 3 - BT > = 300 kW - Organismos Públicos Salud / Educación

Cargo Fijo	\$/mes	7.796,75
Cargo por Potencia Contratada	\$/MW-mes	822.475
Cargo por Potencia Adquirida	\$/MW-mes	9.493
Cargo Variable Pico	\$/MWh	418,05
Cargo Variable Resto	\$/MWh	401,28
Cargo Variable Valle	\$/MWh	384,38

Tarifa 3 - MT > = 300 kW - Organismos Públicos Salud / Educación

Cargo Fijo	\$/mes	7.797,25
Cargo por Potencia Contratada	\$/MW-mes	388.591
Cargo por Potencia Adquirida	\$/MW-mes	6.406
Cargo Variable Pico	\$/MWh	235,15
Cargo Variable Resto	\$/MWh	225,72
Cargo Variable Valle	\$/MWh	216,22

Tarifa 3 - AT > = 300 kW - Organismos Públicos Salud / Educación

Cargo Fijo	\$/mes	7.796,76
Cargo por Potencia Contratada	\$/MW-mes	101.944
Cargo por Potencia Adquirida	\$/MW-mes	2.385
Cargo Variable Pico	\$/MWh	91,45
Cargo Variable Resto	\$/MWh	87,78
Cargo Variable Valle	\$/MWh	84,08

Servicio de rehabilitación

Tarifa 1 - R1	\$	225,13
Tarifa 1 - G y AP	\$	1.361,71
Tarifa 2 y Tarifa 3	\$	3.601,04

Conexiones Domiciliarias

Comunes

Aéreas monofásicas	\$	2.741,56
Subterráneas	\$	8.515,55
Aéreas trifásicas	\$	5.188,00
Subterráneas Trifásicas	\$	13.018,74

Especiales

Aéreas monofásicas	\$	7.194,99
Subterráneas	\$	23.149,14
Aéreas trifásicas	\$	12.676,78
Subterráneas Trifásicas	\$	23.932,44

18. CRITERIOS DE ACTUALIZACIÓN DEL CPD

En función de la estructura de costos de Edenor se han determinado los principales ponderadores de costos que integran el CPD, mano de obra, materiales y otros.

En la siguiente tabla se muestran las ponderaciones:

α_{MO}	$\alpha_{Mat.}$	α_{Otros}
54,4%	24,9%	20,7%

Donde:

α_{MO} : porcentaje de participación de los costos de mano de obra en el total del CPD

$\alpha_{Mat.}$: porcentaje de participación de los costos en materiales en el total del CPD

αOtros: porcentaje de participación del resto de los costos (servicios, transporte, impuestos, etc.) en el total del CPD

Los índices de precios que se utilizan para cada componente de la estructura, por considerarse los más representativos de las variaciones que pudiesen sufrir los costos de la prestación del servicio son:

- **Mano de obra: Índice de Salarios Nivel General elaborado por el INDEC (IS)**
- **Materiales: Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM), apertura D “Productos Manufacturados” elaborado por el INDEC**
- **Otros: Índice de Precios al Consumidor nivel general elaborado por el INDEC (IPC)**

La metodología aquí descripta actualizará los costos propios de distribución, los costos de conexión y el servicio de rehabilitación, así como también los valores de Costo de Energía No suministrada (CENS) y Costo de Energía Suministrada en Malas Condiciones (CESMC), de acuerdo a la siguiente expresión:

$$CPDi,j,n = (0,544 * ISn / ISo + 0,249 * IPIMDn / IPIMDo + 0,207 * IPCn / IPCo) * CPDi,j,o$$

Donde

CPDi,j,n: costo propio de distribución del parámetro tarifario i, de la tarifa j o el costo de conexión o el servicio de rehabilitación, o el CENS o el CESMC en el período n (período de 6 meses).

CPDi,j,o: costo propio de distribución inicial del parámetro tarifario i, de la tarifa j o el costo de conexión o el servicio de rehabilitación, o el CENS o el CESMC.

ISn: Índice de salarios nivel general publicado por el INDEC correspondiente al mes “m-2”, siendo m el primer mes del período n (período de seis meses).

ISo: índice de salarios nivel general publicado por el INDEC, correspondiente al mes “k-2”, siendo k el mes de febrero del 2021.

IPIMDn: Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM), apertura D “Productos Manufacturados” publicado por el INDEC, correspondiente al mes “m-2”, siendo m el primer mes del período n (período de seis meses).

IPIMDo: Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM), apertura D “Productos Manufacturados” publicado por el INDEC, correspondiente al mes “k-2”, siendo k el mes de febrero del 2021.

IPCn: Índice de Precios al Consumidor nivel general (IPC) publicado por el INDEC, correspondiente al mes “m-2”, siendo m el primer mes del período n (período de seis meses).

IPCo: Índice de Precios al Consumidor nivel general (IPC) publicado por el INDEC, correspondiente al mes “k-2”, siendo k el mes de febrero del 2021.

Esta composición refleja la variación de costos de la prestación del servicio y por ende, permite mantener la sustentabilidad económica financiera de la concesión durante el período tarifario de transición.

Las variaciones que sufran los Precios Estacionales deberán incorporarse en forma inmediata en los cuadros tarifarios que correspondan.

19. PROYECCIÓN DE DEMANDA

Proyección de Ventas (febrero 2021 – enero 2022)

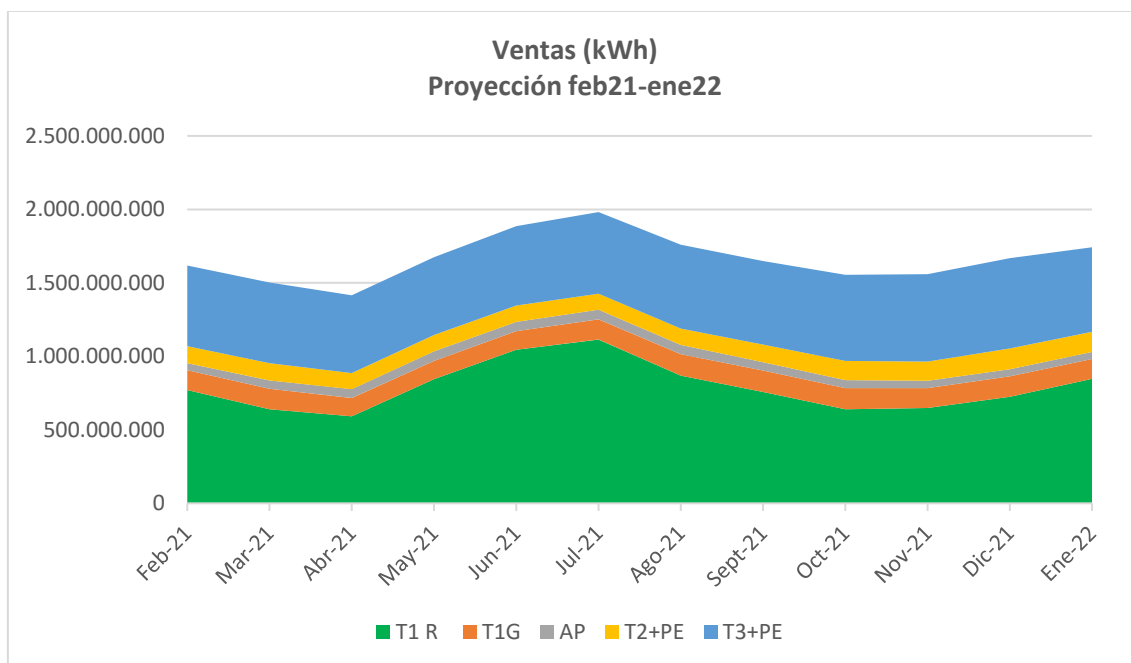
Para la realización de la proyección de ventas se utilizaron las siguientes premisas:

- a) Variables macro IPI IGA de la consultora Secco
- b) Corrección de la serie histórica de ventas por temperaturas medias reales

Resultado de la Proyección:

Ventas (kWh)

Mes/año	T1 R	T1G	AP	T2+PE	T3+PE	TOTAL
feb-21	770.054.939	134.758.075	48.777.346	114.918.131	550.000.000	1.618.508.491
mar-21	639.053.484	140.000.000	56.921.603	117.500.297	550.000.000	1.503.475.384
abr-21	591.918.660	125.000.000	59.359.589	110.000.000	530.000.000	1.416.278.249
may-21	844.768.645	125.000.000	64.526.662	110.440.524	530.000.000	1.674.735.831
jun-21	1.045.717.447	125.000.000	64.698.050	110.261.195	540.000.000	1.885.676.692
jul-21	1.114.054.872	137.826.994	65.656.472	109.249.547	555.000.000	1.981.787.885
ago-21	868.123.317	147.266.902	62.104.187	111.817.273	570.136.211	1.759.447.889
sep-21	758.631.389	144.718.809	56.331.801	120.000.000	568.811.247	1.648.493.246
oct-21	640.464.293	142.962.675	54.691.061	129.834.872	586.703.689	1.554.656.590
nov-21	649.100.584	134.797.425	49.277.566	130.973.937	595.859.125	1.560.008.638
dic-21	725.019.359	140.000.000	47.866.203	142.114.949	612.855.649	1.667.856.160
ene-22	847.250.603	135.391.832	48.248.484	136.463.265	575.358.379	1.742.712.564
TOTAL	9.494.157.592	1.632.722.712	678.459.025	1.443.573.990	6.764.724.300	20.013.637.618



20. CONSIDERACIONES FINALES

Cabe destacar que este Informe Consolidado se presenta en el marco del Decreto de Necesidad y Urgencia N° 1020/2021, la RESOL-2021-16-APN-ENRE#MEC y la RESOL - 2021-53-APN-ENRE#MEC - Convocatoria a Audiencia Pública, a los efectos de que ese Ente Regulador avance en el análisis y tratamiento de la eventual aplicación de una tarifa de transición que se adecue a las necesidades de ingresos de esta Distribuidora para asegurar la prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica en los términos de su Contrato de Concesión, la Ley Nacional N° 24.065 y marco regulatorio que rige la actividad.

Todo dato e información brindada en la presente no puede ni debe ser interpretada como renuncia de Edenor a ejercer los derechos que le asisten conforme el marco regulatorio aplicable, ni tampoco como consentimiento de los términos de cualquier ley, decreto y/o norma y/o resolución y/o instrucción de la autoridad regulatoria y cuyo contenido significase la prohibición de aplicación y/o mantenimiento de los cuadros tarifarios y/o privación de ingresos que corresponden a esta Distribuidora en virtud de su contrato de concesión y marco normativo oportunamente vigente, haciéndose reserva al efecto de ejercer oportunamente los derechos y acciones correspondientes.

Por último, se hace énfasis en que toda renuncia y/o desistimiento por parte de esta Distribuidora deberá ser expreso y resultante de un acuerdo que refleje y no vulnere los términos del marco regulatorio vigente y reconozca y/o compense la totalidad de los ingresos tarifarios no percibidos por aplicación de la normativa de emergencia aludida en esta presentación.

Sin otro particular, saludamos a la Sra. Interventora muy atentamente.



A handwritten signature in black ink, appearing to be "Ricardo A. Torres". The signature is fluid and cursive, with a large loop at the end.

Ricardo A. TORRES

Presidente del Directorio

EDENOR S.A.

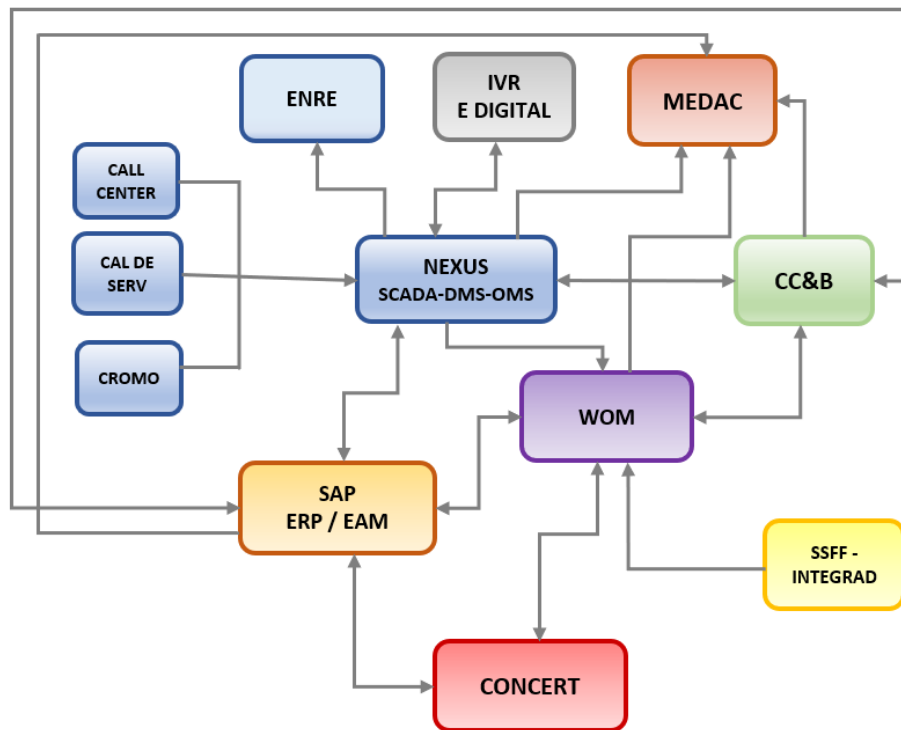
ANEXO 1

MANTENIMIENTO

**Principales Implementaciones de los Últimos Años
y
Principales Indicadores**

Principales Implementaciones

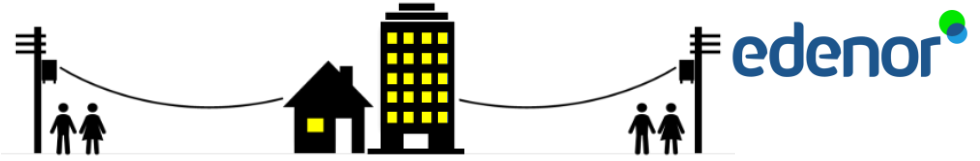
En los últimos años: Sistemas



Origen	Destino	Descripción	Tec.
CC&B	NEXUS	UTC información comercial	IPC
CC&B	NEXUS	Anulación de Nuevos Suministros	RHI
CC&B	SAP/EAM	Contabilidad, Medidores	IPC
CC&B	WOM	Envío de tareas	IPC
Concert	SAP/EAM	Certificación para liquidación de contratistas	IPC
Concert	WOM	Tareas certificaciones	IPC
ED	NEXUS	Alta de reclamos	API
IVR	NEXUS	Alta de reclamos	API
NEXUS	CC&B	NNSS, Energizaciones, Espontáneas Cromo	IPC
NEXUS	CC&B	Modificación de domicilios	RHI
NEXUS	ED	Estado de cliente (interrupciones)	API
NEXUS	IVR	Estado de cliente (interrupciones)	API
NEXUS	SAP/EAM	OMS Tareas mantenim. correctivos, Act. Lógicos, Baremos	IPC
NEXUS	WOM	Tareas reclamos	IPC
NEXUS	WOM	Creación, Actualización y Cancelación de Tareas	RHI
SAP/EAM	CC&B	Sincroniz. De órdenes de terceros; Notas, Vistas y Quejas	RHI
SAP/EAM	WOM	Tareas mantenimiento	IPC
SSFF	WOM	Skills, turnos, móviles	IPC
WOM	CC&B	Esponáneas	IPC
WOM	Concert	Tareas certificaciones	IPC
WOM	SAP/EAM	Consumos de materiales	IPC

Principales Implementaciones

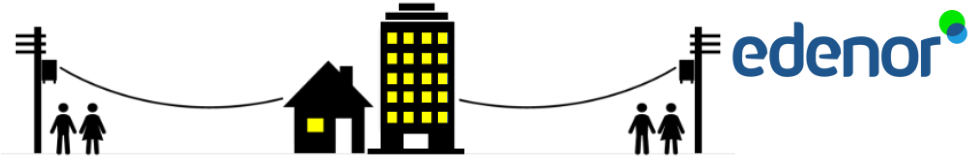
En los últimos años: Aplicaciones



- Serialización de los precintos de medidores.
- Fraude cercano.
- Información on-line de consumos de clientes para los equipos móviles que van a inspeccionar.
- Relevamiento de consumos “No medidos”.
- Relevamiento de la Poda.
- Relevamiento de Seguridad en la Vía Pública.

Principales Implementaciones

En los últimos años: Procesos



- 400 Equipos Móviles que ejecutaban tareas específicas a la multifunción.
- Creación de móviles Unipersonales y la modalidad “auto a casa”.
- Redimensionamiento de equipos móviles de reparaciones pasando de 3 personas a 2.
- Seguimiento sistemático de la productividad de las cuadrillas.
- Aprovechamientos de los Pedidos de Instalaciones para hacer todas las tareas pendientes en las instalaciones que quedan fuera de servicio.
- Centralización de Tareas Administrativas.
- Control Permanente de la Vegetación a través de mejoras en el proceso de Poda.

Principales Implementaciones

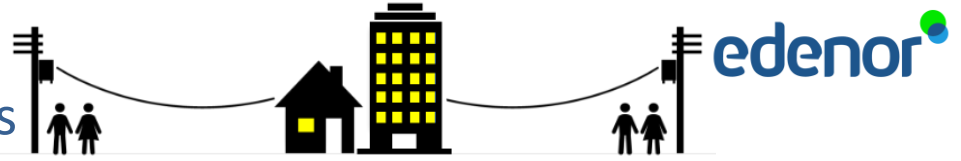
En los últimos años: Calidad y Productividad



- Creación de 12 Equipos Livianos (2 personas) de TCT MT.
- Creación de nuevos planes de trabajo con TCT AT en SS.EE.
- Generación de Matriz de Riesgo y confección de Plan de Reemplazo a cuatro años de TM de AT.
- Nueve programas de ingresos de jóvenes ingenieros para cubrir los planteles de mandos realizados con las UTDT, UTN y Edenor (270 profesionales).
- 17 Programas de Técnicos (512 ingresos).
- Desarrollo de un nuevo concepto para la capacitación en las tareas: Gestión del Conocimiento.
- Reconversión de MOI a MOD

Principales Implementaciones

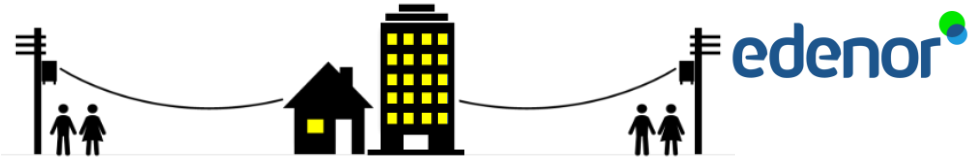
En los últimos años: Algunas Mejoras



- Plan de reemplazo de Aisladores pasatapa de Transformadores de potencia mayores a 300 MVA por antigüedad mayor a 40 años y/o desvíos en los parámetros controlados.
- Reemplazo de todos los interruptores de 220kV de tecnología en aire comprimido por SF6.
- Renovación de línea aérea de Media Tensión desnuda x protegida.
- Saneamiento de cables subterráneos de Media Tensión (para eliminar puntos de falla).
- Estanqueización de cámaras subterráneas.

Principales Implementaciones

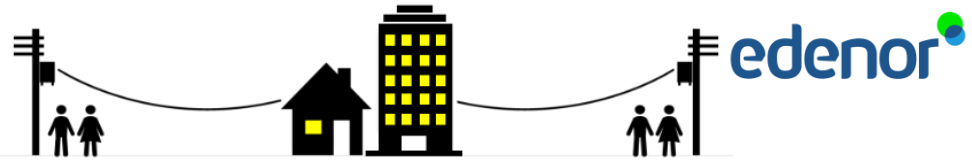
En los últimos años: Tecnológicos



- Implementación de Telegestión en 31.000 medidores MIDE a través de concentradores.
- Implementación de Telelectura en villas de Acuerdo Marco y Mediciones de Frontera.
- Nueva sala de Respaldo para los Despachos de AT y MT.
- Creación del Centro de Diagnóstico, monitoreo de 2.500 electrodependientes.
- Plan de reemplazo por conmutadores sin mantenimiento en transformadores de 300MVA.
- Implementación de tecnologías de Machine Learning aplicadas a Performance de Alimentadores MT.

Principales Indicadores DO:

Calidad de Servicio

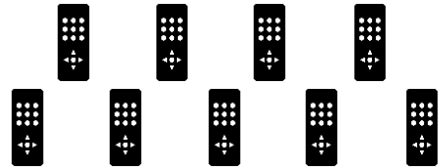


2.350

PUNTOS DE TELECONTROL
EN LA RED DE MEDIA TENSIÓN

+4.900

PUNTOS DE TELESUPERVISIÓN
EN LA RED DE MEDIA TENSIÓN

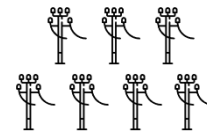


30%

DE LAS MANIOBRAS DE LA RED DE MEDIA TENSIÓN
ESTAN TELECONTROLADAS



ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO

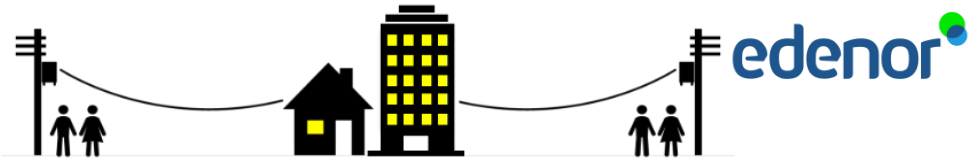


95%

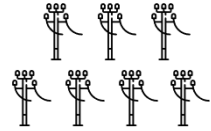
CUMPLIMIENTO **RÉCORD**
DE LOS PLANES DE MANTENIMIENTO DE TRANSMISIÓN
(Total de Activos: 25.000)

700

MANTENIMIENTOS DE **SECCIONADORES DE A.T.**
EN SERVICIO



ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO



Se renovaron **184k** postes de BT, en los últimos 4 años.

Total de postes BT: 1.108k – Vida útil promedio en madera: 20/25 años

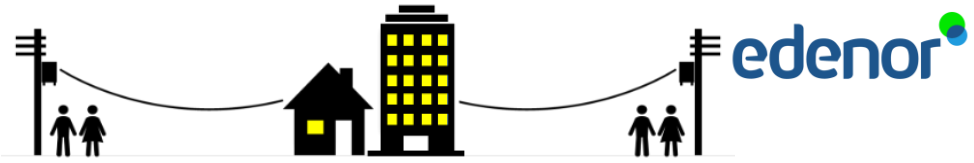
Se renovaron **16k** postes de MT, en los últimos 4 años.

Total de postes MT: 88k.

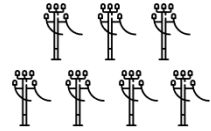


Se podaron **390k** árboles, en los últimos 4 años.

Total arboleda estimada: 350k.

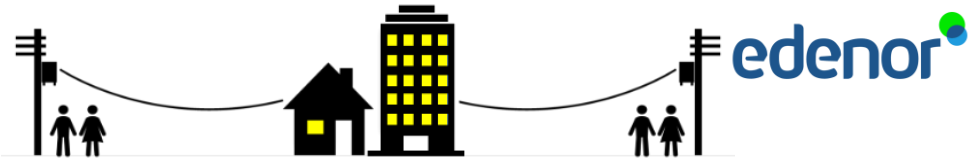


ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO



A partir de contar con **EAM** implementamos **aprovechamientos de los Pedidos de Instalaciones** para realizar todas las adecuaciones en el mismo momento.

Con esto **se evita interrumpir el servicio más de una vez a un mismo grupo de clientes, disminuyendo SAIDI y SAIFI**



ACCIONES DE RECUPERO DE ENERGÍA

en los últimos cuatro años

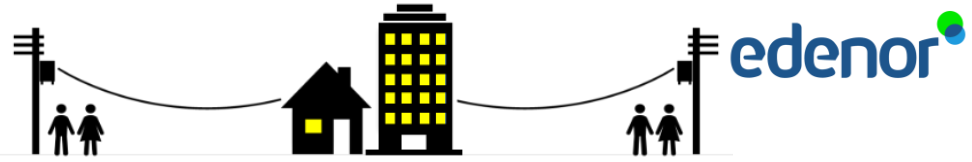
Se inspeccionaron **1,38 millones** de clientes.

Se normalizaron **671 mil** clientes.
(Fraudes + Anomalías que afectan facturación).

Se logró una efectividad del **49%** en clientes.

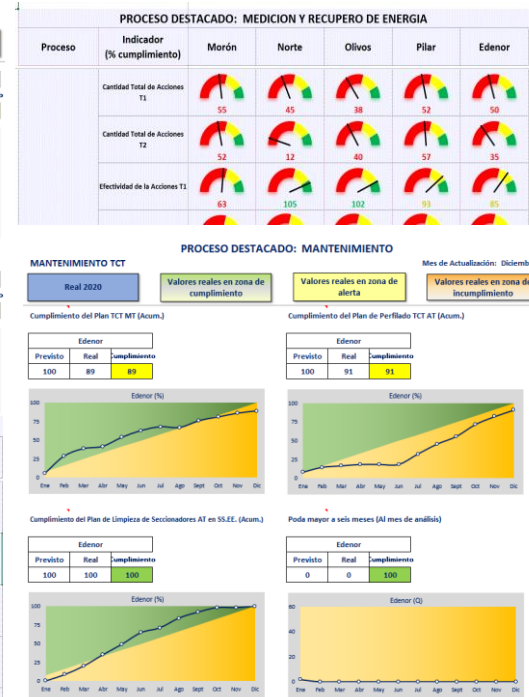
Se inspeccionaron el 100% de los Clientes T2 y T3.

Principales Indicadores DO: Política Empresaria de Gestión



• Monitoreo permanente de la Gestión en al menos 320 Indicadores de Performance de Procesos.

Proceso Detacado	Proceso	EDENOR	REGION I	REGION II	REGION III	TRANSMISION
Planificación	Planificación y Seguimiento AT	●				●
Proyectos	Proyecto de Obras MT-BT	●	●	●	●	
	Documentación Técnica	●	●	●	●	
Montaje	Montaje de Obras MT - BT	●	●	●	●	
	Montaje Telecontrol	●				
Mantenimiento	Mantenimiento CAAT	●				●
	Mantenimiento LAAT	●				●
	Mantenimiento SEAT	●				●
	Mantenimiento SSEE	●				●
	Mantenimiento MPEI	●				●
	Mantenimiento TCT	●				●
	Mantenimiento TLC	●				●
	Mantenimiento Preventivo MT-BT	●	●	●	●	
Asistencia Técnica	Gestión de Reclamos	●				
	Calidad de Producto	●				●
Recupero de Energía	T1	●	●	●	●	
	T2 - T3	●	●	●	●	
Morosidad	No Medidos	●	●	●	●	
	Acciones de Morosidad T1-T2	●	●	●	●	
Operación	Morosidad Grandes Clientes	●				
	Gobierno AT - MT	●	●	●	●	
	Operación MT	●	●	●	●	
Procesos Técnicos	Operación AT	●				●
	Utilización de Aplicaciones Tencias	●	●	●	●	●
Administrativo	Ordenes de Explotación	●	●	●	●	●
	Ordenes de Inversión	●	●	●	●	●



ANEXO 2

DETALLE DE LAS OBRAS EJECUTADAS Y LAS PRINCIPALES INVERSIONES REALIZADAS PARA CADA UNA DE LAS ACTIVIDADES QUE COMPONEN LA CADENA ELÉCTRICA DE LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, INDIVIDUALIZADAS POR AÑO 2014 A 2020

Inversiones 2014

Estructura de Transmisión

- Continuación de las obras de ampliación de la Subestación Rodríguez 220/132 kV 2 x 300 MVA
- Continuación de las obras para nuevos electroductos de 132 kV en la Subestación Rodríguez – Subestación Malvinas y Subestación Rodríguez – Subestación Pilar. Puesta en Servicio Etapa 1 y conexión de uno de los electroductos desde Subestación Malvinas hasta la nueva Subestación Manzone.
- Inicio de las obras de renovación de los electroductos de 132 kV Subestación Nuevo Puerto – Subestación Libertador – Subestación Vicente López
- Inicio de electroducto de 132 kV Subestación Suárez – Subestación Villa Adelina.

Estructura de Sub-transmisión

- Nueva Subestación San Alberto 132/13,2 kV – 2x40 MVA. Montaje del segundo transformador 132/13,2 kV y del nuevo tablero de 13,2 kV.
- Nueva Subestación Manzone 132/13,2 kV 2 x 40 MVA.
- Ampliación de la Subestación Benavídez 132/13,2 kV 2 x 40 MVA a 3 x 40 MVA.
- Ampliación de la Subestación Malvinas 33/13,2 kV – de 2x20 MVA a 3x20 MVA.
- Ampliación de la Subestación Matheu 132/13,2 kV 1 x 40 MVA a 2 x 40 MVA.
- Ampliación de la Subestación Colegiales 132/13,2 kV 3 x 40 MVA a 4 x 40 MVA.
- Continuación de las obras de ampliación de la Subestación Ciudadela 132/13,2 kV 2 x 40 MVA a 2 x 80 MVA. Reemplazo de uno de los transformadores de 40 MVA por 80 MVA.
- Continuación de las obras de ampliación de la Subestación Tortuguitas 132/13,2 kV 2 x 40 MVA a 2 x 80 MVA. Reemplazo de uno de los transformadores de 40 MVA por transformadores de 80 MVA.
- Inicio de electroducto de 132 kV Subestación Colegiales – Subestación Urquiza – Subestación Agronomía.
- Inicio de las obras de ampliación de la Subestación Morón 132/13,2 kV 3 x 40 MVA a 1 x 80 + 2 x 40 MVA. Reemplazo de Tablero de Media Tensión.

Estructura de Distribución

- 68 nuevos alimentadores en Subestaciones y Centros de Rebaje nuevos y existentes: Benavidez, Luzuriaga, Pantanosa, Altos, Paso del Rey, Pontevedra, San Alberto, San Justo, Agronomía, Saavedra, Colegiales, Ciudadela, Melo, Rotonda, Migueletes, Suarez, Bancalari, Maschwitz, Nogues, Nordelta, San Fernando, Del Viso, Manzone, Jose C. Paz, Catonas, Tortuguitas, Malvinas, Pilar, CR Oro Verde, CR Cazador, CR Escobar.
- Cierres entre alimentadores de Media TensiónInco de subestaciones varias
- 537 nuevos centros de transformación de media y baja tensión y novecientos veintiséis aumentos de potencia en existentes, que incrementaron la potencia instalada en 398 MVA.
- Incorporación de los primeros 146 puntos de telesupervisión de nueva tecnología de la red de media tensión. Acumulando un total de 693 telesupervisiones.

Mejora de Red

Las mejoras realizadas alcanzaron todos los niveles de tensión detallándose a continuación las más significativas:

- En Alta Tensión: Se realizaron remplazos de los interruptores de 132 kV y de 220 kV. Se adecuaron las protecciones de tableros de media tensión en varias Subestaciones y se reemplazaron las protecciones de cable de 132 kV.
- En Media Tensión: Se realizó un importante reemplazo de la red subterránea de antigua tecnología y el cambio de transformadores de media y baja tensión y de equipos en centros de media tensión.
- En Baja Tensión: Se efectuó el reemplazo de red subterránea y aérea. También se reforzó red con problemas de calidad de producto.

Inversiones 2015

Estructura de Transmisión

- Ampliación de subestación Rodríguez 220/132 kV incrementando su capacidad en 600 MVA; Puesta en servicio de un Transformador 220/132 kV 300 MVA.
- Finalización de nuevos electroductos de 132 kV subestación Rodríguez – subestación Malvinas y subestación Rodríguez – subestación Pilar.
- Inicio de ampliación de subestación Rodríguez 500/220 kV incrementando su capacidad en 800 MVA.
- Renovación de tramos de cables aislados en aceite Oil Filled (OF) frente al aeroparque metropolitano de los electroductos de 132 kV subestación Nuevo Puerto – subestación Vicente López – subestación Libertador; puesta en servicio de renovación tramo subestación Nuevo Puerto – subestación Vicente López.

- Inicio de nuevo electroducto 132 kV subestación Suarez – subestación Villa Adelina
- Inicio de nuevo electroducto 132 kV subestación Colegiales – futura subestación Urquiza 132 kV – subestación Agronomía.
- Inicio de renovación tramo cable OF del electroducto 132 kV subestación Morón – subestación Castelar.
- Inicio de nuevos campos de seccionamiento de electroductos de 132 kV subestación Morón – subestación Luján (TRANSBA) en Subestación Malvinas.

Estructura de Sub-transmisión

- Finalización de ampliación de la subestación Catonas 132/13,2 kV incrementando su capacidad en 80 MVA.
- Finalización de ampliación de la subestación Tortuguitas 132/13,2 kV incrementando su capacidad en 80 MVA.
- Finalización de nueva subestación San Alberto 132/13,2 kV – con capacidad de 80 MVA.
- Finalización de nueva subestación Manzone 132/13,2 kV con capacidad de 80 MVA.
- Finalización de ampliación subestación Colegiales 132/13,2 kV incrementando su capacidad en 40 MVA.
- Finalización de ampliación subestación Edison 132/13,2 kV incrementando su capacidad en 40 MVA.
- Finalización, reemplazo y renovación de transformadores 132/13,2/20 kV para alimentación de líneas Mitre y Sarmiento; 2 en subestación Ramos Mejía y 1 en subestación Edison.
- Finalización de ampliación Subestación Matheu 132/13,2 incrementando su capacidad en 40 MVA.
- Ampliación y renovación del tablero de media tensión en subestación Morón; reemplazo de un transformador 132/13,2 kV de 40 MVA por un transformador de 80 MVA.
- Finalización de ampliación de la subestación Ciudadela 132/13,2 kV incrementando su capacidad en 80 MVA.
- Finalización de ampliación de la Subestación El Pino 132/13,2 kV incrementando su capacidad en 40 MVA.
- Inicio de ampliación de la subestación Tapiales 132/13,2 kV incrementando su capacidad en 80 MVA; reemplazo de los transformadores de 40 MVA por transformadores de 80 MVA.
- Inicio de ampliación de la subestación Derqui 132/13,2 incrementando su capacidad en 80 MVA; reemplazo de los transformadores de 40 MVA por transformadores de 80 MVA.

- Inicio de ampliación de la subestación Suarez 132/13,2 kV incrementando su capacidad en 80 MVA; reemplazo de un transformador de 40 MVA por un transformador de 80 MVA.
- Inicio de ampliación de la subestación Marcos Paz 132/13,2 kV incrementando su capacidad en 40 MVA; reemplazo de los transformadores de 20 MVA por transformadores de 40 MVA
- Inicio de nueva subestación Corralón 33/13,2 kV con capacidad de 32 MVA.
- Inicio de renovación y ampliación subestación Urquiza 132/13,2 kV con capacidad de 120 MVA.
- Inicio de nueva subestación Gaona 132/33/13,2 kV con capacidad de 160 MVA.
- Inicio de nueva subestación Olivos 132/13,2 kV con capacidad de 160 MVA.
- Inicio de nueva subestación Aguas 132/13,2 kV con capacidad de 100 MVA.

Estructura de Distribución

- 63 nuevos alimentadores en subestaciones nuevas y existentes: San Justo, Luzuriaga, San Alberto, Agronomía, Melo, Munro, Nordelta, Catonas, Malaver, Ciudadela, Rotonda, Maschwitz, Benavidez, Bancalari, Matheu, Tecnópolis, Tortuguitas, Manzone, San Fernando, Suarez, Malvinas, centro de rebaje Cazador, centro de rebaje Escobar, Migueletes, Altos y Marcos Paz.
- Cierres entre alimentadores de media tensión de subestaciones varias 329 nuevos centros de transformación de media y baja tensión y 390 aumentos de potencia en existentes, que incrementaron la potencia instalada en 242 MVA.
- Incorporación de 151 nuevos puntos de telesupervisión de nueva tecnología de la red de media tensión. Acumulando un total de 844 telesupervisiones.

Mejora de Red

Las mejoras realizadas alcanzaron todos los niveles de tensión detallándose a continuación las más significativas:

- En alta tensión: se realizaron reemplazos de interruptores de 132 kV y de 220 kV. Se adecuaron protecciones de tableros de media tensión en varias subestaciones y se reemplazaron protecciones de cable de 132 kV.
- En media tensión: se efectuó el reemplazo de interruptores de media tensión en subestaciones e instalación de protecciones de arco interno en tableros de media tensión. Asimismo, se realizó un importante reemplazo de red subterránea de antigua tecnología, el cambio de transformadores de media y baja tensión y de equipos en centros de media tensión.
- En baja tensión: se efectuó el reemplazo de red subterránea y aérea. También se reforzó la red con problemas de calidad de producto.

Inversiones 2016

Estructura de Transmisión

- Se instaló un segundo transformador en la subestación Rodríguez 220/132 kV, incrementando su capacidad de 300 a 600 MVA.
- Se instalaron nuevos electroductos de 132 kV en la subestación Suarez, subestación Villa Adelina. Se efectuó el reemplazo de tramo del electroducto 132 kV en las subestaciones J.C. Paz y Matheu.
- Se efectuó el reemplazo con incremento en la capacidad de transporte de tramos de cables aislados en aceite Oil Filled (OF) de 132 kV por cables con aislación sólida (XLPE), en la subestación Morón – subestación Castelar y Subestación Nuevo Puerto – Subestación Libertador.
- Se instalaron nuevos campos de seccionamiento de electroductos de 132 kV en subestación Morón – subestación Luján (TRANSBA) y en Subestación Malvinas.
- Se inició la ampliación de la subestación Rodríguez de 500/220 kV incrementando su capacidad en 800 MVA.
- Se instaló un transformador provisorio en la subestación Rodríguez de 500/132 kV y 300 MVA de capacidad.
- Se inició la ampliación de subestación Ezeiza de 220/132 kV incrementando su capacidad en 300 MVA y se instalaron nuevos electroductos de 132 kV entre ésta y la subestación El Pino.
- Se inició la instalación de un nuevo electroducto de 220 kV en las subestaciones Malaver – PI Malaver.
- Se inicio una obra de vinculación de Nueva Generación Térmica local a subestaciones Matheu, Zappalorto y Pilar.

Estructura de Sub-transmisión

- Se realizó el cambio del segundo transformador de la subestación Marcos Paz de 132/13,2 kV finalizando la ampliación de 2x20 a 2x40MVA.
- Se finalizó la ampliación de la subestación Suarez de 132/13,2 kV incrementando su capacidad en 80 MVA. Se efectuó el reemplazo del segundo transformador de 40 MVA por un transformador de 80 MVA.
- Se realizó la instalación de un nuevo tablero de media tensión en subestación Tapiales 132/13,2 kV 2x80 MVA.
- Se inicio la instalación de nuevo tablero de media tensión en la subestación Derqui de 132/13,2 kV y 2x80 MVA.
- Se efectuó la instalación de un transformador provisorio en la subestación Olivos de 132/13,2 kV con capacidad de 40 MVA, y se inició la instalación de una nueva subestación de 2x80 MVA.
- Se comenzó con la instalación de la nueva subestación Aguas de 132/13,2 kV con capacidad de 100 MVA.

- Se inició la ampliación de la subestación Pantanosa de 132/13,2 kV incrementando su capacidad en 40 MVA.
- Se inició la ampliación de la subestación José C. Paz de 132/13,2 kV incrementando su capacidad en 120 MVA.
- Se inicio la instalación de la nueva subestación Aeroclub de 132/13,2 kV con capacidad de 160 MVA.
- Se comenzó la renovación y ampliación de la subestación Urquiza de 132/13,2 kV con capacidad de 120 MVA.
- Se continuó con la obra de la nueva subestación Gaona de 132/33/13,2 kV con capacidad de 160 MVA.
- Se realizó la ampliación de la subestación Morón de 132/13,2 kV de 3x40 MVA a 2x40 y 1x80 MVA con renovación del tablero de media tensión.

Estructura de Distribución

- Se instalaron 56 nuevos alimentadores en subestaciones nuevas y existentes: Benavidez, Catonas, CR Corralón, CR Escobar, El Pino, Guemes, Malvinas, Manzone, Maschwitz, Matheu, Melo, Merlo, Morón, Nordelta, San Alberto, San Fernando, Tecnópolis, Tortuguitas y Urquiza.
- Se realizó el cierre entre alimentadores de media tensión de subestaciones, se instalaron 619 nuevos centros de transformación de media y baja tensión y 523 aumentos de potencia, que incrementaron la potencia instalada en 466 MVA.
- Incorporación de los primeros 76 puntos de telecontrol y 509 de telesupervisión de la red de media tensión permitiendo realizar maniobras a distancia.

Mejora de Red

- En alta tensión: se realizaron reemplazos de interruptores de 132 kV y de 220 kV. Se adecuaron protecciones de tableros de media tensión en varias subestaciones y se reemplazaron protecciones de cable de 132 kV. Se iniciaron las obras para la instalación de un banco de capacitores de 150 MVAR en barras de 220 kV en subestación Rodríguez. Y se renovó el equipamiento necesario para la instalación de un nuevo tablero de media tensión en Subestación La Reja.
- En media tensión: se efectuó el reemplazo de interruptores de media tensión en subestaciones e instalación de protecciones de arco interno en tableros de media tensión. Asimismo, se realizó un importante reemplazo de red subterránea de antigua tecnología, el cambio de transformadores de media y baja tensión y de equipos en centros de media tensión.
- En baja tensión: se efectuó el reemplazo de red subterránea y aérea. También se reforzó la red con problemas de calidad de producto.

Inversiones 2017

Estructura de Transmisión

- Se puso en servicio un electroducto de 220 kV subterráneo entre el puesto de interconexión Malaver y la Subestación Malaver, ampliando la capacidad de transmisión entre las Subestaciones Morón y Malaver en 450 MW.
- Se realizaron las obras de vinculación de Nueva Generación Térmica local a subestaciones Matheu, Zappalorto y Pilar, con una capacidad instalada global de 420 MW.
- Se efectuó el reemplazo de un tramo de línea aérea por cable subterráneo del electroducto de 132 kV que vincula las Subestaciones Matheu y José C. Paz.
- Continúa la ampliación de la subestación Rodríguez de 500/220 kV para incrementar su capacidad en 800 MVA.
- Continúa la ampliación de subestación Ezeiza de 220/132 kV para incrementar su capacidad en 300 MVA y el tendido de nuevos electroductos de 132 kV entre ésta y la subestación El Pino.
- Se iniciaron las obras del nuevo electroducto de 132 kV que vincularán las Subestaciones Casanova y San Justo.
- Se iniciaron las obras del nuevo electroducto de 220 kV que vincularán las Subestaciones Malaver y Edison.
- Se iniciaron las obras para la renovación de los electroductos subterráneos de 132 kV que vinculan las Subestaciones Puerto Nuevo y Melo con la Subestación Colegiales.

Estructura de Sub-transmisión

- Se finalizó la nueva Subestación Aniversario 132/13,2 kV 2 x 80 MVA.
- Se finalizó la nueva Subestación Gaona de 132/33/13,2 kV 4 x 40 MVA.
- Se realizó la ampliación de la subestación Rotonda de 132/13,2 kV reemplazando dos transformadores de 40 MVA por dos transformadores de 80 MVA.
- Se puso en servicio un nuevo transformador provisorio en la Subestación José C. Paz, de 40 MVA.
- Se realizó el cambio de un transformador de 132/13,2 kV 40 MVA en la Subestación Victoria por un transformador 132/13,2 kV de 80 MVA.
- Se continúa con la renovación y ampliación de la subestación Urquiza de 132/13,2 kV con capacidad de 120 MVA, poniéndose en servicio el primer transformador de 40 MVA.
- Se continuó con la instalación de la nueva Subestación Aguas de 132/13,2 kV con capacidad de 100 MVA, poniéndose en servicio su conexión en 132 kV

- Se continuó con la ampliación de la Subestación Pantanosa de 132/13,2 kV para incrementar su capacidad en 40 MVA.
- Se continúa con las obras de la nueva Subestación José C. Paz de 132/13,2 kV 2 x 80 MVA
- Se continúa con las obras de la nueva Subestación Aeroclub de 132/13,2 kV 2 x 80 MVA.
- Se inició la instalación de un nuevo tablero de media tensión en Subestación Victoria.
- Se inició la instalación de nuevo tablero de media tensión en la Subestación Matheu.

Estructura de Distribución

- Se instalaron 55 nuevos alimentadores en subestaciones nuevas y existentes: Agronomía, Ciudadela, Migueletes, Rotonda, Suarez, Tecnópolis, Altos, Ituzaingó, San Alberto, Tapiales, Bancalari, Benavidez, Catonas, Gaona, J C Paz, Manzone, Maschwitz, Morón, Nordelta, Paso del Rey, Tortuguitas y en los centros de rebaje Cazador y Escobar.
- Se realizó el cierre entre alimentadores de media tensión de subestaciones, se instalaron 513 nuevos centros de transformación de media/baja tensión y 664 aumentos de potencia, que dieron un incremento neto de la potencia instalada en 334 MVA.
- Incorporación de 354 nuevos puntos de telecontrol y 301 nuevos de telesupervisión de la red de media tensión permitiendo realizar maniobras a distancia. Acumulando un total de 430 telemandos y 1654 telesupervisiones.

Mejora de Red

Las mejoras realizadas alcanzaron todos los niveles de tensión detallándose a continuación las más significativas:

- En alta tensión: se realizaron reemplazos de seccionadores de 132 kV y de 220 kV. Se realizaron reemplazos de tableros de protecciones de línea en 132 y 220 kV.
- En media tensión: se efectuó el reemplazo de interruptores de media tensión en subestaciones e instalación de protecciones de arco interno en tableros de media tensión. Se iniciaron los reemplazos de los tableros de media tensión en Subestaciones Del Viso y Migueletes. Asimismo, se realizó un importante reemplazo de red subterránea de antigua tecnología, el cambio de transformadores de media y baja tensión y de equipos en centros de media tensión.
- En baja tensión: se efectuó el reemplazo de red subterránea y aérea. También se reforzó la red con problemas de calidad de producto.

Inversiones 2018

Estructura de Transmisión

- La puesta en servicio de la ampliación de la Subestación Ezeiza 220/132 kV, con un transformador de 300 MVA y dos nuevos campos a cable de 132 kV, y dos nuevos electroductos de 132 kV que vinculan esa Subestación con la Subestación El Pino.
- La puesta en servicio de un nuevo electroducto de 132 kV que vinculan las Subestaciones Casanova y San Justo.
- El reemplazo de 5 km de terna de cable papel aceite de 132 kV por cable seco tipo XLPE de los electroductos que vinculan las Subestaciones Puerto Nuevo, Melo y Colegiales.
- Se continúa con la ampliación de la Subestación Rodríguez de 500/220 kV para incrementar su capacidad en 800 MVA, previéndose su puesta en servicio para el próximo otoño.
- Se continúa con las obras del nuevo electroducto de 220 kV que vincularán las Subestaciones Malaver y Edison y de la ampliación de esta última Subestación mediante la instalación de un transformador 220/132 kV 300 MVA.
- Se iniciaron las obras para la vinculación de la Subestación José C. Paz con los electroductos de 132 kV Subestación Morón – Subestación Matheu.
- Se iniciaron las obras de dos nuevos electroductos de 132 kV que vincularán las Subestaciones Malaver y Munro, reemplazando unos 17 km de terna de cable de papel aceite.

Estructura de Sub-transmisión

- Finalización de las nuevas Subestaciones Aguas y Pantanosa.
- Finalización de la renovación y ampliación de la Subestación Urquiza de 132/13,2 kV 3 x 40 MVA.
- Ampliación de la Subestación Benavidez de 132/13,2 kV reemplazando un transformador de 40 MVA por un transformador de 80 MVA.
- Reemplazo de transformadores en las Subestaciones Victoria, Colegiales, El Pino, Malaver y La Matanza.
- Continuación de las obras en las nuevas Subestaciones Jose C. Paz y Subestación Aeroclub.
- Iniciación de las obras en las nuevas Subestaciones Ara San Juan, Subestación Libertad y en los Centros de Rebaje 33/13,2 kV Dique Luján y El Cruce.
- Adquisición de terrenos para emplazar las futuras Subestaciones Martínez, Garín y Trujui. Adicionalmente se obtuvo la cesión de un predio de parte de Vialidad Nacional para emplazar la futura Subestación Oro Verde.

Estructura de Distribución

- Se instalaron 51 alimentadores en Subestaciones nuevas y existentes.
- 513 nuevos centros de transformación de media / baja tensión y 507 aumentos de potencia, que dieron un incremento neto de la potencia instalada en 403 MVA.
- Incorporación de 612 nuevos puntos de telecontrol y 537 nuevos de telesupervisión de la red de media tensión permitiendo realizar maniobras a distancia. Acumulando un total de 1042 telemandos y 2191 telesupervisiones.

Mejora de Red

- En alta tensión: se realizaron reemplazos de seccionadores de 132 kV y de 220 kV. Se realizaron reemplazos de tableros de protecciones de línea en 132 y 220 kV.
- En media tensión: se efectuó el reemplazo de interruptores en subestaciones e instalación de protecciones de arco interno en tableros. Se puso en servicio un nuevo tablero en Subestación Migueletes y se continuó con el montaje de un nuevo tablero en la Subestación Del Viso. Asimismo, se realizó un importante reemplazo de red subterránea de antigua tecnología, el cambio de transformadores de media y baja tensión y de equipos en centros de transformación.
- En baja tensión: se efectuó el reemplazo de red subterránea y aérea. También se reforzó la red con problemas de calidad de producto.

Inversiones 2019

Estructura de Transmisión

- La puesta en servicio de la ampliación de la Subestación Rodríguez 500/220 kV, con un nuevo banco de transformadores de 800 MVA.
- La puesta en servicio de un nuevo transformador 220/132 kV, 300 MVA en la Subestación Edison y un nuevo electroducto de 220 kV de 11 km de longitud que vinculan las Subestaciones Malaver y Edison.
- El reemplazo de 8 km de terna de cable papel aceite de 132 kV por cable seco tipo XLPE de uno de los electroductos que vinculan las Subestaciones Malaver y Munro. Se continúa con el reemplazo del segundo electroducto, previéndose su puesta en servicio para la próxima primavera.
- Se continúa con las obras para la vinculación de la Subestación José C. Paz con los electroductos de 132 kV Subestación Morón – Subestación Matheu, previéndose la puesta en servicio de la primera etapa para la próxima primavera

Estructura de Sub-transmisión

- Se finalizó la nueva Subestación Aeroclub 132/13,2 kV 2 x 80 MVA con dos nuevos electroductos de 132 kV por un total de 8 km, que la vinculan con la Subestación Casanova.

- Se puso en servicio un nuevo transformador 132/13,2 kV 80 MVA en la Subestación Ramos Mejía con parte del nuevo tablero de 13,2 kV. Se continúa con las obras para poner en servicio todo el tablero de 13,2 kV desafectando el antiguo con celdas abiertas y alimentadores duplicados por cada celda. Se prevé finalizar las obras para el próximo invierno, normalizando la red con alimentadores simples y dotando de telecontrol a los equipos que los maniobran desde la Subestación. Con este proyecto es completa el telecontrol de los equipos de media tensión en todas las Subestaciones de Edenor.
- Se realizó el reemplazo de dos transformadores de 132/13,2 kV 40 MVA en la Subestación Paso del Rey por dos transformadores 132/13,2 kV de 80 MVA. Se continúa con las obras del nuevo tablero de 13,2 kV, previéndose su puesta en servicio para el próximo invierno.
- Se realizó el reemplazo de dos transformadores de 132/13,2 kV 40 MVA en la Subestación Altos por dos transformadores 132/13,2 kV de 80 MVA.
- Se realizó el reemplazo de dos transformadores de 132/13,2 kV 20 MVA en la Subestación Puerto Nuevo por dos transformadores 132/13,2 kV de 40 MVA.
- Se continúa con las obras de la nueva Subestación Jose C. Paz de 132/13,2 kV 2 x 80 MVA, previéndose su puesta en servicio para la próxima primavera.
- Se continúa con las obras de la nueva Subestación Libertad de 132/13,2 kV 2 x 40 MVA, previéndose su puesta en servicio para la próxima primavera
- Se continúa con las obras de la nueva Subestación ARA San Juan de 132/13,2 kV 2 x 80 MVA, previéndose la puesta en servicio de una primera etapa para la próxima primavera.
- Se continúa con las obras de los nuevos Centros de Rebaje 33/13,2 kV Dique Luján y El Cruce, previéndose sus puestas en servicio para el próximo invierno.
- Se continúa la instalación de nuevo tablero de media tensión en la Subestación Matheu, previéndose su puesta en servicio para el próximo otoño.
- Se continúa la instalación de nuevo tablero de media tensión en la Subestación Victoria, previéndose su puesta en servicio para el próximo invierno.

Estructura de Distribución

Obras realizadas:

- Se instalaron 36 nuevos alimentadores en Subestaciones nuevas y existentes.
- Se realizó el cierre entre alimentadores de media tensión de subestaciones, se instalaron 506 nuevos centros de transformación de media / baja tensión y 547 aumentos de potencia, que dieron un incremento neto de la potencia instalada en 413 MVA.
- Incorporación de 671 nuevos puntos de telecontrol y 85 nuevos de telesupervisión de la red de media tensión permitiendo realizar maniobras a distancia. Acumulando un total de 1713 telemandos y 2276 telesupervisiones.

Mejora de Red:

- En alta tensión: se realizaron reemplazos de seccionadores de 132 kV y de 220 kV. Se realizaron reemplazos de tableros de protecciones de línea en 132 y 220 kV.
- En media tensión: se efectuó el reemplazo de interruptores en subestaciones e instalación de protecciones de arco interno en tableros. Se puso en servicio un nuevo tablero en Subestación Migueletes y se continuó con el montaje de un nuevo tablero en la Subestación Del Viso. Asimismo, se realizó un importante reemplazo de red subterránea de antigua tecnología, el cambio de transformadores de media y baja tensión y de equipos en centros de transformación.
- En baja tensión: se efectuó el reemplazo de red subterránea y aérea. También se reforzó la red con problemas de calidad de producto.

Inversiones 2020

Estructura de Transmisión

- La puesta en servicio de dos bancos de compensación capacitivos de 220 kV y 117,7 MVar cada uno en la Subestación Rodríguez, siendo la primera instalación de este tipo en el país
- El reemplazo de 9 km de electroducto en cable papel aceite de 132 kV por cable seco tipo XLPE que vincula las Subestaciones Malaver y Munro.
- Se puso en servicio de las barras de 132 kV de la Subestación José C. Paz y la primera etapa de vinculación con la red mediante los electroductos de 132 kV Subestación Morón – Subestación Matheu, previéndose la puesta en servicio de la segunda etapa durante el segundo trimestre de 2021.

Continuaron las obras de reemplazo del electroducto en cable papel aceite de 132 kV por cable seco tipo XLPE que vincula las Subestaciones Puerto Nuevo Austria con puesta en servicio en 2021.

Estructura de Sub-transmisión

- Se finalizó la nueva Subestación Libertad 132/13,2 kV 2 x 40 MVA con dos nuevos electroductos de 132 kV por un total de 0,24 km, que la vinculan con las Subestaciones Zappalorto y Merlo;
- Se puso en servicio un nuevo transformador 132/13,2 kV de 80 MVA en la Subestación José C. Paz;
- Se realizó el reemplazo de un transformador de 132/13,2 kV 40 MVA en la Subestación Colegiales por un transformador 132/13,2 kV de 80 MVA;
- Se finalizó la instalación de los nuevos tableros de 13,2 kV en la Subestación Ramos Mejía, que completo el telecontrol en la totalidad de interruptores de media tensión en las Subestaciones de Edenor, además de normalizar la estructura de red.
- Se completó la instalación del tablero de 13,2 kV de la Subestación Matheu.

Continuaron las obras de las nuevas subestaciones ARA San Juan 132/13,2 kV 2x80 MVA y Oro Verde 132/13,2 kV 2x40 MVA con puesta en servicio en 2021.

Estructura de Distribución

Obras realizadas:

- Se instalaron 37 nuevos alimentadores en Subestaciones nuevas y existentes;
- Se realizó el cierre entre alimentadores de MT de Subestaciones y se instalaron 281 nuevos centros de transformación de MT/BT y 516 aumentos de potencia, que dieron un incremento neto de la potencia instalada en 241 MVA.
- Incorporación de 581 nuevos puntos de telecontrol y 196 nuevos de telesupervisión de la red de media tensión permitiendo realizar maniobras a distancia. Acumulando un total de 2294 telemandos y 2472 telesupervisiones.

Mejora de Red

Las mejoras realizadas alcanzaron todos los niveles de tensión detallándose a continuación las más significativas:

- En AT: Se realizaron reemplazos de bushings en transformadores de 500/220 kV, 220/132 kV y 132/MT kV. Se continuo con el plan de remplazo de transformadores de medida. Se realizaron reemplazos de seccionadores/interruptores de 132 kV, de 220 kV y de tableros de protecciones de línea en 132 y 220 kV;
- En MT: se efectuó el reemplazo de interruptores en subestaciones e instalación de protecciones de arco interno en tableros. Asimismo, se realizó un importante reemplazo de red subterránea de antigua tecnología, el cambio de transformadores de media y baja tensión y de equipos en centros de transformación;
- En BT: se efectuó el reemplazo de red subterránea y aérea. Se reforzó la red con problemas de calidad de producto.

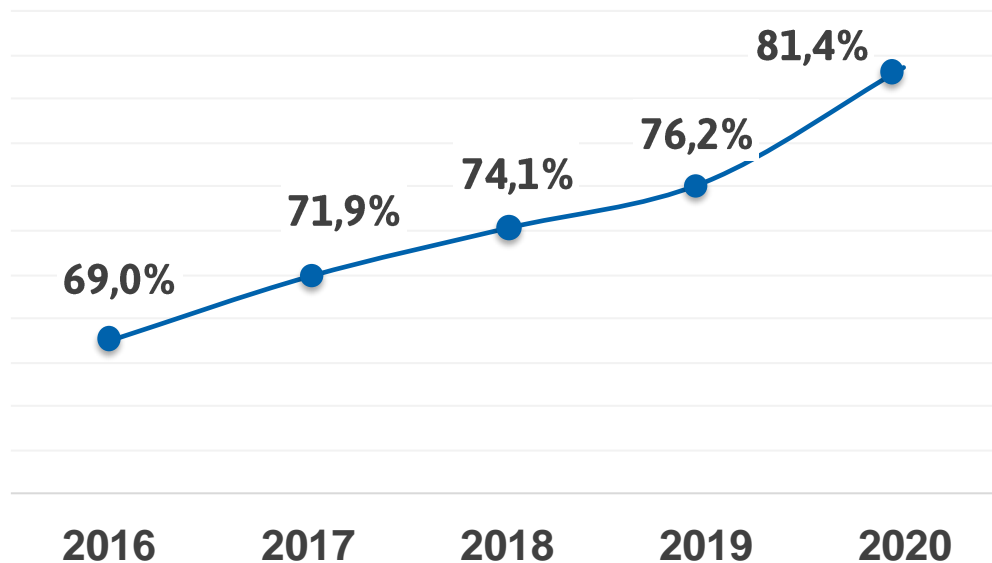


DIRECCIÓN DE
SERVICIOS AL CLIENTE

MODELO DE ATENCIÓN OFICINAS COMERCIALES

AGOSTO 2020

edenor



5,2 pp

Puntos de mejora
con respecto a la
satisfacción de 2019

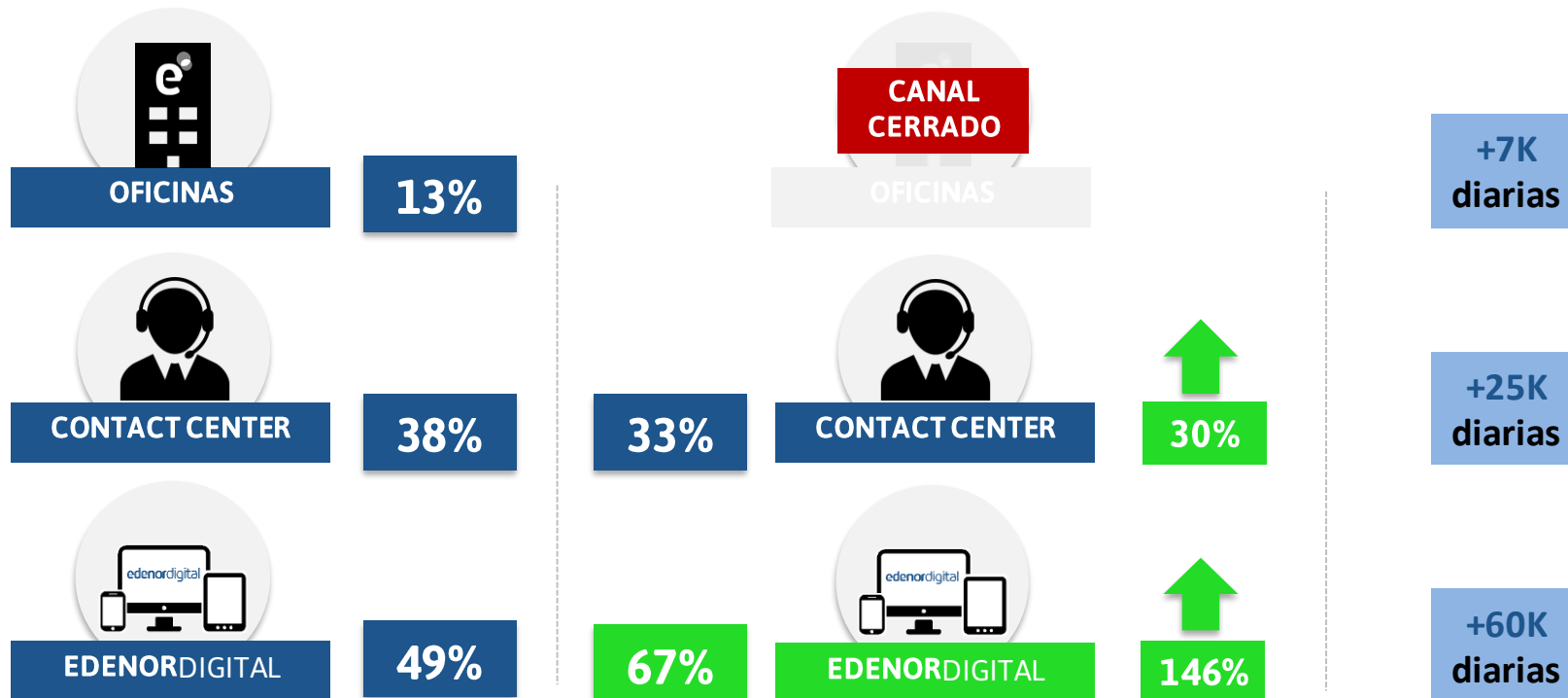
Nota: Encuesta relacional consultora Poliarquía. 2020: Primera ola.

- **Mayor satisfacción para los clientes**
 - Menor tiempos de traslado
 - Menor exposición en los grupos de riesgo
 - Flexibilidad – extensión del horario de atención
- **Modelo de atención superador**
- **Se mantienen los costos actuales**
- **Se mantiene el empleo del personal de edenor**

ANTES DEL COVID-19 ⁽¹⁾



DURANTE COVID-19 ⁽²⁾



¿QUÉ APRENDIMOS?

Disponibilidad 100%: Todos los pagos, trámites, consultas y reclamos disponibles en CAT, redes + edenordigital + entidades externas

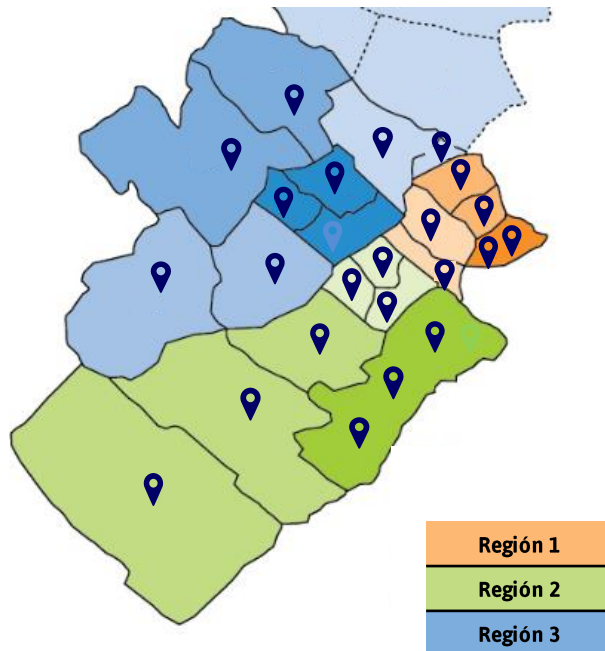
Misma calidad de atención con mayor demanda

Los que más se movilizan son los grupos de riesgo

25

Oficinas comerciales

Área de concesión por partido

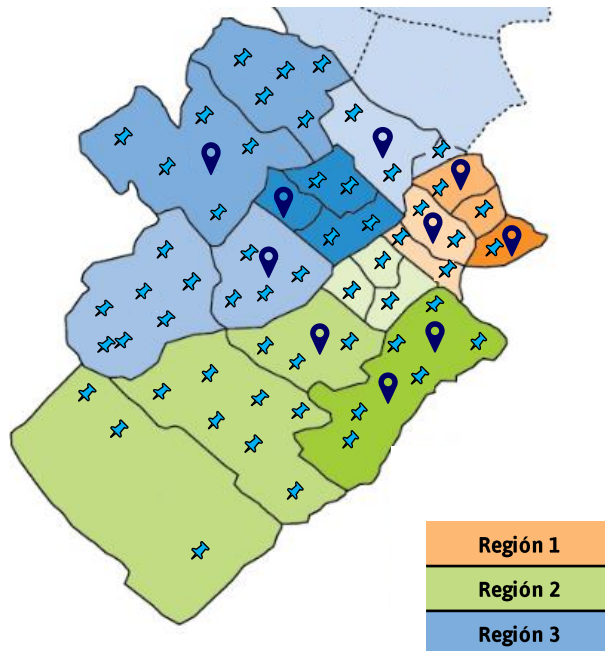


Bulnes	Ituzaingó
Vicente López	González Catán
San Fernando	Marcos Paz
Tapiales	San Miguel
Malvinas Argentinas	Pilar
Hurlingham	Morón
Las Heras	San Martín
San Isidro	3 de Febrero
Chacarita	Escobar
José C Paz	Moreno
San Justo	LaFerrere
Merlo	
Tigre	
General Rodríguez	

📍 **10**
Oficinas comerciales

✈️ **65**
Centros Atención Cercana

Área de concesión por partido



OC

San Justo

Moreno

Merlo

Chacarita

Pilar

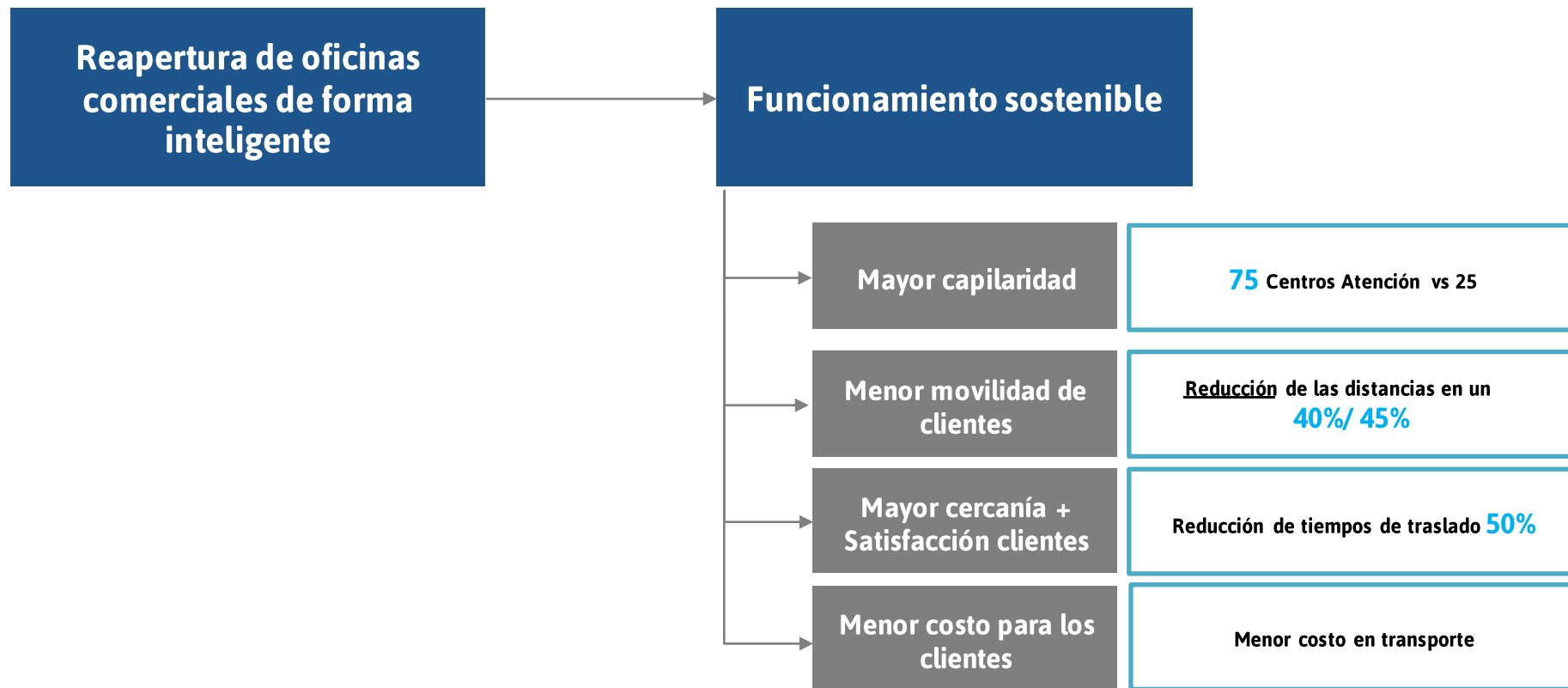
Tigre

José C Paz

San Martín

González Catán

San Isidro





Videopresencial

- Atención personalizada con un agente mediante una videollamada
- Posibilidad de imprimir y escanear
- Eficiencia en la operación

65

Centros de atención cercana

Terminal de autogestión

- Posibilidad de autogestión de pagos, reclamos, trámites y consultas
- Posibilidad de imprimir y escanear

¿Dónde los podríamos instalar?

- Carrefour
- Pago Fácil
- Rapipago
- Andreani
- Oca
- Kioscos

Malvinas
Carrefour Terrazas de Mayo



CABA
Carrefour Salguero



Cadena de
supermercados

Beneficios

Horario extendido de atención

Todos los trámites/ Consultas/ Reclamos

Mayor cercanía con el cliente

Lugares de alto tránsito y seguros

Optimización de los tiempos del cliente

edenor[•]



República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional
2021 - Año de Homenaje al Premio Nobel de Medicina Dr. César Milstein

Hoja Adicional de Firmas
Informe gráfico

Número:

Referencia: EDENOR - PROPUESTA TARIFARIA DE TRANSICION - EX-2021-04177771- -APN-SD#ENRE -

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 102 pagina/s.