

Edesur S.A.

Revisión Tarifaria de Distribución 2016

INFORME EJECUTIVO

Segundo Informe - 5 de Septiembre 2016



INDICE

1.	INTRODUCCIÓN	1-3
2.	Fundamentos y Criterios de la Propuesta Tarifaria	2-4
2.1	Propuesta Tarifaria	2-6
2.2	Tratamiento de Créditos y Débitos Previos a la Fijación Tarifaria	2-7
2.3	Reconocimiento Tarifario de la Totalidad de los Costos de Abastecimiento	2-7
2.4	Otros Gastos del Servicio – Reconocimiento de las Variaciones de Costos del Servicio de Distribución No Controlables / Estabilidad Regulatoria	2-8
2.5	Mecanismos de actualización periódico del VAD	2-9
2.6	Gastos del Servicio No Incluidos en el Requerimiento de Ingresos	2-9
3.	Determinación de la Red Ideal	3-11
4.	Plan de Inversión Plurianual para las Redes de Alta, Media y Baja Tensión	4-12
4.1	Plan de Inversión 2017-2021	4-13
4.2	Calidad de servicio a alcanzar	4-14
5.	Costos de Operación y Mantenimiento, Indirectos y de Explotación Comercial	5-15
6.	Estructura tarifaria. Traslado de Costos de Compra de Energía y Potencia. Régimen Tarifario.	6-19
7.	Cálculo Tarifario	7-21
7.1	Requerimiento totales del Costo Propio de Distribución	7-21
7.2	Tarifa y Margen obtenidos	7-21
8.	Factores de Eficiencia y Actualización	8-24
9.	Modelo Económico-Financiero	9-27
10.	Informes	10-28
10.1	Informe 1 - EDESUR - Fundamentos y Criterios de la Propuesta Tarifaria	10-28
10.2	Informe 2 - EDESUR - EDESUR - Costos de Operación y Mantenimiento, Indirectos y de Explotación Comercial	10-29
10.3	Informe 3 - EDESUR - Estructura tarifaria. Traslado de Costos de Compra de Energía y Potencia. Régimen Tarifario.	10-30
10.4	Informe 4 - EDESUR - Cálculo Tarifario	10-31

INDICE...

10.5	Informe 5 - EDESUR - Factores de Eficiencia y Actualización	10-32
10.6	Informe 6 - EDESUR - Factores de Eficiencia y Actualización	10-33

1. INTRODUCCIÓN

El presente resumen ejecutivo corresponde a la Segunda Entrega establecida por la Resolución ENRE 55 del 5 de abril de 2016, cuyo artículo 1° aprueba el Programa para la Revisión Tarifaria de Distribución en el año 2016.

El mismo también incorpora las definiciones establecidas en las Resoluciones ENRE N°463, del 8 de agosto N° 492 del 29 de agosto y N° 494 del 30 de agosto, conjuntamente con otros criterios que entendemos de importancia y necesidad para el correcto cumplimiento de los requerimientos establecidos para la Revisión Tarifaria Integral.

Se presentan las siguientes secciones, en las que se tratan las diversas unidades temáticas que fundamentan nuestro requerimiento de ingresos y propuestas tarifarias:

- Fundamentos y Criterios de la Propuesta Tarifaria
- Determinación Red Ideal (se adjunta solamente en formato pdf, formato papel enviado con nota Ger Gen 84/16 del 1° de septiembre)
- Plan de Inversión Plurianual (se adjunta solamente en formato pdf, formato papel enviado con nota Ger Gen 84/16 del 1° de septiembre)
- Costos de Operación y Mantenimiento, Indirectos y de Explotación Comercial
- Estructura tarifaria - Traslado de Costos de Compra de Energía y Potencia. Régimen Tarifario.
- Requerimiento de Ingresos -Cálculo Tarifario
- Factores de Eficiencia y Actualización
- Modelo Económico-Financiero

A continuación se presentan las conclusiones de los estudios que conforman esta presentación y el resumen de los resultados obtenidos en cada tópico.

2. FUNDAMENTOS Y CRITERIOS DE LA PROPUESTA TARIFARIA

En este apartado, quizás el más importante desde el punto de vista conceptual, se establecen los fundamentos y criterios que dan sustento a nuestra propuesta tarifaria, en el marco de la Resolución N°55/16 y complementarias y que permite entender el alcance y validez de la misma, del mismo podemos resumir los siguientes aspectos

La propuesta presentada por EDESUR de requerimiento de ingresos y cuadros tarifarios a aplicar se enmarcan con lo dispuesto en:

- el ACTA ACUERDO (Cláusula Décimo Tercera. Pautas de la Revisión Tarifaria Integral),
- Los lineamientos establecidos en la Resolución ENRE N°55/2016 y las pautas de calidad de servicio técnico explicitados en la Resolución ENRE N° 463 del 8 de agosto, y las de calidad de producto y calidad comercial dadas en la Res ENRE N°492 del 29 de agosto de presente.
- La tasa de rentabilidad establecida en la resolución ENRE N°493 del 30 de Agosto de 2016.
- los principios tarifarios establecidos en los Artículos 2°, 40 a 49 y concordantes de la Ley N° 24.065 y su Decreto Reglamentario N° 1398/92, normas complementarias y conexas.
- y el Decreto N°134 de Emergencia del sector Eléctrico Nacional,

Por su parte, los Principios Tarifarios en Argentina que emanan de la Ley 24065, son:

Artículo 40º) Los servicios suministrados por los transportistas y distribuidores serán ofrecidos a tarifas justas y razonables, las que se ajustarán a los siguientes principios:

a) Proveerán a los transportistas y distribuidores que operen en forma económica y prudente, la oportunidad de obtener ingresos suficientes para satisfacer los costos operativos razonables aplicables al servicio, impuestos, amortizaciones y una tasa de retorno determinada conforme lo dispuesto en el artículo 41 de esta ley;

b) Deberán tener en cuenta las diferencias razonables que existan en el costo entre los distintos tipos de servicios considerando la forma de prestación, ubicación geográfica y cualquier otra característica que el ente califique como relevante;

c) En el caso de tarifas de distribuidores, el precio de venta de la electricidad a los usuarios incluirá un término representativo de los costos de adquisición de la electricidad en el MEM;

d) Sujetas al cumplimiento de los requisitos establecidos en los incisos precedentes, asegurarán el mínimo costo razonable para los usuarios compatible con la seguridad del abastecimiento.

Artículo 41º) Las tarifas que apliquen los transportistas y distribuidores deberán posibilitar una razonable tasa de rentabilidad, a aquellas empresas que operen con eficiencia. Asimismo, la tasa deberá:

Guardar relación con el grado de eficiencia y eficacia operativa de la empresa;

Ser similar, como promedio de la industria, a la de otras actividades de riesgo similar o comparable nacional e internacionalmente.

Artículo 42º) Los contratos de concesión a transportistas y distribuidores incluirán un cuadro tarifario inicial que será válido por un período de cinco (5) años y se ajustará a los siguientes principios:

Establecerá las tarifas iniciales que correspondan a cada tipo de servicio ofrecido, tales bases serán determinadas de conformidad con lo dispuesto en los artículos 40 y 41 de la presente ley;

Las tarifas subsiguientes establecerán el precio máximo que se fije para cada clase de servicios;

El precio máximo será determinado por el Ente de acuerdo con los indicadores de mercado que reflejen los cambios de valor de bienes y/o servicios. Dichos indicadores serán a su vez ajustados, en más o en menos, por un factor destinado a estimular la eficiencia y, al mismo tiempo, las inversiones en construcción, operación y mantenimiento de instalaciones;

Las tarifas estarán sujetas a ajustes que permitan reflejar cualquier cambio en los costos del concesionario, que éste no pueda controlar;

En ningún caso los costos atribuibles al servicio prestado a un usuario o categoría de usuarios podrán ser recuperados mediante tarifas cobradas a otros usuarios.

Para la confección de la propuesta tarifaria también se han tenido en cuenta las premisas y definiciones del compendio normativo como la Ley 25.561 que se fundamenta en el reconocimiento en tarifa de los mínimos costos económicos, razonables para cumplir con las siguientes premisas básicas:

asegurar a los usuarios la prestación de un servicio con una adecuada continuidad, seguridad, calidad y eficiencia, sin discriminación, y con una asignación equitativa de costos para las distintas categorías de clientes y sin subsidios implícitos.

responder a los requerimientos de la sociedad mediante la provisión de un servicio sustentable en el tiempo, que brinde la necesaria infraestructura para el impulso de la demanda viabilizando el desarrollo económico y la competitividad de la industria.

proveer al accionista una rentabilidad justa y razonable que garantice la necesaria reinversión.

En relación a los estudios elaborados para soporte y aval del presente requerimiento de ingresos necesarios para la operación normal de la empresa en las condiciones establecidas por la regulación, fueron realizados con la colaboración de consultores independientes con probada experiencia como son Levin Global y la Universidad de Buenos Aires Facultad de Ciencias Económicas y la experiencia aportada por el grupo ENEL.

En este sentido, dejamos expresamente aclarado que la presentación realizada por EDESUR S.A. debe tomarse como una unidad que integran todos los estudios y criterios considerados y cualquier modificación de las consideraciones contempladas en nuestra propuesta Tarifaria, alteraría en forma directa la ecuación que permite sostener la misma y sus conclusiones.

2.1 PROPUESTA TARIFARIA

El requerimiento de ingresos tarifarios que se anexan tal como se establece en la Resolución ENRE N°55/2016 se ha realizado para **costos de la prestación a valores de Diciembre de 2015.**

Complementariamente para desarrollar la propuesta de la tarifa de Edesur para el período que va desde finales del 2016 al 2021, hemos partido de considerar las siguientes definiciones regulatorias que nos permiten la elaboración de tarifas razonables, acotar los riesgos y hacer sostenible el negocio de la distribución:

- a) El distribuidor tiene la obligación de prestar el servicio de distribución a todos los usuarios de su área de concesión realizando las inversiones que considere conveniente, teniendo en cuenta el actual estado de desadaptación del sistema y excluyendo las que deban su origen en restricciones o limitaciones tanto de generación como de transporte.
- b) Que está garantizado el Pass-Through del precio de compra de la energía a usuarios regulados.
- c) Que se mantiene la plena vigencia de la actividad de comercialización de energía eléctrica por parte del distribuidor.
- d) Que durante el próximo período tarifario la distribuidora no será responsable de asumir el rol de abastecedor de última instancia. Posteriormente, y una vez dadas y garantizadas las condiciones de seguridad y confiabilidad dentro del Mercado Eléctrico Mayorista, podría asumirse la misma en forma limitada a sus clientes regulados, en el marco de previsiones de disponibilidad de generación y transporte.
- e) Que la responsabilidad por la calidad de servicio de la actividad del distribuidor está acotada exclusivamente a la prestación de sus redes, exceptuándolo por ende por:
 - interrupciones causadas por restricciones y/o fallas externas a sus redes,
 - restricciones o limitaciones de generación
 - restricciones o limitaciones de transporte
 - interrupciones asociadas a conflictos sindicales y/o de seguridad para las personas.
 - cortes programados por ampliaciones o mantenimientos
- f) Que se aplican mecanismos de actualización tarifaria en forma trimestral, que ante condiciones específicas existen actualizaciones extraordinarias y ajustes anuales a efectos de no afectar la ecuación económico-financiera del negocio.
- g) Que se mantiene la existencia y cumplimiento del Acuerdo Marco para cubrir el consumo de los asentamientos sin urbanización.
- h) Que se asegura la Estabilidad Regulatoria mediante el reconocimiento en tarifas de las Variaciones de Costos del Servicio de Distribución como consecuencia de cambios en la prestación de servicio que no sean controlados por el distribuidor.

- i) Que se asegure la Estabilidad Tributaria de la distribuidora.
- j) Que las tarifas calculadas a valores de Diciembre de 2015 se actualizan a la fecha de su efectiva aplicación, y en dicho ajuste se incluyen las variaciones en la base de capital que se hubiesen realizado.

En términos generales consideramos que el nuevo Cuadro Tarifario está basado en la formulación de incentivos tanto a LA DISTRIBUIDORA como a los clientes a través de dar las correctas señales económicas que permitan adoptar las decisiones racionales que beneficien al conjunto de la sociedad optimizando de esta forma la utilización de los recursos disponibles.

2.2 TRATAMIENTO DE CRÉDITOS Y DÉBITOS PREVIOS A LA FIJACIÓN TARIFARIA

A consecuencia de la falta de la realización de la RTI que es el mecanismo natural para balancear derechos y obligaciones de la compañía y siendo ésta prevista tanto en el Contrato de Concesión como en el Acta Acuerdo, sumado al congelamiento tarifario de los últimos años en un marco de costos fuertemente crecientes, se llevó indefectiblemente a la empresa a la insuficiencia de ingresos para operar. Por ello EDESUR debió adoptar medidas de emergencia relacionadas con el manejo de sus recursos, que en una primera etapa implicó la reducción de su capacidad para realizar inversiones, con el consecuente deterioro en su calidad de servicio y el consecuente incremento de su gasto. Al agravarse esta situación se tuvo que recurrir al no pago de las obligaciones con el MEM por compra de energía, pasando luego directamente a recibir préstamos en carácter de ayuda por parte del Estado para pagar sueldo y realizar inversiones

En este sentido, surge claramente que **no fue una decisión de la Empresa el estado de su situación operativa y patrimonial en el presente**, y por lo tanto el primer aspecto que debería tratar la RTI es la solución de los mayores costos no percibidos en el pasado por decisión del Gobierno y las consecuencias emergentes de los mismos.

Sin embargo, en razón de los intercambios con la Secretaría de Energía Eléctrica sobre el tema y concordando en la conveniencia de dar un tratamiento separado de los cálculos de la RTI, **en la actual presentación de requerimiento de ingresos NO hemos incluido los necesarios para cubrir los efectos antes mencionados.**

2.3 RECONOCIMIENTO TARIFARIO DE LA TOTALIDAD DE LOS COSTOS DE ABASTECIMIENTO

A fin de garantizar el correcto mecanismo de traspaso de precios mayoristas de energía y potencia (acápito 12° del Anexo de la Resolución ENRE 55/16), resulta necesario el reconocimiento explícito y traslado a los usuarios de los siguientes sobrecostos mayoristas

- Costos de Generación Forzada o UGEMs

- Costo de la Prestación Adicional de la Función Técnica de Transporte (PAFTT) al tener en cuenta que el requerimiento de ingresos que se presenta en esta propuesta se efectuó considerando sólo la red propia de EDESUR.
- Costos de la Cobertura del Riesgo de Abastecimiento
- Otros Costos de Abastecimiento a Transferir a Tarifas

2.4 OTROS GASTOS DEL SERVICIO – RECONOCIMIENTO DE LAS VARIACIONES DE COSTOS DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN NO CONTROLABLES / ESTABILIDAD REGULATORIA

A efectos de dar cumplimiento a las disposiciones de la Ley 24.065, se propone su reconocimiento tarifario implementándose un mecanismo mediante el cual se autorice trasladar a tarifas las variaciones en los costos de cualquier naturaleza que impacten en el servicio de distribución y que la distribuidora no pueda controlar, tengan los mismos su origen en la aplicación de nuevas normativas o modificaciones regulatorias que entren en vigor con posterioridad a la vigencia de la Revisión Tarifaria Integral.

Se describen a continuación algunos aspectos cuyas variaciones tienen gran incidencia en las tarifas y que por ende deberían ser considerados especialmente, ya que los mismos no han reflejado los cambios normativos acaecidos desde el año 1992 hasta la fecha.

Costo de la Incobrabilidad

Costos Asociados al Control de Pérdidas No Técnicas

Costo Fiscal y Costos no controlables de la actividad de distribución no incluidos en los costos propios de distribución (VAD)

- Tasa de Inspección y Control del ENRE expresada como un monto trimestral
- Impuesto a los Débitos y Créditos Bancarios expresada como un monto trimestral
- Tasa de Seguridad e Higiene expresada como un monto trimestral
- Los cambios en el régimen impositivo o de prestación de servicio que se hubiese producido en el trimestre

Otros Costos No Controlables

- Costos Exigencias Seguridad Pública
- Ley 26.361, Ley de Defensa del Consumidor
- Costos por Mayores Exigencias de Información
- Costos por Exigencias Medioambientales

- Acuerdo Marco para el tratamiento de los asentamientos dentro de la CIUDAD DE BUENOS AIRES Y DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES
- Costos Adicionales Incorporados por la Resolución ENRE 492/16

2.5 MECANISMOS DE ACTUALIZACIÓN PERIÓDICO DEL VAD

En virtud de las actuales circunstancias, creemos que el mismo resulta de suma importancia para garantizar el mantenimiento en el tiempo de los ingresos necesarios para mantener y mejorar la prestación del servicio de distribución eléctrica.

En tal sentido se propone la siguiente secuencia de revisión y factores de actualización

- **Revisión Ordinaria Trimestral:** Recálculo de costos de distribución mediante una fórmula de variación de costos representativa de la actividad de distribución aprobada por el ENRE (la fórmula) y luego aplicada en forma directa por la empresa sin pedido de autorización.
- **Revisiones Extraordinarias:** Cuando en el proceso descrito la aplicación de la fórmula de variación demuestre respecto del último ajuste, una variación mayor o igual al diez por ciento ($\geq 10\%$), el ENRE, una vez verificada la correcta aplicación de la fórmula mencionada precedentemente, autorizará dentro del plazo de cinco (5) días hábiles, la aplicación del nuevo Cuadro Tarifario.
- **Revisión Anual por Reconocimiento de la Variación de Costos y Factores de Eficiencia y Estímulo.**

2.6 GASTOS DEL SERVICIO NO INCLUIDOS EN EL REQUERIMIENTO DE INGRESOS

Adicionalmente dejamos expresa constancia de la necesidad de que los siguientes puntos sean establecidos o arbitrados por las autoridades competentes, ya que los mismos no han sido incluidos en los requerimientos de ingresos determinados:

- Garantizar del cumplimiento de los derechos de servidumbre, siendo obligación del estado la evacuación de terceros.
- Régimen especial para los casos de adecuación de instalaciones porque terceros comprometieron las distancias eléctricas
- Régimen especial de manejo de conflictos sindicales para garantizar la prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica.
- Tratamiento de las necesidades de actuación de las fuerzas de seguridad para garantizar la ejecución normal de tareas del personal.
- Régimen de libre tránsito y estacionamiento para vehículos afectados a la prestación del servicio.



3. DETERMINACIÓN DE LA RED IDEAL

El Valor de la Red Ideal y los Sistemas Eléctricos Representativos se han determinado según lo planteado en el punto 8 del Anexo de la Resolución ENRE N°55/16 para cuya realización hemos contado con la colaboración de la consultora LEVIN quien ha elaborado el cálculo y el desarrollo de modelos en conjunción con la consultora Mercados Energéticos.

Para la realización se ha partido de la información presentada en nuestra Nota Ger Gen N° 56/16, del 20 de Julio de 2016, en el informe denominado “EDESUR - Informe Zonificación”. A partir de las Áreas Típicas de Distribución (ATD) determinadas se ha procedido a desarrollar las instalaciones adaptadas a la demanda, denominadas en la Resolución ENRE 55/16 como Sistemas Eléctricos Representativos.

Como definición se denominan instalaciones adaptadas al mercado o a la demanda al conjunto de instalaciones de Media y Baja Tensión que satisfacen la estructura de clientes y su consumo en cada ATD a un mínimo costo conjunto, considerando los costos de inversión, de OyM y de pérdidas de energía y potencia, para el período de vida útil de las redes.

A tal fin, el modelo geométrico desarrollado por la consultora, realiza una optimización “global” de las instalaciones involucradas, considerando simultáneamente el desarrollo de los segmentos de media tensión, subestaciones de distribución (SED) y red de baja tensión y optando por aquella solución que resulta óptima desde una óptica técnico-económica.

Sobre la base del estudio de secciones y módulos de transformación económicos para los rangos de corriente y carga, se determinan las instalaciones económicas y se evalúan escenarios para cada zona de densidad. Estos escenarios surgen de combinar alternativas para el equipamiento cada uno de los segmentos de distribución analizados (red de media tensión, SED y red de baja tensión).

En principio, para evaluar económicamente los distintos escenarios posibles, el modelo considera costos de inversión, inicial y futura, costos de operación y mantenimiento costos de pérdidas y los valores de calidad por cliente individual promedio del Contrato de Concesión, los cuales son coincidentes con objetivos establecidos por la Resolución ENRE 463/16 para el final del presente período tarifario. Resultando el escenario elegido aquel que presentó el menor costo total presente a partir de un proceso de iteración.

Concepto	Unidad	Cantidad RED IDEAL	VNR ideal [MM\$]
Red MT	km	8,042	13,878
Centros MT/BT	Unidad	11,983	9,418
Red BT y Acometidas	km	16,816	24,235
Medidores	Unidad	2,489,977	1,562
TOTAL VNR			49,093

El desarrollo de la información anterior se encuentra en el informe denominado “EDESUR – Informe Red Ideal”.

4. PLAN DE INVERSIÓN PLURIANUAL PARA LAS REDES DE ALTA, MEDIA Y BAJA TENSIÓN

En el marco del punto 9 del Anexo la Resolución ENRE N°55/16 se presenta el plan de inversión previstos para los próximos CINCO (5) años posteriores a la entrada en vigencia de la RTI. El cual entendemos que muestra un adecuado balance entre las circunstancias actuales, las capacidades operativas y los lineamientos establecidos por las Resoluciones ENRE 463/16 del 8 de agosto y 492/16 del 29 de agosto.

El plan de inversiones presentado se encuentra orientado principalmente a mejorar la calidad de servicio de nuestros clientes, y para su fiel cumplimiento y posible realización necesariamente debe ser financiado de manera sustentable.

La propuesta de inversión tiene como objetivo central un incremento sostenido de los niveles de calidad de servicio, principalmente a través de:

- Expansión y renovación de la red
- Inversión en tecnología

Y con el fin de garantizar la sustentabilidad del plan de inversiones y su posible realización se asumen el cumplimiento de las condiciones siguientes:

- **Debe existir una remuneración adecuada que dé sustentabilidad al negocio y otorgue las señales y los incentivos correctos para la realización de las inversiones necesarias**
- **Debe existir la posibilidad de fuentes de financiamiento diferenciadas de acuerdo a la finalidad de la inversión (obras que aplican para su ejecución bajo la Resolución SE N°1/2003 o normativa similar que la reemplace)**

Cabe destacar que por su magnitud este plan de inversiones implica un desafío importante a restricciones técnicas y físicas que no controla Edesur SA, como son las siguientes:

- Número de contratistas eléctricos disponibles
- Cantidad de intervenciones en la vía pública
- Número y duración de cortes programados

Las obras de expansión y renovación requerirán para su ejecución y puesta en servicio la realización de cortes de servicio programados, y a consecuencia de las mismas el riesgo de disminución de la calidad de servicio percibida por clientes en zonas donde se realizan las obras de baja tensión.

- Estado del sistema de abastecimiento global

Y en su formulación se han considerado como los principales supuestos:

- Disponibilidad y previsibilidad de recursos para las inversiones necesarias.
- Apoyo del gobierno en iniciativas de recuperación de la productividad laboral del sector.

- Que se facilita la obtención de permisos de obra en vía pública
- Nivel de ingresos y condiciones de acceso al crédito que viabilicen la realización de las inversiones propuestas.
- Se asume para la confección del plan de inversiones presentado que, en el período considerado y en condiciones normales, se cumple con la disponibilidad mínima necesaria del parque generador en el área GBA, teniendo en cuenta el cumplimiento del uso de los límites informados en los correspondientes diagramas de capacidad de las unidades generadoras para los requerimientos de reactivo.
- De igual manera se supone que en condiciones normales, la disponibilidad de energía desde el sistema de Extra Alta Tensión no se verá restringida por restricciones eléctricas.

Cabe mencionar que los últimos dos puntos son de vital importancia ya que en el plan no se incluyen las redundancias en el abastecimiento, criterio que se fundamenta en que la operación de esta generación necesaria por LA DISTRIBUIDORA hace mínimo el costo total de la operación en sus redes. Por ende, a los efectos de cubrir la totalidad de los costos en que se incurre para abastecer a los clientes del área de concesión, al mínimo costo razonable, compatible con la seguridad de abastecimiento.

El desarrollo de la información anterior se encuentra en el informe denominado “EDESUR – Plan de Inversión Plurianual para las Redes de Alta, Media y Baja Tensión”.

4.1 PLAN DE INVERSIÓN 2017-2021

A continuación se presenta el plan de inversión previstos para los próximos CINCO (5) años posteriores a la entrada en vigencia de la RTI. El cual entendemos que muestra un adecuado balance entre las circunstancias actuales, las capacidades operativas y los lineamientos establecidos por las Resoluciones ENRE 463/16 y 492/16.

Clasif. Resol 55 ENRE	Rubro	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021
Calidad	Expansión AT	285	691	720	542	908	3.147
	Renovación AT	332	58	148	186	233	958
	Expansión y Renovación red MT	426	503	523	564	403	2.419
	EXPANSION Y RENOVACIÓN RED BT	140	222	238	230	213	1.044
	EXPANSION Y RENOVACIÓN CT	152	253	251	253	158	1.066
	Telemando Red MT	37	124	198	198	187	744
	Otros proyectos MT	38	58	44	45	51	235
	Reemplazo medidores	2	2	3	3	3	12
	Sistemas técnicos y comercial, Trunking, radioenlaces	136	143	92	90	95	556
Expansión	OBRAS RESOL 1 (SE Mitre y P. Francisco)	52	472	626	202	106	1.458
	Nuevos Suministros	436	400	293	289	291	1.709
Renovación	Adecuación CT y BT	93	47	35	35	32	241
	Renovación Equipos, Herramientas	26	22	16	14	13	90
	Equipamiento y desarrollos informáticos	156	82	23	22	24	307
	Smart Meters (Plan Piloto)	40	35	0	0	0	75
	Otros Proyectos (Prev Riesgo, Med Amb, Innov, Edif, Log.)	105,3	86,4	54,2	52,3	53,4	351,5
		2.456,8	3.197,1	3.263,9	2.725,2	2.770,2	14.413

* Valores en Millones de AR\$ de dic-15 con Indirectos.

Apertura principales unidades físicas MT/BT

Obras MT/BT Principales Unidades Físicas	Unidad	2017	2018	2019	2020	2021	Período 2017-2021
Expansión y Renovación red MT	Km	266	316	329	355	252	1518
EXPANSION Y RENOVACION RED BT	Km	98	167	180	176	165	786
EXPANSION Y RENOVACION EN CT	CT	74	104	105	91	89	463
TELEMANEJO RED MT	Puntos	150	500	800	800	750	3000

4.2 CALIDAD DE SERVICIO A ALCANZAR

Bajo condiciones de razonable cumplimiento de las premisas enunciadas, el Plan de Inversiones representa el máximo nivel físico factible de incorporación de nuevos equipamientos, redes y medios tecnológicos obtenible durante el transcurso del próximo Período Tarifario, lo cual, considerando el punto de partida en cuanto a calidad actual del servicio, permite esperar fundadamente la obtención de una significativa mejora en los indicadores de calidad, en una senda sostenida.

En este marco, es necesario señalar que, si bien el Plan ha sido definido teniendo como objetivo alcanzar la Calidad Media de Referencia establecida en el Acta Acuerdo de Renegociación del Contrato de Concesión, dadas las condiciones actuales del servicio y las limitaciones físicas y de mercado ya enunciadas, dicho nivel de calidad sólo será alcanzable, dando continuidad a estos niveles globales de ejecución, en un plazo que excede el del Período Tarifario de Transición 2017-2021.

5. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO, INDIRECTOS Y DE EXPLOTACIÓN COMERCIAL

Conforme a lo establecido en el punto 10 del Anexo la Resolución ENRE N°55/16 para la presentación de los informes relacionados con la Revisión Tarifaria Integral correspondiente al año 2016, EDESUR realizó la estimación de los costos de operación y mantenimiento, costos indirectos y de explotación comercial a incluir en su requerimiento de ingresos, en base a un modelo de empresa eficiente y determinando los mismos a **valores monetarios correspondientes a Diciembre de 2015**.

La decisión de utilizar el criterio de modelo de empresa eficiente surge de la desadaptación que presenta la empresa entre las actividades registradas en el pasado y las necesarias para el servicio eficiente debido a la insuficiencia tarifaria que existió a lo largo de estos años y que la llevaron a la necesidad de adecuar las tareas a realizar conforme a su disponibilidad de fondos. Este accionar lógico, condujo al deterioro de la calidad de servicio, y del estado de la red en general cuyo impacto actual se traduce en la necesidad de realizar su recuperación, requiriendo para ello incrementar tanto las inversiones como las tareas de mantenimiento postergadas.

Por lo que resulta necesario señalar que existe una diferencia sustancial entre los fondos que fue posible utilizar durante el año 2015 y los que hubiese correspondido en base a la operación eficiente de la empresa acorde a las exigencias contempladas en la presentación y para poder darle una mensura racional, en términos de costos, solo es posible captar sus efectos con un modelo de actividad, tomando los registros históricos de gastos solamente como una referencia.

En este sentido, los ingresos de la compañía recién comenzaron a ser subsanados a partir del dictado de la Resolución ENRE N°01/16 por lo cual aún no han tenido un significativo impacto en la normalización de la gestión de EDESUR y sobre sus gastos.

Para el cálculo de los gastos eficientes de la empresa se partió de parámetros y ratios utilizados en oportunidad de estudios realizados para previos intentos de revisiones tarifarias que han demostrado su adecuada exactitud. Los mismos fueron contrastados y ajustados con los resultados obtenidos por estos indicadores en otras distribuidoras y en diferentes partes del mundo que aporta la experiencia de nuestra operadora, una de las mayores empresas de distribución en el mundo como es ENEL.

El modelo utilizado supone estándares de operación y mantenimiento eficientes para los niveles de calidad compatibles con las exigencias del Contrato de Concesión y de la senda de calidad establecida por las Resoluciones ENRE N° 463/16 del 8 de agosto y N° 492/16 del 29 de agosto, para lo cual será necesario normalizar la red y reimplantar las tareas de mantenimiento predictivo y preventivo, actividades que se han relegado en los últimos años, en pos de atender a la emergencia generada por la insuficiencia de recursos.

Creemos que dichos ratios representan cabalmente el esfuerzo inicial a realizar, siendo una aproximación válida en función de las limitaciones de tiempo impuestas para la presente RTI. Y que en la medida que las inversiones se realicen, a partir de los ingresos que se obtengan de esta renegociación, se irá readecuando el mix de tareas a realizar para llegar a la situación de régimen convergiendo en valores estándar a nivel global.

De igual forma el hecho de que las tarifas a usuarios no reflejara los costos reales del suministro eléctrico llevó indefectiblemente a una situación donde el consumo se independizó del pago y hace prever que a medida que se normalicen los precios va a existir una mayor necesidad en el control de las pérdidas y la morosidad para que las mismas se mantengan dentro de valores razonables y compatibles con los considerados en el presente estudio.

La siguiente tabla resume la situación actual, donde el nivel requerido de gasto eficiente para la calidad de servicio pretendida, incrementa el nivel de actividad por encima de los valores registrados en el pasado. Para facilitar su comprensión se compara en la misma con el resultado obtenido contra la contabilidad regulatoria a pesos corrientes del 2015 y a precios constantes de diciembre de 2015, discriminando cuánto se debe a los niveles de actividad y el diferencial por recupero de instalaciones y calidad.

Creemos necesario señalar que en relación con los requerimientos adicionales establecidos en la Res ENRE 492/16 del 29 de agosto, y en atención al escaso margen de tiempo para su completa evaluación hemos incorporado la mejor estimación de sus efectos adicionales en la línea de Comercial Otros Gastos y entendemos que esta norma merece ser analizada con más detalle ya que su interpretación genera las siguientes observaciones:

- El plazo que se contempla para el tratamiento de errores de facturación puede no ser compatible con la estructura de factura mensual.
- La necesidad de incorporar la comunicación fehaciente del aviso de corte, tiene no solo mayores costos sino problemas prácticos de implementar, entendemos que la misma debiese ser una comunicación simple con un protocolo de entrega con acuse por muestreo, que permita ratificar razonablemente la entrega.
- La exigencia de Salones Comerciales adicionales y la cantidad de puestos de atención es de una exigencia que no es compatible con la búsqueda de eficiencia y a lo que tiende el mundo con las tecnologías actuales.
- Ante reclamos de los clientes entendemos que debemos dar la atención privilegiada de los reclamos de SVP y electrodependientes pero para generar la señal correcta por su mal uso vamos a incorporar un **Cargo por Falso Reclamo**
- De igual forma que para muchos de los reclamos ingresados en el ENRE es necesario el paso previo por la distribuidora, así también el Ente debe dar traslado correcto de los que recibe sin asignar a calidad de producto o seguridad en la vía pública reclamos 'por falta de suministro.
- El régimen propuesto para afectaciones extraordinarias de la prestación de servicio implica la aplicación de sanciones que no guarda relación con la afectación real que el usuario recibe y escapa a lo establecido en la Res ENRE 463/16 como régimen de calidad de servicio.

También se incorpora al resultado explícitamente, el reconocimiento de aquellos **Costos NO Controlables** por la Distribuidora y que están directamente relacionados con su actividad.

A continuación presentamos los valores obtenidos y su comparación contra la contabilidad regulatoria a pesos corrientes del 2015 y a precios constantes de diciembre de 2015 para el promedio de los años 2013, 2014 y 2015

Requerimientos de COyM, C e I base 2015		Contabilidad Regulatoria 2015 [a precios corrientes 2015]	Contabilidad Regulatoria Promedio 2013 a 2015 [a precios constantes Dic-15]	Modelo de Costos con parametrización RTI	% Contabilidad Regulatoria 2015 [a precios corrientes 2015]	% Contabilidad Regulatoria Promedio 2013 a 2015 [a precios constantes Dic-15]
Operación y Mantenimiento	[MMS/año]	2,288	2,108	3,236	41%	54%
Distribución Otros	[MMS/año]	425	404	408	-4%	1%
Atención Clientes y Conexiones	[MMS/año]	558	391	740	33%	89%
Lectura, Facturación, Reparto y Cobranzas	[MMS/año]	291	333	692	138%	108%
Morosidad y Pérdidas	[MMS/año]	71	185	754	957%	307%
Comercial Otros y Adicionales Resolución ENRE 492/16	[MMS/año]	121	113	166	38%	47%
Administración	[MMS/año]	523	429	428	-18%	0%
TOTAL	[MMS/año]	4,278	3,964	6,425	50%	62%
Impuestos, tasas y contribuciones	[MMS/año]	120	119			
Impuesto al Movimiento en Cuentas Corrientes	[MMS/año]			221		
Tasa de Seguridad e Higiene	[MMS/año]			9		
Tasa de Inspección y Control ENRE	[MMS/año]			22		
Otras Tasas e Impuestos	[MMS/año]			20		
COSTOS NO CONTROLABLES (sin Incobrabilidad)	[MMS/año]			273		
Incobrabilidad	[MMS/año]	32	37	187		
TOTAL CON COSTOS NO CONTROLABLES E INCOBRABILIDAD				6,884		

Como se evidencia de la tabla, más allá de posibles discrepancias menores de imputación, se evidencia que el modelo realizado por EDESUR SA es validado en sus resultados contra los valores habidos, y justificando su extrapolación a actividades necesarias.

El modelo minimiza las erogaciones en actividades de soporte y tiene incrementos acordes en el resto de las actividades técnicas y comerciales en relación a las exigencias que han sido planteadas. En particular las actividades comerciales, incorporan un doble estándar de calidad. Debiéndose primero cumplimentar las exigencias requeridas por la Resolución ENRE N° 01/16 (lectura bimestral y facturación, reparto, cobranza mensual y mayor requerimiento de atención comercial) y segundo las establecidas por la Resolución ENRE N° 492/16.

También, para las actividades de “Pérdidas y Morosidad” se ha tenido en cuenta el impacto que tuvo el precio mayorista en la tarifa de los usuarios, y su efecto fundamentalmente sobre el comportamiento esperable de los clientes respecto a su conducta de pago y propensión al hurto por su fuerte incidencia en los gastos de gestión de la compañía, y que por ende deben ser reconocidos y compensados en su justa medida, tanto en el nivel de gasto reconocido para hacer frente al problema de incobrabilidad como en las facultades que tenga la empresa de gestionar el mismo.

Este mayor reconocimiento de costos en tarifas podría ser moderado de considerarse el establecimiento de un sendero de pérdidas reconocidas análogo al establecido por el Régimen de Calidad descrito en la Resolución ENRE 463/16.

		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Administración	[MM\$]	428	432	435	438	440	442	446
Comercial	[MM\$]	2,353	2,406	2,445	2,468	2,496	2,521	2,544
Distribución	[MM\$]	3,644	3,679	3,705	3,723	3,749	3,805	3,866
TOTAL COyM, C e I	[MM\$]	6,425	6,517	6,585	6,628	6,685	6,769	6,856
COSTOS NO CONTROLABLES (sin Incobrabilidad)	[MM\$]	273	276	279	281	284	287	291
Incobrabilidad	[MM\$]	187	189	191	192	194	197	199
TOTAL CON COSTOS NO CONTROLABLES	[MM\$]	6,884	6,983	7,056	7,102	7,163	7,253	7,346
Costos Totales por Energía Demandada	\$/MWh	326	323	317	310	304	300	296
			-1.0%	-1.9%	-2.2%	-1.9%	-1.4%	-1.3%
Costos Totales por Potencia Máxima	\$/MW	1,748	1,733	1,703	1,663	1,629	1,604	1,580
			-0.8%	-1.7%	-2.3%	-2.0%	-1.6%	-1.5%

En función de lo expresado entendemos que se evidencia cabalmente el esfuerzo que ha realizado EDESUR en la preparación y análisis del modelo, minimizando el crecimiento conjunto de actividades de estructura y asumiendo que las inversiones realizadas permitirán mantener valores eficientes de operación de la red.

Como se desprende de la tabla precedente se han considerados costos de operación y mantenimiento decrecientes, tal lo solicitado por la Resolución ENRE N° 55/16 y conforme a la expectativa de que con un nivel de inversiones razonable se logre recuperar la calidad de la red y por ende que se necesiten menos recursos para su operación y mantenimiento.

Como corolario de dicha situación se desprende la existencia de un nivel de **eficiencia del 1.66 % anual acumulativa, la cual al ser afectada por la proporción del VAD que representan los estos costos, resultaría en un Factor X igual a 0.809 % anual.** Éste se corresponde con el primer factor de estímulo a la eficiencia (FACTOR X) a ser aplicado a partir del segundo período tarifario conforme a lo establecido en el Artículo 49 de la Ley N° 24.065. **Dada la desadaptación que presenta la red actualmente entendemos que el mismo debe ser aplicado en forma gradual hasta un máximo de 0,800% acumulativo anual.**

6. ESTRUCTURA TARIFARIA. TRASLADO DE COSTOS DE COMPRA DE ENERGÍA Y POTENCIA. RÉGIMEN TARIFARIO.

En el marco del punto 12 del Anexo la Resolución ENRE N° 55/16 en este Informe se propone el mecanismo de traslado de los precios de la energía y potencia en el MEM a las tarifas de usuarios finales de la distribuidora, buscando una simplificación del régimen actual y a su vez dotarlo de mejoras en las señales de precios que reciban los clientes, para que así ellos adopten las decisiones en su consumo que consideren más adecuadas.

La propuesta también define las categorías y cargos tarifarios con base en las estructuras existentes en el Régimen Tarifario vigente, pero con las modificaciones que surgen de las experiencias recogidas en los más de veinte años de aplicación de dicho Régimen y en la evolución de consumos, del parque generador y de la red.

En todos los casos, las propuestas son tendientes a la mejora y optimización de las señales económicas para la distribuidora y para los usuarios.

Y en este sentido, la propuesta considera que conforme se introduzcan mejoras en los sistemas de medición (Smart Metering) y se vaya adaptando el Mercado Eléctrico Mayorista, la distribuidora debería poder ofrecer a los clientes aplicar distintos tipos de tarifa, permitiendo que sean los usuarios quienes elijan la tarifa más adecuada en función de su patrones de consumo y los beneficios que puedan alcanzar. Esto en el entendimiento que ello permitirá optimizar el uso conjunto de los recursos de los sistemas de generación y las redes.

Se ha mantenido la Estructura Tarifaria básica existente, procediéndose a una simplificación de la Tarifa T1, tanto R como G, teniendo las mismas un único cargo fijo y tres escalones de consumo acumulativos. De esta forma se logra una mejor apropiación de los costos propios de distribución y se evitan los efectos de sobre y subapropiación que tenía esta tarifa debido a los empalmes intratarifarios.

En el caso de las tarifas T2 y T3 se ha independizado la compra de potencia de la de uso de redes, tal cual lo solicitado en el punto 12 del Anexo de la Resolución ENRE 55/16 (acciones para evitar la sobreventa de potencia y lograr el empalme tarifario neutro ante variaciones de precio de energía y potencia).

Debido a la desadaptación que presentan las redes de distribución, se ha propuesto para estas tarifas un esquema de penalización puntual incremental con el fin de que existan señales claras hacia la correcta contratación y al uso eficiente de la redes y que permita planificar adecuadamente su desarrollo.

Para todas las tarifas se ha propuesto la incorporación de una Tasa por Aviso de Corte, debido a que la gestión de las pérdidas y de la morosidad, en un escenario de precios de la energía crecientes es de vital importancia para todo el sector eléctrico.

Conjuntamente se incluyen modificaciones al régimen de Contribuciones para suministros y aumentos de potencia en las Tarifas T2 y T3. Y un tratamiento especial para los edificios que al pedir su factibilidad técnica se observase que su previsión de provisión de gas no guardase relación con la cantidad de unidades funcionales y por ende sobre



exigiendo a la red de distribución, para disminuir las actuales asimetrías entre el régimen de conexión de gas y electricidad.

El desarrollo de la información anterior se encuentra en el informe denominado “EDESUR – Estructura tarifaria. Traslado de Costos de Compra de Energía y Potencia. Régimen Tarifario.”.

7. CÁLCULO TARIFARIO

En el cumplimiento del punto 11 del Anexo de la Resolución N°55 para la presentación de los informes relacionados con la Revisión Tarifaria Integral correspondiente al año 2016, se resumen a continuación los resultados del cálculo del Costo Propio de Distribución para EDESUR y su resultado a partir de las asignaciones tarifarias descriptas previamente.

7.1 REQUERIMIENTO TOTALES DEL COSTO PROPIO DE DISTRIBUCIÓN

La siguiente tabla resume los requerimientos totales del Costo Propio de Distribución para la prestación del servicio considerando de la mejor forma las condiciones emanadas de las Resoluciones ENRE N° 55/16, 463/16, 492/16 y 494/16.

Montos en MM\$ de dic-15	Composición del VAD Tarifario	Otros Costos del Servicio	Cargos Específicos	Montos Activables	Total
Costos de Capital	6,075				6,075
Costos OyM de redes	4,177				4,177
Costos Comerciales	1,567				1,567
Costos no Controlables		273			273
Incobrabilidad		187			187
Morosidad y Conexión			581		581
Costos Indirectos de Inversión				100	100
Total	11,819	459	581	100	12,960

7.2 TARIFA Y MARGEN OBTENIDOS

Las siguientes tablas resumen comparan la Tarifa resultante y el Margen propuesto con su correspondiente en base a los valores fijados por la Resolución ENRE N° 01/16 que toma en cuenta la fijación de precios estacionales de la MEyM N°6/2016:

	VENTAS [miles \$/año]		Diferencia		Tarifas Medias [\$ / kWh]		Tarifas Medias [\$ / #-mes]	
	Tarifa Vigente	Tarifa Propuesta	Tar.propuesta - Tar.vigente monto	%	Tarifa Vigente	Tarifa Propuesta	Tarifa Vigente	Tarifa Propuesta
T1 Residencial	5,317,416	9,244,739	3,927,324	73.9%	0.684	1.189	213	370
T1 General	2,489,992	2,231,056	-258,937	-10.4%	1.277	1.144	793	710
Alumbrado Público	300,242	631,021	330,779	110.2%	0.599	1.259		
T2	1,527,241	1,722,202	194,961	12.8%	1.150	1.297	4,548	5,128
T3 Baja Tensión	1,964,759	2,162,409	197,650	10.1%	1.338	1.473	27,532	30,302
T3 Media y Alta Tensión	1,990,708	1,985,689	-5,019	-0.3%	1.063	1.060	153,073	152,687
Peaje en Baja Tensión	123,229	190,190	66,961	54.3%	0.616	0.950	55,709	85,981
Peaje en Media y Alta Tensión	766,653	728,142	-38,510	-5.0%	0.278	0.264	132,570	125,911
TOTAL FACTURACION ANUAL	14,480,240	18,895,449	4,415,209	30.5%	0.811	1.058	999	1,304
OTROS INGRESOS	8,156	581,169	573,013	7025.8%				

	Margen [miles \$/año]		Diferencia		Márgenes Medios [\$ / kWh]		Tarifas Medias [\$ / #-mes]	
	Tarifa Vigente	Tarifa Propuesta	Tar.propuesta - Tar.vigente monto	%	Tarifa Vigente	Tarifa Propuesta	Tarifa Vigente	Tarifa Propuesta
T1 Residencial	1,575,890	6,346,982	4,771,092	302.8%	0.203	0.816	63	254
T1 General	1,499,360	1,502,153	2,793	0.2%	0.769	0.770	477	478
Alumbrado Público	115,912	436,207	320,295	276.3%	0.231	0.870		
T2	1,028,441	1,222,806	194,365	18.9%	0.774	0.921	3,062	3,641
T3 Baja Tensión	1,285,150	1,477,464	192,314	15.0%	0.875	1.006	18,009	20,704
T3 Media y Alta Tensión	556,745	537,470	-19,275	-3.5%	0.297	0.287	42,810	41,328
Peaje en Baja Tensión	108,623	175,567	66,944	61.6%	0.543	0.877	49,106	79,370
Peaje en Media y Alta Tensión	627,418	588,776	-38,642	-6.2%	0.228	0.214	108,493	101,811
TOTAL MARGEN ANUAL	6,797,539	12,287,425	5,489,886	80.8%	0.381	0.688	469	848
OTROS INGRESOS	8,156	581,169	573,013	7025.8%				

Finalmente la siguiente tabla resume el reconocimiento de Costos de Distribución y de Costos Mayoristas:

	Tarifa Vigente	Tarifa Propuesta	Diferencia		Ingresos Necesarios	
			monto	%		
Margen Bruto Anual [miles \$]	6,797,539	12,287,425	5,489,886	80.8%	12,280,566	0.1%
Ventas anuales [miles \$]	14,480,240	18,895,449	4,415,209	30.5%		
Otros Ingresos [miles \$]	8,156	581,169	573,013	7025.8%	581,169	0.0%
Compras Reales [miles \$]	6,702,686	6,702,686				
Compras Reconocidas en Tarifas [miles \$]	7,682,701	6,608,024				
Diferencia de Compras [miles \$]	980,015	-94,663				
Pérdidas Reconocidas	10.6%					
Pérdidas Reales	12.4%					
Delta Pérdidas	388,706	149,457				
Incobrabilidad Compras		-66,080	-11,286	-0.2%		

En cuanto a la diferencia respecto al reconocimiento del Costo de Distribución y al Reconocimiento de Costos Mayoristas las mismas corresponden a la deformación de la curva de distribución de consumos de la Tarifa T1 (se toma una parábola creciente, en lugar de la decreciente que surge de las mediciones de carga disponible). Adicionalmente, en lo que respecta a los Costos Mayoristas, la misma también incorpora la existencia de pérdidas mayores (estructura real 2015) a las reconocidas.

Adicionalmente, y en virtud de la relevancia que tiene se han propuesto variaciones a las fórmulas correspondientes a la Tarifa T1 Residencial. La primera, moderando el cargo fijo y la segunda redistribuyendo la asignación intratarifaria. Implicando, esta última, una asignación entre las distintas categorías más acorde a las exigencias sociales actuales.

7.2.1 Propuesta Tarifaria en Función de Parámetros de Redistribución Social

Como se indicó, se procedió a redistribuir la asignación de los costos propios de distribución con el fin de modular el impacto de los aumentos propuestos en la Tarifa T1 R, pasándose de una versión técnica con un aumento promedio del 73.9% a una versión atenuada con parámetros de redistribución social y un aumento promedio del 17,9%. El siguiente cuadro resume esta última alternativa

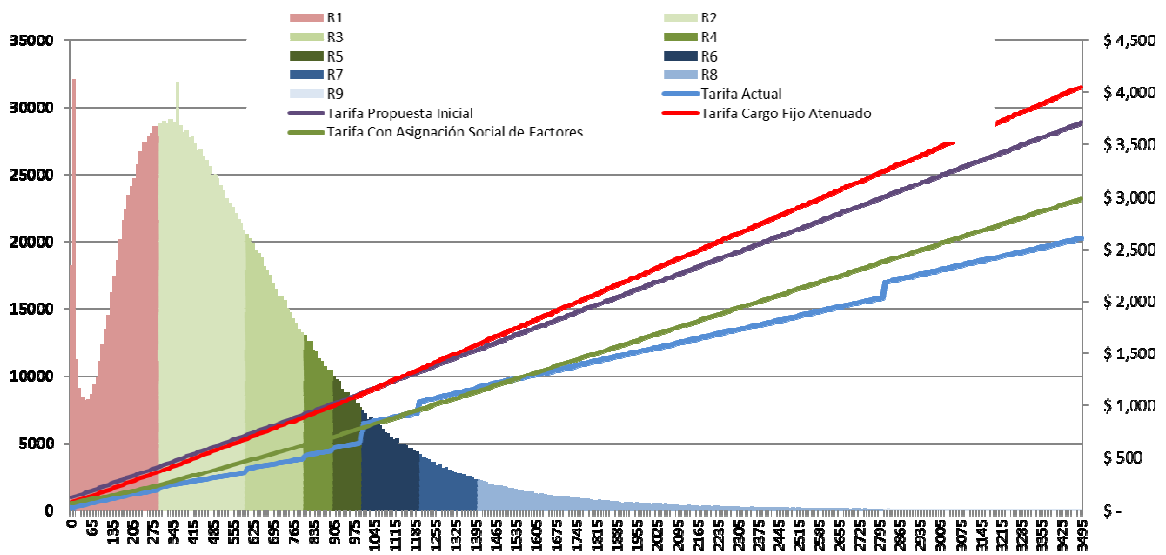
	VENTAS [miles \$/año]		Diferencia		Tarifas Medias [\$/kWh]		Tarifas Medias [\$/#-mes]	
	Tarifa Vigente	Tarifa Propuesta	Tar.propuesta - Tar.vigente	monto	%	Tarifa Vigente	Tarifa Propuesta	Tarifa Vigente
T1 Residencial	5,317,416	6,268,575	951,160	17.9%	0.684	0.806	213	251
T1 General	2,489,992	3,426,435	936,443	37.6%	1.277	1.757	793	1,091
Alumbrado Público	300,242	485,968	185,726	61.9%	0.599	0.970		
T2	1,527,241	2,329,328	802,087	52.5%	1.150	1.754	4,548	6,936
T3 Baja Tensión	1,964,759	2,887,304	922,545	47.0%	1.338	1.966	27,532	40,460
T3 Media y Alta Tensión	1,990,708	2,229,751	239,043	12.0%	1.063	1.190	153,073	171,453
Peaje en Baja Tensión	123,229	279,862	156,633	127.1%	0.616	1.399	55,709	126,520
Peaje en Media y Alta Tensión	766,653	1,011,634	244,981	32.0%	0.278	0.367	132,570	174,932
TOTAL FACTURACION ANUAL	14,480,240	18,918,857	4,438,617	30.7%	0.811	1.060	999	1,306
OTROS INGRESOS	8,156	581,169	573,013	7025.8%				

7.2.2 Tarifas e Histograma de Consumo de Clientes Residenciales Tarifa T1- R Bimestral

Finalmente se compara las tarifas Actuales y las tres alternativas evaluadas para la Tarifa T1 Residencial:

Valores Comparativos Bimestrales – Cargo Fijo Actual (Tarifa Res. ENRE 01/16 y Cargo ENRE 347/12) – sin impuestos

TARIFA T1 RESIDENCIAL			Tarifa Actual	Tarifa Propuesta Inicial	Tarifa Cargo Fijo Atenuado	Tarifa Con Asignación Social de Factores
R1	Cargo Fijo	\$/bimestre-cliente	23.94	116.98	68.24	60.88
R2	Cargo Fijo	\$/bimestre-cliente	80.14			
R3	Cargo Fijo	\$/bimestre-cliente	105.68			
R4	Cargo Fijo	\$/bimestre-cliente	122.76			
R5	Cargo Fijo	\$/bimestre-cliente	140.34			
R6	Cargo Fijo	\$/bimestre-cliente	233.32			
R7	Cargo Fijo	\$/bimestre-cliente	298.43			
R8	Cargo Fijo	\$/bimestre-cliente	308.43			
R9	Cargo Fijo	\$/bimestre-cliente	448.43			
R1	Cargo Variable	\$/kWh	0.577	0.985	0.986	0.578
R2	Cargo Variable	\$/kWh	0.459	1.001	1.045	0.766
R3	Cargo Variable	\$/kWh	0.479			
R4	Cargo Variable	\$/kWh	0.492			
R5	Cargo Variable	\$/kWh	0.502			
R6	Cargo Variable	\$/kWh	0.589	1.039	1.180	0.882
R7	Cargo Variable	\$/kWh	0.616			
R8	Cargo Variable	\$/kWh	0.616			
R9	Cargo Variable	\$/kWh	0.616			



Nota: Valores Comparativos Bimestrales – Cargo Fijo Actual (Tarifa Res. ENRE 01/16 y Cargo ENRE 347/12) – sin impuestos

El desarrollo de la información anterior se encuentra en el informe denominado “EDESUR – Cálculo Tarifario”.

8. FACTORES DE EFICIENCIA Y ACTUALIZACIÓN

En el marco de la Resolución ENRE N°55/16 y de los acápites 14 y 13 de su ANEXO, en relación a la presentación de los informes relacionados con la Revisión Tarifaria Integral correspondiente al año 2016, se propone para la actualización de los Costos Propios de Distribución la siguiente periodicidad de reconocimiento de mayores costos pero sujeto a aprobación del ENRE (debido a la aún existente prohibición todo ajuste automático de precios - Ley de Convertibilidad y Leyes de Emergencia Económica).

- 1. Ajuste Ordinario Trimestral:** redeterminación trimestral de la estructura de remuneración de distribución, o Costo Propio de Distribución (CPD), mediante un mecanismo de actualización que contemple la variación de costos representativa de la estructura de costos de capital y de explotación del concesionario, de acuerdo a lo expuestos en los documentos de Base de Capital y Costos de Operación y Mantenimiento, Indirectos y de Explotación Comercial, con base en los valores correspondientes al mes de diciembre de 2015. El Ajuste Ordinario Trimestral incorpora además del factor de ajuste un factor adicional que tiene como objetivo corregir las distorsiones propias de un mecanismo de ajuste ex post (detallado en el punto 3.2 del presente documento). Además, se propone que los ajustes trimestrales sean automáticos, siguiendo el criterio regulatorio de la Ley de Energía Eléctrica 24.065 en su artículo 44 y el Contrato de Concesión de Edesur en el punto D del subanexo. Finalmente, durante la revisión ordinaria trimestral se incluirán factores de incentivo adicionales y extraordinarios para la RTI en curso, como por ejemplo el factor de incentivo a las inversiones en calidad (detallado en el punto 4.1 del correspondiente informe).

Se propone que los ajustes trimestrales se realicen en paralelo con las programaciones y reprogramaciones de los precios estacionales de energía del mercado eléctrico mayorista. Esto es, en los meses de febrero, mayo, agosto y noviembre.

La frecuencia de ajuste trimestral tiene como beneficio adicional una variación absoluta menor percibida por los clientes, en especial los residenciales, lo que permite una adecuación paulatina en el tiempo del presupuesto familiar, en un contexto de cambios en las tarifas de los servicios públicos.

- 2. Revisión Anual por Reconocimiento de la Variación de Costos:** Con periodicidad anual el ENRE iniciará un procedimiento de revisión, mediante el cual evaluará la real magnitud de la variación de los costos para el Concesionario, determinando si correspondiere, el ajuste de los ingresos del mismo, en más o en menos, de acuerdo a las diferencias existentes entre los ajustes trimestrales de ingresos percibidos y la real afectación por variaciones de costos. El ENRE se expedirá dentro del plazo de sesenta (60) días corridos contados a partir de la fecha de presentación de la documentación pertinente. Complementariamente, durante la revisión anual se incluirán todos los factores de incentivo adicionales y extraordinarios propuestos para la RTI en curso, como por ejemplo el factor de compensación ante cambios extraordinarios en el mercado eléctrico mayorista (detallado en el punto 4.3 del presente documento). Se propone el mes de febrero como punto para las revisiones anuales.
- 3. Revisiones Extraordinarias:** Cuando la aplicación de la fórmula de variación demuestre respecto del último ajuste, una variación mayor o igual al diez por

ciento ($\geq 10\%$), el ENRE, una vez verificada la correcta aplicación de la fórmula mencionada precedentemente, autorizará dentro del plazo de cinco (5) días hábiles, la aplicación del nuevo Cuadro Tarifario. Asimismo, Edesur podrá solicitar al ENRE una revisión extraordinaria ante variaciones significativas en su ecuación económica. A modo de ejemplo, no exhaustivo, ante una caída significativa en la demanda por cualquier motivo no controlable por Edesur (deficiencias en generación o transporte de alta duración, crisis económica, catástrofes, etc.).

El mecanismo propuesto busca brindar un grado mínimo de automaticidad en la recomposición de ingresos para los concesionarios en el corto plazo, evitando ineficiencias e interacciones innecesarias. Dada la necesidad de ajustes anuales complementarios, el mecanismo sigue contemplando instancias de redeterminación a cargo del ENRE.

El objetivo último del ajuste del CPD es la neutralidad tarifaria. Esto es, asegurar el mantenimiento de la ecuación económica del concesionario en términos reales. Dicha estabilidad resulta crucial para asegurar la ejecución del Plan de Inversión Plurianual y con ello lograr una mejora importante en la calidad de servicio a los clientes.

En el actual contexto de apreciación de tipo de cambio y de alta inflación se propone una fórmula de ajuste del costo propio de distribución. La fórmula propuesta contempla las variaciones reales de los costos de explotación y capital y otros factores de incentivo a las inversiones en calidad y tecnología, y de compensación ante cambios extraordinarios en el mercado eléctrico mayorista.

$$FA_t = (1 + VC_t) * (1 + FRVCP_t) * (1 + Y_t) * (1 + T_t) * (1 + Z_t) * (1 - X_t)$$

Donde:

VC_t = Variación de costos de explotación y de capital

$FRVCP_t$ = Factor de recupero de variación de costos pasada

Y_t = Factor de incentivo a las inversiones en calidad

T_t = Factor de incentivo a las inversiones en tecnología

Z_t = Factor de compensación ante cambios extraordinarios en el mercado eléctrico mayorista

X_t = Factor de estímulo

El mecanismo de actualización tiene como factor una polinómica detallada en el punto 3.1 del correspondiente informe. Se propone al regulador que la redeterminación ante la variación de costos sea realizada periódicamente en la revisión tarifaria trimestral (VC_t).

Además, por su diseño, la redeterminación de los ingresos es ex post, es decir, tiene un retraso entre el momento en que los costos aumentan y cuando efectivamente se convalidan los aumentos de ingresos. Por lo tanto, proponemos incluir un Factor de

recupero de variación de costos pasados para que su efecto sea neutro en la ecuación económico-financiera de las distribuidoras incorporándolo periódicamente en la revisión tarifaria trimestral (FRVCP_t).

Desde el congelamiento tarifario y los sucesivos cambios en las condiciones laborales, la calidad de servicio ha empeorado significativamente, generando fuertes reclamos por parte de la sociedad. El Plan de Inversión Plurianual propuesto junto a las mejoras operativas que se esperan obtener tiene como objetivo reducir de manera importante el nivel de interrupciones (SAIDI y SAIFI) en los próximos cinco años, apuntando a las pautas de calidad de servicio y penalidades dictaminadas por el ENRE en las resoluciones 463/2016 y 492/2016. Es por ello que se propone incluir en el mecanismo de actualización tarifario un factor que incluya progresivamente en la remuneración del concesionario las inversiones en calidad de la red, con periodicidad trimestral (Y_t).

En el próximo período tarifario se realizarán además inversiones en automatización de la red y mejoras tecnológicas. Estas inversiones van a permitir mejorar la gestión de la energía, la gestión de facturación a clientes y brindar servicios innovadores a los clientes. Es por ello que se propone incluir en el mecanismo de actualización un factor que incluya progresivamente en la remuneración a las distribuidoras las inversiones en innovación y tecnología de la red incorporándolo periódicamente en la revisión tarifaria trimestral (T_t).

Durante el próximo período tarifario el precio de la energía en el mercado eléctrico mayorista podría ser sujeto de incrementos sustanciales dado el diferencial actual entre el precio estacional y el costo medio de generación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Dichos incrementos impactan directamente en la tarifa y afectan principalmente la disciplina de mercado de las distribuidoras. Es por ello que se propone un factor excepcional y extraordinario para el próximo período tarifario mientras se normalice la situación en el mercado eléctrico mayorista para casos de incrementos sustanciales en el precio de la energía incorporado periódicamente en la revisión anual (Z_t).

Siguiendo el informe presentado de Costos de Operación y Mantenimiento, Indirectos y de Explotación Comercial, se propone un factor de estímulo que inicie en 0% y se incremente durante en el período tarifario hasta 2,0%, principalmente porque es prioritario orientar todos los recursos posibles para obtener una mejora rápida de la calidad de servicio.

Cabe destacar que a los efectos de actualizar el costo propio de distribución desde la fecha de referencia elegida por el regulador (diciembre de 2015) hasta el mes donde se ponga en vigencia el nuevo cuadro tarifario resultante de la Revisión Tarifaria Integral, se utilizará el factor de variación de costos de explotación y capital. Una vez que el cuadro tarifario entre en vigencia, comenzará a aplicar trimestralmente el mecanismo de actualización completo con todos los factores expuestos.

El desarrollo de la información anterior se encuentra en el informe denominado “EDESUR – Factores de Eficiencia y Actualización”.

9. MODELO ECONÓMICO-FINANCIERO

Como tarea final de la Presentación Tarifaria por parte de EDESUR en el marco de la Revisión Tarifaria Integral (RTI) prevista por la Resolución ENRE N° 55/16 para el año 2016, se presenta este Informe con el objetivo de poder visualizar los principales estados contables y la rentabilidad proyectada para el nuevo período tarifario.

El Modelo Económico-Financiero contempla la estructura de ingresos y egresos proyectados para el área de concesión hasta el fin del período previsto de vigencia de la RTI, es decir, hasta el año 2021, como así también los flujos de fondos y balances resultantes para ese período en concordancia con el resto de las consideraciones y proyecciones contempladas en los estudios.

A continuación extractamos los indicadores de gestión obtenidos

INDICADORES DE GESTIÓN		Base	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	
ENERGÍA Y CLIENTES									
1.1	Energía Vendida	GWh	14.896	15.191	15.825	16.393	16.915	17.439	17.957
1.2	Energía Distribuida	GWh	17.852	18.245	18.917	19.635	20.313	20.951	21.581
1.3	Energía Comprada	GWh	17.487	17.927	18.573	19.116	19.618	20.154	20.687
1.4	Cantidad de Clientes	Miles	2.378.920	2.411.090	2.441.848	2.461.655	2.481.336	2.500.890	2.520.318
GASTOS									
2.2	Gastos operación/MWh distribuido	\$/MWh	205	203	197	190	185	183	180
2.1	Gastos operación/clientes	\$/cliente-año	1.539	1.534	1.524	1.519	1.517	1.529	1.541
2.4	Gastos comerciales/clientes	\$/cliente-año	923	933	936	939	940	942	946
2.3	Gastos administración/clientes	\$/cliente-año	208	208	206	206	205	204	204
2.5	Gasto Total / cliente	\$/cliente-año	2.671	2.675	2.666	2.663	2.663	2.676	2.691
2.6	Gasto Total /MWh distribuido	\$/MWh	356	354	344	334	325	319	314
MARGEN DE DISTRIBUCION									
3.1	Margen de distribución	miles \$/año	12.780.486	12.396.092	12.787.513	13.396.738	13.985.546	14.630.774	15.033.803
3.2	Margen/cliente	\$/cliente-año	5.372	5.141	5.237	5.442	5.636	5.850	5.965
3.3	Margen/MWh distribuido	\$/MWh	716	679	676	682	688	698	697
3.4	Margen/ventas	%	68%	66%	65%	66%	66%	65%	63%
GESTION									
4.1	Cantidad de Empleados	empleados	4.352	4.424	4.470	4.506	4.545	4.618	4.699
4.2	Clientes por empleado	clientes/empleado	547	545	546	546	546	542	536
4.3	Costo laboral por empleado (inc cargas Sociales)	\$/empleado-año	885.100	884.259	883.555	883.407	882.905	882.529	881.869
4.4	Ingresos por Cliente	\$/cliente-año	7.943	7.840	8.004	8.265	8.569	8.983	9.484
4.5	Energía Distribuida por Cliente	MWh/cliente-año	7.504	7.567	7.747	7.976	8.186	8.377	8.563
4.6	Pérdidas de energía	%	12,3%	12,8%	12,2%	11,4%	10,8%	10,4%	10,0%

Nota: El margen de distribución contempla penalidades por calidad de servicio.

El desarrollo de la información anterior se encuentra en el informe denominado "EDESUR – Modelo Económico-Financiero".

10. INFORMES

10.1 INFORME 1 - EDESUR - FUNDAMENTOS Y CRITERIOS DE LA PROPUESTA TARIFARIA

INFORME 1

EDESUR - Fundamentos y Criterios de la Propuesta Tarifaria



10.2 INFORME 2 - EDESUR - EDESUR - COSTOS DE OPERACIÓN Y
MANTENIMIENTO, INDIRECTOS Y DE EXPLOTACIÓN COMERCIAL

INFORME 2 EDESUR - EDESUR - Costos de Operación y Mantenimiento, Indirectos y de Explotación Comercial



10.3 INFORME 3 - EDESUR - ESTRUCTURA TARIFARIA. TRASLADO DE COSTOS DE COMPRA DE ENERGÍA Y POTENCIA. RÉGIMEN TARIFARIO.

INFORME 3

EDESUR - Estructura tarifaria. Traslado de Costos de Compra de Energía y Potencia. Régimen Tarifario.



10-30

10.4 INFORME 4 - EDESUR - CÁLCULO TARIFARIO

INFORME 4 EDESUR - Cálculo Tarifario.



INFORME 5

EDESUR - Factores de Eficiencia y Actualización.



INFORME 6

EDESUR – Modelo Económico Financiero.

