



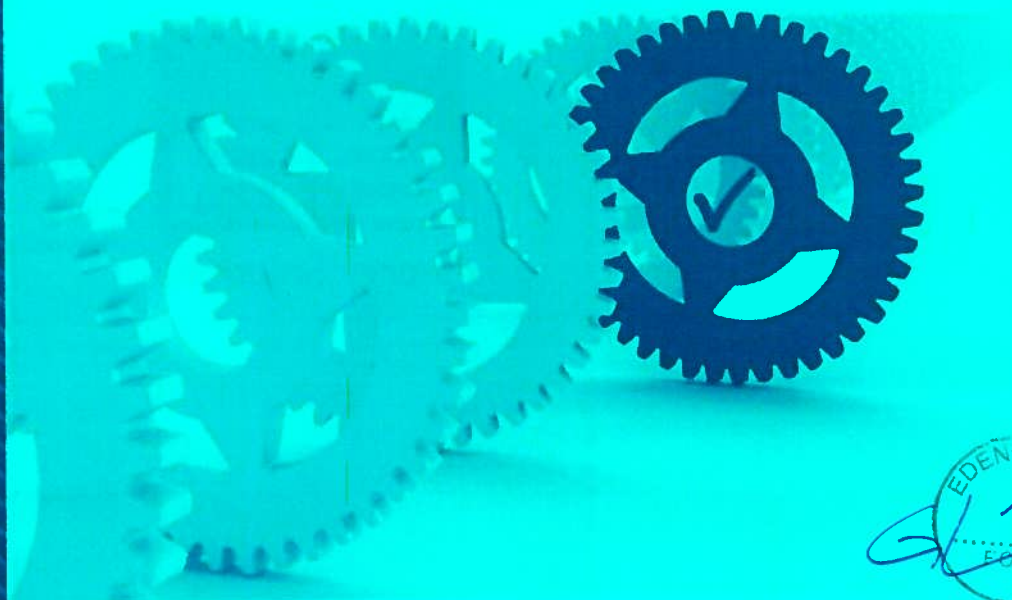
Energy Solutions

EDENOR S.A.

Revisión Tarifaria Integral (RTI) – 2016

Propuesta Tarifaria

5 de Septiembre de 2016



EDENOR S.A.

Revisión Tarifaria Integral (RTI) – 2016 Propuesta Tarifaria

5 de Septiembre de 2016

Preparado por:



Energy Solutions

BA Energy Solutions
Cerrito 382 Piso 2
C1010AAH
Ciudad de Buenos Aires
Argentina
Tel: +5411 5776 1200
Fax: +5411 5776 1201
www.baenergysolutions.com
Versión 1.0

PREFACIO

El Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), en su Resolución 55/2016 del 1 de abril de 2016, aprobó el Programa para la Revisión Tarifaria de Distribución en el año 2016 (RTD 2016).

En este programa se incluye un plan de trabajo que indica las fechas de las principales actividades/tareas previstas en el proceso de la RTD 2016. Entre estas actividades/tareas se incluye la presentación del Primer Informe de las Distribuidoras, conteniendo los estudios de la Proyección de Demanda, Bases de Capital y Plan de Inversiones, que fuera entregado el día 20 de julio de 2016, y la presentación del Segundo Informe de las Distribuidoras, conteniendo los estudios de los Gastos de Explotación, el Factor de Eficiencia, el Mecanismo de traslado de los precios de energía y potencia, el Ajuste del VAD y el Cuadro Tarifario Propuesto que se presenta el día 5 de Setiembre de 2016.

Este es el Segundo Informe de las Distribuidoras conteniendo la totalidad de los estudios desarrollados, con un resumen de los presentados en el Primer Informe de las Distribuidoras de forma de resultar autocontenido.

INDICE

PREFACIO

1. INTRODUCCIÓN

2. PREMISAS DE LA PROPUESTA TARIFARIA

- 2.1 Marco legal aplicable
- 2.2 Estabilidad Regulatoria
- 2.3 Estabilidad Tributaria
- 2.4 Incumplimientos del Estado Concedente
- 2.5 Acuerdo Marco
- 2.6 Nuevas Tecnologías

3. RESÚMEN DE LA GESTIÓN DURANTE EL PERIODO 2006 - 2016

- 3.1 Normalización de la Actividad de Distribución
- 3.2 Situación Actual del Incremento Transitorio

4. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

- 4.1 Serie de datos
- 4.2 Proyección del Mercado
- 4.3 Resultados anuales del pronóstico
- 4.4 Pronóstico por Grupo de SSEE
- 4.5 Pronóstico por tarifas

5. BASES DE CAPITAL

- 5.1 Base de capital como el VNR de las instalaciones reales
- 5.2 Base de capital valuada mediante flujo de fondos
- 5.3 Base de Capital como VNR de las Instalaciones Optimizadas

6. PLAN DE INVERSIONES

- 6.1 Alcance del Plan de Inversiones
- 6.2 Criterios e hipótesis adoptados para definir el plan de inversiones
- 6.3 Resultados del Plan de Inversiones

INDICE...

7. GASTOS DE EXPLOTACIÓN TÉCNICOS, COMERCIALES Y ADMINISTRATIVOS

- 7.1 Metodología de Cálculo
- 7.2 Estructura
- 7.3 Dotación
- 7.4 Costos de Explotación Comercial
- 7.5 Costos de Explotación Técnica
- 7.6 Resultados

8. ACTIVIDADES DE MEDIO AMBIENTE Y SEGURIDAD EN LA VÍA PÚBLICA

- 8.1 Gestión ambiental
- 8.2 Seguridad en el trabajo
- 8.3 Seguridad pública
- 8.4 Responsabilidad social empresaria
- 8.5 Invasión franjas de servidumbres de electroducto en líneas AT

9. REQUERIMIENTO DE INGRESOS

- 9.1 Cálculo del requerimiento de ingresos en concepto de CPD
- 9.2 Modelo para la determinación del requerimiento de ingresos

10. MECANISMO DE TRASLADO DE COSTOS. FÓRMULAS TARIFARIAS

- 10.1 Estructura tarifaria propuesta
- 10.2 Costos de compra a trasladar a tarifas
- 10.3 Fórmulas tarifarias para las categorías de Tarifa 1
- 10.4 Fórmulas tarifarias para la Tarifa 2 y Peaje
- 10.5 Fórmulas tarifarias para la Tarifa 3 y Peaje
- 10.6 Derechos de conexión y rehabilitación

11. CUADRO Y RÉGIMEN TARIFARIOS PROPUESTOS

- 11.1 Determinación de los parámetros tarifarios y validación del cuadro tarifario

INDICE...

- 11.2 Factores de asignación de costos de redes a cada categoría tarifaria
- 11.3 Factores de caracterización de la carga
- 11.4 Factores de expansión de pérdidas propuestos
- 11.5 Cuadro tarifario propuesto
- 11.6 Costos de conexión y rehabilitación propuestos
- 11.7 Régimen tarifario propuesto
- 12. METODOLOGÍA DE ACTUALIZACIÓN DE COSTOS Y ACTUALIZACIÓN DE LA TARIFA**
 - 12.1 Mecanismo de actualización del costo propio de distribución
 - 12.2 Determinación de la fórmula de ajuste
- 13. FACTOR DE EFICIENCIA Y MECANISMOS DE INCENTIVO AL USO RACIONAL DE LA ENERGÍA**
 - 13.1 Factor de Eficiencia
 - 13.2 Mecanismos en el diseño tarifario para incentivar el Uso Racional de la Energía
 - 13.3 El Medidor Autoadministrado como sistema para incentivar el Uso Racional de la Energía
- 14. MODIFICACIONES PROPUESTAS AL RÉGIMEN DE CALIDAD**
 - 14.1 Definir las exigencias de calidad de servicio teniendo en cuenta las posibilidades reales del tipo de redes en cada área
 - 14.2 Definir áreas de "iso - calidad", en función del tipo de red que las abastece y la densidad de la demanda, asignando mejoras específicas para cada una
 - 14.3 Definir el sendero de mejora de la calidad y el valor al final del periodo teniendo en cuenta la capacidad de ejecución y financiamiento de las inversiones de la empresa
 - 14.4 Adecuar los límites de calidad de producto técnico a lo establecido en la normativa Nacional e Internacional
 - 14.5 Causales de despenalización de Interrupciones
 - 14.6 Calidad de Servicio Comercial
 - 14.7 Modificación a la res 492/16

INDICE...

14.8 Seguridad Pública

15. PROPUESTA DE MODIFICACIONES REGULATORIAS

15.1 Conceptos a incorporar en la regulación del servicio de distribución

15.2 Conclusión

ANEXOS

ANEXO A: COSTOS DE INVERSIÓN MT Y BT

ANEXO B: VNR DE LA RED IDEAL – ATD Y SER

ANEXO C: BASE DE CAPITAL COMO VNR DE LAS INSTALACIONES

ANEXO D: ANÁLISIS DE LA DETERMINACIÓN DE LA BASE DE CAPITAL POR FLUJO DE FONDOS

ANEXO E: COYM SERVICIOS DE TERCEROS

ANEXO F: BASE DE DATOS DE COYM

ANEXO G: PLAN DE INVERSIONES 2017-2021

ANEXO H: CONTRATO DE CONCESIÓN MODIFICADO

ANEXO I: REGLAMENTO DE SUMINISTRO MODIFICADO

ANEXO J: INFORME DE GESTIÓN PERIODO 2006-2016

ANEXO K: INCUMPLIMIENTOS DEL CONCEDENTE Y DAÑOS CONSECUENTES

ANEXO L: CÁLCULO DE LA TASA WACC

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1- Resumen de características de las empresas más grandes del país	1-2
Tabla 1.2- Requerimiento de ingresos totales	1-3
Tabla 1.3- Principales hipótesis para el cálculo del requerimiento de ingresos.....	1-3
Tabla 4.1: Participación de cada categoría de usuario en el total.....	4-2
Tabla 4.2: TAE 2016-2021. Sector Residencial	4-3
Tabla 4.3: TAE 2016-2021. Sector Industrial.....	4-4
Tabla 4.4: TAE 2016-2021. Resto de los sectores	4-4
Tabla 4.5: Pronóstico de evolución de pérdidas	4-5
Tabla 4.6: TAE 2016-2021. Compra de Energía	4-5
Tabla 4.7: TAE 2016-2021. Total Edenor. Escenario Base	4-6
Tabla 4.8: TAE 2016-2021 de Ventas Sectoriales.....	4-7
Tabla 4.9: Total Edenor. Escenario Positivo	4-7
Tabla 4.10: Total Edenor. Escenario Negativo	4-7
Tabla 4.11: TAE energías estacionales por grupo de SSEE	4-8
Tabla 4.12: TAE de potencias estacionales por grupo de SSEE.....	4-9
Tabla 4.13: Matriz uso-tarifa 2015.....	4-9
Tabla 4.14: Proyección de venta de energía por tarifa. Escenario base.	4-10
Tabla 4.15: Tasas de crecimiento de las ventas de energía por tarifa. Escenario base. ..	4-10
Tabla 4.16: Proyección de venta de energía por tarifa. Escenario positivo.	4-10
Tabla 4.17: Tasas de crecimiento de las ventas de energía por tarifa. Escenario positivo. ..	4-10
Tabla 4.18: Proyección de venta de energía por tarifa. Escenario negativo.....	4-11
Tabla 4.19: Tasas de crecimiento de las ventas de energía por tarifa. Escenario negativo. .	4-11
Tabla 5.1- VNR eléctrico red ideal vs. VNR eléctrico red real más inversiones calidad	5-1
Tabla 5.2: valores resultantes del VNR, VDT y depreciación anual.....	5-2
Tabla 5.3: VNR de las instalaciones con antigüedad superior a la vida útil regulatoria	5-2
Tabla 5.4: VNR Depreciado (VDT) Total	5-3
Tabla 5.5: valor del VNR de las instalaciones de Edenor	5-5
Tabla 5.6: Valor Depreciado Técnico (VDT) de las instalaciones de Edenor	5-6
Tabla 5.7: VNR de instalaciones cuya Edad cronológica supera su Vida útil regulatoria	5-7
Tabla 5.8: Valor de instalaciones con antigüedad superior a la VUR	5-7
Tabla 5.9: Depreciación Anual correspondiente a las instalaciones de Edenor	5-8
Tabla 5.10: VNR de las instalaciones optimizadas	5-13
Tabla 5.11: Rangos de densidad red BT por ATD	5-16
Tabla 5.12: Rangos de densidad red MT por ATD.....	5-16
Tabla 5.13: Resumen de la caracterización del mercado por ATD	5-16

INDICE...

Tabla 5.14: Demanda simultánea total MT (MW)	5-17
Tabla 5.15: Demanda simultánea total BT (MW)	5-17
Tabla 5.16: Resumen los resultados de las alternativas de SER escogidos.....	5-18
Tabla 5.17: Rangos de densidad de carga por ATD	5-18
Tabla 5.18: Sistemas eléctricos representativos de red MT para cada ATD	5-19
Tabla 5.19: Correlación de los ATD MT y BT con las macrozonas	5-19
Tabla 6.1: Instalaciones requeridas para recuperar la calidad.....	6-5
Tabla 6.2: Total de Instalaciones consideradas en el Plan de Inversiones.....	6-5
Tabla 6.3: Montos de inversión por etapa de red	6-6
Tabla 6.4: Montos de inversión por objetivo	6-6
Tabla 7.1- gastos de explotación técnicos, comerciales y administrativos con VNR Real ...	7-1
Tabla 7.2- Gastos de explotación técnicos, comerciales y administrativos reales previstos	7-2
Tabla 7.3- Cálculo de la dotación con algoritmo de regresión	7-10
Tabla 7.4- Estructura de costos salariales	7-12
Tabla 7.5- Costos de vehículos	7-15
Tabla 7.6- Gastos generales asociados a los costos comerciales	7-15
Tabla 7.7- Costos de atención clientes.....	7-16
Tabla 7.8- Costos de lectura facturación y reparto	7-18
Tabla 7.9- Costos de cobranza	7-19
Tabla 7.10- Perfil de acciones de cobranza.....	7-20
Tabla 7.11- Costos de gestión morosos	7-20
Tabla 7.12- Costos totales de explotación comercial.....	7-21
Tabla 7.13- Gastos generales asociados a los costos de explotación técnica	7-24
Tabla 7.14- Costos de subestaciones de transformación	7-25
Tabla 7.15- Costos de red AT de subtransmisión	7-26
Tabla 7.16- Costos de red MT de distribución	7-27
Tabla 7.17- Costos de subestaciones de distribución	7-28
Tabla 7.18- Costos de red BT de distribución.....	7-29
Tabla 7.19- Mediciones de calidad de producto en régimen permanente	7-30
Tabla 7.20- Mediciones de calidad de producto los 2 primeros años	7-30
Tabla 7.21- Costos de mediciones de calidad de producto para el primer año	7-30
Tabla 7.22- Costos de recuperación de energía	7-30
Tabla 7.23- Costos totales de explotación técnica	7-31
Tabla 7.24- Gastos de explotación técnicos, comerciales y administrativos con VNR Real	7-32
Tabla 7.25- Pautas de cálculo para los costos de explotación.....	7-33
Tabla 7.26- Costos totales de explotación Año 0 – VNR Real	7-33
Tabla 7.27- Costos totales de explotación Año 1 – VNR Real	7-34
Tabla 7.28- Costos totales de explotación Año 2 – VNR Real	7-34

INDICE...

Tabla 7.29- Costos totales de explotación Año 3 – VNR Real	7-35
Tabla 7.30- Costos totales de explotación Año 4 – VNR Real	7-36
Tabla 7.31- Costos totales de explotación Año 5 – VNR Real	7-36
Tabla 9.1- Requerimiento de ingresos por CPD	9-1
Tabla 9.2- Valores adoptados por los parámetros para el cálculo del requerimiento de ingresos	9-4
Tabla 9.3- Resultados – Requerimiento de ingresos por CPD y CPD medio	9-4
Tabla 11.1- Criterio de aplicación de los factores de expansión de pérdidas	11-3
Tabla 11.2- Criterio de cálculo de los costos de redes por nivel de suministro.....	11-4
Tabla 11.3- Factores de Asignación de Costos de Redes a las categorías tarifarias	11-6
Tabla 11.4- Factores de Carga y de Porcentaje de consumo de energía por banda horaria	11-7
Tabla 11.5- Factores de Coincidencia con la demanda máxima de la distribuidora	11-7
Tabla 11.6- Clientes y consumos totales de energía por categoría para el año 2015	11-12
Tabla 11.7- Clientes, consumos totales, consumos medios y pérdidas de energía para el año 2015	11-12
Tabla 11.8- Estimación de casos de hurto y energía asociada por tipo de clientes para el año 2015	11-12
Tabla 11.9- Estimación del nivel de pérdidas por hurto por tipo de cliente para el año 2015	11-13
Tabla 11.10- Estimación del nivel de pérdidas por hurto por tipo de cliente según las acciones de control	11-14
Tabla 11.11- Estimación del nivel de hurto residual por tipo de cliente según las acciones de control	11-14
Tabla 11.12- Costos unitarios de las acciones de control de pérdidas	11-14
Tabla 11.13- Determinación del costo de las acciones de control de pérdidas y del costo de las pérdidas	11-15
Tabla 11.14- Inspecciones y detección de hurtos de energía para el nivel óptimo de acciones	11-16
Tabla 11.15- Pérdidas no técnicas residuales para el nivel óptimo de acciones de control	11-16
Tabla 11.16- Valores de pérdidas técnicas, no técnicas y totales para el período 2017 a 2021	11-16
Tabla 11.17- Balances de energía para el período tarifario con un nivel total de pérdidas del 12%	11-17
Tabla 11.18- Factores de Expansión de Pérdidas de energía y potencia propuestos	11-17
Tabla 12.1- Índices y precios asignados a los diferentes rubros	12-2
Tabla 12.2- Participación de cada índice / precio por componente del CPD	12-3
Tabla 12.3- Ponderadores de la fórmula del MAC	12-3
Tabla 13.1- Evolución de los costos totales de explotación	13-1
Tabla 13.2- Evolución de los costos unitarios de explotación	13-1

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1: Evolución de la densidad del mercado de Edenor	1-2
Figura 3-1: Ingresos vs. Erogaciones de Edenor. Periodo 2006 a 2015	3-3
Figura 3-2: Inversiones de Edenor. Periodo 2006 a 2015	3-4
Figura 3-3: Evolución de empleados y gastos salariales de Edenor. Periodo 2006 a 2015.	3-6
Figura 3-4: Evolución de los pasivos de Edenor. Periodo 2006 a 2015	3-7
Figura 4-1: Pérdidas porcentuales totales históricas de energía	4-2
Figura 4-2: Evolución de las ventas totales según cada escenario de proyección	4-6
Figura 4-3: Serie histórica y Proyección de ventas por sector	4-6
Figura 5-1: Caracterización del mercado.....	5-15
Figura 7.1-Diagrama de la secuencia de cálculo de los costos de explotación	7-4
Figura 7.2-Diagrama en bloque del modelo de cálculo	7-5
Figura 7.3-Organigrama de la Dirección General	7-7
Figura 7.4-Esquemático de la secuencia de cálculo de costos comerciales	7-13
Figura 7.5-Esquemático de la secuencia de cálculo de costos de distribución	7-22
Figura 9-1 - Esquema del modelo de cálculo del requerimiento de ingresos	9-5
Figura 11.1-Relación entre tasa de pobreza y pérdidas de energía.....	11-8
Figura 11.2-Variación de pobreza y variación de pérdidas de energía.....	11-9
Figura 11.3-Evolución de pérdidas de energía y tasa de desempleo	11-9
Figura 11.4-Evolución de la tasa de desempleo y pobreza en el conurbano.....	11-10
Figura 11-5 - Costo total de control de pérdidas en función de la cantidad de acciones	11-15
Figura 11-6 - Costo total de control de pérdidas en función de la cantidad de acciones (detalle)	11-15
Figura 13-1 - Evolución de la facturación con el consumo para la categoría T1 R social con ahorro.....	13-2
Figura 13-2 - Evolución de la facturación con el consumo para la categoría T1 general .	13-2

1. Introducción

Tabla 1.1- Resumen de características de las empresas más grandes del país

	Clientes totales [N°]	Energía distribuida [GWh]	Potencia máxima [MW]	Longitud de redes [km]	
				Alta Tensión	Media + Baja Tensión
Edenor	2.837.489	21.957	4.927	1.438	36.414
Edesur	2.479.559	18.492	3.939	1.120	24.890
EpeSF	1.276.611	9.564	2.156	2.204	51.753
EPEC	1.028.404	8.352	1.727	4.946	19.320
Resto del país	6.148.760	15.753	1.703	109.531	5.748
Total país	13.770.822	74.118	14.452	119.238	138.125

Fuente: ADEERA - Datos característicos 2015

También es importante destacar la evolución del mercado de Edenor, evidenciándose una migración hacia un mercado menos denso, medido por unidad de km de redes de MT operadas, lo que implica la necesidad de mayores recursos por cliente.

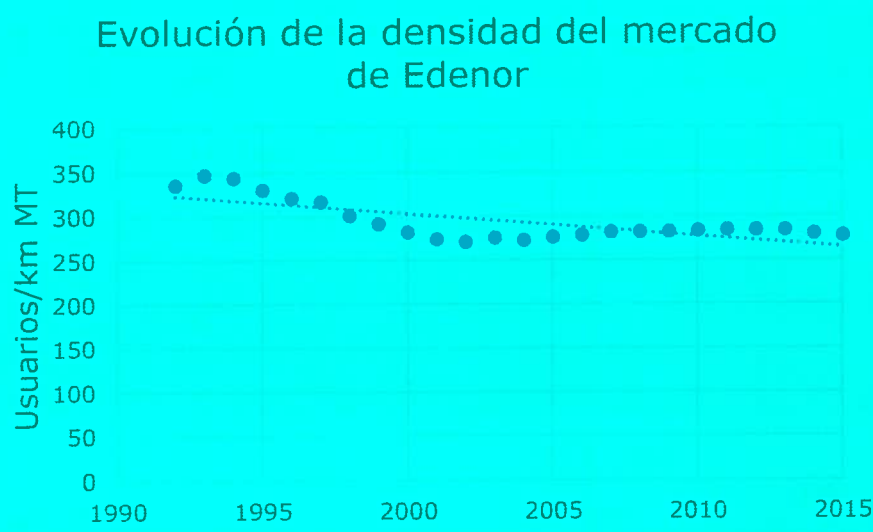


Figura 1-1: Evolución de la densidad del mercado de Edenor

Como resultado de los estudios realizados se arribó a la propuesta de requerimientos de ingresos para el periodo tarifario 2017-2021 a presentar al ENRE teniendo en cuenta los lineamientos establecidos por el ENRE en su Resolución N° 55/2016. El monto de requerimientos de ingresos para el año base de cálculo (2015) es de **15.346 millones de pesos**, calculado como la anualidad del VPN de los montos de requerimientos de ingresos de cada uno de los años del periodo tarifario, que representa un Costo Propio de Distribución medio de **685 \$/MWh**.

El cálculo se realizó siguiendo la lógica planteada para la definición de la base de capital en la citada Resolución. Se consideró la base de capital determinada mediante la aplicación del

1. Introducción

método del VNR de la red real depreciado, incorporando progresivamente a la base de capital los montos de las inversiones necesarias para recuperar las condiciones de calidad de servicio al final del periodo.

Cabe mencionar que, si bien el cálculo se realizó utilizando la tasa WACC antes de impuestos establecida en la Resolución ENRE N° 494/2016, del 12,46%, la misma resulta sustancialmente inferior al valor de 14,87% calculado por Edenor, el que refleja adecuadamente la estructura de capital de la empresa de los últimos años, tal como se indica en el cálculo detallado presentado en el **Anexo L**.

En lo que se refiere a los gastos de explotación técnicos, comerciales y administrativos se ha efectuado un cálculo para cada año del período. Para su determinación se utilizaron los usuarios existentes al año 2015, y las instalaciones correspondientes al mismo año más aquellas definidas en el plan de inversiones, exclusivamente para la recuperación de la calidad de servicio. Además, se ha considerado una eficiencia en las acciones de mantenimiento derivadas del mejoramiento de la red, que se traduce en una disminución de los costos unitarios pasando de \$/usuario 2.833 para el año base a un valor de \$/usuario 2.666 al final del periodo.

Los valores de requerimientos de ingresos resultantes se resumen en la tabla siguiente, los que se encuentran expresados en moneda de diciembre de 2015, y debieran ser actualizados mediante el Mecanismo de Actualización propuesto al mes de entrada en vigencia del nuevo cuadro tarifario.

Tabla 1.2- Requerimiento de ingresos totales

		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
VNR Real								
Remuneración requerida CPD	\$ MM	15.346		14.908	15.282	15.474	15.610	15.679
CPD medio requerido	\$/MWh	685		665	682	691	697	700

Los cálculos se han realizado considerando las siguientes hipótesis:

Tabla 1.3- Principales hipótesis para el cálculo del requerimiento de ingresos

Método	Base de Capital MM AR\$	Inversiones MM AR\$	Tasa %	COMA MM AR\$
VNR depreciado más inversiones para alcanzar la calidad objetivo	38.026 VNR depreciado de la red real + VNR activos con vida residual	9.377 Sólo Calidad	12,46% Real antes de impuestos fijada por el ENRE	2016: 8.012 2017: 8.035 2018: 7.909 2019: 7.794 2020: 7.725 2021: 7.562

2. PREMISAS DE LA PROPUESTA TARIFARIA

Previo a plantear la Propuesta Tarifaria, es fundamental indicar las premisas sobre las cuales se sustenta la misma. Puesto que, sin tener en cuenta los puntos que sucintamente se describen a continuación, la propuesta tarifaria no podría ser evaluada correctamente, tornándose su análisis improductivo y estéril.

Se pone especial énfasis en destacar estas premisas y presupuestos con el objetivo de aclarar los ítems que han sido incluidos y cuáles han sido excluidos al momento de elaborar la propuesta, así como aquellos que se han considerado para asegurar la estabilidad del valor agregado de distribución.

Todo ello en cumplimiento de la política nacional en materia de energía eléctrica¹ que indica como objetivos: proteger adecuadamente los derechos de los usuarios; promover la competitividad de los mercados de producción y demanda de electricidad y alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo; promover la operación, confiabilidad, igualdad, libre acceso, no discriminación y uso generalizado de los servicios e instalación de transporte y distribución de electricidad; regular las actividades del transporte y la distribución de electricidad, asegurando que las tarifas que se apliquen a los servicios sean justas y razonables; incentivar el abastecimiento, transporte, distribución y uso eficiente de la electricidad fijando metodologías tarifarias apropiadas; y alentar la realización de inversiones privadas en producción, transporte y distribución, asegurando la competitividad de los mercados donde sea posible.

2.1 MARCO LEGAL APLICABLE

El Marco Regulatorio en materia de energía eléctrica aplicable a EDENOR está formado, entre otros por, las leyes nacionales N° 14.722 y N° 15.336, el Decreto PEN N° 714/1992, la ley nacional N° 24.065 – y su Decreto Reglamentario N° 1398/92–, la Resolución N° 591/92 del ex Ministerio de Economía, Obras y Servicios Públicos, la ley nacional N° 25.561 y normas complementarias, el Acta Acuerdo y una serie de resoluciones e instrumentos emanados del ámbito administrativo nacional que se mencionan a continuación.

La ley 24.065 dictada en enero de 1992 por el Congreso de la Nación, estableció los objetivos a seguir para la política nacional en materia de abastecimiento, transporte y distribución de electricidad, así como los lineamientos para la reestructuración y privatización del sector eléctrico.

El Marco Regulatorio Eléctrico también está formado por el Contrato de Concesión de EDENOR S.A. que fue firmado entre la Compañía y el Poder Ejecutivo Nacional - representado por el Secretario de Energía de la Nación- el 5 de agosto de 1992. El objeto de dicho contrato es el de otorgar en concesión a favor de la Distribuidora la prestación en forma exclusiva del servicio público de distribución y comercialización de energía eléctrica a los usuarios que se encuentren dentro de la zona de concesión. La concesión otorgada implica que EDENOR S.A. está obligada a atender todo incremento de demanda dentro del área, sea una solicitud de nuevo suministro o un aumento de la capacidad de suministro ya contratada, todo ello conforme las condiciones de calidad especificadas en dicho contrato. Forman parte integrante del contrato cuatro Subanexos: **I** Régimen Tarifario – Cuadro Tarifario, **II** Procedimiento para la determinación del Cuadro Tarifario, **III** Cuadro Tarifario Inicial y **IV** Normas de Calidad del Servicio Público y Sanciones.

El Organismo de Regulación y Control es el ENRE. Fue creado por la Ley Nacional N° 24.065, como un ente autárquico dentro del ámbito de la entonces Secretaría de Energía del ex Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos. De modo que el marco

¹Ley Nacional N° 24.065, artículo 2°.

2. Premisas de la propuesta tarifaria

regulatorio eléctrico también está conformado por las resoluciones emanadas de dichos organismos administrativos.

El marco regulatorio eléctrico está compuesto asimismo por el Reglamento de Suministro de Energía Eléctrica para los servicios prestados por EDENOR S.A. (conforme los lineamientos establecidos en la Ley N° 24.065 ya mencionada y las resoluciones emanadas de la Secretaría de Energía y del ENRE), allí se determinan las condiciones generales para el suministro, las obligaciones y los derechos del titular y/o usuario, las obligaciones y los derechos de la empresa prestataria, las condiciones de suspensión, de corte y de rehabilitación del suministro, mora e intereses, etc.

Además, por ser la Compañía una sociedad que cotiza sus acciones en el mercado, se encuentra sujeta a nivel local al Reglamento de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, las Normas de la Comisión Nacional de Valores y las Normas del Mercado Abierto Electrónico. En tanto que a nivel internacional su marco legal está dado por la reglamentación emanada de la Securities and Exchange Commission (SEC), el New York Stock Exchange (NYSE), debiendo cumplir con todos los parámetros impuestos por la Ley Sarbanes- Oxley.

2.1.1 Marco legal específico aplicable a la RTI

En el contexto regulatorio descrito en el punto anterior, resultan aplicables al proceso de RTI -y por ende a la propuesta tarifaria - las disposiciones de la Ley Nacional N° 24.065, el Decreto PEN N° 1398/1992, el Contrato de Concesión, el Acta Acuerdo, la Resolución MEyM N° 7/2016², la Resolución ENRE N° 55/2016 y el Decreto PEN N° 134/2015.

Cabe recordar que se otorgó a EDENOR S.A.³, por el término de 95 años la concesión del servicio público de distribución y comercialización de energía eléctrica, dentro de la zona de prestación, conforme las condiciones que se establecieron en el Contrato de Concesión, cuyos términos fueron aprobados por el Decreto PEN N° 714/1992, del que formó parte integrante como Anexo III. Ello en tanto la Ley Nacional N° 23.696 (mediante la que se declaró la emergencia en la prestación de los servicios públicos en el año 1989) en el Punto IV de su Anexo I, que fuera modificado por el artículo 95 de la Ley Nacional N° 24.065, declaró sujeta a privatización y a concesión la actividad de comercialización y distribución a cargo de SEGBA. Dicha decisión implicó que el PODER LEGISLATIVO NACIONAL (PLN) puso en ejercicio su potestad concedente, delimitando la zona de prestación del servicio público de electricidad interconectado sujeto a jurisdicción nacional, conforme al artículo 1 de la Ley Nacional N° 14.772, concordante con el artículo 6° de la Ley Nacional N° 15.336.

El plazo de concesión está dividido en períodos de gestión, el primero de ellos de quince años a contar desde la toma de posesión, y los siguientes de diez años, a contar desde el vencimiento del período de gestión anterior. En el contrato de concesión está previsto que al vencimiento de cada período de gestión el ENRE o el organismo que lo reemplace, llamará a Concurso Público Internacional para la venta del paquete mayoritario, aplicándose para ello el procedimiento expresamente establecido en dicho contrato. A la vez, en el marco regulatorio también está prevista la revisión tarifaria quinquenal.

Ambos procedimientos resultaron desplazados por la emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria que tuvo lugar en enero de 2002.

Mediante el dictado de la Ley Nacional N° 25.561 –prorrogada hasta el 31/12/2017-, el PLN autorizó al PEN a renegociar los contratos celebrados por la Administración Pública bajo

²Suspendida por medidas cautelares dictadas por la Justicia Federal. .

³Decreto PEN N° 714/1992, artículo 9°.

2. Premisas de la propuesta tarifaria

normas de derecho público en materia de servicios públicos, debiendo tomarse en consideración los siguientes criterios:

- 1) el impacto de las tarifas en la competitividad de la economía y en la distribución de los ingresos;
- 2) la calidad de los servicios y los planes de inversión, cuando ellos estuviesen previstos contractualmente;
- 3) el interés de los usuarios y la accesibilidad de los servicios;
- 4) la seguridad de los sistemas comprendidos;
- 5) la rentabilidad de las empresas.

Concomitantemente, el PLN dispuso, a través de la Ley Nacional N° 25.790 que las decisiones que adopte el PEN en el desarrollo del proceso de renegociación no estarán limitadas o condicionadas por las estipulaciones contenidas en los marcos regulatorios que rigen los contratos de concesión de los respectivos servicios públicos y que los acuerdos de renegociación podrían abarcar aspectos parciales de los contratos de concesión o licencia, contemplar fórmulas de adecuación contractual o enmiendas transitorias del contrato, incluir la posibilidad de revisiones periódicas pautadas así como establecer la adecuación de los parámetros de calidad de los servicios. Destacando que las facultades de los entes reguladores en materia de revisiones contractuales, ajustes y adecuaciones tarifarias previstas en los marcos regulatorios respectivos, podrán ejercerse en tanto resulten compatibles con el desarrollo del proceso de renegociación que lleve a cabo el PEN.

Para firmar el Acta Acuerdo de EDENOR, que consistió en la renegociación de ciertas cláusulas del Contrato de Concesión (Tarifas, Calidad Media de Referencia y Régimen Transitorio de Sanciones, es decir, una adecuación del Subanexo 4 de dicho contrato) se siguió el procedimiento establecido en el Decreto PEN N° 311/03 (hoy derogado por el Decreto PEN N° 367/2016). Así, el PEN y EDENOR concluyeron el proceso de renegociación, firmando el Acuerdo de Renegociación que se instrumentó en el Acta Acuerdo, ratificado por el PEN mediante Decreto 1957/2006.

El Acta Acuerdo prevé la realización de una Revisión Tarifaria Integral (RTI) que podrá implicar, conforme las PAUTAS previstas en la cláusula 14 de dicho instrumento, la modificación del Subanexo 4 del Contrato de Concesión (Régimen de Calidad y el Régimen Sancionatorio asociado), lo que excedería el ámbito de competencia del ENRE.

Cabe aclarar que la cláusula 14.1.3 del Acta Acuerdo prevé que el ente deberá evaluar tanto la conveniencia de establecer áreas diferenciadas de calidad, como las ventajas y desventajas de los sistemas solidarios de multas en relación con los sistemas de individualización de usuarios, pero esta obligación impuesta al regulador no le otorga facultades para modificar el Subanexo 4 del Contrato de Concesión.

Cabe recordar que el PEN ha dispuesto, mediante el Decreto 134/2015, que el Ministerio de Energía y Minería elabore, ponga en vigencia, e implemente un programa de acciones que sean necesarias en relación con los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica de jurisdicción nacional, con el fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico y garantizar la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicas adecuadas.

A su vez, el Ministerio de Energía y Minería instruyó, mediante la Resolución N° 7/2016⁴, al ENRE para que, dentro del ámbito de su competencia, lleve a cabo todos los actos que

⁴ Suspendida por medidas cautelares dictadas por la Justicia Federal.

2. Premisas de la propuesta tarifaria

fueren necesarios a efectos de proceder a la Revisión Tarifaria Integral (RTI) de EDENOR S.A. y EDESUR S.A., la que deberá entrar en vigencia antes del 31 de diciembre de 2016.

De modo que, una vez concretado un documento definitivo (después de la Audiencia Pública) que contenga el nuevo Régimen de Calidad y Sancionatorio asociado, así como las propuestas que sean aceptadas de cambios regulatorios que impliquen modificación del Contrato de Concesión y de dicho Subanexo –si fuera el caso-, el ente deberá elevarlo al Ministerio de Energía y Minería para su aprobación y posterior firma con EDENOR.

En este contexto, el primer período de gestión fue prorrogado mediante Resolución ENRE N° 467/2007, considerándose que se tendrá por cumplido con la finalización del período tarifario de cinco años que se inicie con la vigencia de la revisión tarifaria integral establecida en el Acta Acuerdo

2.1.2 Competencia del ENRE

El ámbito de competencia del ENRE está dado por la Ley Nacional N° 24.065, artículos 2 y 56.

Dentro de su ámbito de competencia, el ENRE deberá, conforme lo instruido por el Ministerio de Energía y Minería⁵ llevar a cabo todos los actos necesarios a efectos de proceder a la RTI.

A su vez, en el Contrato de Concesión, Subanexo 4, CAPITULO 5, Acápito 5.4 se establece que el ENRE podrá ajustar las sanciones a aplicar, teniendo en cuenta posibles modificaciones en las normas de calidad de servicio y otras normativas de aplicación. Mientras que las modificaciones que se efectúen no introduzcan cambios sustanciales en el carácter, procedimientos de aplicación, criterios de determinación y objetivos de las multas establecidas en el dicho contrato.

Por su parte la cláusula 14 del Acta Acuerdo, establece que, en el proceso de RTI, el ENRE deberá observar las PAUTAS allí establecidas.

2.1.3 Régimen de resarcimientos

Conforme los criterios establecidos en la Resolución ENRE N° 55/2016, en la Resolución ENRE N° 492/2016, se aprueban los "Criterios para la Presentación de la Propuesta Tarifaria", entre los cuales se establece un régimen innovador de resarcimientos.

En consecuencia, el ENRE define –en el marco del contrato de concesión- dos regímenes diferentes:

- Uno que contempla el resarcimiento a los usuarios ante fallas extraordinarias (para el que se utilizará el valor de la CENS -costo de la energía no suministrada- determinado oportunamente),
- Y otro de penalizaciones que, mediante un sistema de estímulo y sanción, induzca a la inversión, minimizando la ocurrencia de la falla.

Ahora bien, la pretensión del ENRE respecto de imponer en el Contrato de Concesión un resarcimiento base y automático a los usuarios ante fallas extraordinarias no corresponde por:

- La inclusión de un resarcimiento base y automático no fue incluido en las PAUTAS del Acta Acuerdo, a las que el ENRE y el Estado Nacional tienen obligación de sujetarse.

Efectivamente, el Acta Acuerdo es el resultado de una larga negociación sobre la adecuación del contrato de concesión de Edenor y es producto de un extenso y

⁵Resolución MEyM N° 7/2016, artículo 5°.

2. Premisas de la propuesta tarifaria

complejo proceso en el que han intervenido los Ministros que integraban la UNIREN, el Poder Ejecutivo de la Nación, el Procurador del Tesoro de la Nación, la Sindicatura General de la Nación, y el Honorable Congreso de la Nación a través de la intervención de la Comisión Bicameral de Seguimiento, sumado a la celebración de una Audiencia Pública en la que participaron las Asociaciones de Defensa de Consumidores y los usuarios que quisieron ser oídos. En dicho instrumento se convino llevar a cabo la RTI basada en las PAUTAS expresamente establecidas en la cláusula 14, donde de manera determinante se dispuso que el ENRE debe sujetarse a ellas. En el acápite 14.1.3 referente al Régimen de Calidad de Servicio y Penalidades se instruye al ENRE a diseñar un sistema de control de calidad de servicio, a evaluar la conveniencia de establecer áreas diferenciadas y a evaluar las ventajas y desventajas de los sistemas solidarios de multas en relación con los sistemas de individualización de usuarios. Pero nada se prevé respecto de incluir un Régimen de Resarcimiento.

- Se trata de una pretensión injustificada. El ENRE no fundamenta ni expone las razones por las que pretende esta incorporación.
- El legislador no contempló en el régimen de sanciones la inclusión de un resarcimiento base y automático ante fallas del servicio.

Es inaceptable suponer la inconsecuencia o la falta de previsión del legislador, ya que, de haberlo así querido, aquél pudo haber contemplado sanciones excepcionales y ejemplificadoras cuando se verificaran situaciones que superaran la duración y frecuencia de las interrupciones indicadas en el contrato –ya sea porque se excedieron las pautas de regularidad del servicio, o por la entidad de las consecuencias provocadas por tales interrupciones-, cosa que claramente no hizo.

- Excede el ámbito de competencia del ENRE, tanto la inclusión de este resarcimiento en el régimen de sanciones como la futura valorización de tales resarcimientos.
- El valor del costo de la energía no suministrada no es parámetro válido -en el derecho común- para determinar el monto de un resarcimiento por daños y perjuicios.
- Debe probarse previamente la existencia del daño para luego poder valorizar el resarcimiento y para ello debe intervenir el Poder Judicial aplicando las normas de derecho común, asegurando el derecho de defensa de rango constitucional.
- Existencia de un fallo de la CSJN⁶ cuya doctrina fue recientemente confirmada (con posterioridad a la reforma de la Ley de Defensa del Consumidor) por la propia CSJN⁷, estableciendo clara y expresamente la incompetencia del ENRE en la determinación de resarcimientos por daños y perjuicios.

Las razones por las cuales la CSJN, en el año 2014, rechazó la pretensión del ENRE de aplicar una bonificación económica a favor de los usuarios tres veces mayor a la que correspondía aplicar en función de lo previsto en el contrato de concesión de Edenor, son plenamente aplicables y demuestran claramente la falta de sustento fáctico y jurídico del resarcimiento económico, "base y automático" que el Ente Regulador intenta incluir en el contrato de concesión. Lo que, además, excede ampliamente el ámbito de su competencia.

El alcance y los límites de la competencia del ENRE respecto de la resolución de las controversias entre los usuarios y las distribuidoras de energía eléctrica referidas a resarcimientos por daños y perjuicios, fue establecida por la Corte Suprema de Justicia

⁶ Autos "Ángel Estrada y Cía. S.A. c. Secretaría de Energía y Puertos" sentencia de la CSJN del 05/04/2005.

⁷ Autos "Edenor S.A. c/ Resolución 289/04 ENRE (Expte. 153212/04) s/ recurso directo", sentencia de la CSJN del 21 de octubre de 2014.

2. Premisas de la propuesta tarifaria

de la Nación en la causa "Ángel Estrada y Cía. S.A. c. Secretaría de Energía y Puertos" del 05/04/2005.

Allí dispuso que:

La determinación y condena al pago de los daños y perjuicios derivados del incumplimiento de la empresa distribuidora de energía eléctrica respecto del contrato celebrado con el usuario deben considerarse fuera de la jurisdicción especial atribuida al Ente Nacional Regulador de Electricidad por el art. 72 de la ley 24.065.

La expresión "toda controversia" contenida en el art. 72 de la ley 24.065 debe entenderse circunscripta a toda controversia válidamente sustraída por el Congreso a la competencia de los jueces ordinarios, por lo cual el poder para dirimir el reclamo de daños y perjuicios derivados del incumplimiento de la empresa distribuidora de energía eléctrica, respecto del contrato celebrado con el usuario y planteado con sustento en el derecho común, es extraño a las atribuciones conferidas al Ente Nacional Regulador de la Electricidad, porque no guarda relación con los motivos tenidos en miras al crear el ente.

La circunstancia de que la determinación de la responsabilidad o falta de responsabilidad de la empresa distribuidora de energía eléctrica por el incumplimiento de sus obligaciones, involucre aspectos técnicos tales como establecer la existencia de las interrupciones y variaciones de niveles de tensión y las condiciones que debía reunir el suministro de acuerdo al contrato de concesión y a las normas aplicables, es insuficiente para atribuir jurisdicción al Ente Nacional Regulador de la Electricidad, pues nada obsta que los jueces le requieran toda la información relevante.

La atribución otorgada -art. 72, ley 24.065- al Ente Nacional Regulador de la Electricidad para dirimir todas las controversias de contenido patrimonial que se susciten entre particulares con motivo del suministro de energía eléctrica debe entenderse con el alcance derivado de la doctrina de la Corte Suprema de Justicia de la Nación, conforme la cual el otorgamiento de facultades jurisdiccionales a órganos de la administración desconoce el art. 18 de la Constitución Nacional, que garantiza la defensa en juicio, y en el art. 109, que prohíbe en todos los casos al Poder Ejecutivo ejercer funciones judiciales.

- Se trata de indemnizaciones anticipadas fijadas por el ENRE a favor de los usuarios por supuestos daños que el Ente Regulador presume que les ha generado la falta de suministro en circunstancias excepcionales que exceden de las previstas en el contrato de concesión -contrariando la voluntad del Legislador Nacional y del Estado Concedente- sin que medie reclamo previo por parte del usuario y vulnerando el principio constitucional de defensa.
- En el marco de las funciones jurisdiccionales que ejercen determinados órganos o tribunales administrativos, se debe valorar –y así lo ha interpretado la CSJN- el principio de separación de poderes, poniendo especial énfasis en la prohibición del ejercicio de funciones judiciales por parte del Ejecutivo prescripta en el art. 109 de la Constitución Nacional (CN). De modo que, el ámbito administrativo debe ceder su lugar a la jurisdicción general ordinaria, cuando se trata de litigios entre particulares extraños a la especialidad de los marcos regulatorios. Esta interpretación no es más que aquella que emana de nuestra norma constitucional (fundamentalmente Arts. 109, 18 y 116 CN) y de la forma republicana de gobierno adoptada (Art. 1 CN).

2.2 ESTABILIDAD REGULATORIA

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.

2. Premisas de la propuesta tarifaria

2.3 ESTABILIDAD TRIBUTARIA

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.

En razón de ello, corresponde adecuar el texto del artículo 33 del Contrato de Concesión.

2.4 INCUMPLIMIENTOS DEL ESTADO CONCEDENTE

El incumplimiento del Estado Nacional con sus obligaciones asumidas en el Acta Acuerdo de reconocer semestralmente y pagar durante el régimen tarifario de transición los mayores costos de distribución, y de convocar y realizar en tiempo oportuno la revisión tarifaria integral, provocó a EDENOR un fuerte deterioro tanto en su situación económico-financiera, como también en su base de activos.

A los efectos de reclamar los daños así ocasionados, en junio de 2013 se presentó ante la Justicia Federal una demanda tendiente a obtener el cumplimiento del Acta Acuerdo y la reparación de los daños y perjuicios sufridos como consecuencia del incumplimiento de los compromisos allí establecidos. A la fecha de esta presentación, el trámite procesal de dicha demanda se encuentra temporariamente suspendido en cumplimiento de lo dispuesto por la Resolución N° 7/2016 del Ministerio de Energía y Minería. El monto del crédito a favor de EDENOR por los daños ocasionados deberá ser calculado en la etapa procesal oportuna.

Ante la insuficiencia económico-financiera generada por el incumplimiento arriba mencionado, el Estado decidió implementar distintos mecanismos de transferencia de fondos a EDENOR, al mismo tiempo que no adecuó en consecuencia el régimen sancionatorio por calidad, todo lo cual generó un pasivo a favor del Estado, al que denominamos "Pasivo Regulatorio". Este pasivo está compuesto por (i) la deuda comercial con CAMMESA por compras de energía en el MEM, (ii) los mutuos celebrados con CAMMESA para la atención de inversiones extraordinarias, y (iii) las sanciones del Regulador por incumplimiento de diversos parámetros de calidad no adecuados a la situación generada por el propio incumplimiento del Poder Concedente.

El monto de los daños por el incumplimiento del Estado Nacional y del pasivo regulatorio no está contemplado en la propuesta que esta Distribuidora presenta al Ente Regulador y por ende no está incluido en los cálculos que resultaron en el cuadro tarifario cuya aprobación se solicita para aplicar a partir del 1° de enero de 2017 y durante el próximo período tarifario.

En caso que no exista una solución al respecto previo a la implementación de la nueva tarifa, se deberá adicionar al requerimiento de ingresos presentado por EDENOR un monto suficiente para reflejar dichos conceptos.

2.5 ACUERDO MARCO

Se presupone que se mantendrá, para todo el período tarifario, la vigencia del Acuerdo Marco celebrado entre el Gobierno Nacional, el Gobierno de la Provincia de Buenos Aires y las Distribuidoras de Jurisdicción Federal, vigente para EDENOR desde el año 1994, y que tiene por principal finalidad establecer las bases y lineamientos generales sobre los que se concretarán y coordinarán los aportes económicos de las distintas partes, para la normalización de los suministros eléctricos de los asentamientos y barrios carenciados.

2. Premisas de la propuesta tarifaria

La Resolución 247/2012 del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, ratificó la última renovación hasta el 31 de diciembre del año 2014 inclusive.

La extensión del mismo aportará soluciones a problemas relacionados a cuestiones de seguridad pública, calidad del servicio y costos asociados con las áreas incluidas.

2.6 NUEVAS TECNOLOGÍAS

Por último, corresponde hacer referencia a las nuevas tecnologías cuya implementación trae aparejada una serie de costos e inversiones, y su magnitud e impacto no ha sido incluida al momento del desarrollo de la propuesta tarifaria. En el caso de que durante el período tarifario se comience con la implementación de estas tecnologías o algún otra, deberá evaluarse su impacto y deberá proveerse al distribuidor de los recursos tarifarios necesarios.

Sin embargo, entendemos que, en un futuro próximo, será necesario elaborar un programa de acciones, con el fin de atender al desarrollo e implementación de estas nuevas tecnologías en el área de concesión, y que a modo enunciativo consideramos incluye:

2.6.1 Smart Grid (Red Eléctrica Inteligente)

El "Smart Grid" implica la gestión eficiente de la energía eléctrica, utilizando tecnologías de información para equilibrar la oferta y la demanda de electricidad.

Este sistema implica fundamentalmente que todos los actores del mercado -desde el residencial hasta el generador- reciban información online de los consumos, transformando a los usuarios en verdaderos gestores.

Entendemos que esta tecnología debe ser combinada con una estructura tarifaria que contemple tramos horarios y un adecuado sistema de incentivos; aplanando así la curva de consumo. Esto por supuesto se traduce en menores inversiones en Distribución, Transporte y Generación.

Para la efectiva implementación de este sistema, resulta necesario un plan a largo plazo que contemple fuerte inversión en tecnología y capacitación a los usuarios, lo que no fue considerado como costos relacionados dentro de la propuesta.

2.6.2 Automóvil Eléctrico:

La proliferación de este tipo de tecnología generará un desafío sobre las redes, puesto que producirá un incremento de potencia que deberá ser suministrada en puntos específicos de la red.

Dado que, hasta el momento, no existe una regulación específica sobre esta tecnología, la misma no fue contemplada en los planes de inversión de la Compañía que se incluyen en esta propuesta, por tal motivo de comenzar a utilizarse se deberá proveer a la Edenor de los recursos tarifarios necesarios para hacer frente al incremento de potencia.

La regulación deberá prever que las inversiones necesarias para instalar los puntos de recarga estén a cargo del Estado o del que establezca dicho punto. Deberá tener una tarifa específica que distinga pico, resto y valle con precios que incentiven la carga en valle. La carga domiciliaria deberá ser declarada por el usuario a los distribuidores con una tarifa especial. Asimismo, será necesario evaluar minuciosamente la titularidad de los puntos de recarga (Distribuidor, Estado o Privado)).

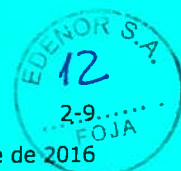


2. Premisas de la propuesta tarifaria

2.6.3 Generación Distribuida

Consiste en la generación de energía eléctrica por parte de los usuarios y cuyo excedente es puesto en la red para el uso del sistema eléctrico general. La misma puede ser generada, a través de energías renovables.

No se consideró dentro de la propuesta este tipo de generación, de utilizarse será necesario dejar indemne el valor agregado de distribución, de no ser así deberá proveerse al Distribuidor de los recursos tarifarios necesarios de modo que no se afecte el ingreso.



GL

3. RESÚMEN DE LA GESTIÓN DURANTE EL PERIODO 2006 - 2016

EDENOR es el distribuidor de energía eléctrica más grande de la Argentina, medido en función de la cantidad de clientes, de los GWh de energía vendida y de la potencia operada. La Empresa distribuye electricidad en el sector noroeste del Gran Buenos Aires y la parte norte de la Capital Federal, bajo los términos de la concesión exclusiva otorgada por el Estado Nacional por un período de 95 años a partir del 1º de septiembre de 1992 (la "Concesión"). El mercado de EDENOR comprende una superficie de 4.637 kilómetros cuadrados con una población de aproximadamente 8,2 millones de habitantes. Al 31 de diciembre de 2015, el área de la Concesión de EDENOR tenía más de 2,84 millones de clientes.

Es relevante comenzar por explicar que la presente Revisión Tarifaria no constituye una revisión tarifaria usual ya que la misma se lleva a cabo luego de un largo período "irregular", signado por la falta de previsibilidad en los ingresos y en el funcionamiento de la empresa. De hecho, en los 24 años de existencia de EDENOR, ésta ha funcionado con tarifas ajustadas a derecho y a mercado solo durante los primeros 10 años a partir de su privatización.

Luego de dicho período correspondía que en el año 2002 se llevara a cabo una revisión tarifaria conforme lo dispuesto por los términos de la Concesión. Sin embargo, en enero de 2002, en el marco de la emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria, mediante el dictado de la Ley Nacional N° 25.561 –prorrogada hasta el 31/12/2017-, el Poder Legislativo Nacional autorizó al Poder Ejecutivo Nacional a renegociar los contratos celebrados por la Administración Pública bajo normas de derecho público en materia de servicios públicos, disponiendo que se tomara en consideración el impacto de las tarifas en la competitividad de la economía y en la distribución de los ingresos, la calidad de los servicios y los planes de inversión, cuando ellos estuviesen previstos contractualmente, el interés de los usuarios y la accesibilidad de los servicios, la seguridad de los sistemas comprendidos y la rentabilidad de las empresas.

Bajo dichos parámetros se comenzó, un año después de la emergencia, la renegociación de los términos de la concesión, la cual concluyó en 2006 con la aprobación del Acta Acuerdo de EDENOR, que consistió en la modificación de ciertas cláusulas del Contrato de Concesión, ratificado por el PEN mediante Decreto 1957/2006.

Con el objetivo de garantizar la viabilidad de la continuidad, seguridad y calidad del suministro, el Acta Acuerdo dispuso la existencia de un Régimen Tarifario de Transición (RTT), durante el cual se reconocería semestralmente el incremento de los costos de la Distribuidora mediante el mecanismo de monitoreo de costos (MMC), y fijó las bases para la Revisión Tarifaria Integral (RTI).

Si bien el Acta Acuerdo fue firmada por el Estado Concedente representado por la UNIREN y por EDENOR, y luego fue aprobada por el Congreso de la Nación y el Poder Ejecutivo, las obligaciones asumidas por parte del Estado Nacional (a través de sus diversos organismos) fueron sistemáticamente incumplidas durante casi una década, hasta la actualidad.

La implementación de la presente revisión tarifaria constituirá finalmente, el cumplimiento de una de sus obligaciones bajo el Acta Acuerdo por parte del Estado Concedente, quien ha instruido al Ente Nacional Regulador de la Electricidad a que lleve a cabo la Revisión Tarifaria Integral, bajo los parámetros del Acta Acuerdo y la Resolución MINEM 7/2016.

Resulta relevante destacar que la situación de incumplimientos del Estado Concedente durante la última década provocó en la Distribuidora consecuencias negativas que tuvieron y tienen efectos tanto en el estado de sus redes, en su situación patrimonial y financiera, y en la productividad de su fuerza laboral.

Si bien las particularidades de los incumplimientos se encuentran desarrolladas en el **Anexo K "Incumplimientos del Concedente y Daños Consecuentes"**, a los efectos del presente

3. Resumen de la gestión durante el periodo 2006 - 2016

resumen se destaca que los mismos consistieron en: (i) la no aplicación de los procedimientos para ajustar los ingresos por la variación real de los costos de EDENOR durante el período tarifario de transición (RTT); y (ii) la no realización de la RTI. En este sentido es necesario resaltar que el incumplimiento del Estado Nacional se incurrió en el marco de un acuerdo (el Acta Acuerdo) basado en un sacrificio compartido en el cual EDENOR no podía modificar la tarifa vigente hasta noviembre del 2005, ni se le permitía ninguna clase de ajuste retroactivo, excepto por un incremento del 28% que fue otorgado concomitantemente con la aprobación del Acta.

De manera consecuente con las disposiciones del Acta Acuerdo, EDENOR presentó oportunamente y en forma debida el cálculo de los distintos MMC en cada período semestral correspondiente, denunciando las variaciones resultantes de la aplicación de la fórmula como así también de los incrementos reales. Además, aunque, la empresa solicitó reiteradamente que se evalúe y se reconozca la real magnitud de la variación de los costos de explotación y su incidencia en la proyección económica financiera y en el plan de inversiones, sólo se recibió -y a destiempo- el ajuste tarifario correspondiente a la fórmula del cálculo del MMC (que no contempla la variación real de sus costos como lo disponía el Acta Acuerdo).

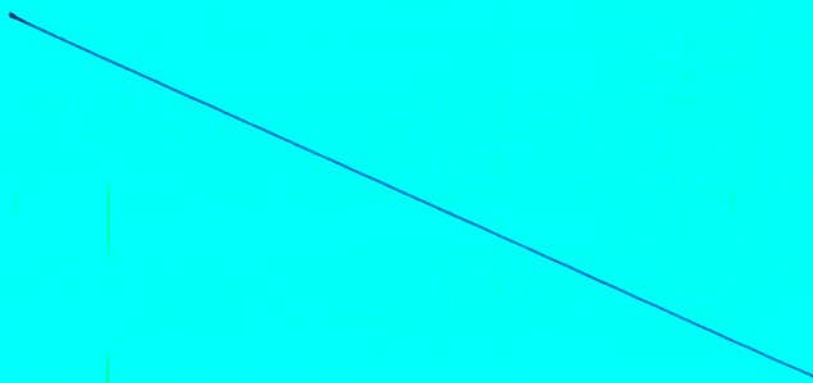
Adicionalmente, EDENOR solicitó en reiteradas oportunidades que se llevasen a cabo los procedimientos referidos a la RTI y cumplió con su obligación de presentar la propuesta tarifaria, así como de suministrar toda la información en cada caso que fue solicitada.

En virtud de considerar la Sociedad que el incumplimiento del Poder Concedente a las disposiciones emanadas del Acta Acuerdo, perjudicaron de manera determinante su situación económico-financiera, la Compañía inició un reclamo en 2013 contra el Estado Nacional, a través del cual se persigue, no sólo el efectivo acatamiento de los compromisos establecidos en el Acta Acuerdo, sino además los daños y perjuicios sufridos a consecuencia de tales incumplimientos. El pronunciamiento judicial buscado, deberá contemplar asimismo, el reconocimiento de todos aquellos derechos que entendemos no fueron satisfechos por las medidas paliativas implementadas durante el período bajo análisis.

No obstante, pese a lo acordado en el Acta Acuerdo, a lo ordenado en las resoluciones mencionadas y a los pedidos de EDENOR, la RTI continuó demorada e inconclusa hasta el presente.

Previsiblemente, los incumplimientos del Estado Nacional tanto respecto de la actualización de las tarifas como en el compromiso de llevar a cabo la RTI, generaron graves dificultades económicas y financieras a EDENOR, las cuales además, fueron profundizándose año a año.

Debido a dicha situación, las erogaciones de EDENOR para hacer frente a sus gastos, inversiones y pagar los impuestos, resultaron altamente superiores a sus ingresos por todo concepto, lo que obligo a la adopción de medidas paliativas temporales que permitieran cubrir dicho déficit, tal como puede apreciarse en el siguiente gráfico:



3. Resumen de la gestión durante el periodo 2006 - 2016

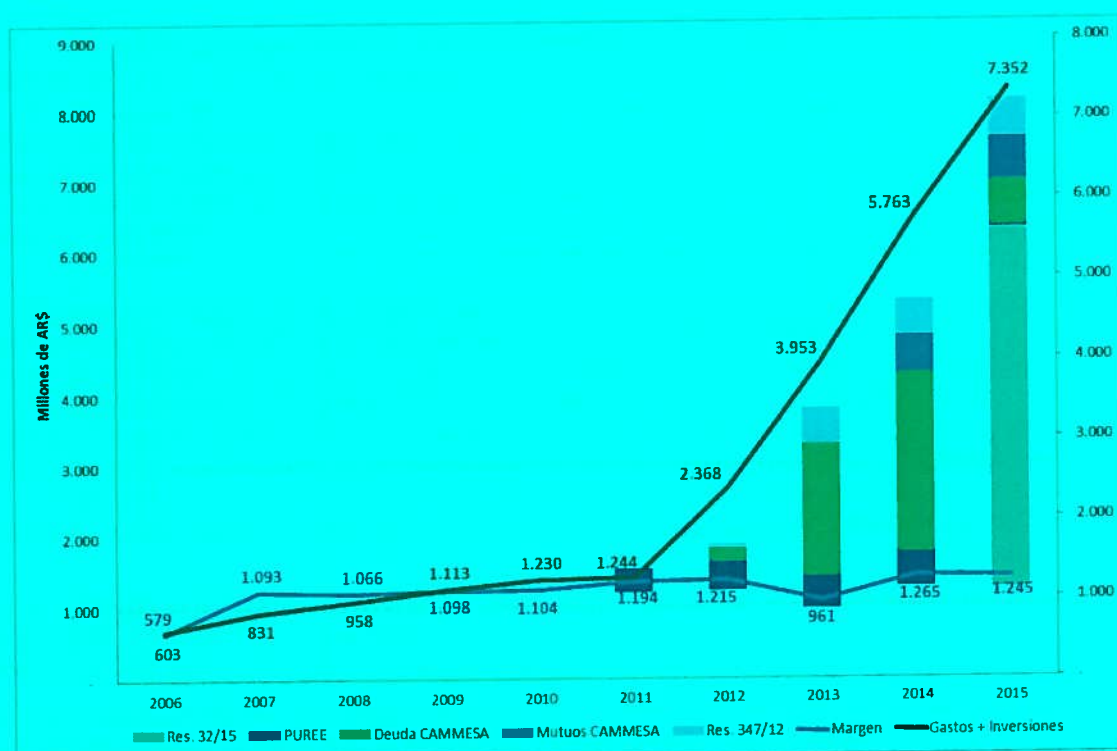


Figura 3-1: Ingresos vs. Erogaciones de Edenor. Periodo 2006 a 2015

La imprevisibilidad en la suficiencia de los fondos de los últimos cinco años, no ha hecho más que afectar la planificación, eficiencia y operatividad de la actividad que desarrolla la compañía, que por tratarse de una actividad compleja afecta aún más la prestación del servicio público concesionado.

Es importante destacar que EDENOR se comprometió en el Acta Acuerdo a no efectuar pagos de dividendos sin la autorización previa del ENRE durante todo el Periodo de Transición Contractual (aún vigente), destacándose que la compañía no ha pagado dividendos desde el año 2000, es decir, desde hace casi 16 años.

A fin de garantizar el funcionamiento operativo del servicio público, el Estado Nacional eligió, en lugar de cumplir con las obligaciones asumidas en el Acta Acuerdo, a adoptar algunas medidas provisorias sin que las mismas significasen el cumplimiento de sus obligaciones asumidas en el Acta Acuerdo, algunas de las cuales significaron para EDENOR asumir pasivos de manera involuntaria.

Entre ellas se destacan las siguientes:

- Compensación con montos recaudados por PUREE con MMC teóricos (Resolución SE 1037/2007)
- Cargo específico para inversiones y creación del FOCED (2012) (Resolución 347/2012).
- Compensación definitiva de montos recaudados por PUREE con MMC teóricos del 2007 al 2013 (Resolución 250/12). Este monto ascendía a era aproximadamente 1/3 de la variación de costos reales enfrentada por la empresa
- Mecanismo de mutuos para salarios y para inversiones (Nota SE 4012/14 y Res. 65/2014).
- Resolución 32/15 estableciendo un cuadro tarifario teórico, y disponiendo un mecanismo para otorgar un subsidio a EDENOR por la diferencia entre la tarifa real cobrada a los clientes y el cuadro tarifario teórico.

3. Resumen de la gestión durante el periodo 2006 - 2016

Es por eso que el período analizado, cierra una etapa en la cual la Distribuidora ha realizado un enorme esfuerzo por operar, y continuar invirtiendo, en un mercado distorsionado, ya que la política de tarifas congeladas produjo no solo un grave detrimento en el funcionamiento normal y sustentable de la empresa, sino un incentivo al consumo desaprensivo de energía eléctrica, que durante los últimos 10 años creció cerca de un 45% en la Ciudad de Buenos Aires y Gran Buenos Aires, y de un 48% en el área de concesión de EDENOR, mientras que ciudades comparables como Santiago de Chile o San Pablo lo hicieron en un 15% o Nueva York un 3% para los mismos 10 años.

El siguiente gráfico muestra las inversiones efectuadas durante el período analizado, expresadas en dólares estadounidenses:

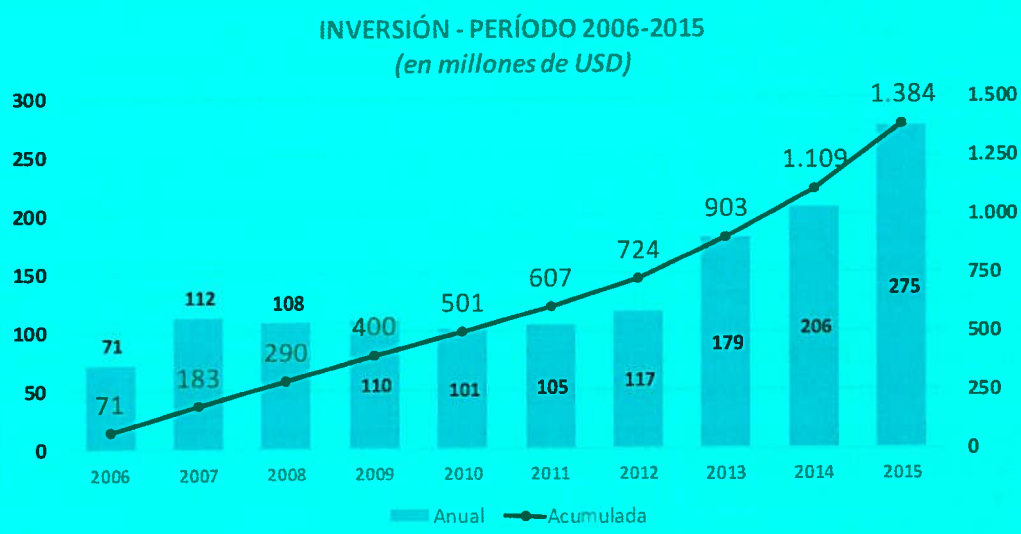


Figura 3-2: Inversiones de Edenor. Periodo 2006 a 2015

A pesar de los montos invertidos, los cuales fueron superiores a los requeridos por el Acta Acuerdo, el impacto que ha tenido el aumento de la demanda arriba indicado, debido a una señal distorsionada del precio de la energía -agravado incluso por el valor del gas que generó la excesiva construcción de edificios electro-dependientes, sumado al crecimiento poblacional en el conurbano, implicó que las inversiones efectuadas atendieran el aumento de la demanda en lugar de atender la calidad de suministro.

En definitiva, esto llevó a la empresa a brindar una calidad de servicio que estaba en estrecha relación con la tarifa que estaban pagando los usuarios. No obstante, el ENRE ha formulado cargos y ha aplicado sanciones a EDENOR durante el período 2006 / 2016 por aplicación de los estándares de calidad previstos en el contrato de concesión, niveles éstos que resultan a todas luces inaplicables en razón de los valores tarifarios efectivamente abonados por los usuarios. Razón por la que correspondería se dejen sin efecto dichas penalidades, las cuales se encuentran sin embargo reflejadas como un pasivo en los Estados Contables de la empresa.

El hecho de no haber podido efectuar todas las inversiones necesarias para cumplir con el régimen de calidad que no se condecía con los ingresos de la empresa durante esta década, tuvo como consecuencia adicional que, ante la ocurrencia de eventos de características extraordinarias (olas de calor, tornados, etc.), se verificaran cortes de suministros muchas veces de larga duración. Dicha circunstancia obligó a esta Empresa a hacer frente, por un

3. Resumen de la gestión durante el periodo 2006 - 2016

lado, en sede administrativa a la discusión sobre los resarcimientos impuestos de manera automática por el ENRE⁸ y, por otro lado, a varias denuncias penales en sede judicial⁹.

A pesar de las adversidades, EDENOR ha demostrado durante todo el período una gestión con un alto nivel de profesionalismo y vocación de servicio. Esto se ratificó, por ejemplo, durante la ola de calor de diciembre de 2013, oportunidad en la que se demostró haber trabajado a la altura de las tremendas exigencias del momento, habiendo la Compañía registrado un promedio diario de 0,42% de clientes afectados, y no habiendo sido, en ningún caso, cortes masivos, o alcanzado a barrios enteros. A pesar del efecto mediático que se le otorgó al evento, se logró una rápida normalización del servicio, e incluso se colaboró con empresas colegas para solucionar la situación en sus áreas de concesión, demostrando de esta manera nuestro compromiso con el servicio.

La situación descrita en los párrafos precedentes fue sin dudas generada por los incumplimientos del Estado Concedente a sus obligaciones bajo el Contrato de Concesión y bajo el Acta Acuerdo. Prueba de ello es que dichos problemas no existieron durante el período de 10 años posteriores a la privatización, sino que comenzaron a partir de la falta de ingresos aquí descripta.

De hecho, tanto el Decreto 134/2016 que declara la emergencia energética, como las normas dictadas en su consecuencia admiten la situación descripta. Es así como el sendero de calidad y régimen de penalidades establecido por el ENRE, que se han tomado en cuenta a los efectos de la presente propuesta tarifaria, resulta realista considerando la situación de las empresas, y no tiene exclusivamente un fin punitivo, sino un auténtico incentivo para el mejoramiento de la calidad de manera sustentable, confirmando tácitamente el reclamo sostenido de EDENOR en cuanto a la no procedencia de las penalidades impuestas con fundamento en la calidad exigida en el Contrato de Concesión y en el Acta Acuerdo.

La insuficiencia de ingresos causada por las razones antes expuestas fue la causa directa de la incapacidad de EDENOR para cancelar, desde octubre de 2012 el total de la facturación mensual de CAMMESA. En vista de esta situación, dado que la Distribuidora se encontraba cercana a caer en situación de Patrimonio Neto negativo, la Secretaría de Energía dictó la Resolución 250/13 a efectos de reconocer una parte (1/3) del incremento real de costos adeudado a la empresa conforme las obligaciones del Acta Acuerdo. Mediante esta medida se compensó parcialmente la deuda comercial con CAMMESA por compras de energía.

A pesar de dicha compensación parcial, hoy la empresa muestra en sus balances una deuda comercial con CAMMESA, del orden de los \$3.000 millones, la cual no se hubiera generado de haberse otorgado a la empresa los incrementos tarifarios correspondientes previstos en el Contrato de Concesión y posteriormente en el Acta Acuerdo.

En cuanto a la gestión del personal y las relaciones laborales, durante el período en consideración la capacidad de negociación de la empresa con las entidades gremiales se vio fuertemente limitada.

De hecho, en el año 2014, la sociedad se vio imposibilitada de hacer frente a los incrementos salariales que el gobierno había acordado con el sindicato por medio de la Resolución 836/14 del Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social de la Nación, es por ello que en julio 2014, la Secretaría de Energía instruyó a CAMMESA a otorgar a la Sociedad un financiamiento destinado a cubrir la insuficiencia de fondos mediante la celebración de

⁸ Resoluciones ENRE N° 336/2012, 1/2014 y 31/2016.

⁹ Causa Penal N° 2/2014 – "Edesur – EDENOR s/estafa" – Juzgado Nacional en lo Criminal y Correccional N° 9 – Secretaria N° 18. Se radicó denuncia presentada por "Fedecámaras" (Federación de Cámaras y Centros Comerciales zonales) dirigida a la investigación de las causales que determinaron los cortes de energía eléctrica verificados en el mes de diciembre de 2013, acaecidos en las áreas de concesión de ambas distribuidoras, habiendo sido acumuladas a estas actuaciones las denuncias por idénticos hechos, radicadas por los Diputados Elisa Carrió y Gustavo Vera.

3. Resumen de la gestión durante el periodo 2006 - 2016

un contrato de mutuo, el que pudiera ser ampliado de acuerdo a las necesidades mensuales la Distribuidora para hacer frente a la totalidad del pago de salarios, cargas sociales y contratistas cuyo personal presentara ese mismo encuadramiento de la Distribuidora, adicionando otra medida paliativa a las ya comentadas. Dicho contrato de mutuo fue compensado mediante un reconocimiento adicional de mayores costos establecido en la Resolución 32/15. Es importante destacar que el 80% de los costos de la compañía están en relación directa con costos salariales, por personal propio o de servicios contratados.

El siguiente gráfico muestra el incremento del gasto en salarios comparado con el incremento de empleados propios, el cual fue consecuencia de las negociaciones mantenidas por la administración con las entidades sindicales sin la participación de la empresa:



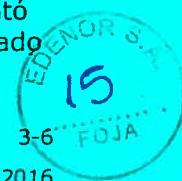
Figura 3-3: Evolución de empleados y gastos salariales de Edenor. Periodo 2006 a 2015

Ese mecanismo poco saludable tuvo un impacto altamente negativo en la productividad del personal, lo cual incide fuertemente en la calidad de servicio brindado por la empresa, como así también en un aumento de las pérdidas y la morosidad. Este es uno de los desafíos planteados en esta nueva etapa, en la cual se comienza a transitar un sendero de normalización de dichas negociaciones.

A pesar de la implementación de los mecanismos antes indicados la situación económico-financiera de EDENOR continuó agravándose, al punto que el 24 de febrero de 2015 el ENRE manifestó a la ex Secretaría de Energía la necesidad de adecuar la situación de las distribuidoras.

Como respuesta a dicha manifestación, la Secretaría de Energía, en el reconocimiento implícito de que los mecanismos implementados hasta ese momento eran insuficientes para hacer frente a los reales costos de la Distribuidora, entendió que era necesaria la toma de medidas urgentes, a efectos de mantener la normal prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica y consideró que el ENRE debería evaluar la magnitud de la variación de los costos de explotación de las distribuidoras.

Como resultado de ello, en marzo de 2015 la ex Secretaría de Energía dictó la Resolución N° 32/2015 aprobando un aumento transitorio en los ingresos de EDENOR S.A. y de EDESUR S.A. con vigencia a partir del 1° de febrero de 2015, a los efectos de solventar los gastos e inversiones asociados al normal funcionamiento de la prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica, y a cuenta de la RTI. El monto de estos ingresos adicionales surgía de la diferencia entre un cuadro teórico que formaba parte integrante de la resolución, y el cuadro tarifario vigente para cada categoría de usuarios. Se instrumentó a través de transferencias que CAMMESA realizaba con los fondos que le aportaba el Estado



3. Resumen de la gestión durante el periodo 2006 - 2016

Nacional, de acuerdo a los valores informados por el ENRE y siempre que la Secretaría de Energía no hubiere detectado incumplimientos de las distribuidoras.

En atención a ello y fundamentalmente como consecuencia de la implementación de la mencionada resolución, durante el año 2015 se produjo una reversión de la situación de déficit patrimonial con que la Sociedad había terminado el ejercicio anterior.

Sin embargo, durante el período se generaron los pasivos mencionados a lo largo del presente documento, los cuales fueron consecuencia de los incumplimientos del Estado Concedente. El siguiente gráfico muestra dicha situación:

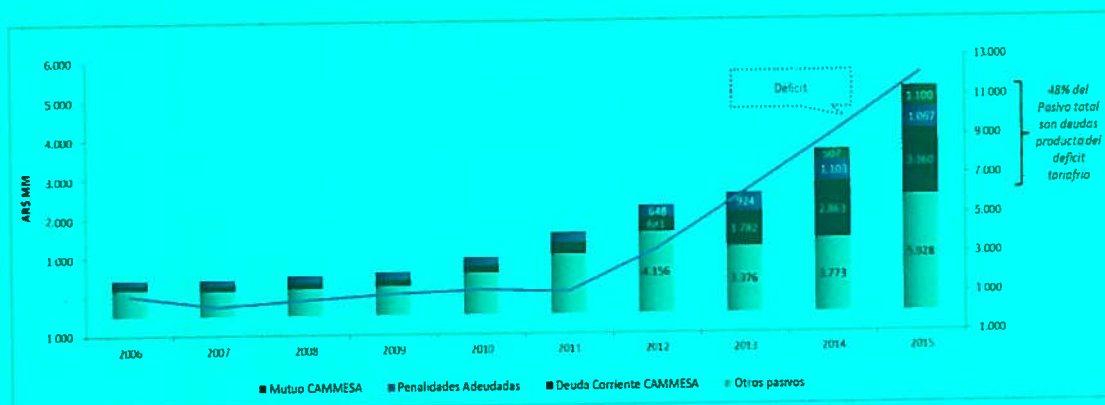


Figura 3-4: Evolución de los pasivos de Edenor. Periodo 2006 a 2015

En conclusión de la situación del período bajo análisis, debido a la política del Estado Concedente de no trasladar a las tarifas abonadas por los usuarios el verdadero costo de la energía y su distribución, y utilizar mecanismos paliativos poco sustentables, se generaron las siguientes consecuencias:

1. Un déficit operativo en los números de la empresa, que la llevaron incluso a presentar patrimonio neto negativo en sus estados financieros trimestrales, consecuencia de la divergencia en la evolución de sus ingresos y egresos resultantes del congelamiento tarifario y el incremento de los costos de explotación e inversión, y del endeudamiento involuntario generado por las medidas paliativas del poder concedente.
2. La reducción de las capacidades de negociación con las entidades gremiales y la limitación en la facultad de organización y dirección por parte de la empresa, teniendo consecuencias directas en la pérdida de eficiencia y productividad, que a su vez afectaron la capacidad de respuesta de la empresa ante los desafíos de una demanda creciente. Todo esto dado que la negociación paritaria la lideraba y resolvía el gobierno que a su vez proveía los fondos para afrontar aumentos salariales muy por encima de la media de la economía.
3. El consumo desaprensivo de electricidad debido al bajo costo que la misma significaba en los gastos de una familia, sumado a la adquisición masiva de electrodomésticos incentivada por la misma razón, resultó en un cambio del paradigma de consumo que será difícil revertir.
4. El deterioro en la calidad del servicio de distribución eléctrica generado como consecuencia de la necesidad de direccionar la mayor parte de las inversiones realizadas a atender nueva demanda, por las razones indicadas en el punto precedente.

3. Resumen de la gestión durante el periodo 2006 - 2016

3.1 NORMALIZACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN

Como se ha reseñado hasta aquí, en los últimos diez años el Estado Nacional habilitó mecanismos paliativos para garantizar la prestación del servicio público de distribución, pero siempre de manera inoportuna y evitando incrementar la tarifa de los usuarios finales. Para ello, durante más de una década, la ex Secretaría de Energía direccionó y asignó los subsidios definidos por el PEN para los consumidores de energía eléctrica.

A partir de enero de 2016 el Estado Nacional, representado por el Ministro de Energía y Minería, apuntó a un redireccionamiento de estos subsidios, planteando que el objetivo de la política tarifaria que corresponde adoptar, no es la eliminación de los mismos, sino su aplicación a sectores de la población que por el nivel de sus ingresos es considerada vulnerable.

En este contexto, a comienzo del año 2016 el Estado Nacional en cumplimiento del Acta Acuerdo, instruyó al ENRE a: (i) iniciar el proceso de Revisión Tarifaria Integral (RTI) en el marco del cual se efectúa la presente propuesta tarifaria, y (ii) fijar un cuadro tarifario de transición hasta tanto estuviera implementada la tarifa resultante de la RTI.

Al mismo tiempo estableció los nuevos precios estacionales para el MEM, aprobando la reprogramación trimestral de verano y estableciendo la aplicación de los precios de referencia de la energía en el MEM para los agentes distribuidores, incorporando el Plan estímulo y la Tarifa Social.

Todo ello, quedó instrumentado mediante el dictado de las Resoluciones MEyM N° 6/2016, 7/2016 y ENRE N° 1/2016.

Asimismo la Resolución ENRE 55/2016 fijó las pautas para la realización de la Revisión Tarifaria Integral, habiendo posteriormente el ENRE emitido otras resoluciones a los efectos de fijar el régimen de penalidades, la calidad de servicio y producto y la tasa de rentabilidad. La presente Propuesta Tarifaria se basa en dichas premisas.

3.2 SITUACIÓN ACTUAL DEL INCREMENTO TRANSITORIO

Las medidas tomadas a lo largo del presente año descriptas en los párrafos precedentes, las cuales constituyen el comienzo de la normalización del funcionamiento del sector eléctrico, hoy se encuentran cautelarmente suspendidas de manera parcial. Esto es así, dado que la Justicia Federal dictó, a instancias de ciertos actores individuales y colectivos, medidas cautelares ordenando la suspensión de las Resoluciones MINEM 6 y 7/2016 y ENRE 1/2016.

Estas medidas judiciales sumadas al mantenimiento por parte del Gobierno Nacional del nuevo objetivo de política tarifaria adoptada, causaron un serio desfase y por ende un gran impacto en los ingresos de EDENOR. En efecto, la justicia federal suspendió los efectos de las resoluciones mencionadas y ordenó a EDENOR que facture con los valores tarifarios anteriores.

Los efectos de las medidas cautelares, de mantenerse en el tiempo, serán los siguientes:

1. Nueva suspensión de pagos a CAMMESA: EDENOR se vio obligada a dejar de hacer frente a sus deudas por compras de energía en el MEM, lo que genera una interrupción en la cadena de pagos que se trasladará asimismo a los agentes generadores, teniendo como consecuencia mediata la prolongación de la desinversión en el sector, y el consecuente déficit energético.
2. Interrupción del Plan de Inversiones: EDENOR deberá suspender las inversiones que se encuentra realizando lo que impactará directamente en la calidad de servicio y en la atención de nuevos suministros.
3. Salarios: el 80% de los gastos de EDENOR están relacionados con el pago de salarios (ya sea de personal propio o de contratistas). De no resolverse la aplicación de los incrementos del cuadro tarifario de transición fijado por Res. ENRE 1/2016, EDENOR deberá adoptar un plan de contingencia salarial que tendrá indudablemente un

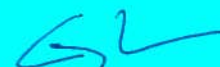
3. *Resumen de la gestión durante el periodo 2006 - 2016*

efecto adverso multiplicador. Adicionalmente ello podría generar medidas de fuerza que pondrán en riesgo inmediato el suministro eléctrico sin que pueda descartarse la posibilidad de conflictos sociales. Las medidas gremiales afectarían desde la restitución del servicio en caso de fallas, hasta la operación general de las redes y la atención en oficinas comerciales, entre otros.

4. Pago a proveedores: La falta de pago a proveedores de materiales necesarios para la operación y el plan de inversiones causaría un grave riesgo a la continuidad de dichas empresas proveedoras, de muchas de las cuales EDENOR resulta su principal (o único) cliente.
5. Patrimonio Neto Negativo: En adición a las consecuencias antes expuestas, desde el punto de vista societario, en caso de continuar vigentes las medidas cautelares ya señaladas, las consecuencias irán desde la reducción obligatoria de capital hasta la obligatoriedad de entrar en disolución en caso de llegar al supuesto de patrimonio neto negativo, lo cual se prevé que ocurrirá al finalizar el trimestre que concluye el 30 de septiembre próximo.

No obstante, tanto el Directorio como la Gerencia de EDENOR continúan arbitrando con los escasos recursos a disposición todas las medidas a su alcance de carácter técnico, operativo, financiero y legal que puedan resultar eficaces para permitir la continuidad del servicio en las mejores condiciones posibles de calidad y seguridad, para usuarios, su propio personal y terceros en general.

[A large diagonal line is drawn across the page, likely indicating a signature or a mark.]



4. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

En este capítulo se resumen los resultados del estudio de pronóstico de demanda de Edenor S.A., presentado al ENRE en el Primer Informe de las Distribuidoras el 20 de julio de 2016 en el marco de la Revisión Tarifaria de Distribución 2016.

Para establecer el pronóstico de la demanda se determinaron tasas de crecimiento para sectores de consumo homogéneos. Se trabajó con las series históricas de las ventas de energía de la distribuidora clasificadas en los sectores Residencial, Comercial, Industrial, Alumbrado Público y Otros (servicios sanitarios, oficial y tracción).

Para los estudios se plantearon dos modelos:

- 1) Un modelo del tipo analítico y econométrico aplicado a los usuarios y ventas de cada sector: "Escenario base"
- 2) Un modelo de control mediante el cual se obtuvo la extrapolación lineal del número de usuarios y ventas de cada sector: "Proyección tendencial".

El escenario base es el seleccionado para la realización del cálculo, y sus tasas anuales equivalentes de crecimiento para el próximo período tarifario (2017-2021) resultaron ser: 1,51% en el crecimiento de los usuarios y 2,93% en la venta de energía.

El modelo de control valida los resultados del modelo seleccionado.

Conjuntamente se elaboraron dos escenarios alternativos al escenario base seleccionado:

- Escenario Positivo de crecimiento de la economía
- Escenario Negativo de crecimiento de la economía

Estos escenarios fueron generados a través de cambios en los pronósticos de los indicadores IGA (Índice General de Actividad) e IPI (Índice de Producción Industrial). Cabe destacar que las series de los índices IGA e IPI correspondientes a los tres escenarios, fueron elaborados por la consultora Perspectiv@s y la fundación FIEL, respectivamente.

En los siguientes puntos se exponen los criterios y los datos utilizados para establecer el pronóstico del número de usuarios y ventas de energía del total de la empresa, así como los resultados alcanzados.

Posteriormente se muestra la desagregación de la proyección por Subestaciones (SSEE) de energía y potencias máximas, así como la conversión de los pronósticos de usuarios y energía según tarifas.

4.1 SERIE DE DATOS

Con el objeto de estimar las ventas futuras, y en función de la información disponible, se analizó la serie de datos históricos 2006-2015 remitida por Edenor, clasificada según el carácter de uso.

Estos datos, expresados a través de las denominadas Categorías Estadísticas, reúnen consumos de usuarios homogéneos en cuanto a su comportamiento.

La serie de consumos históricos de energía se ajustó con el total de las ventas de energía de Edenor, respetando la participación de los consumos sectoriales en el total. Las series de ventas de energía tomadas como base, incluyen las ventas a los usuarios de peaje de Edenor.

A continuación, se observa la participación de cada categoría de usuario en la venta de energía y en el total de usuarios de la empresa.



4. Proyección de la demanda

Tabla 4.1: Participación de cada categoría de usuario en el total

Año 2015		
SECTOR	Venta Energía	Usuarios
Residencial	44,2%	87,2%
Comercial	20,6%	9,2%
Industrial	25,3%	3,2%
Alumbrado Público	3,1%	0,0%
Otros	6,8%	0,3%

También se han considerado las pérdidas de energía para la proyección, indicándose en la siguiente figura la evolución de las pérdidas porcentuales totales históricas:

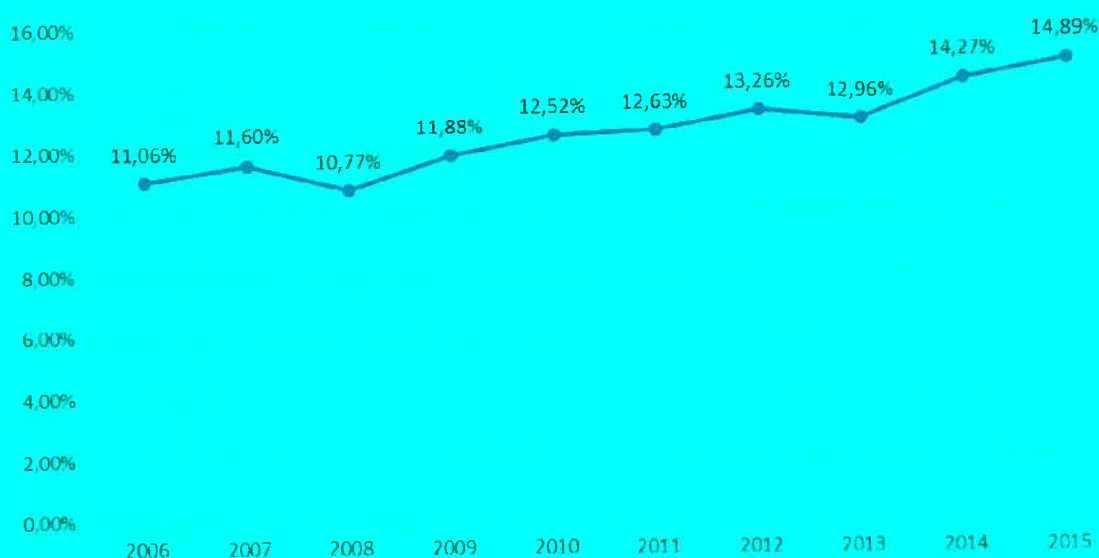


Figura 4-1: Pérdidas porcentuales totales históricas de energía

Para calcular las pérdidas no técnicas porcentuales (PNT) del año base (2015), se partió de los datos censales 2010¹⁰. La cantidad de viviendas no usuarias representan el 8,7% del total de viviendas del territorio de concesión de Edenor en el año base. La energía que consumen dichas viviendas son las PNT y representan el 6,1% de las compras de la distribuidora en el año 2015.

Sobre la base de los estudios técnicos realizados puede mencionarse que las pérdidas técnicas (PT) fueron del 8,79% en el 2015.

4. Proyección de la demanda

4.2 PROYECCIÓN DEL MERCADO

Las series históricas se investigaron con el objetivo inicial de desarrollar un modelo analítico y econométrico, a través del cual identificar los factores que expliquen la evolución de los consumos sectoriales.

Se ensayaron varios modelos de correlación múltiple entre las ventas de los distintos sectores y los índices de IGA (Índice General de Actividad) e IPI (Índice de Producción Industrial), y entre las ventas sectoriales entre sí. Finalmente se escogió aquella función que mejor correlación obtuvo y que mejor se ajustaba a las hipótesis planteadas para cada sector por uso.

Paralelamente se contó con un segundo modelo en el cual se determinaron las evoluciones de usuarios y consumos sectoriales por tendencia (extrapolación lineal), y que sirvió como referencia, control y mecanismo alternativo a considerar frente a los resultados del modelo econométrico sectorial.

A continuación, se explican el modelo seleccionado, los criterios e hipótesis consideradas y el modelo de control.

4.2.1 Proyección del Sector Residencial

El pronóstico para este sector se estableció como el producto de los consumos por usuario previstos para cada año por la cantidad de usuarios sectoriales correspondientes.

La cantidad de usuarios residenciales se estimó a través de una función dependiente del número de habitantes en el territorio de concesión de Edenor, el número de habitantes por vivienda y un índice de evolución de usuarios regulares bajo red.

Para los años de pronóstico se adoptó la tasa de crecimiento poblacional proyectada por el INDEC para el área de jurisdicción de Edenor y se adoptó una evolución conservadora para el Número de Habitantes por Viviendas.

En cuanto al Índice de Evolución de Usuarios Regulares Bajo Red, se consensuó junto con Edenor una normalización moderada y arbitraria de usuarios irregulares, cumpliendo con el objetivo de que las pérdidas no técnicas provocadas por estas viviendas representen el 3,2% en el 2021.

Se consideró como supuesto que los usuarios regularizados consumen un 70% del consumo unitario clandestino.

El consumo unitario residencial se estimó por correlación con el Índice General de Actividad (IGA) y tomando una elasticidad precio de la demanda de $(-0,019)$.

Adicionalmente, se tomó como hipótesis un incremento en la tarifa percibida por los usuarios residenciales del 69% en el 2017 y del 32% en el 2018, debido a la eliminación total escalonada de los subsidios al costo de la energía en el Mercado Eléctrico Mayorista.

De la forma indicada se determinó el crecimiento del sector residencial de Edenor, resultando las siguientes tasas anuales equivalentes para el período estimado:

Tabla 4.2: TAE 2016-2021. Sector Residencial

Crecimiento (TAE)		
2016-2021		
SECTOR	Venta Energía	Usuarios
Residencial	3,02%	1,45%

4. Proyección de la demanda

4.2.2 Proyección del Sector Industrial

La cantidad de usuarios industriales se estimó a través de su crecimiento tendencial, mientras que las ventas de energía se proyectaron por correlación múltiple entre las ventas históricas del sector y el Índice de Producción Industrial (IPI).

Las tasas anuales equivalentes para el período estimado resultaron ser las siguientes:

Tabla 4.3: TAE 2016-2021. Sector Industrial

Crecimiento (TAE)		
2016-2021		
SECTOR	Venta Energía	Usuarios
Industrial	3,48%	1,48%

4.2.3 Proyección de los sectores restantes

Se analizó cada una de las series históricas de número de usuarios y ventas de los sectores Comercial, Alumbrado Público y Otros.

En el caso de los consumos del sector Comercial se obtuvieron muy buenos indicadores para la función de correlación múltiple con la serie histórica del IGA, la cual se adoptó para este sector.

Para el caso de los consumos de los sectores Alumbrado Público y Otros, y para el crecimiento del número de usuarios no residenciales, se adoptaron tasas iguales a la tendencia de crecimiento lineal de cada serie.

Los siguientes cuadros presentan las tasas de crecimiento anuales equivalentes resultantes:

Tabla 4.4: TAE 2016-2021. Resto de los sectores

Crecimiento (TAE)		
2016-2021		
SECTOR	Venta Energía	Usuarios
Comercial	2,13%	2,08%
Alumbrado Público	0,67%	0,00%
Otros	3,62%	1,45%

4.2.4 Proyección de Compras

La compra de energía evoluciona en función del crecimiento de venta de energía total de Edenor, y de la siguiente evolución de pérdidas técnicas y totales:

4. Proyección de la demanda

Tabla 4.5: Pronóstico de evolución de pérdidas

Evolución de Pérdidas	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Pérdidas técnicas	8,79%	9,41%	9,29%	9,17%	9,04%	8,92%	8,80%
Pérdidas no técnicas	6,10%	6,57%	6,04%	5,33%	4,66%	4,00%	3,20%
Pérdidas totales	14,89%	15,98%	15,32%	14,50%	13,71%	12,93%	12,00%

Si bien para el año 2016 se estimó un nivel de pérdidas totales del 15,98% los valores reales que se registren podrían ser superiores, del orden del 17%, de acuerdo a la evolución verificada hasta la fecha.

La TAE correspondiente al periodo de revisión tarifaria resulta ser:

Tabla 4.6: TAE 2016-2021. Compra de Energía

Crecimiento (TAE)	
2016-2021	
Compra Energía	1,98%

Se puede apreciar que, debido al escenario planteado de disminución de pérdidas totales, la tasa de crecimiento de compras es menor a la tasa de crecimiento de las ventas en el mismo periodo.

4.2.5 Proyección de Potencia simultánea

Se analizó la evolución del Factor de Carga en el período 2006-2015. La tendencia lineal histórica es decreciente, con una caída de -0,001 por año.

Se utilizó la misma evolución para proyectar el Factor de Carga para el período 2016-2021, obteniendo una TAE de crecimiento de la potencia simultánea de 2,15% en dicho periodo.

TAE Energía 2006-2015	TAE Energía 2016-2021
Energía Ingresada a la red :3,9%	Energía Ingresada a la red: 2,0%
Potencia simultánea: 4,0%	Potencia simultánea: 2,15%

4.3 RESULTADOS ANUALES DEL PRONÓSTICO

En esta sección se presentan los resultados de la proyección para el periodo que comprende la revisión tarifaria (2016-2021). En primer lugar, se encuentran los pronósticos de energía y usuarios para el escenario base, luego para el escenario positivo y por último el escenario negativo.

Las diferentes hipótesis de series de proyección de los índices IGA e IPI, son las variables que generan los escenarios.

La siguiente ilustración, muestra la evolución de las ventas totales según cada escenario:

4. Proyección de la demanda

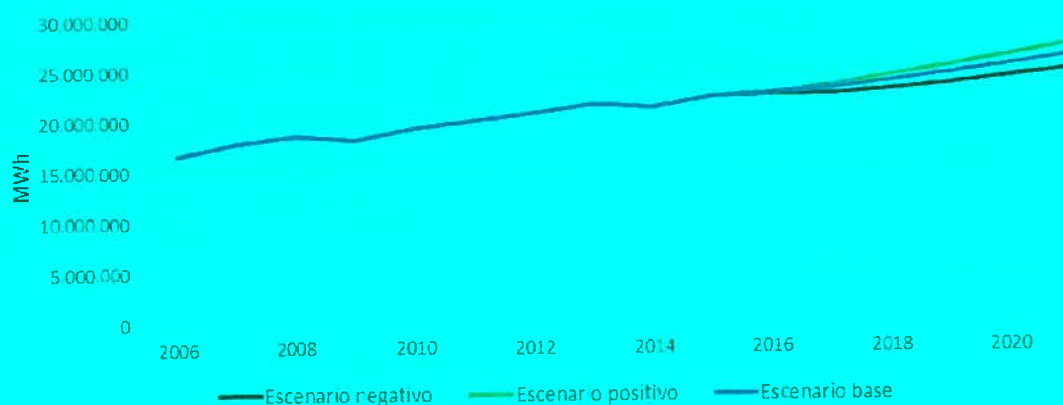


Figura 4-2: Evolución de las ventas totales según cada escenario de proyección

4.3.1 Resultados Escenario Base

A continuación, se presentan los resultados del Escenario Base.

Tabla 4.7: TAE 2016-2021. Total Edenor. Escenario Base

Crecimiento (TAE) - Escenario Base			
2016-2021			
SECTOR	Usuarios	Venta Energía	Compra Energía
TOTAL EDENOR	1,51%	2,93%	1,98%

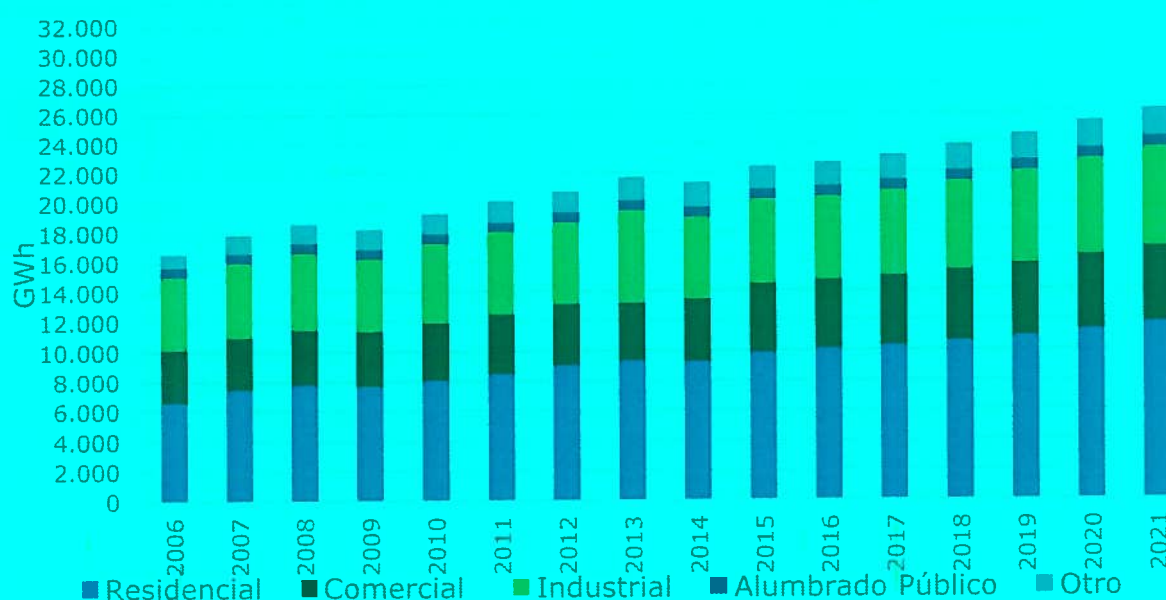


Figura 4-3: Serie histórica y Proyección de ventas por sector

4. Proyección de la demanda

Tabla 4.8: TAE 2016-2021 de Ventas Sectoriales

TAE 2016-2021	VENTAS
Residencial	3,02%
Comercial	2,13%
Industrial	3,48%
Alumbrado Público	0,67%
Otros	3,62%

4.3.2 Resultados Escenario Positivo

A continuación, se presentan los resultados del Escenario Positivo.

Tabla 4.9: Total Edenor. Escenario Positivo

Crecimiento (TAE) - Escenario Positivo			
2016-2021			
SECTOR	Usuarios	Venta Energía	Compra Energía
TOTAL EDENOR	1,51%	3,73%	2,76%

4.3.3 Resultados Escenario Negativo

A continuación, se presentan los resultados del Escenario Negativo.

Tabla 4.10: Total Edenor. Escenario Negativo

Crecimiento (TAE) - Escenario Negativo			
2016-2021			
SECTOR	Usuarios	Venta Energía	Compra Energía
TOTAL EDENOR	1,51%	1,89%	0,96%

4.4 PRONÓSTICO POR GRUPO DE SSEE

El pronóstico de demanda SSEE se estimó a efectos de identificar crecimientos diferenciados y las inversiones correspondientes.

4. Proyección de la demanda

4.4.1 Proyección de Energía Estacional

Se proyectó la demanda por SSEE por tendencia, ajustada por la energía ingresada a la red resultante del modelo de pronóstico. Asimismo, se tomó una proyección de disminución de las pérdidas de transmisión moderada.

Las tasas anuales equivalente de crecimiento de energía estacionales históricas y proyectadas por grupos de subestaciones son las siguientes:

Tabla 4.11: TAE energías estacionales por grupo de SSEE

	2011 - 2015		2015 - 2021	
	Invierno	Verano	Invierno	Verano
CAPITAL NORTE	1,4%	2,8%	1,1%	1,8%
CLIENTES AT	-4,7%	-3,0%		
ESCOBAR - CIUDAD PILAR	5,8%	6,1%	3,8%	4,3%
GRAL. RODRIGUEZ	6,6%	6,2%	4,2%	3,7%
MATANZA NORTE	2,8%	3,0%	1,9%	2,5%
MATANZA SUR	4,1%	5,4%	3,2%	4,4%
MORENO - MERLO - M. PAZ - LAS HERAS	5,7%	4,8%	3,6%	4,1%
MORON	0,5%	2,2%	0,8%	2,7%
PALERMO Y B° NORTE	-0,1%	1,6%	-0,4%	0,8%
PARQUE PILAR	0,8%	4,0%	1,8%	1,5%
S. MIGUEL - MALVINAS - J.C. PAZ	3,2%	3,9%	2,7%	3,0%
SAN MARTIN - 3 DE FEBRERO	2,7%	3,4%	1,9%	1,8%
TIGRE - BENAVIDEZ - PACHECO	4,1%	4,6%	3,0%	3,0%
V. LOPEZ - S. ISIDRO - S. FERNANDO	1,4%	1,8%	0,8%	1,8%

4.4.2 Proyección de Potencias Máximas

Se efectuó la proyección tendencial de los factores de carga (FC) de invierno y verano registrados por grupos de SSEE.

Las potencias máximas de invierno y verano por grupos de SSEE resultan de aplicar los factores de carga proyectados y la energía proyectada.

Las tasas anuales equivalentes de crecimiento de potencia estacionales históricas y proyectadas por grupos de subestaciones son las siguientes:

4. Proyección de la demanda

Tabla 4.12: TAE de potencias estacionales por grupo de SSEE

	Tasas anuales equivalentes por período						Relación entre crecimientos por grupo y promedio			
	Invierno			Verano			Invierno		Verano	
	2011 - 2015	2015 - 2021	2016 - 2021	2011 - 2015	2015 - 2021	2016 - 2021	2011 - 2015	2016 - 2021	2011 - 2015	2016 - 2021
CAPITAL NORTE	2,8%	2,5%	2,4%	1,7%	1,9%	1,9%	0,674	0,889	0,398	0,655
ESCOBAR - CIUDAD PILAR	6,2%	4,8%	4,5%	6,0%	4,3%	3,9%	1,489	1,664	1,421	1,486
GRAL. RODRIGUEZ	6,9%	5,2%	4,9%	7,2%	5,1%	5,3%	1,663	1,811	1,709	1,778
MATANZA NORTE	3,4%	2,7%	2,5%	4,8%	3,9%	3,6%	0,826	0,955	1,151	1,358
MATANZA SUR	5,6%	4,2%	4,0%	6,9%	5,2%	4,5%	1,350	1,483	1,639	1,799
MORENO - MERLO - M. PAZ - LAS HERAS	7,5%	5,6%	5,3%	6,9%	5,1%	4,6%	1,818	1,947	1,658	1,794
MORON	1,3%	1,1%	0,9%	3,2%	2,8%	1,7%	0,312	0,367	0,761	0,995
PALERMO Y B° NORTE	1,2%	1,3%	1,1%	2,1%	2,1%	2,1%	0,293	0,459	0,507	0,729
PARQUE PILAR	3,3%	2,8%	2,6%	2,5%	2,4%	3,2%	0,788	0,992	0,594	0,829
S. MIGUEL - MALVINAS - J.C.PAZ	4,9%	3,9%	3,7%	5,1%	4,1%	3,7%	1,179	1,372	1,229	1,432
SAN MARTIN - 3 DE FEBRERO	5,1%	3,7%	3,5%	3,8%	3,1%	3,5%	1,223	1,299	0,910	1,072
TIGRE - BENAVIDEZ - PACHECO	5,4%	4,2%	4,0%	6,0%	4,3%	4,3%	1,305	1,473	1,433	1,515
V. LOPEZ - S. ISIDRO - S. FERNANDO	1,7%	1,8%	1,6%	2,5%	1,9%	1,4%	0,407	0,630	0,593	0,663

4.5 PRONÓSTICO POR TARIFAS

Las proyecciones de ventas por tarifas se determinaron a partir de las proyecciones por usos considerando la matriz uso-tarifa del año 2015 fija durante el período analizado.

Esta matriz muestra la participación de cada uso en las distintas categorías tarifarias. Para su elaboración se ha distribuido el uso "general" entre el industrial y comercial en forma proporcional, y se ha asimilado el uso "oficial" a otro.

Tabla 4.13: Matriz uso-tarifa 2015

Matriz uso-tarifa 2015	Residencial	Comercial	Industrial	Alumbrado Público	Otro
T1 Residencial	96,3%	0,0%	0,0%	0,0%	38,2%
T1 General	0,0%	29,7%	7,0%	0,0%	7,3%
T1 Alumbrado Público	0,0%	0,0%	0,0%	98,3%	0,0%
T2	1,9%	24,8%	8,8%	0,0%	0,0%
T3	1,2%	24,6%	33,2%	0,0%	36,4%
Peaje	0,7%	20,9%	50,9%	1,7%	18,1%
TOTAL	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

A continuación, se muestra la proyección de venta de energía por tarifa para los escenarios base, positivo y negativo.

4.5.1 Pronóstico por tarifas. Escenario Base.

En los siguientes cuadros se muestra la proyección de venta de energía por tarifa y las tasas de crecimiento interanual para el escenario base.

4. Proyección de la demanda

Tabla 4.14: Proyección de venta de energía por tarifa. Escenario base.

Ventas de Energía [MWh]	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
T1 Residencial	10,115,715	10,387,873	10,600,813	10,878,652	11,214,119	11,641,417	12,072,326
T1 General	1,879,442	1,871,797	1,906,964	1,960,930	2,015,722	2,068,240	2,119,147
T1 Alumbrado Público	688,519	693,255	697,990	702,725	707,460	712,195	716,930
T2	1,831,468	1,825,253	1,858,149	1,911,260	1,966,844	2,021,702	2,074,984
T3	3,683,838	3,690,022	3,772,803	3,901,919	4,038,444	4,168,470	4,294,430
Peaje	4,202,788	4,192,047	4,281,122	4,434,138	4,598,261	4,751,870	4,899,723
TOTAL	22,401,770	22,660,247	23,117,841	23,789,624	24,540,850	25,363,894	26,177,540

Tabla 4.15: Tasas de crecimiento de las ventas de energía por tarifa. Escenario base.

Tasas de crecimiento	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021
T1 Residencial	2.7%	2.0%	2.6%	3.1%	3.8%	3.7%
T1 General	-0.4%	1.9%	2.8%	2.8%	2.6%	2.5%
T1 Alumbrado Público	0.7%	0.7%	0.7%	0.7%	0.7%	0.7%
T2	-0.3%	1.8%	2.9%	2.9%	2.8%	2.6%
T3	0.2%	2.2%	3.4%	3.5%	3.2%	3.0%
Peaje	-0.3%	2.1%	3.6%	3.7%	3.3%	3.1%
TOTAL	1.2%	2.0%	2.9%	3.2%	3.4%	3.2%

4.5.2 Pronóstico por tarifas. Escenario Positivo.

En los siguientes cuadros se muestra la proyección de venta de energía por tarifa y las tasas de crecimiento interanual para el escenario positivo.

Tabla 4.16: Proyección de venta de energía por tarifa. Escenario positivo.

Ventas de Energía [MWh]	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
T1 Residencial	10,115,715	10,426,495	10,741,399	11,116,242	11,555,485	12,086,733	12,595,824
T1 General	1,879,442	1,878,756	1,932,254	2,003,756	2,077,082	2,147,356	2,211,041
T1 Alumbrado Público	688,519	695,832	707,246	718,072	728,995	739,438	748,018
T2	1,831,468	1,832,040	1,882,792	1,953,002	2,026,716	2,099,037	2,164,962
T3	3,683,838	3,703,742	3,822,837	3,987,137	4,161,377	4,327,926	4,480,652
Peaje	4,202,788	4,207,632	4,337,897	4,530,980	4,738,236	4,933,643	5,112,192
TOTAL	22,401,770	22,744,497	23,424,425	24,309,189	25,287,891	26,334,133	27,312,689

Tabla 4.17: Tasas de crecimiento de las ventas de energía por tarifa. Escenario positivo.

Tasas de crecimiento	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021
T1 Residencial	3.1%	3.0%	3.5%	4.0%	4.6%	4.2%
T1 General	0.0%	2.8%	3.7%	3.7%	3.4%	3.0%
T1 Alumbrado Público	1.1%	1.6%	1.5%	1.5%	1.4%	1.2%
T2	0.0%	2.8%	3.7%	3.8%	3.6%	3.1%
T3	0.5%	3.2%	4.3%	4.4%	4.0%	3.5%
Peaje	0.1%	3.1%	4.5%	4.6%	4.1%	3.6%
TOTAL	1.5%	3.0%	3.8%	4.0%	4.1%	3.7%

4.5.3 Pronóstico por tarifas. Escenario Pesimista.

En los siguientes cuadros se muestra la proyección de venta de energía por tarifa y las tasas de crecimiento interanual para el escenario negativo.



4. Proyección de la demanda

Tabla 4.18: Proyección de venta de energía por tarifa. Escenario negativo.

Ventas de Energía [MWh]	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
T1 Residencial	10,115,715	10,357,087	10,340,707	10,499,555	10,751,224	11,097,104	11,442,100
T1 General	1,879,442	1,866,249	1,860,174	1,892,596	1,932,517	1,971,537	2,008,519
T1 Alumbrado Público	688,519	691,200	680,863	678,236	678,257	678,895	679,503
T2	1,831,468	1,819,844	1,812,557	1,844,657	1,885,657	1,927,174	1,966,661
T3	3,683,838	3,679,086	3,680,232	3,765,946	3,871,746	3,973,567	4,070,243
Peaje	4,202,788	4,179,624	4,176,079	4,279,618	4,408,455	4,529,688	4,643,937
TOTAL	22,401,770	22,593,090	22,550,612	22,960,608	23,527,856	24,177,965	24,810,963

Tabla 4.19: Tasas de crecimiento de las ventas de energía por tarifa. Escenario negativo.

Tasas de crecimiento	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021
T1 Residencial	2.4%	-0.2%	1.5%	2.4%	3.2%	3.1%
T1 General	-0.7%	-0.3%	1.7%	2.1%	2.0%	1.9%
T1 Alumbrado Público	0.4%	-1.5%	-0.4%	0.0%	0.1%	0.1%
T2	-0.6%	-0.4%	1.8%	2.2%	2.2%	2.0%
T3	-0.1%	0.0%	2.3%	2.8%	2.6%	2.4%
Peaje	-0.6%	-0.1%	2.5%	3.0%	2.8%	2.5%
TOTAL	0.9%	-0.2%	1.8%	2.5%	2.8%	2.6%

5. BASES DE CAPITAL

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos para la determinación de la Base de Capital a remunerar como parte del requerimiento de ingresos de la distribuidora mediante diferentes métodos, entre los cuales se encuentran los solicitados en el Punto 7 de la Resolución ENRE N° 55/2016:

1. Valor Nuevo e Reposición (VNR) de las instalaciones reales
2. VNR depreciado o Valor Depreciado Técnico (VDT)
3. Base de capital valuada mediante flujo de fondos
4. VNR de las instalaciones optimizadas (VNR ideal)

Considerando que las tres primeras alternativas de Base de Capital fueron presentadas al ENRE en el Primer Informe de las Distribuidoras el 20 de julio de 2016 en el marco de la Revisión Tarifaria de Distribución 2016, la última alternativa de VNR de las instalaciones optimizadas, es la que se desarrolla con mayor detalle y se presenta su desarrollo completo en el **Anexo B** de este Informe.

Conforme establecen los lineamientos para el proceso de revisión tarifaria integral de la Resolución ENRE N° 55/2016 (apartado A, punto 7.2 VNR), comparó el VNR eléctrico ideal, para abastecer la demanda 2015 con el régimen de calidad de servicio y producto objetivo, con el valor resultante de la adición del monto de las inversiones necesarias para recuperación de la calidad de servicio al valor del VNR eléctrico de la red real.

Tabla 5.1- VNR eléctrico red ideal vs. VNR eléctrico red real más inversiones calidad

	VNR	Inversiones mejora de calidad	Total
VNR red real + Inversiones calidad	\$ 73.551 MM	\$ 9.377 MM	\$ 82.928 MM
VNR red Ideal	\$ 79.139 MM	-	\$ 79.139 MM
Diferencia			\$ 3.789 MM

El resultado obtenido indica que el VNR de la red ideal resulta un 4,5% inferior al VNR de la red real más las inversiones por calidad. Este resultado es consistente debido a que el VNR de la red ideal responde al de una red teórica, adaptada técnico económicamente a la demanda en un momento determinado, representando el óptimo para el momento de cálculo. La red ideal está diseñada desde cero, haciendo caso omiso de la real, y de la historia y evolución de las redes, tal como se considera en el caso del VNR real más las inversiones de recuperación de calidad. En este último caso, si bien la evolución de las redes respondió a planes de inversión óptimos en cada oportunidad, el resultado al final del proceso deriva en un sub óptimo debido a que los estudios se realizaron en diversos momentos, partiendo de la base de las instalaciones existentes, arrojando resultados óptimos en cada momento de toma de las decisiones de inversión, no comparable con el resultado que puede obtenerse mediante el diseño completo de un red óptima ideal en un momento determinado, adaptada al mercado y a la demanda de ese momento.

Por lo tanto, es esperable que el resultado del VNR de la red ideal resulte en un valor inferior al resultante del VNR real.

5. Bases de Capital

5.1 BASE DE CAPITAL COMO EL VNR DE LAS INSTALACIONES REALES

En este punto se presentan los resultados obtenidos y el resumen ejecutivo de la metodología utilizada para la determinación del Valor Nuevo de Reposición (VNR) y del Valor Depreciado Técnico (VDT) considerando las vidas útiles establecidas por el ENRE en el Manual de Contabilidad Regulatoria de los activos físicos de Edenor afectados a la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica al 31 de diciembre de 2015.

La valorización se efectuó a precios del 31 de diciembre de 2015, sin incluir el IVA, y considerando una paridad con el Dólar Estadounidense de 13,005 \$/USD.

Los valores resultantes del Valor Nuevo de Reposición, del Valor Depreciado Técnico (VNR depreciado linealmente considerando la vida útil regulatoria y la antigüedad real de las instalaciones) y de la Depreciación Anual (determinada linealmente considerando la vida útil regulatoria) se presenta en la siguiente tabla con valores expresados en pesos de diciembre de 2015.

Tabla 5.2: valores resultantes del VNR, VDT y depreciación anual

Millones de \$ _{dic2015}	VNR	VDT	Depreciación anual
EETT y redes de AT	31.290	14.030	702
Líneas y cables de MT	13.836	6.331	319
Centros de transformación MT/BT	9.030	4.081	240
Redes de BT (incluye acometidas y medidores)	19.396	8.391	546
Instalaciones eléctricas	73.551	32.832	1.807
Activos no eléctricos	3.592	1.816	321
TOTAL	77.143	34.648	2.128

En el proceso de cálculo del VDT se identificaron instalaciones y elementos en servicio, y por lo tanto con valor económico, cuya antigüedad supera la vida útil regulatoria (VUR) establecida en el Manual de Contabilidad Regulatoria del ENRE. En la Tabla siguiente se presenta el VNR correspondiente a esas instalaciones y elementos, a los que se le deberá asignar un valor residual.

Tabla 5.3: VNR de las instalaciones con antigüedad superior a la vida útil regulatoria

VNR de instalaciones que superan la vida útil regulatoria	
Instalación	Millones de \$_{dic2015}
EETT y redes de AT	3.938
Líneas y cables de MT	2.057
Centros de transformación MT/BT	1.904
Redes de BT (incluye acometidas y medidores)	4.438
Instalaciones eléctricas	12.337
Activos no eléctricos	881
TOTAL	13.217

Se ha estimado que estas instalaciones tienen una vida útil de por lo menos 10 años debido a que no se ha considerado su reemplazo en los planes de inversión previstos para la próxima década.

En consecuencia, se ha estimado su valor a efectos de su consideración dentro de la base de capital a rentar, que resulta de \$ 3.378 Millones, de acuerdo a lo detallado en el punto 5.1.2 del presente capítulo

5. Bases de Capital

Por lo tanto, el Valor del VNR Depreciado total a considerar como base de capital a rentar se resume en la tabla siguiente.

Tabla 5.4: VNR Depreciado (VDT) Total

	Millones de \$ dic 2015
Valor de instalaciones con antigüedad menor a la VUR	34.648
Valor de instalaciones con antigüedad superior a la VUR (VDT)	3.378
Valor VNR Depreciado (VDT) Total	38.026

5.1.1 Metodología de valuación para determinar el VNR

La metodología de evaluación desarrollada se desagregó en dos etapas principales: la elaboración del inventario físico y la valorización de los bienes inventariados. A continuación, se describen las dos etapas.

A. DETERMINACIÓN DEL INVENTARIO FÍSICO

El inventario físico se efectuó verificando la existencia física de cada elemento y relevando sus características técnicas principales (prestación, marca, modelo, capacidad, dimensiones, etc.), tarea efectuada por personal de Edenor. En forma paralela se rescataron los datos vigentes en los sistemas de información de Edenor al 31/12/2015.

El inventario relevado fue verificado por muestreo "in-situ" y "de visu" por los consultores Mercados Energéticos Consultores y Organización Levín de Argentina SA. Los hallazgos y observaciones surgidos de la verificación fueron incorporados en el inventario finalmente valorizado.

B. VALUACIÓN DE LOS ELEMENTOS E INSTALACIONES INVENTARIADOS

Para valorizar a nuevo los activos fijos se utilizó el criterio de Valor Nuevo de Reposición que consiste en valorizar el bien existente tal como ha sido instalado, sin efectuar cambios tecnológicos, con excepción de los siguientes casos:

- La tecnología se discontinuó por obsolescencia (interruptores GVA o accionados por aire comprimido, cables OF).
- La tecnología instalada es más costosa o muy poco utilizada (interruptores de playa en PVA y ciertas configuraciones de tableros de comando y MT).
- Los datos obtenidos del relevamiento son insuficientes para permitir un costeo exacto de la tecnología instalada (bases, pórticos, cableado y PAT en EETT).
- Terrenos, los que se han valuado a costos de "mercado".

El valor de reposición se refiere al tipo de equipo, no necesariamente al fabricante o modelo.

Los valores de los costos directos e indirectos considerados para los distintos elementos y equipos valorizados, consideran los volúmenes de obras que la empresa lleva a cabo habitualmente para la renovación y expansión de sus instalaciones.

5. Bases de Capital

Los valores de reposición se obtuvieron de cotizaciones de fabricantes, representantes o proveedores actualmente competitivos en plaza, de documentos de compras de materiales provistas por Edenor, de cotizaciones "llave en mano" de empresas proveedoras, de inmobiliarias para valorización de terrenos y de modelos computarizados para costear obras civiles considerando información de costos de mano de obra y materiales de construcción.

Los precios considerados incorporan los siguientes conceptos:

- Precio básico.
- Gastos de importación, para elementos importados, incluye: fletes, seguros, derechos aduaneros, otros gastos de importación.
- Transporte.
- Seguros.
- Instalación y montaje incluyendo mano de obra, equipos y materiales de movimiento e instalación, supervisión, control de suministros, pintura y terminaciones.
- Gastos indirectos que incluyen los siguientes conceptos:
 - Ingeniería y asimilables
 - Reconocimiento de campo
 - Estudios de prefactibilidad y factibilidad
 - Ingeniería básica
 - Ingeniería de detalle
 - Ingeniería de apoyo
 - Inspección de obra
 - Gastos generales de obra
 - Gastos generales de empresa
 - Gastos de puesta en marcha
 - Gastos administrativos
 - Rezago de obra
 - Imprevistos
 - Intereses perdidos durante la construcción

Los valores del VNR determinados para el inventario de instalaciones se muestran en la Tabla siguiente, expresados en millones de pesos de diciembre del 2015.

5. Bases de Capital

Tabla 5.5: valor del VNR de las instalaciones de Edenor

Millones de \$ _{dic2015}	VNR
Estaciones transformadoras – Equipamiento	13.107
Estaciones transformadoras – O. Civil	3.633
Red de Alta Tensión – Cables	9.874
Red de Alta Tensión – Líneas	4.675
Centros de transformación – Equipamiento	6.902
Centros de transformación – O. Civil	2.128
Red de Media Tensión – Cables	9.685
Red de Media Tensión – Líneas	4.151
Red de Baja Tensión – Cables	8.512
Red de Baja Tensión – Líneas	8.926
Medidores	1.959
Instalaciones eléctricas	73.551
Terrenos	516
Edificios y construcciones	660
Muebles y útiles	159
Medios de transporte	589
Telecomunicaciones y telecontrol	689
Máquinas, equipos y grupos electrógenos	70
Informática	721
Materiales y repuestos	189
Activos no eléctricos	3.592
TOTAL	77.143

5.1.2 Metodología para la determinación del Valor Depreciado Técnico (VDT)

El Valor Depreciado expresa el valor que técnicamente conserva el bien, calculado bajo la hipótesis de que el mismo se mantiene en servicio, según la vida útil regulatoria definida en el Manual de Contabilidad Regulatoria del ENRE.

Sin embargo, es importante considerar que existe una cantidad de instalaciones y elementos que prestan servicio en la distribuidora y cuya antigüedad, desde el momento de su puesta en servicio, supera la vida útil regulatoria establecida por el ENRE en el Manual de Contabilidad Regulatoria. Estas instalaciones y elementos, por el hecho de estar prestando un servicio, poseen un valor económico distinto de cero por lo que deberá establecerse para ellos un valor residual a los efectos de ser considerados en el VDT.

En el cálculo efectuado para determinar el VDT se determinó el valor depreciado partiendo del valor nuevo del bien menos la depreciación técnica acumulada desde su puesta en servicio, excepto para ciertos casos como los terrenos, en los cuales el valor depreciado puede definirse claramente en función de los antecedentes de compra-venta realizadas, ya que existe un mercado estable donde se fijan sus valores.

Se utilizó la siguiente función para calcular la depreciación técnica:

$$\text{VDT} = \text{VNR} \times \text{Cd}$$

Donde:

VDT: Valor Depreciado Técnico a la fecha de valuación

VNR: Valor Nuevo de Reposición

5. Bases de Capital

Cd = Coeficiente de Depreciación

El Coeficiente de Depreciación (Cd) se calcula como:

$$Cd = (1 - E / V)$$

Donde:

Cd = Coeficiente de Depreciación

E : Edad cronológica

V : Vida útil regulatoria

Este Coeficiente de Depreciación adopta valores particulares en los siguientes casos:

- En el caso de los terrenos y los repuestos, el valor del Cd se consideró igual a 1 (uno) ya que por la naturaleza de estos tipos de bienes no tiene sentido depreciarlos.
- Para aquellos casos en los que la Edad Cronológica del bien supera la Vida útil regulatoria, se adoptó como criterio inicial un valor del Cd igual a 0 (cero). Sin embargo, como ya se mencionó este criterio deberá ajustarse para asignar un valor residual a estos bienes que continúan en servicio.

Los valores del VDT determinados para el inventario de instalaciones de Edenor, y considerando la Edad cronológica y la Vida útil regulatoria de cada elemento, se muestran en la Tabla siguiente, expresados en millones de pesos de diciembre del 2015.

Tabla 5.6: Valor Depreciado Técnico (VDT) de las instalaciones de Edenor

Millones de \$ _{dic2015}	VDT
Estaciones transformadoras - Equipamiento	6.576
Estaciones transformadoras - O. Civil	1.221
Red de Alta Tensión - Cables	4.863
Red de Alta Tensión - Líneas	1.370
Centros de transformación - Equipamiento	3.008
Centros de transformación - O. Civil	1.073
Red de Media Tensión - Cables	4.753
Red de Media Tensión - Líneas	1.577
Red de Baja Tensión - Cables	3.131
Red de Baja Tensión - Líneas	4.487
Medidores	772
Instalaciones eléctricas	32.832
Terrenos	516
Edificios y construcciones	278
Muebles y útiles	14
Medios de transporte	207
Telecomunicaciones y telecontrol	277
Máquinas, equipos y grupos electrógenos	5
Informática	330
Materiales y repuestos	189
Activos no eléctricos	1.816
TOTAL	34.648

5. Bases de Capital

Se identificaron además las instalaciones y elementos cuya Edad cronológica supera la Vida útil regulatoria establecida para los mismos, por lo que su VDT se ha establecido con valor nulo (0). Sin embargo esos elementos e instalaciones poseen de hecho una vida útil remanente, ya que permanecen en servicio, por lo que deberá determinarse un valor residual distinto de 0 (cero) para los mismos.

EL VNR correspondiente a los mencionados elementos e instalaciones se muestra en la Tabla siguiente.

Tabla 5.7: VNR de instalaciones cuya Edad cronológica supera su Vida útil regulatoria

VNR de instalaciones que superan la vida útil regulatoria	
Instalación	Millones de \$_{dic2015}
Estaciones transformadoras - Equipamiento	1.308
Estaciones transformadoras - O. Civil	895
Red de Alta Tensión - Cables	976
Red de Alta Tensión - Líneas	760
Centros de transformación - Equipamiento	1.829
Centros de transformación - O. Civil	75
Red de Media Tensión - Cables	1.560
Red de Media Tensión - Líneas	496
Red de Baja Tensión - Cables	3.368
Red de Baja Tensión - Líneas	755
Medidores	315
Instalaciones eléctricas	12.337
Terrenos	0
Edificios y construcciones	156
Muebles y útiles	128
Medios de transporte	250
Telecomunicaciones y telecontrol	125
Máquinas, equipos y grupos electrógenos	57
Informática	165
Materiales y repuestos	0
Activos no eléctricos	881
TOTAL	13.217

Tal como se mencionó anteriormente estas instalaciones tienen una vida útil de por lo menos 10 años debido a que no se ha considerado su reemplazo en los planes de inversión previstos para la próxima década.

En consecuencia, se ha estimado su valor a efectos de su consideración dentro de la base de capital a considerar.

Tabla 5.8: Valor de instalaciones con antigüedad superior a la VUR

	Millones de \$_{dic2015}		
	VNR	Vida útil regulatoria a años	Valor residual (10 años)
Instalaciones eléctricas con vida residual	12.337	42	2.937
Activos no eléctricos con vida residual	881	20	441
Total activos con vida residual	13.218		3.378

5. Bases de Capital

5.1.3 Metodología para la determinación de la Depreciación Anual (DA) del bien nuevo

A los efectos de determinar el valor anual de la depreciación (DA) de los distintos tipos de bienes, se consideró la siguiente expresión:

$$DA = VNR / V$$

Donde:

VNR: Valor Nuevo de Reposición

V: Vida útil regulatoria

Los valores de la Depreciación Anual determinados para el inventario de instalaciones de Edenor, considerando la Vida útil regulatoria de cada elemento, se muestran en la Tabla siguiente, expresados en millones de pesos de diciembre del 2015.

Tabla 5.9: Depreciación Anual correspondiente a las instalaciones de Edenor

Millones de \$ _{dic2015}	Depreciación anual
Estaciones transformadoras – Equipamiento	328
Estaciones transformadoras – O. Civil	73
Red de Alta Tensión – Cables	197
Red de Alta Tensión – Líneas	104
Centros de transformación – Equipamiento	197
Centros de transformación – O. Civil	43
Red de Media Tensión – Cables	215
Red de Media Tensión – Líneas	104
Red de Baja Tensión – Cables	213
Red de Baja Tensión – Líneas	255
Medidores	78
Instalaciones eléctricas	1.807
Terrenos	0
Edificios y construcciones	52
Muebles y útiles	16
Medios de transporte	118
Telecomunicaciones y telecontrol	34
Máquinas, equipos y grupos electrógenos	14
Informática	87
Materiales y repuestos	0
Activos no eléctricos	321
TOTAL	2.128

5.2 BASE DE CAPITAL VALUADA MEDIANTE FLUJO DE FONDOS

Se presenta a continuación un resumen de la opinión sobre el estudio de determinación de la Base de Capital valuada mediante el método de Flujo de Fondos. El informe completo

5. Bases de Capital

elaborado por la consultora Mercados Energéticos se presenta en el Anexo D: "Análisis de la determinación de la Base de Capital valuada mediante Flujo de Fondos".

La conclusión del mismo es que la base de capital basada en valores contables ajustadas por índices de actualización no es representativa del valor de los activos requeridos para prestar el servicio en las condiciones de calidad establecidas en el Acta Acuerdo, por lo que no se efectuó la determinación de su valor.

5.2.1 Aspectos Conceptuales de la Determinación de la Base de Capital

Uno de los problemas con la definición de la base de capital es que la teoría económica no aporta un camino único, sino más bien argumentos que definen los límites del problema. Dentro de esos límites la solución es a juicio de la regulación. No existe una base de capital, sino una base de capital regulatoria (BCR).

De esta forma, la BCR representa el reconocimiento de la inversión realizada en la empresa, más allá de su financiación con fondos propios de los accionistas o con capital de terceros. En el caso de las empresas de servicios públicos, las inversiones que constituyen su base de capital son de gran cuantía, y a través de ellas se prevé el cubrimiento de los incrementos futuros de la demanda y de otros requisitos de las redes para brindar el servicio con la calidad adecuada.

Dado que el objetivo de la regulación es emular condiciones de mercado, se deben proveer los mecanismos regulatorios para que el valor que se reconozca como base de capital regulatoria se corresponda con el objeto de la regulación. Hay muchos enfoques posibles para abordar este tema, pero el estado de vanguardia se puede sintetizar afirmando que existen los siguientes métodos para determinar la base de capital regulatoria:

- Métodos basados en el valor de los activos
- Métodos basados en los costos de los activos
- Métodos híbridos

A continuación, se describen los distintos métodos mencionados.

A. MÉTODOS BASADOS EN EL VALOR DE LOS ACTIVOS

Estos métodos determinan el valor de un activo a partir de la potencialidad de los mismos de generar flujos de caja. Buscan mantener el valor de la inversión en el tiempo. Estos mecanismos se enumeran a continuación y se encuentran explicados con mayor detalle en el Anexo mencionado anteriormente.

- Valor presente neto
- Valor de realización
- Valor de comparación.
- Valor de mercado

B. MÉTODOS BASADOS EN EL COSTO DE LOS ACTIVOS

Estos métodos determinan el valor de un activo a partir del costo de comprar el mismo. Existen muchas maneras de definir este costo, lo que da lugar a gran cantidad de mecanismos. Estos mecanismos se enumeran a continuación y se encuentran explicados con mayor detalle en el Anexo D mencionado anteriormente.

- Costos históricos o enfoque contable
- Costo de reproducción
- Costo de reemplazo

5. Bases de Capital

- Valor de reemplazo depreciado (VRD)
- Valor nuevo de reemplazo tradicional (VNR)

C. MÉTODOS HÍBRIDOS

Estos métodos determinan el valor de un activo a partir de reglas de decisión regulatorias que se basan en los valores obtenidos por los métodos anteriores. Este se define como la pérdida que podría esperarse si la empresa es desprovista de los beneficios futuros potencialmente generables por el activo. Su forma de cálculo resulta bastante compleja ya que es el menor entre el VRD y el valor presente neto. Por lo tanto, goza de las mismas ventajas y desventajas de ambos métodos.

Estos mecanismos se enumeran a continuación y se encuentran explicados con mayor detalle en el Anexo mencionado anteriormente.

- Anualidad
- Cargos de depreciación
- Depreciación competitiva

5.2.2 Comentarios finales

De forma adicional a la agrupación realizada en la descripción anterior, se agrupan los métodos según los que tienen un criterio histórico (miran al pasado) o los que miran al futuro (criterio económico) para determinar la BCR

ESQUEMA	CARACTERÍSTICAS	PAÍSES
Con visión histórica (pasado)	Costos históricos con algún ajuste sobre las inversiones del período anterior a considerar	BOLIVIA (inversiones aprobadas por el regulador); PANAMA (ajuste en la eficiencia de las inversiones realizadas); MEXICO
Con visión futura (valor económico, generación de flujo de fondos)	Basados en los costos de los activos	EL SALVADOR; CHILE; COLOMBIA; GUATEMALA; PERÚ; URUGUAY (sin aplicación)
	Valor nuevo de reemplazo tradicional	BRASIL, COLOMBIA (propuesta actual de la CREG para próxima revisión)
	Valor nuevo de reemplazo depreciado	ARGENTINA (La Rioja, San Juan, a fines de 2001)
	Basados en el valor del negocio	Valor de la privatización más inversiones netas con algún criterio para considerar las adiciones en el período tarifario anterior
	Métodos Híbridos	No se releva experiencia en Latinoamérica

En mercados con alta inflación, una metodología para determinar la base de capital basada en el "capital financiero", **no asegura** que las empresas cuenten con los recursos necesarios para reemplazar las instalaciones que deben reponer para mantener el servicio año tras año.

5. Bases de Capital

La metodología de valorización de la base de capital basada en un flujo de fondos contables ajustados mediante índices aseguraría (asumiendo que dichos índices son representativos del cambio en los precios de activos, tema que se trata en los párrafos más adelante) el capital invertido por las instalaciones en uso, pero no la capacidad de la empresa de reponer los bienes que debe reemplazar. En efecto, no considera el impacto residual de los bienes que son reemplazados antes que finalice su vida útil, ni continúa remunerando los bienes totalmente amortizados.

Adicionalmente debe considerarse que los ajustes mediante índices se utilizan para periodos relativamente cortos de transición, dado que son de fácil implementación. Sin embargo, este no es el caso de la determinación de la base de capital a utilizar en la Revisión Tarifaria Integral por los siguientes motivos:

- El período de ajuste mediante índices es mayor a los 15 años
- Los índices a utilizar reflejan la variación promedio de diferentes rubros de costos, y deben aplicarse mediante fórmulas polinómicas que reflejen el peso relativo de los distintos rubros en la estructura de costos totales. Sin embargo, este peso relativo puede variar en forma importante durante un período tan largo.
- Los índices a utilizar deben ser índices oficiales, y es de público conocimiento que los mismos son cuestionados por diversos sectores, incluso en el ámbito judicial, por lo que su representatividad es muy dudosa.
- Los valores contables que se utilizan como base para el ajuste no representan en general la realidad física de los activos.
- Al distorsionarse el valor de los activos no se dan señales claras para las inversiones en reposición y expansión.
- Los activos contables no representan la configuración de una red adaptada a la demanda que esté en condiciones de prestar el servicio en las condiciones de calidad establecidas en el Acta Acuerdo.

Por otra parte, en el entendimiento que el marco regulatorio busca mantener la capacidad física de prestar el servicio a los usuarios (concepto económico), resulta razonable utilizar una metodología basada en el mantenimiento del capital físico, es decir basada en una valorización de los activos determinada en función al VNR. En ese caso una tarifa determinada en base a la remuneración de la BCR como un VNR o un VRD asegura:

- Que la tarifa paga estrictamente por el monto en valor presente requerido para mantener la operación eficiente económicamente adaptada a la demanda de cada año.
- Eso incluye reposición de activos agotados o totalmente amortizados ya que se encuentran prestando el servicio a los usuarios.
- Las inversiones para expansión de las redes se suponen financiadas con incremento de deuda y aporte del accionista.
- Da señales adecuadas para mantener la capacidad de las instalaciones puestas a disposición para la prestación del servicio.

En conclusión, las únicas metodologías basadas en el concepto económico establecido por la Ley Eléctrica y el homologado por el Acta Acuerdo son VNR y el VRD.

5.3 BASE DE CAPITAL COMO VNR DE LAS INSTALACIONES OPTIMIZADAS

En el punto 7 "Base de Capital" de la Resolución ENRE N° 55/2016, en la cual establece los lineamientos y cronogramas establecidos para llevar a cabo la RTI de Edenor S.A., se establece lo que se transcribe a continuación:

5. Bases de Capital

"A los efectos de determinar la Base de Capital mediante el Valor Nuevo de Reposición (VNR), se procederá de la siguiente manera:

- Para el VNR eléctrico (inversiones afectadas al servicio público de distribución de energía eléctrica) se partirá del Inventario físico, al cierre del año 2015, de las instalaciones existentes para las redes de AT, MT y BT, así como para las SSEE AT/MT, los Centros de Transformación MT/BT, acometidas y medidores (Red Real).

Adicionalmente, se adaptará progresivamente la red a las necesidades de calidad de servicio que oportunamente se definan, a los efectos de alcanzar los objetivos finales de calidad de servicio.

A los efectos de tener un valor referencial, deberá determinarse el VNR a partir de un modelo de optimización de la red MT y BT, los Centros de Transformación MT/BT, acometidas y medidores (Red Ideal), que cumpla en atender la demanda actual y con el régimen objetivo de calidad de servicio y producto para cada usuario, y desagregada por Áreas Típicas de Distribución (ATD). Para la red AT y SSEE AT/MT se considerará la Red Real."

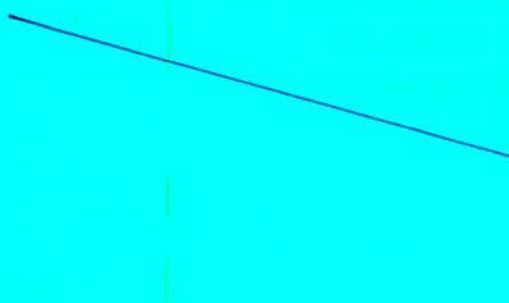
En este punto se presenta el resultado de la optimización de las redes de MT y BT de Edenor, aplicando la metodología de las Áreas Típicas de Distribución y de los Sistemas Eléctricos Representativos, y el valor total del VNR de la Red Ideal optimizada que se determinó adicionando al valor de las redes MT y BT optimizadas, el valor de reemplazo de la red AT más las inversiones de recuperación de calidad necesarias para cumplir el régimen objetivo de calidad de servicio y producto para cada usuario.

Debido a que la red de AT también requiere inversiones para cumplir con el estándar de calidad exigido, a efectos de establecer la base de capital por VNR de las instalaciones optimizadas estas inversiones se sumaron a la red AT actual.

El procedimiento para la determinación de los Sistemas Eléctricos Representativos (SER) y el VNR correspondiente a la red ideal comprendió:

- El estudio de la distribución y caracterización de la demanda, y la identificación de las áreas típicas de distribución (ATD) conforme las pautas establecidas en la Res. ENRE 55/16.
- La evaluación y elección de tecnologías, módulos de transformación y secciones de conductores técnico-económicamente convenientes para cada ATD (o subdivisión de ATD a efectos de una mejor precisión de los modelos). A partir de la evaluación de costos totales de instalación actual y futura, pérdidas técnicas, costo de explotación y de energía no suministrada, para la red de BT y centros de transformación; y luego para la red de MT con modelos que integran ésta con los conceptos anteriores. Como resultado de esta etapa se definieron los Sistemas Eléctricos Representativos (SER) a aplicar en cada ATD o subdivisión de ATD.
- Finalmente, en base a los SER definidos para cada ATD, y al estudio de mercado, se determinaron los cómputos de instalaciones de distribución necesarias para abastecer el mercado actual, y el correspondiente VNR de las etapas definidas para la red ideal.

Los valores resultantes se presentan en la siguiente tabla.



5. Bases de Capital

Tabla 5.10: VNR de las instalaciones optimizadas

Instalación VAD	VNR red ideal	
	Cantidades	[miles\$ _{dic15}]
Estaciones Transformadoras AT/AT	12 ud	3.439.224
Redes de 220 kV	426,0 km	4.717.587
Redes de 132 kV	1.024,0 km	11.816.504
Estaciones Transformadoras AT/MT y MT/MT	93 ud	16.145.213
Redes de MT	10.114,0 km	14.505.370
Centros de Transformación MT/BT	18.365 ud	9.805.548
Redes de BT ⁽¹⁾	36.105,9 km	16.750.554
Acometidas y medidores	2.874.007 ud	1.958.766
TOTAL VNR eléctrico		79.138.767
Bienes no eléctricos		3.473.817
TOTAL VNR		82.612.584

⁽¹⁾ Incluye la longitud de las acometidas

Todos los valores están expresados en millones de pesos de diciembre de 2015.

El detalle del diseño y valorización de la red optimizada de MT y BT se presenta en el **Anexo B** de este Informe, mientras que los costos unitarios de inversión utilizados se incorporan en el **Anexo A**.

5.3.1 Estudio Técnico – Económico de los Sistemas Eléctricos Representativos de MT y BT

En este punto se presenta la metodología utilizada y los resultados del estudio de definición de los Sistemas Eléctricos Representativos (SER) apropiados para abastecer las diversas zonas características que comprenden el área de concesión de Edenor. El estudio desarrollado alcanza las redes e instalaciones de MT y BT técnica y económicamente adaptadas para abastecer cada área típica de distribución.

Este estudio, comprende las etapas siguientes:

- Caracterización del mercado
- Determinación de las densidades MT y BT. Definición de ATD
- Definición de las tecnologías y arquitecturas convenientes
- Definición de los costos unitarios directos de instalación
- Definición de los costos unitarios directos de Explotación
- Estudios de optimización de la red de BT
- Estudios de optimización de la red MT
- Integración de los estudios de MT y BT
- Resultados

5. Bases de Capital

A. CARACTERIZACIÓN DEL MERCADO

Se realizó la caracterización del mercado con determinación de subzonas homogéneas, considerando la ocupación territorial y tipificación de la clientela.

Para cada zona, se analizaron tres puntos básicos:

- Ocupación territorial
- Tipificación de la clientela
- Caracterización del tipo de mercado

i. Ocupación Territorial

La caracterización del mercado del Área de Concesión de Edenor se analizó por Partidos. Se realizó una zonificación de tipo estructural según áreas urbanas, rurales y polígonos y luego se subdividió cada una de éstas áreas según el uso. El resultado de la caracterización del mercado eléctrico puede sintetizarse de la siguiente manera:

Zonificación Estructural	Subzonificación Sectorial	Factores de Caracterización
Áreas Urbanas	Comercial	Área
	Residencial	Estructura de clientes
	Carenciada	Urbanización
Áreas Rurales	Continental	Densidad de BT y MT
	Insular (Delta)	Ubicación de clientes puntuales
Polígonos	Residenciales	Área
	Generales y Servicios	Demandas
	Industriales y Comerciales	Usos

ii. Tipificación de la Clientela

La clientela se tipifica teniendo en cuenta la definición de tarifas, que según el Cuadro Tarifario Vigente resulta:

- Clientes Residenciales
- Clientes Comerciales
- Clientes Especiales

iii. Caracterización por tipo de mercado

En el plano adjunto se puede observar la caracterización del mercado y la ocupación territorial.

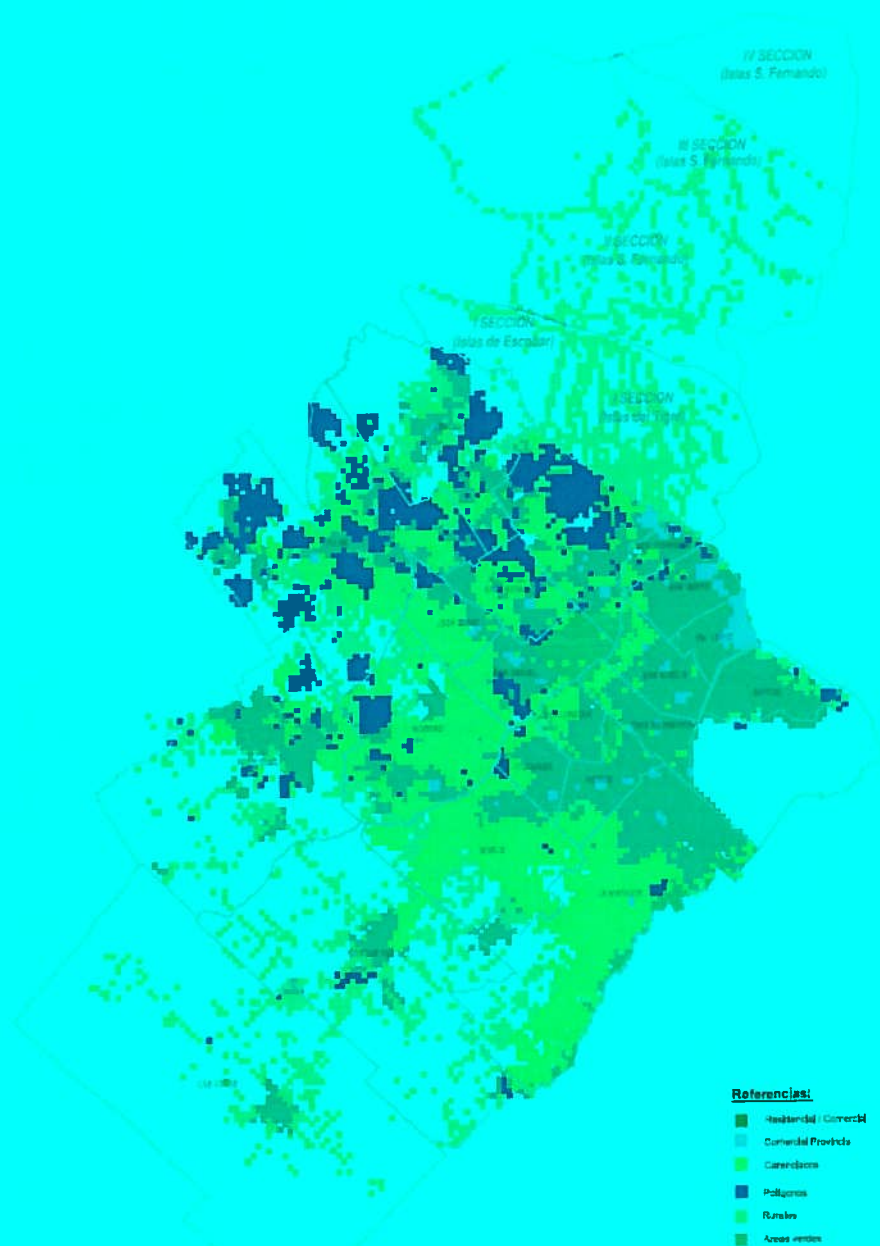


Figura 5-1: Caracterización del mercado

B. DETERMINACIÓN DE LA DENSIDAD DE CARGA MT Y BT

Para la densidad de carga se aplicó la clasificación dispuesta por el ENRE.

5. Bases de Capital

i. Rangos de densidad aplicados para definición de ATD

Red BT

Tabla 5.11: Rangos de densidad red BT por ATD

Rango de Densidad [MW/km ²]	ATD	Definición
0 – 0.25	1	Baja densidad Rural
0.25 – 0.50	2	Baja Densidad Urbana
0.50 – 3	3	Media Baja Densidad
3 – 8	4	Media Alta Densidad
8 – 15	5	Alta Densidad
Mayor a 15	6	Muy Alta Densidad

Red MT

Tabla 5.12: Rangos de densidad red MT por ATD

Rango de Densidad [MW/km ²]	ATD	Definición
0 – 0.50	1	Baja Densidad Urbana y Rural
0.50 - 7	2	Media Densidad
Mayor a 7	3	Muy Alta Densidad

ii. Caracterización del Mercado

A continuación, se muestra un resumen de la caracterización del mercado por ATD BT (potencia no simultánea, a nivel centros MT/BT). Los detalles de la misma se encuentran en el **Anexo B** correspondiente.

Tabla 5.13: Resumen de la caracterización del mercado por ATD

ATD BT	Carenciados [MW]	Polígonos [MW]	Residencial –Comercial [MW]	Rural [MW]
1	12,6	11,3	7,8	47,4
2	19,3	16	14,3	9,7
3	519,9	136,9	439,1	22
4	739,7	25,9	1170,3	7,3
5	19,1	2,3	287,9	
6	8,1		383,6	

5. Bases de Capital

iii. Demandas de potencia invierno y verano

Se subdividió la empresa en distintas áreas conformadas por grupos de subestaciones transformadoras AT/MT de comportamiento homogéneo, evaluando la potencia registrada máxima en cada tramo horario y estación. A partir de éstas, se determinó la demanda de potencia activa máxima de cada área, en punta y resto de verano e invierno, a nivel de MT y de BT, simultánea a nivel de área.

Luego se determinaron los factores de ajuste necesarios aplicar sobre los cálculos teóricos de las demandas de las cuadrículas pertenecientes a cada área, a efectos de que cierren con la demanda real más las pérdidas técnicas aproximadas.

Los valores de demanda total (sumando máximas de cada área para cada tramo) a nivel de MT y de BT aplicados se indican en los cuadros siguientes.

Tabla 5.14: Demanda simultánea total MT (MW)

Verano		Invierno	
Punta	Resto	Punta	Resto
4855	4671	4928	4183

Tabla 5.15: Demanda simultánea total BT (MW)

Verano		Invierno	
Punta	Resto	Punta	Resto
3.615	3.257	3.719	2.793

C. ESTUDIO DE OPTIMIZACIÓN DE LA RED DE MT Y BT

Se determinaron los costos totales por km² para cada una de las alternativas evaluadas de cada muestra, computando los costos de ENS en dos escenarios.

En cada muestra y escenario se identificó la alternativa de menor costo total, comprobando que las caídas de tensión en la red no superen el valor máximo admitido.

En la siguiente planilla se resumen los resultados de las alternativas de SER escogidos para cada uno de los ejemplos por ATD MT analizados.

Se observa que los escenarios de módulos BT más convenientes luego de integrar los costos totales de MT son los correspondientes a los módulos económicos determinados en los estudios de BT.

5. Bases de Capital

Tabla 5.16: Resumen los resultados de las alternativas de SER escogidos

Área Típica de Distribución MT	3	2-2	2-1	1
Densidad de Carga MT	10.7	5.6	2.0	0.03
Costo de Instalación Red MT y CS \$/kW MT	5 014	1 729	2 133	10 467
Costo de Instalación CT y red BT \$/kW BT	4 701	5 852	5 158	8 272
Costo de Instalación total MT y BT \$/kW	9 715	7 581	7 291	18 739
Km red MT/km ²	9	7	5	1
Cantidad CT/km ² (promedio)	23	13	8	4
Km red BT/km ² (promedio)	41	32	25	12

D. RESULTADOS

i. Sistemas Eléctricos Representativos de Red BT y CTs

Con los resultados del análisis técnico-económico de la red de BT y centros de transformación, consolidados con la integración del estudio la red de MT, quedaron establecidos los sistemas eléctricos representativos para cada ATD y los rangos de densidad de carga en que éstos se subdividieron, según el cuadro siguiente. Las características en cuanto a las redes de BT, tipo de CT, kVA CT, cantidad de salidas, tipo de cable BT y sección troncal se encuentran en la tabla completa en el **Anexo B** correspondiente.

Tabla 5.17: Rangos de densidad de carga por ATD

ATD	Densidad	Rango MW/km ²	Tipo Clientela
1	Baja Rural	< 0.25	Rural
2	Baja Urbana	0.25 – 0.5	Carenciada Residencial
3	Media/Baja Urbana	0.5 – 1	Carenciada
		1 – 2	Carenciada
		2 – 3	Carenciada
		0.5 – 1	Residencial
		1 – 2	Residencial
		2 – 3	Residencial
4	Media / Alta Urbana	3 – 6	Residencial
		4 – 6	Residencial (Capital)
		6 – 8	Residencial y Comercial
5	Alta	8 – 15	Residencial y Comercial
6	Muy Alta	> 15	Residencial y Comercial

5. Bases de Capital

ii. Sistemas eléctricos representativos de red MT

Los sistemas eléctricos representativos a nivel de MT que surgieron de los estudios de red MT y su integración con los de BT para cada rango de densidad de carga presentan las características principales indicadas en la siguiente tabla. Las características en cuanto a la cantidad de alimentadores, red aérea/subterránea, tipo de línea y sección se encuentran en el Anexo B correspondiente.

Tabla 5.18: Sistemas eléctricos representativos de red MT para cada ATD

ATD	Densidad	Rango	Módulo Inicial típico SE AT/MT (MVA)
1	Baja y Rural	< 0.5	CR 2x14 SE 2x20 – 2x40
1-2	Media Baja	0.5 – 3	2x40
2-2	Media Alta	3 – 7	2x40 y 2x80
3	Alta	> 7	2x80

iii. Correlación de los ATD MT y BT con las macrozonas

La ubicación geográfica dominante de los rangos de densidad permite visualizar su correlación con la Macro zonificación, tal como puede observarse los mapas de densidad a nivel BT y MT adjuntos.

En éstos se observa que para las 4 macro-zonas definidas aparecen rangos de densidad de demanda típicos. En el cuadro siguiente se observan los ATD dominantes en cada macrozona.

Tabla 5.19: Correlación de los ATD MT y BT con las macrozonas

Macrozona	ATD MT Dominantes	ATD BT Dominantes
Capital	3, 2-2	4, 5, 6
Cordón Interior	2-2	3, 4
Cordón Exterior	2-1	2, 3
Cordón Rural zona central y norte (partidos Escobar y Pilar)	1, 2-1	1, 2, 3
Cordón Rural (resto)	1	1, 2

5.3.2 Expansión de los estudios del ser al total de la red

El objeto es la obtención del VNR de la red adaptada de MT y BT de toda el área de concesión de Edenor utilizando:

- La potencia y densidad de carga en cada grilla, resultante del estudio de mercado indicado en los puntos anteriores.
- Las cantidades de instalaciones por unidad de superficie resultantes de los estudios

Para ello, se analizaron las cantidades y costos unitarios de las siguientes unidades:

- Red de MT
- Centros de suministro y medición MT

5. Bases de Capital

- Centros de transformación
- Red BT
- Puntos de suministro BT

5.3.3 Costos Directos de Inversión Estándar para Redes de MT y BT

Este punto incluye los costos directos de inversión para redes MT y BT. Los detalles del estudio se encuentran en el **Anexo A**.

El objetivo de este estudio fue determinar costos unitarios directos para el montaje de redes de MT y BT, tomando como base los estudios de costos realizados.

Los valores para el estudio corresponden a los vigentes a diciembre 2015.

Los costos presentados contemplan los materiales y la mano de obra contratada, incluyendo todos los gastos de gestión de la contratista necesarios para la ejecución de las obras.

Para definir los costos, las instalaciones se han agrupado por nivel de tensión y tipo, de acuerdo al siguiente cuadro:

Red	Instalación	Particularidades
MT	CABLES SUBTERRANEO DE MEDIA TENSIÓN	13,2 kV y 33 kV
	LINEAS AEREAS DE MEDIA TENSIÓN	13,2 kV y 33 kV
	EQUIPOS DE PROTECCION Y MANIOBRA	13,2 kV y 33 kV
CTyM	CENTROS DE SUMINISTRO Y MEDICION MT	Tipo cámara
	CENTROS DE TRANSF, SUM Y MED (mixto)	Tipo cámara
	CENTROS DE TRANSFORMACION	Tipo cámara y tipo pozo
	CENTROS AEREOS MT/BT	13,2 kV y 33 kV
BT	CABLES SUBTERRANEO DE BAJA TENSIÓN	
	LINEA AEREA DE BAJA TENSION	hasta 9m y 11m
Conexiones	ACOMETIDAS AÉREAS DE BAJA TENSIÓN	Residencial y Carenciados
	ACOMETIDAS SUBTERRÁNEAS DE BAJA TENSIÓN	60A y 200A
	INSTALACIÓN MEDIDORES	T1, T2 y T3

A. CRITERIOS GENERALES APLICADOS PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS UNITARIOS

i. Valorización de la Mano de Obra

La mano de obra se valorizó utilizando los precios de referencia acorde al convenio UOCRA, aplicando el coeficiente promedio de contratación a la fecha.

ii. Valorización de los Materiales

Para la valoración de los materiales se utilizaron los precios de compra registrados en el sistema SAP.

6. PLAN DE INVERSIONES

El Plan de Inversiones contempla los requerimientos para ejecutar las ampliaciones, renovaciones y mejoras tecnológicas en la red con el objeto de recomponer los indicadores de calidad de servicio y producto y abastecer el crecimiento de la demanda.

Para su desarrollo se han tomado en cuenta las máximas posibilidades de ejecución, en el contexto del desarrollo factible de los recursos para la realización de las obras.

En este sentido, el volumen de inversiones para recomponer la calidad de servicio, teniendo en cuenta la demanda del año 2015, es de tal magnitud, que se prevé que al final del período tarifario quedarán inversiones por realizarse para cumplir con la calidad objetivo de acuerdo al incremento de la demanda proyectado, estimándose que se la podrá alcanzar en el año 2024.

Por otra parte, es oportuno aclarar que su efectiva concreción estará en función de los ingresos tarifarios que se determinen para asegurar su financiamiento.

En síntesis, el período necesario para alcanzar la calidad de servicio y producto objetivo teniendo en cuenta el incremento de la demanda proyectado y con la máxima disponibilidad de los recursos es 2017 – 2024.

El Plan se ha confeccionado de acuerdo a lo establecido en el punto 9 “Plan de Inversiones” de la Resolución ENRE N° 55/2016, en la cual establece los lineamientos y cronogramas establecidos para llevar a cabo la RTI de Edenor S.A., lo que se transcribe a continuación:

“Las DISTRIBUIDORAS deberán presentar los planes de inversión, para los próximos CINCO (5) años posteriores a la entrada en vigencia de la RTI, segregando los montos destinados para:

- *Expansión*
- *Renovación*
- *Alcanzar la calidad de servicio y producto objetivo.*

Los montos de las inversiones para alcanzar la calidad de servicio y producto objetivo, se incorporarán progresivamente a la base de capital, según el cronograma anual que finalmente se proponga, generando incrementos en la depreciación y en la rentabilidad incluida en el Costo Propio de Distribución (CPD) del año base.”

En el Plan de Inversiones en Instalaciones a Mediano Plazo 2017-2021, se determinaron las inversiones necesarias y convenientes para cumplir con la Revisión Tarifaria Integral y satisfacer las siguientes actividades, de acuerdo a lo establecido en la Resolución ENRE 55/16:

- Inversiones para Alcanzar la Calidad de Servicio y Producto Objetivo.
- Inversiones en Expansión de Redes para abastecer el crecimiento de la demanda en condiciones de calidad de servicio y producto adecuadas.
- Inversiones en Renovación de Redes, considerando todas las mejoras tecnológicas que hagan más eficiente la operación de la red y mejoren la calidad de servicio técnica y comercial.

Adicionalmente se consideraron aquellas Inversiones necesarias para la prestación del servicio que no están directamente vinculadas a la red de distribución, denominadas **Inversiones No Eléctricas**.

Los montos resultantes se expresan en moneda constante del 31 de diciembre del año 2015.

6. Plan de Inversiones

Las inversiones requeridas para el período 2017/2021 según lo solicitado, surgen de un análisis integral de las instalaciones y su performance con el objetivo de poder adaptarlas a la demanda máxima y su proyección para el período. Del análisis integral se determinaron tanto las inversiones vinculadas en forma directa como indirecta a los Activos necesarios para la prestación del servicio público de distribución.

Las inversiones requeridas dan como resultado esperado una progresiva adaptación de la red a las necesidades de Calidad de Servicio Técnico Objetivo razonable para el período determinado. El sendero para alcanzar el estado de adaptación del sistema de distribución está vinculado a la factibilidad de ejecución de las inversiones propuestas, que incluye como condicionantes principales la correspondiente fuente de financiamiento, las autorizaciones de organismos nacionales, provinciales y municipales, la provisión de materiales, tanto nacionales como importados y el adecuado desarrollo de los recursos humanos especializados. Los proyectos que conforman el Plan de Inversiones están relacionados entre sí por su jerarquía eléctrica de tal manera de asegurar la calidad del abastecimiento en toda la cadena eléctrica de distribución.

El Plan de Inversiones detallado se presenta en el **Anexo G** de este informe.

6.1 ALCANCE DEL PLAN DE INVERSIONES

El Plan contempla las inversiones en instalaciones de Edenor subdivididas según su objeto, en:

- Inversiones para alcanzar la Calidad de Servicio y Producto Objetivo
- Inversiones para abastecer el crecimiento de la demanda (Expansión)
- Inversiones para mantener y mejorar las condiciones de funcionamiento e incrementar la eficiencia de la operación (Renovación)

6.1.1 Inversiones para alcanzar la Calidad de Servicio y Producto Objetivo

Comprende todas las inversiones, considerando el estado de la red y la demanda máxima a fines de 2015, que son necesarias para obtener la Calidad de Servicio y Producto Objetivo. El periodo considerado para lograr la adaptación de la red y obtener la CMR es 2017/2024.

6.1.2 Inversiones para abastecer el crecimiento de la demanda (Expansión)

Involucra todas las ampliaciones necesarias para abastecer el crecimiento de la demanda con la calidad de servicio y producto adecuada, desde las interconexiones con el Transportista y los generadores hasta los puntos de suministro a los clientes.

Es importante aclarar que parte de estas Inversiones que tienen como objeto abastecer el crecimiento de la demanda renuevan a su vez parte del activo: sustitución de Subestaciones 27,5/13,2 kV por 132/13,2 kV, ampliaciones de Subestaciones donde se reemplazan transformadores, etc.

Se consideran dentro del Plan de Inversiones aquellas financiadas por Terceros y ejecutadas por Edenor.

Incluye el cumplimiento de la exigencia de abastecimiento de potencia reactiva según el Anexo 4 de Los Procedimientos.

6.1.3 Inversiones para mantener y mejorar las condiciones de funcionamiento e incrementar la eficiencia de la operación (Renovación)

Comprende las inversiones en los siguientes conceptos.

6. Plan de Inversiones

A. *RENOVACIÓN DE EQUIPAMIENTO EN SUBESTACIONES AT/AT, AT/MT, RED MT Y CENTROS DE TRANSFORMACIÓN MT/BT*

- Equipamiento de maniobra, protección, medición, telecontrol y servicios auxiliares en Subestaciones AT/AT y AT/MT en estado de obsolescencia operativa y tecnológica.
- Equipamiento de maniobra en red de Media Tensión en estado de obsolescencia operativa y tecnológica.
- Equipamiento de maniobra y protección en Centros de Transformación MT/BT en estado de obsolescencia operativa y tecnológica.

B. *RENOVACIÓN DE REDES DE ALTA, MEDIA Y BAJA TENSIÓN*

- Reemplazo de redes subterráneas de Alta Tensión de acuerdo a la criticidad de su estado y de su importancia para el abastecimiento de la demanda.
- Reemplazo de redes subterráneas de Media Tensión de acuerdo a la criticidad de su estado y de su importancia para el abastecimiento de la demanda.
- Reemplazo de redes aéreas de Media Tensión convencionales por tipo protegida, de acuerdo a su entorno ambiental y performance.
- Reemplazo de redes convencionales de Baja Tensión por línea de tipo preensamblada de acuerdo a su performance.

C. *REEMPLAZO DE MEDIDORES*

D. *INSTALACIÓN DE MEDIDORES AUTOADMINISTRADOS*

E. *INCORPORACIÓN DE EQUIPAMIENTO DE TELECOMUNICACIONES*

6.2 CRITERIOS E HIPÓTESIS ADOPTADOS PARA DEFINIR EL PLAN DE INVERSIONES

Los criterios e hipótesis que se adoptaron para definir el plan de inversiones en los diferentes conceptos, se describen a continuación.

6.2.1 Alcanzar Niveles de Calidad de Servicio y Producto

Con el objeto de Alcanzar los Niveles de Calidad de Servicio y Producto Objetivo, en el estado de la red y de los requerimientos de la demanda a fines de 2015, se define el conjunto de inversiones necesario con diversos criterios por etapa de la red:

- Red de AT y Subestaciones AT/AT; cumplir con la condición N-1 sin restricciones agotando las posibilidades de transferencias por Red AT.
- Subestaciones AT/MT; Factor de Carga máximo de 0,7 para cumplir con la condición N-1 utilizando la capacidad remanente de la red MT de Subestaciones adyacentes. Normalizar los esquemas de los Tableros MT, sustituyendo aquellos con doble barra y con dos alimentadores por celda. Sustituir instalaciones de 27,5 kV con deficiente prestación.
- Red MT; Nuevos alimentadores a partir del conjunto de Subestaciones AT/MT definidas para cumplir con el criterio precedente, y con una carga media de 3,5 MVA (153 A). Renovación de tramos subterráneos (cable API) con índice de fallas $> 0,2$ / km año. Incorporación de equipamiento de telecontrol en puntos de división red y de primera intervención en alimentadores críticos para reducir tiempos de interrupción.

6. Plan de Inversiones

- Centros de Transformación MT/BT y Red BT; Factor de Carga máximo de 1, normalizando el módulo de potencia instalada y la cantidad de salidas adecuadas en función de la densidad de la demanda asociada. Normalizar la capacidad de las salidas de baja tensión.

6.2.2 Abastecer el crecimiento de la demanda

Comprende los siguientes objetivos:

- Vincular a la red los nuevos suministros ya sea desde la red existente o realizando las obras de estructura necesarias para satisfacer sus requerimientos, cumpliendo las exigencias de Calidad de Servicio y Producto.
- Abastecer el crecimiento de demanda de los Clientes existentes y nuevos, cumpliendo las exigencias de Calidad de Servicio y Producto.

Se utilizaron las siguientes hipótesis:

- Disponibilidad de generación en el SADI para abastecer toda su demanda
- Disponibilidad media de generación en Central Puerto, del orden del 75%
- Disponibilidad de las redes del Transportista; No se consideran inversiones para salvar la pérdida de un nodo de interconexión como en aquellos eventos ocurridos en la Subestación Ezeiza en Agosto 1995, Abril 1997, Noviembre 2002 y Mayo 2007.
- Se mantiene el abastecimiento desde la red de Edenor a la demanda de Edesur vinculada a la red de Edenor al 31/12/2015.
- A su vez, se consideró la generación adjudicada mediante la Resolución Secretaria de Energía Eléctrica 21/16, también con una disponibilidad media, del orden del 75%.

6.2.3 Mantener y mejorar las condiciones de funcionamiento e incrementar la eficiencia de la operación

- Renovación de las instalaciones de AT y Telecontrol obsoletas
- Renovación de las instalaciones de MT y BT de tecnologías obsoletas.
- Implementación de telesupervisión de la red de MT y Centros de Transformación MT/BT.
- Renovación y/o ampliación los sistemas de telecomunicaciones.
- Incorporación equipamiento de reserva estratégico para el abastecimiento.
- Instalación de medidores autoadministrados para facilitar el proceso comercial en clientes con dificultades de pago.

6.2.4 Requisitos Legales

Dar cumplimiento a la normativa vigente en medición a los clientes.

6.3 RESULTADOS DEL PLAN DE INVERSIONES

Las instalaciones y los montos de inversión requeridos para cumplir los alcances y objetivos planteados son los siguientes. El periodo considerado para lograr la adaptación de la red y obtener la CMR es 2017/2024.

6.3.1 Incorporación de nuevas instalaciones prevista

La incorporación de nuevas instalaciones requeridas para alcanzar la calidad del producto y del servicio objetivos, se presenta en la siguiente tabla, desagregadas por etapa de red.

6. Plan de Inversiones

Tabla 6.1: Instalaciones requeridas para recuperar la calidad

Nuevas instalaciones por calidad	2016	2017	2018	2019	2020	2021
SSEE 220/132 kV [ud]				1		
Líneas aéreas de 220 kV [km]						
Cables Subterráneos de 220 kV [km]	1,9		5,1	5,1	9,3	4,6
Líneas aéreas de 132 kV [km]			4,0			
Cables Subterráneos de 132 kV [km]	5,3	6,2	9,0	16,0	9,0	18,5
SSEE 132 kV/MT [ud]	1	2	5	4	1	
Líneas aéreas de MT [km]	26,0	42,2	52,5	47,9	48,5	46,2
Cables Subterráneos de MT [km]	135,8	137,1	161,2	167,8	169,1	167,1
CT aéreos MT/BT [ud]	131	238	238	238	238	238
CT cámaras MT/BT [ud]	35	35	35	34	34	34
Líneas aéreas de BT [km]	49,5	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3
Cables Subterráneos de BT [km]	10,8	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0

Por su parte la cantidad de nuevas instalaciones a incorporar por todos los conceptos considerados en el Plan de Inversiones, son las siguientes.

Tabla 6.2: Total de Instalaciones consideradas en el Plan de Inversiones

Total de nuevas instalaciones	2016	2017	2018	2019	2020	2021
SSEE 220/132 kV [ud]				1	1	
Líneas aéreas de 220 kV [km]						
Cables Subterráneos de 220 kV [km]	4,0		11,0	11,0	30,0	10,0
Líneas aéreas de 132 kV [km]			4,0			
Cables Subterráneos de 132 kV [km]	13,0	15,0	22,0	39,0	22,0	45,0
SSEE 132 kV/MT [ud]	1	2	5	5	2	4
Líneas aéreas de MT [km]	45,0	73,0	91,0	83,0	84,0	80,0
Cables Subterráneos de MT [km]	208,0	210,0	247,0	257,0	259,0	256,0
CT aéreos MT/BT [ud]	300	545	545	544	543	543
CT cámaras MT/BT [ud]	80	79	79	78	78	78
Líneas aéreas de BT [km]	251,0	291,0	291,0	291,0	291,0	291,0
Cables Subterráneos de BT [km]	55,0	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0

6.3.2 Montos anuales de inversiones

Los montos anuales de las inversiones eléctricas para el período tarifario en las distintas etapas de la red de distribución se presentan a continuación.

6. Plan de Inversiones

Tabla 6.3: Montos de inversión por etapa de red

Inversiones por etapa de red	Montos de inversión [millones\$ _{dic15}]						Total 2017- 2021
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	
Red de 220 kV	82	127	275	397	463	620	1.882
Subestaciones 220/132 kV	185	420	528	278	204	192	1.622
Red de 132 kV	217	380	380	540	478	587	2.365
Subestaciones 132 kV / MT	585	851	758	806	651	603	3.669
Red de MT	478	650	717	709	711	691	3.477
Centros de Transformación MT/BT	612	742	741	741	741	741	3.705
Medidores y acometidas	47	128	126	121	126	126	629
Medidores autoadministrados	35	224	224	224	224	224	1.121
Telecontrol	70	144	144	129	91	91	599
Comunicaciones	32	90	97	66	66	69	389
Total inversiones en redes	2.341	3.757	3.992	4.011	3.754	3.944	19.457

El total de inversiones para el período tarifario, y para los años 2015 y 2016, desagregadas por objetivo, e incluyendo las correspondientes a los bienes no eléctricos y los montos por activación de personal y de intereses, se presentan a continuación.

Tabla 6.4: Montos de inversión por objetivo

Inversiones según objetivos	Montos de inversión [millones\$ _{dic15}]							Total 2017- 2021
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	
Alcanzar la calidad objetivo	1.020	1.528	2.368	2.138	1.694	931	718	7.849
Expansión de las redes		359	534	858	1.384	1.775	2.218	6.769
Reenovación de las redes		454	854	995	933	1.049	1.007	4.839
TOTAL inversiones en redes		2.341	3.757	3.992	4.011	3.754	3.944	19.457
Bienes no eléctricos		345	493	602	539	487	441	2.563
Activación de personal e intereses		743	698	738	733	697	714	3.580
TOTAL DE INVERSIONES		3.429	4.948	5.331	5.283	4.939	5.099	25.600

7. GASTOS DE EXPLOTACIÓN TÉCNICOS, COMERCIALES Y ADMINISTRATIVOS

El propósito de este capítulo es presentar los resultados y describir la metodología empleada, para la determinación de los gastos de explotación técnicos, comerciales y administrativos estándar aplicables al cálculo tarifario, e introducir el fundamento teórico que la soporta.

Los gastos de explotación técnicos, comerciales y administrativos forman parte del VAD y como tal integran el cálculo del requerimiento de ingresos junto a los valores de recuperación del capital. Dicho cálculo se desarrolla para todo el período tarifario y los costos fueron estimados según lo establecido por la Resolución ENRE 55/2016 que se indica:

"Los montos de las inversiones para alcanzar la calidad de servicio y producto objetivo, se incorporarán progresivamente a la base de capital, según el cronograma anual que finalmente se proponga, generando incrementos en la depreciación y en la rentabilidad incluida en el Costo Propio de Distribución (CPD) del año base."

"Los costos de operación y mantenimiento, costos indirectos y de explotación comercial y su proyección durante el período tarifario deberán responder a una empresa que opere en forma eficiente, procurando la prestación del servicio en condiciones de calidad objetivo para cada año, determinadas previamente."

"El CPD se determinará para cada nivel de tensión como integración de: los costos por el uso de red real de distribución, ajustada a los distintos objetivos de calidad según el año, los gastos de explotación de la mencionada red real ajustada; (más las pérdidas reconocidas de potencia y energía); más los costos de una gestión eficiente de comercialización."

Para la determinación de los gastos de explotación técnicos, comerciales y administrativos se desarrolló un Modelo que estima y valoriza los recursos necesarios para la operación de la Distribuidora. El enfoque utilizado en este cálculo es el de la Empresa Modelo, que es ampliamente reconocido en la región latinoamericana, para la determinación de los costos eficientes de operación admisibles de trasladar a tarifas.

La estimación de los gastos de explotación técnicos, comerciales y administrativos eficientes se realizó en forma anual, a partir de la red real e incorporando en cada año las instalaciones necesarias para alcanzar la calidad de servicio. Asimismo, a lo largo del período tarifario se modeló una mejora en el estado de las instalaciones por incremento en el mantenimiento preventivo y las inversiones previstas, lo que genera un descenso de las intervenciones vinculadas con el mantenimiento correctivo, así también como una mejora en los indicadores de calidad.

Tabla 7.1- gastos de explotación técnicos, comerciales y administrativos con VNR Real

Resultados	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Costo Total [miles AR\$]	8.012.410	8.034.630	7.909.416	7.794.386	7.724.981	7.562.102
Costo Total/cliente [AR\$/cliente]	2.825	2.833	2.788	2.748	2.723	2.666

El cálculo de los gastos de explotación técnicos, comerciales y administrativos para VNR Real se desarrolló bajo las siguientes pautas:

7. Gastos de explotación técnicos, comerciales y administrativos

- Cálculos a moneda constante
- Clientes correspondientes a 2015 constantes para todos los años
- Gastos Generales correspondientes a 2015 constantes para todos los años
- Instalaciones correspondientes al 2015 incorporando en cada año las necesarias para alcanzar la calidad de servicio
- Disminución de las intervenciones de mantenimiento correctivo
- Crecimiento de las intervenciones previstas para mantenimiento preventivo
- Disminución de las acciones previstas para la recuperación de energía

Cabe señalar que, como consecuencia de las restricciones económicas impuestas por la anterior situación tarifaria, se evidencia una insuficiencia en actividades como mantenimiento preventivo, acciones de recuperación de energía y acciones de morosidad, aspecto que ocasiona un incremento de las mismas durante el período tarifario.

Cabe mencionar que los gastos de explotación técnicos, comerciales y administrativos a los que tendrá que hacer frente Edenor en la realidad son superiores a los mostrados en la Tabla anterior. Aquellos se determinaron para la estimación de los Ingresos Requeridos con VNR Real, en tanto que los gastos proyectados para la operación de la Distribuidora deberán tener en cuenta el incremento anual de usuarios e instalaciones durante el período 2016 – 2021 además de las acciones de reducción de morosidad y de recuperación de energía proyectadas para el mismo.

Cuando se toman en cuenta los aspectos mencionados se obtiene la siguiente proyección de valores.

Tabla 7.2- Gastos de explotación técnicos, comerciales y administrativos reales previstos

Resultados	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Costo Total [miles AR\$]	8.088.354	8.208.621	8.255.064	8.303.991	8.356.786	8.392.209

7.1 METODOLOGÍA DE CÁLCULO

7.1.1 Empresa Modelo

La metodología de la Empresa Modelo, ampliamente difundida y aceptada, se basa esencialmente en un benchmarking de costos de ingeniería estimados en la consideración de condiciones específicas de servicios de distribución eléctrica más que en estimaciones econométricas. La determinación de los costos optimizados se realiza aplicando estándares internacionales a estructuras de organización diseñadas eficientemente.

Por esta razón a los efectos de determinar costos prudentes y eficientes, que sean trasladables a tarifas, respetando la estructura de la Empresa Real se dimensiona su dotación, en base a estándares aplicables a la región, adecuada para la prestación del servicio en el área de concesión bajo análisis con las restricciones de calidad impuestas por la normativa vigente.

La Empresa Modelo es una empresa teórica diseñada para prestar servicio de distribución en el área designada para tal efecto y que desde el punto de vista de la organización satisface las premisas de cumplir con el marco reglamentario y normativo vigente, respetar las restricciones geográficas, estructura de clientes y demanda, estar concebida en base a principios de eficiencia organizativa y contar con instalaciones optimizadas adaptadas a la demanda.

7. Gastos de explotación técnicos, comerciales y administrativos

Este enfoque pretende simular las condiciones que enfrentaría un competidor entrante en el mercado en el que opera la Empresa Real, a cargo del servicio eléctrico de que se trate, y cumpliendo las condiciones del contrato de concesión respectivo. El nuevo competidor está obligado a cumplir con todos los procesos y actividades requeridos para prestar el servicio que comprende a la operación y mantenimiento de las instalaciones de infraestructura, gestión técnico-comercial de los clientes y las actividades de dirección y administración inherentes a toda organización empresarial. Con esa finalidad deberá obtener los servicios, recursos materiales y humanos que se necesiten para cumplir con eficacia esos procesos y actividades accediendo a los diferentes mercados representativos con las condiciones reales que tiene el concesionario con el que debe competir.

El concepto expuesto permite concluir que el proceso de construcción de la Empresa Modelo no se realiza como una reingeniería de los procesos y actividades de la Empresa Real, por el contrario se trata de un enfoque metodológico no invasivo o intrusivo ya que no considera la forma en que está siendo administrada la Empresa Real, pues ese gerenciamiento es responsabilidad exclusiva de ella misma y no tiene obligación de adecuarse a la estructura modelo, sino que se basa en la aplicación de principios de organización ampliamente aceptados al contexto demográfico y geográfico real.

7.1.2 Estructura de Costos de Distribución

La metodología de cálculo utilizada parte de las instalaciones de subtransmisión y distribución consideradas en la propuesta tarifaria, y mediante la aplicación de ratios de mano de obra y materiales se calculan los costos de personal y suministros requeridos por la operación y mantenimiento.

Los ratios se calculan en forma independiente y responden a promedios obtenidos de distintas instalaciones en la región latinoamericana que se completa con información aportada por la empresa para instalaciones o situaciones particulares del área bajo análisis. El desarrollo de los ratios integra las tareas identificadas como típicas de las actividades de explotación, con su frecuencia de realización, costo de materiales e intensidad de equipos utilizados. Los ratios son un dato de base esencial para el cálculo de costos de explotación que se realiza aplicando los mismos a las instalaciones de la empresa.

La estructura de costos eficientes de una distribuidora eléctrica puede discriminarse en dos actividades típicas de explotación como son Técnica y Comercial, más las actividades de Apoyo a las anteriores. Estos costos están perfectamente diferenciados al punto que los rubros de gastos relacionados con cada uno pueden agruparse desde su origen hasta los puntos de entrega al cliente.

Los costos así agrupados básicamente se componen de gastos de mano de obra, tanto directa como indirecta, gastos generales, materiales y servicios prestados por terceros; y pueden subdividirse en instalaciones para la explotación técnica, y en actividades para la explotación comercial, con sus respectivas funciones de apoyo.

Los Costos Técnicos se corresponden con las actividades de operación y mantenimiento. Estos costos se vinculan con las erogaciones que una distribuidora eficiente realiza para operar adecuadamente su sistema, para reponer el servicio ante la presencia de fallas y para mantener en una forma razonable y económica la continuidad del mismo a lo largo de sus instalaciones. También se incluyen dentro de este grupo las acciones relacionadas con la recuperación de energía.

A estos costos se le asignan dos componentes, uno el Costo Técnico Directo que está relacionado con el empleo de materiales, mano de obra y otros recursos requeridos para realizar las labores de O&M; y el otro, el Costo Técnico Indirecto asociado a las actividades de apoyo, planificación y gerenciamiento.

Los Costos de Comercialización, se corresponden con las actividades de la gestión comercial que una distribuidora eficiente realiza para atender los procesos de atención a clientes, lectura, facturación, reparto de facturas, cobranza y gestión de la morosidad.

7. Gastos de explotación técnicos, comerciales y administrativos

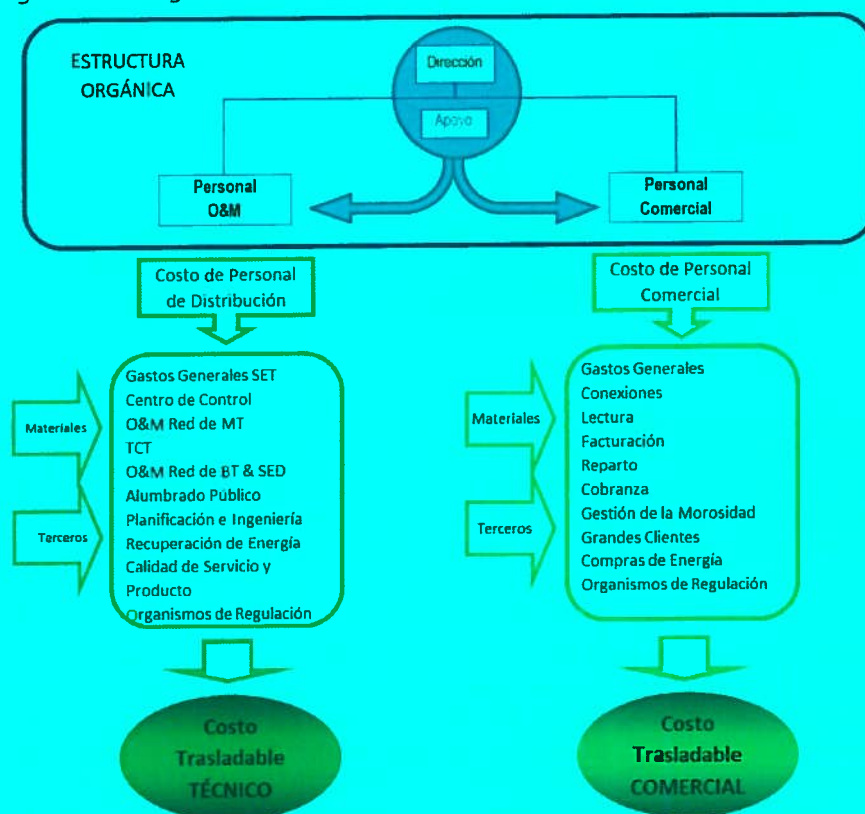
A estos costos también se le asignan componentes de costo directo e indirecto, el primero es el Costo Comercial Directo que está relacionado con la ejecución de las actividades ya descritas; y el segundo es el Costo Comercial Indirecto asociado a las actividades de apoyo comercial, planificación y gerenciamiento. Estos costos se estiman en función de los requerimientos asociados con el punto de entrega del servicio a los clientes.

Los costos de Apoyo son los originados en el proceso productivo en forma indirecta prestándole soporte, esencialmente administrativo, a las anteriores funciones de explotación. Entre éstas se encuentran Finanzas, Administración, RRHH, Control de Gestión, Auditoría, Legales, RRPP, etc.

Los gastos generales necesarios para el funcionamiento de la organización que no están vinculados directamente con la explotación, se calculan en conjunto para distribuirlos entre los tres rubros anteriores. Se trata de gastos de oficina, servicios públicos, alquileres, viáticos, comunicación, tasas e impuestos no trasladables, etc.

Para mayor ilustración la correspondiente secuencia de cálculo se muestra en el diagrama incluido a continuación, donde se desarrolla la conformación de los costos de explotación y puede observarse la interrelación entre los mismos.

Figura 7.1–Diagrama de la secuencia de cálculo de los costos de explotación



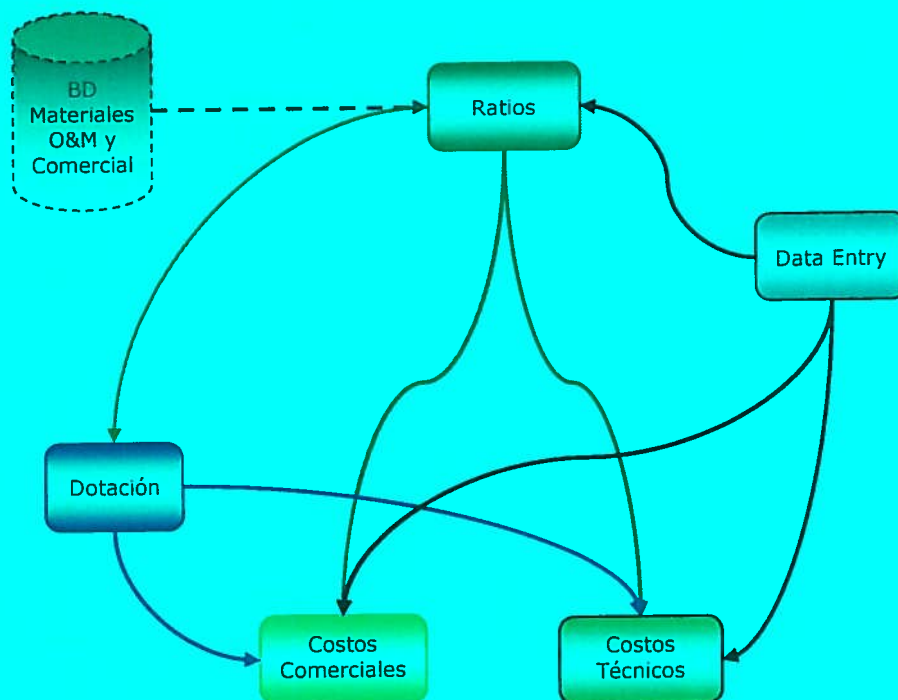
7.1.3 Modelo de Cálculo

La anterior secuencia de cálculos se desarrolló sobre la base de un modelo, que se funda en seis módulos de funcionamiento interrelacionado, y una base de datos externa que aporta tiempos de ejecución de tareas y precios de materiales. Luego de establecer la mano de obra requerida, a partir de ratios que relacionan las tareas y su frecuencia de intervención con las instalaciones y los clientes, se calculan los Costos de O&M y Comerciales.

7. Gastos de explotación técnicos, comerciales y administrativos

En el diagrama de bloques que se introduce a continuación, representa el modelo completo de cálculo de costos eficientes para trasladar a tarifas. Tal como fue concebido, el mismo reparte su funcionamiento en seis hojas de cálculo, cada una de ellas con una misión específica, una base de datos y un formulario de acceso para la incorporación de datos.

Figura 7.2–Diagrama en bloque del modelo de cálculo



La BD de Materiales, O&M y Comercial, no forma parte del Modelo, pero sus salidas alimentan directamente los cálculos del mismo. La base está diseñada para determinar los ratios de mano de obra y materiales correspondientes a cada tipo de instalación de subtransmisión y distribución usada por las empresas de la especialidad. La base está dividida por instalación, cada una de ellas tiene asociada una serie de tareas para su operación y mantenimiento. Asimismo, las mismas tienen asociados materiales, tiempos y equipos que las definen y permiten calcular los costos propios de cada una de ellas.

El formulario de acceso para la incorporación de datos, identificado en el diagrama como Data Entry, contiene todas las entradas previstas para el funcionamiento del modelo en términos de instalaciones, como km de línea, número de subestaciones y densidad de clientes en el territorio. Esta hoja presupone que el modelo durante la puesta a punto ha sido convenientemente caracterizado de modo que las instalaciones unitarias de la BD coincidan con las de la distribuidora. Esos valores una vez incorporados permanecen constantes y solo requieren modificación para correr distintas simulaciones.

La hoja Ratios recibe los valores de mano de obra y materiales por unidad instalación calculados por la BD aplicables a las instalaciones de la Distribuidora para obtener los tiempos de mano de obra directa y los costos de los materiales asociados requeridos para su funcionamiento.

La hoja Dotación calcula la mano de obra directa como aplicación de los ratios suministrados por la hoja anterior a las instalaciones de la distribuidora. A la mano de obra directa se le incorpora los costos de supervisión y dirección estimados a partir de la

7. Gastos de explotación técnicos, comerciales y administrativos

estructura orgánica prevista para el funcionamiento de la distribuidora. La estructura aplicable se calcula a partir del número de clientes atendidos por la distribuidora aplicando algoritmos obtenidos por regresión de datos de un grupo representativo de distribuidoras de diferentes tamaños. La dotación así calculada se valorizó a costos de Edenor de diciembre de 2015.

En la hoja Costos Técnicos se calculan los costos de O&M por segmento tarifario para su posterior traslado a tarifas. En esta hoja se calculan para cada segmento tarifario la mano de obra propia, materiales, vehículos y contratistas. También se calculan los gastos generales asignables a la explotación técnica, en este caso los valores aplicables también se calculan por algoritmos basados en el número de clientes. El algoritmo se desarrolló por regresión sobre los gastos generales reales de una serie de distribuidoras de distintos tamaños seleccionadas por su comportamiento eficiente. Finalmente, los gastos generales incluyen una porción de las erogaciones generadas por el funcionamiento de la estructura de Apoyo.

La hoja Costos Comerciales, como la anterior, también se nutre de los costos de personal, calculados en Dotación, los costos de servicios calculados en la misma hoja, la información sobre clientes y contratistas provistas por la hoja Data Entry. Si bien en su funcionamiento esta hoja es idéntica a la anterior, su cálculo se diferencia en que en este caso se calculan los costos de gestión de saldos morosos que no son trasladables a tarifas y que por consiguiente deben ser convenientemente segregados para realizar la determinación de los costos fijos de comercialización netos de los mismos.

7.2 ESTRUCTURA

Dependiendo del área de influencia una empresa de distribución eléctrica podrá desarrollarse localizándose en zonas clave de la misma y así extender su presencia a todo el territorio, o concentrarse en un lugar geográfico y desde allí atender a sus clientes e instalaciones, o hacer algo intermedio.

Edenor tiene las siguientes características:

- Clientela comparativamente grande y diversa
- Una importante área insular (Delta del río Paraná)
- Territorio comparativamente grande con muy diversa densidad de clientes
- Dificultades de traslados, incluyendo algunos fluviales
- Un solo Centro de Control de Cargas
- Restricciones de Calidad de servicio y producto, altas.

Considerando las formas posibles en que una distribuidora eléctrica puede organizarse, la estructura que más se adecua a estas características es la de Especialidad Centralizada con Ejecución Descentralizada. Esa estructura consiste básicamente en descentralizar territorialmente las funciones de explotación manteniendo la dependencia jerárquica de un único responsable funcional.

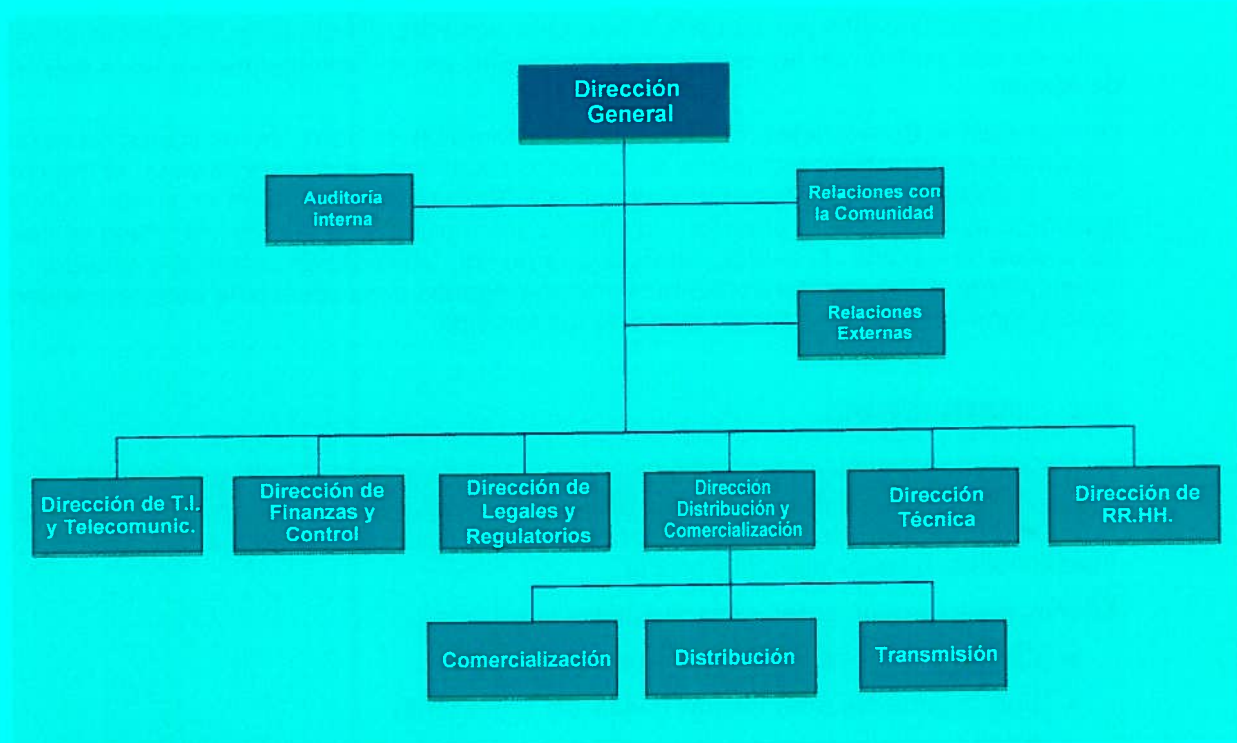
Esta organización es una mezcla, bastante frecuente, de los mejores aspectos de las dos alternativas mencionadas en primer lugar que son estructura Totalmente Centralizada y Totalmente Descentralizada. Dado que en ella se mantienen la centralización de la especialización, con su beneficio de unidad de mando en toda el área de concesión, con una ejecución descentralizada, muy recomendable, en términos de calidad de servicio, para territorios extensos. Las gerencias de explotación de Edenor, tanto técnica como comercial, responden a las características de un esquema descentralizado manteniendo la unidad de mando para cada una de ellas. En el caso particular de la explotación comercial se sostiene el criterio de mantener los puntos de contacto con el cliente distribuidos por el territorio.

7. Gastos de explotación técnicos, comerciales y administrativos

Para definir la descentralización se deben identificar las bases técnicas y oficinas comerciales desde las cuales se brindará servicio técnico y comercial a los clientes distribuidos en el territorio. Como se comentara anteriormente para el estudio de cálculo de costos de explotación se adoptó, al definir la Empresa Modelo, como válida la estructura de la Empresa Real por lo cual la localización y número de dichas bases y oficinas será la actual.

A continuación, se presenta la estructura de la Empresa Real sintetizada en el organigrama de la Dirección General.

Figura 7.3–Organigrama de la Dirección General



Las principales funciones de las áreas que forman parte del organigrama anterior se describen en sus lineamientos generales a continuación.

- **Áreas Staff**, son los sectores que asesoran a la Dirección General sin participar en los procesos de explotación de la concesión. Este grupo está compuesto por Auditoría, Relaciones con la Comunidad y Relaciones Externas. La primera verifica las registraciones contables y las transacciones económicas y asegura que las mismas sean un todo de acuerdo con la normativa legal aplicable. La segunda y tercera son responsables por el desarrollo de comunicación externa e imagen corporativa en particular en lo referido a los asuntos comunitarios.
- **Áreas de Apoyo**, son los sectores que intervienen en los procesos de explotación indirectamente realizando funciones de apoyo. Este grupo está compuesto por Tecnología Informática y Telecomunicaciones, Finanzas y Control, Asuntos Legales y Regulatorios y Recursos Humanos. La primera tiene a su cargo la tecnología informática y las telecomunicaciones. En tanto que la segunda es responsable por las funciones de contabilidad, tesorería, planificación, abastecimiento, servicios y logística y control de gestión. La tercera se ocupa de tramitar los asuntos legales y regulatorios, en los que es parte la empresa y asesora sobre temas vinculados al Contrato de Concesión y mercado eléctrico. En tanto que la última interviene en todo

7. Gastos de explotación técnicos, comerciales y administrativos

lo referido al personal: legislación laboral, desarrollo, capacitación y mantenimiento del capital humano de la distribuidora.

- *Técnica*, responsable por las labores de planeamiento, concepción del desarrollo de la red y ejecución de obras de ampliación. Normativa técnica y confección de baremos.
- *Transmisión*, se concentra en las actividades de subtransmisión. También se ocupa de los Trabajos con Tensión de los sistemas de AT y MT.
- *Distribución*, esta gerencia está estructurada territorialmente y comprende las actividades O&M de distribución técnicas y las de recuperación de energía que realiza desde las bases. Asimismo, es responsable de la operación del sistema a través del Centro de Control.
- *Comercialización*, esta gerencia toma las funciones centralizadas como son la lectura, facturación, reparto, cobranza y gestión de la morosidad. Por otra parte, es responsable del contacto con los clientes en las oficinas dispuestas a ese efecto, así como del servicio de atención telefónica.

7.3 DOTACIÓN

La definición de los costos de mano de obra es un proceso en el que a partir de la estructura orgánica se realiza el cálculo del número de empleados requeridos para realizar las funciones previstas en la misma.

El desarrollo de los costos reconoce como principal componente aquellos derivados de la mano de obra, tanto en relación de dependencia como suministrada por terceros. La composición de la misma en calidad y cantidad depende fundamentalmente de la estructura orgánica seleccionada, que debe ser la que más se adapta a las características de las instalaciones, clientes y territorio. Por ello, a partir de dicha estructura se procede a establecer la mano de obra total requerida por la Empresa Modelo y, en función de la participación de contratistas, el personal en relación de dependencia.

Para realizar el cálculo del plantel de personal se trabaja con los organigramas explosionados a nivel de operarios y empleados. La determinación se realiza aplicando ratios de mano de obra, expresados generalmente en horas hombre por año, a las instalaciones de la distribuidora. El ratio permite determinar no solo la cantidad sino también la calidad, equipamiento y medio de transporte. Para las funciones administrativas se aplica un concepto similar basado en la cantidad de transacciones realizadas o en el número de clientes.

El cálculo de la dotación es el último y más delicado paso en el esfuerzo por establecer el plantel ideal trasladable a tarifas. La organización modelo diseñada debe efectuar las mismas actividades y funciones que la empresa real, considerando los aspectos comerciales, técnicos y de apoyo como así también toda la infraestructura necesaria (terrenos, edificios, vehículos, equipamiento, etc.) de manera de lograr la validación final de los costos a transferir.

7.3.1 Mano de Obra Directa

Mediante la aplicación de ratios adecuados al volumen de las instalaciones o transacciones administrativas se establece la cantidad de mano de obra directa requerida para su gestión.

Los ratios de mano de obra directa aplicables a funciones técnicas o comerciales se calculan en una planilla separada cuya descripción detallada se encuentra en el **Anexo F** de este Informe. La base es producto de análisis de benchmarking en distintas empresas de transmisión y distribución de la región.

7. Gastos de explotación técnicos, comerciales y administrativos

A. RATIOS RELACIONADOS CON LAS INSTALACIONES

En este caso se busca relacionar la magnitud de las instalaciones con el esfuerzo y la complejidad para operarlas, tratándose en su mayoría de tareas de campo relacionadas con las mismas.

Para el cálculo de la mano de obra directa de operación y mantenimiento en relación de dependencia de instalaciones técnicas de subtransmisión o distribución, se aplica la siguiente fórmula.

$$Personal = (1 - Participación Contratista) * Volumen de Instalaciones * [horas/Ud.]/[horas-año trabajadas]$$

A modo de ejemplo se propone el cálculo del personal en relación de dependencia para la operación y mantenimiento de una red de media tensión de 578Km de longitud que cuenta con un 35% de mano de obra suministrada por terceros y está localizada en el área de influencia de una base técnica.

$$Personal = (1-35\%) * 578[Km]/100 * 3.648 [hh-año/100Km]/ 1.206,3[hh-año/persona] = 18$$

El resultado es de 17,47 personas por año para mantener la instalación y se redondea al entero inmediato superior. En caso de haber otras instalaciones similares ubicadas en distintas bases técnicas el cálculo se repite y el personal se asigna a la base que corresponda.

B. RATIOS RELACIONADOS CON LA TAREA

En este caso se recurre al volumen de la tarea y la capacidad para atenderla en términos de horas hombre por parte del personal, siendo en su mayoría tareas de oficina relacionadas con la cantidad de acciones por unidad de tiempo.

Consecuentemente, la ecuación para calcular la dotación en un sector comercial determinado tiene, en términos generales, el siguiente aspecto:

$$Personal = (1 - Participación Contratista) * Volumen / Tiempo Neto / [Ud/Ud de Tiempo]$$

En esta ecuación, *Volumen* es el volumen de la tarea que generalmente se expresa en unidades por año, *Tiempo Neto* es el tiempo neto disponible que para un mes serían días hábiles y para un día serían horas netas de trabajo y *Ud/Ud de Tiempo* son las unidades de la tarea a realizar por cada unidad de tiempo.

Siguiendo estos lineamientos para la atención de llamadas por trámites o reclamos relacionados con la actividad comercial y considerando una participación de servicios contratados a terceros del 50% del total de la mano de obra necesaria para responder las llamadas entrantes, la ecuación sería:

$$Dotación del Call Center = (1-50\%) * 122.812[call/año]/ 201[dha]/66,45[call./persona-día] = 9$$

Las llamadas comerciales recibidas por año se estiman a partir del número de clientes, en el caso de EDENOR se reciben 0,295 llamadas comerciales por cliente/año y 1,405 reclamos técnicos por cliente/año. Estas llamadas se calculan en forma separada ya que los tiempos de atención difieren por sus características (las llamadas comerciales demandan mayor atención que las técnicas).

7. Gastos de explotación técnicos, comerciales y administrativos

7.3.2 Mano de Obra Indirecta

Mediante la aplicación de ratios adecuados al volumen de transacciones administrativas se establece la cantidad de mano de obra indirecta requerida para su gestión.

Las funciones de apoyo constituyen la mano de obra indirecta. Hay dos tipos de funciones de apoyo, por un lado, aquella que perteneciendo a la estructura técnica o comercial no participan directamente en la ejecución de las labores de explotación, estando su accionar centrado en actividades de apoyo tales como supervisión, planeamiento, laboratorio, administración, etc. Y por otro lado cualquiera de las funciones que pertenecen a las llamadas estructuras de Apoyo o Staff como, Finanzas, Administración, Legales etc.

Un número importante de estas funciones puede determinarse por el volumen de la tarea realizada cuya metodología de cálculo se expuso en el apartado anterior. Para las restantes hay dos posibilidades que se exponen a continuación.

A. ALGORITMO DE REGRESIÓN

Para los casos donde no existen ratios establecidos, por tratarse de actividades cuya naturaleza no facilita una correlación fuerte con el volumen de la tarea o de una instalación, la dotación puede determinarse por comparación con otras distribuidoras.

Se ha observado que la cantidad global de personal, para el desempeño de las actividades de las estructuras de Apoyo y Staff, guarda relación con el tamaño global de la estructura la que a su vez refleja el volumen del negocio. Analizando el comportamiento de un grupo de empresas distribuidoras de la región latinoamericana, pudo establecerse una correlación entre la cantidad de personal en un área determinada y la cantidad de clientes de la empresa. Dicha correlación permitió generar un algoritmo de regresión para estimar la cantidad de personal promedio cuando se conoce el número de clientes de la distribuidora.

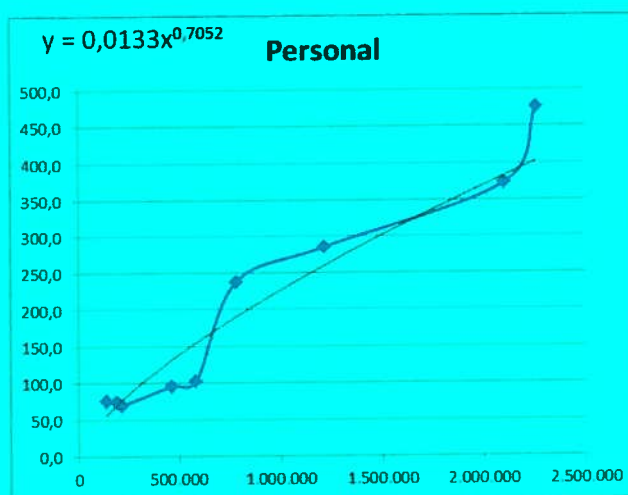
Para realizar ese trabajo se utilizó un benchmarking de 8 empresas para las cuales se comparó la conformación de las estructuras de Apoyo y Staff típicas.

Tabla 7.3- Cálculo de la dotación con algoritmo de regresión

Empresa	Referencia 1	Referencia 2	Referencia 3	Referencia 4	Referencia 5	Referencia 6	Referencia 7	Referencia 8	Referencia 9
Cientes	138.000	187.000	212.000	460.000	579.000	778.000	1.212.000	2.100.000	2.256.000
REAL									
Total	75	74	70	95	102	238	285	373	476
RR II.						7	3	6	7
Legales	4	3	4	3	4	8	8	10	21
RR HH.	5	8	7	7	14	19	33	38	46
Control de Gestión	7	10	7	7	9	18	13	29	27
Finanzas y Administración	34	32	24	24	47	97	92	147	197
Comercial	15	13	15	34	19	51	45	64	98
Ingeniería	10	8	13	20	9	38	91	79	80

El análisis de la anterior información lleva a establecer la siguiente correlación entre la dotación de las áreas staff y apoyo y el número de clientes.

7. Gastos de explotación técnicos, comerciales y administrativos



Los valores totales estimados se aproximan a los de las empresas reales por exceso o por defecto, indicando que la estimación transcurre por un camino intermedio. La metodología empleada estima no solo la cantidad sino la calidad de los recursos proyectados. Para ello la metodología presentada se extiende al nivel de cada posición comprendida por la estructura orgánica, de modo de poder determinar tanto los empleados como los supervisores y jefes hasta el nivel jerárquico de gerente.

B. ALGORITMO DE INTERPOLACIÓN

Algunas funciones de las estructuras de Apoyo y Staff son muy específicas y es difícil correlacionar su volumen a través de benchmarking. En estos casos se recurrió a buscar una referencia conocida, esto es una distribuidora con una función similar cuya dotación se conoce. Con estos elementos se puede generar un algoritmo de interpolación que permite estimar la dotación de la empresa objeto conocidos la dotación y número de clientes de una distribuidora tomada como referencia.

$$Dotación = Dotación_{ref} \times \left(\frac{Clientes}{Clientes_{ref}} \right)^{exp}$$

La ecuación anterior presenta la fórmula general de cálculo de la dotación. En la misma, cuando el exponente es igual a 1 la relación entre la dotación calculada y la dotación de referencia es lineal, pero si es menor que uno se convierte en parabólica con lo cual cuando crece el número de clientes la dotación es proporcionalmente menor reflejando el beneficio de volumen de la Distribuidora bajo análisis.

7.3.3 Costos de Mano de Obra

Una vez establecida la dotación óptima destinada tanto a cubrir las tareas de O&M y Comercial como las funciones de apoyo, es necesario proceder a su valorización a los efectos de establecer el monto de los costos. Los mismos tendrán el carácter de directos (O&M y Comercial) o de Apoyo dependiendo de la función que se trate.

Para establecer los costos de mano de obra como primer paso se debe conocer el costo salarial de cada uno de los integrantes de la dotación y luego, proceder a compilar los costos directos y de apoyo y a redistribuir los de supervisión.

Para darle uniformidad y facilitar la compilación del costo salarial resultante, la organización se dividió en diez niveles jerárquicos uniformes y de aplicación general. Haciendo abstracción de la denominación que se le puede asignar a cada nivel según los usos y

7. Gastos de explotación técnicos, comerciales y administrativos

costumbres de cada empresa, en todos los casos el vínculo jerárquico presenta la misma relación. Así el Nivel 1 puede recibir el nombre de Director General o Gerente General y el Nivel 2 el de Director o Gerente, pero en todos los casos el primero será el superior jerárquico inmediato del segundo. Los niveles utilizados en el modelo de cálculo son los siguientes:

Tabla 7.4- Estructura de costos salariales

Nivel	Función	Descripción
1	Director General	Ejecutivo máximo de la organización
2	Director	Ejecutivo a cargo de un área funcional o territorial
3	Gerente	Ejecutivo responsable por una de las unidades que componen un área funcional o territorial
4	Subgerente	Encargado por la administración de un conjunto de unidades funcionales
5	Jefe de Departamento	Encargado de asegurar la ejecución de las actividades correspondientes a una unidad funcional
6	Profesional	Ingeniero, Economista, Licenciado, o cualquier profesional de formación terciaria en ejercicio de su especialidad
7	Supervisor	Encargado de la supervisión directa de empleados administrativos
8	Empleado Administrativo	Empleados que desempeñan tareas administrativas
9	Capataz	Encargado de la supervisión directa de operarios que desempeñan tareas técnicas
10	Operario Electricista	operarios que desempeñan tareas técnicas

Los Costos Salariales utilizados son el promedio de los costos de cada uno de los niveles anteriores y comprenden todas las cargas atribuibles a la relación de dependencia, desde el salario básico hasta los vales de almuerzo, pasando por aguinaldo, horas extras a valores normales, vacaciones y premios anuales. Adicionalmente, se incluyen los elementos de protección personal, la capacitación para cada persona y los gastos relacionados con consultorios y exámenes médicos. Todos los costos fueron valorizados al 31 de diciembre de 2015.

Para la determinación del costo del personal contratado se utilizó como base de cálculo el convenio correspondiente a la tarea/actividad realizada.

7.4 COSTOS DE EXPLOTACIÓN COMERCIAL

La determinación de los costos trasladables a tarifas requiere, una vez determinados los cargos correspondientes a la mano de obra, incluir los restantes aspectos que conlleva la realización de las diferentes actividades relacionadas con la explotación de un área de concesión.

7. Gastos de explotación técnicos, comerciales y administrativos

La hoja costos comerciales calcula todos los gastos relacionados con las actividades de explotación comercial, que abarcan la atención a clientes, lectura, facturación, reparto, cobranza y gestión de la morosidad.

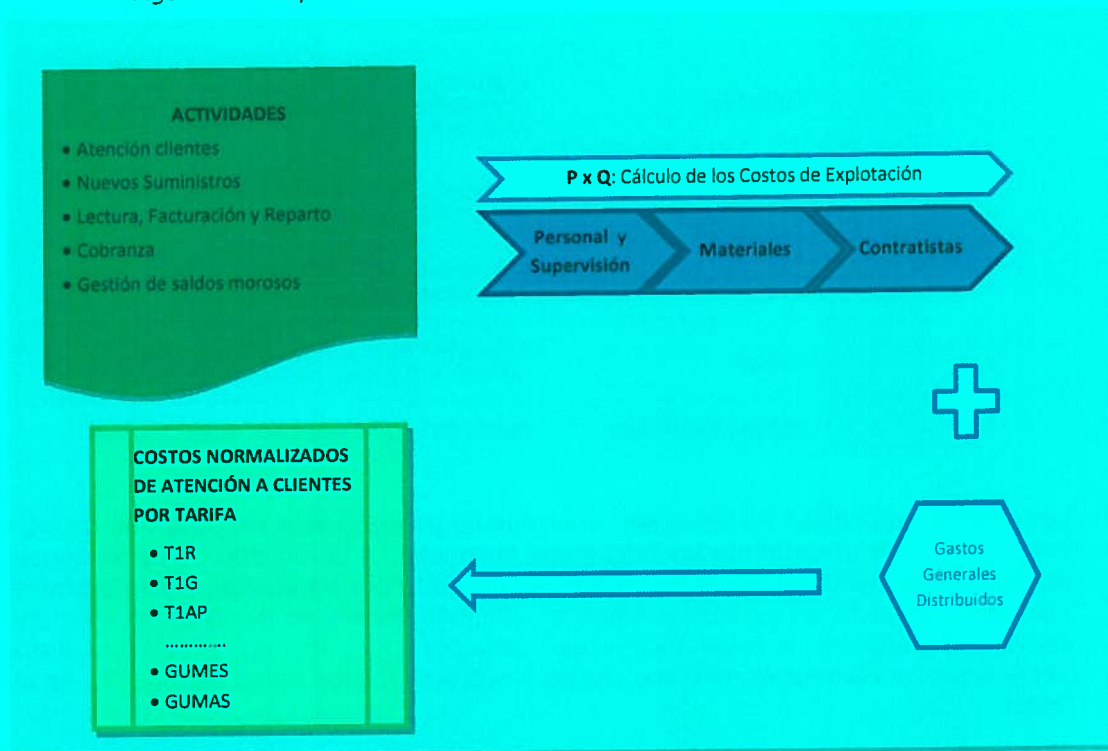
7.4.1 Estructura de la Hoja Costos Comerciales

La metodología de cálculo empleada para concebir esta hoja se aplica también en lo referente al cálculo de los costos de Distribución, razón por la cual las descripciones de este apartado son aplicables para explicar el funcionamiento de la hoja costos de O&M.

A. SECUENCIA DE CÁLCULO

En esta hoja se calculan los costos de explotación comercial que comprenden todas aquellas actividades relacionadas con el contacto con los clientes (reclamos, alta de clientes, conexiones, etc.), el proceso de generación de recursos (lectura, facturación, reparto, cobranza, gestión de saldos en mora, etc.), con el objetivo de poder asignarlos a los distintos procesos organizativos identificados como computables a efectos de su traslado a tarifas.

Figura 7.4–Esquemático de la secuencia de cálculo de costos comerciales



La hoja está dividida por los principales procesos que componen la organización comercial. Para cada uno de ellos se ha previsto tres salidas Personal, Materiales y Vehículos, y Servicios Contratados. Para la primera, se toman los valores directamente de la hoja dotación, en tanto que los otros dos se calculan combinando las distintas tareas identificadas dentro de los procesos con los costos que proporciona la BD. El cuadro de totales se presenta discriminado por tarifas en tres columnas cada una correspondiente a los anteriores ítems de gastos.



7. Gastos de explotación técnicos, comerciales y administrativos

B. DETERMINACIÓN DEL COSTO DE PERSONAL

Tal como se ha descripto, las cifras correspondientes tanto a la cantidad de empleados como a su costo se elaboran en la hoja dotación y de allí se toman para aplicarlas al proceso en el cual participan.

Los ítems en que se ha dividido el costo comercial se corresponden con los subprocesos que participan de ese proceso y que en definitiva determinan el cargo fijo que forma parte de la tarifa. El costo del subproceso está compuesto por la mano de obra propia, los materiales y vehículos, y los servicios contratados a terceros. El costo de la mano de obra propia se obtiene de la hoja de dotación, para ello se identifica al personal que participa en el proceso y se extraen los costos que le correspondan.

C. DETERMINACIÓN DEL COSTO DE SERVICIOS

Los servicios que insume la explotación comercial se toman de la información brindada por la BD de Materiales, O&M y Comercial, descripta en el **Anexo F** de este Informe. Pero antes de procesarla se requiere un paso previo a los efectos de adecuar los costos unitarios a lo cobrado por los contratistas que eventualmente pueden prestar el servicio.

El costo unitario de estos servicios se puede calcular de dos formas: la primera es tomando el precio que la distribuidora paga por un servicio similar y la segunda, utilizando la metodología de un contratista operando en su área de servicio según se describe en el **Anexo E** de este Informe. En este último caso se construye el valor de la prestación del contratista a partir de los elementos que componen una cuadrilla. Para ello se valoriza la cuadrilla típica para cada tipo de trabajo utilizando el convenio laboral de la rama correspondiente, y luego se le incorpora el costo de los vehículos y equipos utilizados en función del tiempo estimado en la BD para trabajos similares. Para completar el cálculo se consideran la vestimenta, elementos de seguridad, de señalización y herramientas menores. A la sumatoria de estos conceptos se los incrementa por el *mark-up* estimado para el contratista el que incluye gastos administrativos y utilidad.

La ecuación se completa con una decisión lógica, ya que si se ha informado cuánto cobra un contratista por cada inspección a clientes rurales, el modelo despreciará el cálculo y tomará el valor informado.

La determinación del Costo de Servicios se completa atendiendo la combinación de:

$$\text{Costo de Servicios} = \text{Acciones [unidades]} * \text{Costo Unitario de Servicios [$/unidad]} * \text{Contratista [\%]}$$

D. DETERMINACIÓN DEL COSTO DE MATERIALES

Los materiales se determinan con una metodología similar a la de los servicios contratados.

Los materiales también contienen el costo de vehículos. Como se explicó, a cada cuadrilla tipo le corresponde un determinado conjunto de vehículos que utilizan en su trabajo. El uso de los mismos está determinado en horas-año por unidad. Estimando la cantidad de horas de utilización, que puede tener cada tipo de unidad, se puede conocer cuántas se requieren para la operación. Asociado a cada una de las mismas hay un costo de mantenimiento, de combustible, de seguros e impuestos con el que se determina el costo por hora que está asociado a la tarea.

Para el cálculo de costos, los vehículos se han tipificado en pick-up 4x4, utilitario liviano, y demás unidades requeridas por las tareas de explotación técnica. El cálculo de costos se hace en función a una distancia media recorrida según un cálculo que toma en cuenta la localización de la base técnica y su distancia a las subestaciones de distribución. Los costos de movilidad se dividieron en consumo, mantenimiento, y seguros e impuestos. El consumo son los litros de combustible por km que requiere cada tipo de vehículo multiplicado por los

7. Gastos de explotación técnicos, comerciales y administrativos

km por año que circula el mismo. El mantenimiento se divide en: una previsión que es el 5% del costo del vehículo por año, tomado como un promedio donde los primeros años gastará menos que los últimos, más un recambio de cubiertas cada 32.000 km. Los seguros e impuestos están estimados en función del valor de la unidad y de acuerdo a las reglamentaciones locales aplicables. Todo el rubro combustible se cargó a materiales, en tanto que se consideró que solo el 40% del rubro mantenimiento eran repuestos, el resto se imputó como servicios de terceros en su totalidad puesto que no se prevé mano de obra propia para este rubro.

Tabla 7.5- Costos de vehículos

Costo anual	unidad	Vehículos							
		sedán	4x4	Camión	Hidro	Retrocav	Grúa 8/15t	Cano de Lavado	Utilitario
Valor	25%	[AR\$]	-	-	-	-	-	0,0	-
Recomdo		[km/año]	20.800	32.772	31.380	10.400	550	550	10.400
Consumo específico		[km/l]	10	8	5	5	12	12	5
Leasing		[ARS/año]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Consumo		[ARS/año]	31.852,7	52.170,4	79.927,1	26.489,5	84.053,3	84.053,3	26.489,5
Mantenimiento	5%	[ARS/año]	13.123,2	30.524,4	12.432,0	19.389,6	2.515,0	9.437,5	15.540,0
Cubiertas	[km] 32.000	[ARS/año]	3.089,0	11.855,4	22.702,9	15.048,5	2.728,0	2.728,0	7.524,2
Seguro e impuestos		[ARS/año]	13.123,2	30.524,4	12.432,0	19.389,6	2.515,0	9.437,5	15.540,0
Costo anual por unidad		[ARS/año]	61.188	125.075	127.494	80.317	91.811	105.656	65.094

Cabe destacar que el costo de vehículos puede incluir el valor de recuperación del capital a través de una fórmula de leasing si los mismos no están comprendidos en el VNR de la empresa o no incluirlo en caso contrario. En el caso de Edenor el costo de los vehículos está incluido en el VNR.

7.4.2 Costos Comerciales por Ítem de Gasto

La secuencia de cálculo presentada se repite para los ítems de costo seleccionados, para completar la presentación de la Hoja Costos Comerciales es necesario definir en detalle estos ítems, así como las actividades que los componen.

A. GASTOS GENERALES

Este ítem comprende aquellas erogaciones que sin tener incidencia directa en las operaciones hacen a la explotación. Para establecer un monto de Gastos Generales que fuesen trasladables a tarifas se analizaron los gastos de la Distribuidora alocados a este concepto a los efectos de establecer su razonabilidad y modificarlos de ser necesario.

Tabla 7.6- Gastos generales asociados a los costos comerciales

Rubro	unidad	costo anual
Gastos de Administración	[kAR\$/año]	69.618,7
Impuestos	[kAR\$/año]	62.073,8
Edificios	[kAR\$/año]	59.783,6
Informática	[kAR\$/año]	39.018,1
Otros	[kAR\$/año]	24.823,1
Total	[kAR\$/año]	255.317,3

Los Gastos de Administración abarcan el mantenimiento de los equipos comúnmente empleados en oficina, elementos e insumos de micro informática, papelería oficial de la empresa, entre otros. Asimismo, están incorporadas las actividades vinculadas con asuntos legales, control y auditoría, comunicación y planificación, entre otros.

7. Gastos de explotación técnicos, comerciales y administrativos

El ítem Impuestos incluye a los impuestos no trasladables como TERI, Seguridad e higiene y Transacciones Financieras.

Edificios forman parte del VNR no eléctrico. En este ítem se computa la limpieza y mantenimiento de los mismos, gastos de reparación y remodelación de todos los edificios, o porción de ellos, entendiéndose por remodelación que son aquellas erogaciones menores de carácter vegetativo en las que normalmente se incurre, ya que las modificaciones de cierta envergadura que pueden preverse se tratan como inversiones y se las planifica como tales.

Informática comprende el alquiler de líneas, servicios y equipos para señalización, medición y operación del sistema de transmisión. También incluye el tránsito de datos comerciales y el funcionamiento del correo electrónico. Las comunicaciones móviles engloban los servicios contratados y equipos alquilados para la comunicación con los equipos móviles.

Adicionalmente, se consideran los costos relacionados con el mantenimiento y procesamiento de las aplicaciones informáticas vinculadas con la gestión comercial.

Otros incluye a los servicios contratados de soporte profesional y a contratistas varios (encuestas, estudios de mercado, asesoramientos), reembolsos por los gastos generados por los desplazamientos efectuados por el personal del área Comercial, afiliaciones a diferentes Instituciones y la Tasa ENRE.

B. ATENCIÓN A CLIENTES

Con el nombre de Atención a Clientes se agrupan todas aquellas actividades que tienen contacto directo con los clientes, a los efectos de evacuar pedidos y resolver consultas, y se desarrollan básicamente en torno de las oficinas comerciales. Se ha identificado a estas actividades como Atención Clientes, propiamente dicha, atención de nuevos suministros y Call Center para atención de llamadas. El modelo admite la participación de servicios contratados en cualquiera de las actividades mencionadas. El servicio de atención telefónica es centralizado y recibe llamadas tanto de carácter comercial como técnico.

Asimismo, se consideran los requerimientos de atención al público establecidos por el ENRE en su última normativa.

Tabla 7.7- Costos de atención clientes

Costo del Personal Propio	unidad	costo anual del personal propio		
		Región 1	Región 2	Región 3
T1 R (residenciales)	[kARS/año]	99.362,1	87.907,5	71.588,7
T1 G (pequeñas demandas)	[kARS/año]	12.228,0	11.168,8	10.920,2
T1 AP (pequeñas demandas)	[kARS/año]	18,6	20,1	45,0
T2 <50 kW (medianas demandas)	[kARS/año]	10.431,0	7.881,8	6.816,8
T3 BT >50kW (grandes demandas)	[kARS/año]	1.616,9	1.452,3	1.172,2
T3 MT >50kW (grandes demandas)	[kARS/año]	232,7	269,7	346,1
T3 AT (grandes demandas)	[kARS/año]	0,0	0,0	0,0
GUMES (grandes demandas)	[kARS/año]	141,3	121,0	182,4
GUMAS (grandes demandas)	[kARS/año]	11,2	30,0	49,2
Personal	[kARS/año]	124.041,7	108.851,3	91.120,5

7. Gastos de explotación técnicos, comerciales y administrativos

Costo de Materiales y Vehículos	unidad	costo anual de materiales y vehículos		
		Región 1	Región 2	Región 3
T1 R (residenciales)	[kARS/año]	1.381,7	1.289,0	1.054,1
T1 G (pequeñas demandas)	[kARS/año]	170,0	163,8	160,8
T1 AP (pequeñas demandas)	[kARS/año]	0,3	0,3	0,7
T2 <50 kW (medianas demandas)	[kARS/año]	27,3	11,1	12,5
T3 BT >50kW (grandes demandas)	[kARS/año]	4,2	2,0	2,2
T3 MT >50kW (grandes demandas)	[kARS/año]	0,6	0,4	0,6
T RA en BT (riego agrícola)	[kARS/año]	0,0	0,0	0,0
GUMES (grandes demandas)	[kARS/año]	0,4	0,2	0,3
GUMAS (grandes demandas)	[kARS/año]	0,0	0,0	0,1
Materiales y vehículos	[kARS/año]	1.584,5	1.466,8	1.231,2

Costo de Servicios Contratados	unidad	costo anual del personal contratado		
		Región 1	Región 2	Región 3
T1 R (residenciales)	[kARS/año]	48.827,7	38.959,3	33.238,7
T1 G (pequeñas demandas)	[kARS/año]	6.009,0	4.949,9	5.070,3
T1 AP (pequeñas demandas)	[kARS/año]	9,1	8,9	20,9
T2 <50 kW (medianas demandas)	[kARS/año]	963,6	335,5	394,3
T3 BT >50kW (grandes demandas)	[kARS/año]	149,4	61,8	67,8
T3 MT >50kW (grandes demandas)	[kARS/año]	21,5	11,5	20,0
T3 AT (grandes demandas)	[kARS/año]	0,0	0,0	0,0
GUMES (grandes demandas)	[kARS/año]	13,1	5,2	10,5
GUMAS (grandes demandas)	[kARS/año]	1,0	1,3	2,8
Personal	[kARS/año]	55.994,3	44.333,3	38.825,4

C. LECTURA, FACTURACIÓN Y REPARTO

Las actividades de lectura, facturación e impresión, y reparto, están unidas ya que forman una cadena importante del proceso de generación de recursos, para las mismas la planificación, coordinación y control es común.

Los *cost-drivers* de este rubro son la frecuencia de lectura y la dispersión de los clientes. La primera está definida por la autoridad de aplicación junto con el cuadro tarifario, en tanto que la segunda es una característica del área de concesión. Para replicar la situación de Edenor se adoptaron las siguientes hipótesis:

- Lecturas bimestrales para Pequeñas Demandas y mensuales para Medianas y Grandes Demandas.
- Frecuencia de facturación e impresión, reparto y cobros: mensual
- Se continúa con el esquema actual de tercerización de las acciones comerciales (100%), considerando costos a diciembre 2015.

Con los elementos expuestos y los costos unitarios del servicio se calculan los costos totales.



7. Gastos de explotación técnicos, comerciales y administrativos

Tabla 7.8- Costos de lectura facturación y reparto

Costo del Personal Propio	unidad	costo anual del personal propio		
		Región 1	Región 2	Región 3
T1 R (residenciales)	[kARS/año]	35.085,3	27.994,3	23.883,8
T1 G (pequeñas demandas)	[kARS/año]	4.317,8	3.556,7	3.643,3
T1 AP (pequeñas demandas)	[kARS/año]	6,6	6,4	15,0
T2 <50 kW (medianas demandas)	[kARS/año]	692,4	241,1	283,4
T3 BT >50kW (grandes demandas)	[kARS/año]	107,3	44,4	48,7
T3 MT >50kW (grandes demandas)	[kARS/año]	15,4	8,2	14,4
T3 AT (grandes demandas)	[kARS/año]	0,0	0,0	0,0
GUMES (grandes demandas)	[kARS/año]	9,4	3,7	7,6
GUMAS (grandes demandas)	[kARS/año]	0,7	0,9	2,0
Personal	[kARS/año]	40.234,9	31.855,9	27.898,2

Costo de Materiales y Vehículos	unidad	costo anual de materiales y vehículos		
		Región 1	Región 2	Región 3
T1 R (residenciales)	[kARS/año]	7,41	5,91	5,04
T1 G (pequeñas demandas)	[kARS/año]	0,91	0,75	0,77
T1 AP (pequeñas demandas)	[kARS/año]	0,00	0,00	0,00
T2 <50 kW (medianas demandas)	[kARS/año]	0,15	0,05	0,06
T3 BT >50kW (grandes demandas)	[kARS/año]	0,02	0,01	0,01
T3 MT >50kW (grandes demandas)	[kARS/año]	0,00	0,00	0,00
T3 AT (grandes demandas)	[kARS/año]	0,00	0,00	0,00
GUMES (grandes demandas)	[kARS/año]	0,00	0,00	0,00
GUMAS (grandes demandas)	[kARS/año]	0,00	0,00	0,00
Materiales y vehículos	[kARS/año]	8,5	6,7	5,9

Costo de Servicios contratados	unidad	costo anual de servicios contratados		
		Región 1	Región 2	Región 3
T1 R (residenciales)	[kARS/año]	77.026,7	61.459,0	58.380,3
T1 G (pequeñas demandas)	[kARS/año]	9.479,3	7.808,5	7.998,4
T1 AP (pequeñas demandas)	[kARS/año]	14,4	14,1	33,0
T2 <50 kW (medianas demandas)	[kARS/año]	9.092,2	3.165,9	3.721,0
T3 BT >50kW (grandes demandas)	[kARS/año]	1.409,3	583,4	639,9
T3 MT >50kW (grandes demandas)	[kARS/año]	202,8	108,3	188,9
T3 AT (grandes demandas)	[kARS/año]	0,0	0,0	0,0
GUMES (grandes demandas)	[kARS/año]	123,2	48,6	99,5
GUMAS (grandes demandas)	[kARS/año]	9,7	12,0	26,9
Contratista	[kARS/año]	97.357,6	73.199,9	71.087,9

La lectura se tipificó en Pequeñas Demandas (Urbanos y Rurales), Medianas Demandas y Grandes Demandas, manejándose un precio diferencial para cada categoría.

Los costos del subproceso de facturación y reparto dependen fundamentalmente de la frecuencia con que se realice la facturación y reparto, y de la localización geográfica de los clientes. Como se dijo en el apartado anterior la primera depende de la normativa vigente en tanto que la segunda es una característica de la Distribuidora.

En este caso a los efectos de identificar los costos de Reparto el mismo se tipificó en Urbano y Rural. El primero tiene los costos y tipología de un reparto postal común en cualquier núcleo urbano, en tanto que el segundo es lo mismo, pero para un área rural.

D. COBRANZA

El modelo incluye distintos canales de cobranza y para cada uno de ellos se especifica la participación de la modalidad en el total de las facturas cobradas y el costo unitario de cada tipo. Este costo puede ser una comisión porcentual o un cargo fijo. Para procesar el primero

7. Gastos de explotación técnicos, comerciales y administrativos

se utiliza el monto facturado con impuestos en tanto que en el segundo caso se procede con la cantidad de facturas emitidas.

Tabla 7.9- Costos de cobranza

Costo del Personal Propio	unidad	costo anual del personal propio		
		Región 1	Región 2	Región 3
T1 R (residenciales)	[kAR\$/año]	28.496,1	25.740,9	20.804,2
T1 G (pequeñas demandas)	[kAR\$/año]	3.506,9	3.270,4	3.173,5
T1 AP (pequeñas demandas)	[kAR\$/año]	5,3	5,9	13,1
T2 <50 kW (medianas demandas)	[kAR\$/año]	562,3	221,7	246,8
T3 BT >50kW (grandes demandas)	[kAR\$/año]	87,2	40,8	42,4
T3 MT >50kW (grandes demandas)	[kAR\$/año]	12,5	7,6	12,5
T3 AT (grandes demandas)	[kAR\$/año]	0,0	0,0	0,0
GUMES (grandes demandas)	[kAR\$/año]	7,6	3,4	6,6
GUMAS (grandes demandas)	[kAR\$/año]	0,6	0,8	1,8
Personal	[kAR\$/año]	32.678,6	29.291,6	24.301,0

Costo de Servicios contratados	unidad	costo anual de servicios contratados		
		Región 1	Región 2	Región 3
T1 R (residenciales)	[kAR\$/año]	42.464,6	33.882,2	28.907,1
T1 G (pequeñas demandas)	[kAR\$/año]	5.225,9	4.304,8	4.409,5
T1 AP (pequeñas demandas)	[kAR\$/año]	7,9	7,8	18,2
T2 <50 kW (medianas demandas)	[kAR\$/año]	838,0	291,8	343,0
T3 BT >50kW (grandes demandas)	[kAR\$/año]	129,9	53,8	59,0
T3 MT >50kW (grandes demandas)	[kAR\$/año]	18,7	10,0	17,4
T3 AT (grandes demandas)	[kAR\$/año]	0,0	0,0	0,0
GUMES (grandes demandas)	[kAR\$/año]	11,4	4,5	9,2
GUMAS (grandes demandas)	[kAR\$/año]	0,9	1,1	2,5
Contratista	[kAR\$/año]	48.697,3	38.555,9	33.765,8

E. GESTIÓN DE LA MOROSIDAD

La gestión de cuentas en saldo deudor está prevista según un calendario rígido que comienza con el vencimiento de la factura y termina con la cobranza o baja definitiva.

Tal como fue concebido, el modelo parte del supuesto que, si al momento del vencimiento no se verifica la cancelación del mismo, se desencadena una serie de acciones en las que cada una incrementa la exigencia respecto de la anterior. Así, al vencimiento le sigue una intimación por escrito y luego suspensión, verificación, corte y baja definitiva y envío a pérdidas, este último en algunos casos se recupera por la vía del cobro judicial. El volumen de las acciones se define por fórmulas que reflejan la progresión que estadísticamente se verifica entre las mismas cuando son ejecutadas en forma estricta.

De acuerdo a los hábitos de pago mostrados por los clientes de la distribuidora se elaboró el siguiente perfil de acciones de cobranza expresado en porcentos de las facturas emitidas.

7. Gastos de explotación técnicos, comerciales y administrativos

Tabla 7.10- Perfil de acciones de cobranza

Accion	% de facturación
Intimaciones	11,75%
Suspensiones	1,29%
Verificaciones	0,69%
Cortes	0,31%
Rehabilitaciones	0,98%
Reconexiones	0,02%

Se prevé un incremento de actividad para dar cumplimiento a todas las acciones de morosidad necesarias al día de la fecha, cuya realización se definió ejecutar con personal contratado.

Tabla 7.11- Costos de gestión morosos

Costo del Personal Propio	unidad	costo anual de servicios contratados		
		Región 1	Región 2	Región 3
T1 R (residenciales)	[kAR\$/año]	88.706,9	66.879,4	60.593,0
T1 G (pequeñas demandas)	[kAR\$/año]	10.916,7	8.497,2	9.242,9
T1 AP (pequeñas demandas)	[kAR\$/año]	16,6	15,3	38,1
T2 <50 kW (medianas demandas)	[kAR\$/año]	2.122	676	864
T3 BT >50kW (grandes demandas)	[kAR\$/año]	88,5	38,3	47,3
T3 MT >50kW (grandes demandas)	[kAR\$/año]	12,7	7,1	14,0
T3 AT (grandes demandas)	[kAR\$/año]	0,0	0,0	0,0
GUMES (grandes demandas)	[kAR\$/año]	7,7	3,2	7,4
GUMAS (grandes demandas)	[kAR\$/año]	0,6	0,8	2,0
Personal	[kAR\$/año]	101.871,9	76.117,7	70.808,8

Costo de Materiales y Vehículos	unidad	costo anual de materiales y vehículos		
		Región 1	Región 2	Región 3
T1 R (residenciales)	[kAR\$/año]	13.943,0	9.829,3	8.442,6
T1 G (pequeñas demandas)	[kAR\$/año]	1.715,9	1.248,8	1.287,8
T1 AP (pequeñas demandas)	[kAR\$/año]	2,6	2,3	5,3
T2 <50 kW (medianas demandas)	[kAR\$/año]	327	98	116
T3 BT >50kW (grandes demandas)	[kAR\$/año]	38,9	15,7	17,2
T3 MT >50kW (grandes demandas)	[kAR\$/año]	5,6	2,9	5,1
T3 AT (grandes demandas)	[kAR\$/año]	0,0	0,0	0,0
GUMES (grandes demandas)	[kAR\$/año]	3,4	1,3	2,7
GUMAS (grandes demandas)	[kAR\$/año]	0,3	0,3	0,7
Materiales y vehículos	[kAR\$/año]	16.036,5	11.198,3	9.877,1

7. Gastos de explotación técnicos, comerciales y administrativos

Costo de Servicios contratados	unidad	costo anual de servicios contratados		
		Región 1	Región 2	Región 3
T1 R (residenciales)	[kARS/año]	302.725,5	215.083,2	183.523,2
T1 G (pequeñas demandas)	[kARS/año]	37.254,9	27.326,7	27.994,8
T1 AP (pequeñas demandas)	[kARS/año]	56,6	49,3	115,4
T2 <50 kW (medianas demandas)	[kARS/año]	7.752,8	2.321,0	2.728,2
T3 BT >50kW (grandes demandas)	[kARS/año]	12,2	5,6	6,1
T3 MT >50kW (grandes demandas)	[kARS/año]	1,8	1,0	1,8
T3 AT (grandes demandas)	[kARS/año]	0,0	0,0	0,0
GUMES (grandes demandas)	[kARS/año]	1,1	0,5	1,0
GUMAS (grandes demandas)	[kARS/año]	0,1	0,1	0,3
Contratista	[kARS/año]	347.805,0	244.787,4	214.370,8

El punto de partida de este encadenamiento de acciones, es la cantidad de clientes que no abonan su factura al vencimiento de la misma. Este número es igual a la totalidad de las intimaciones que debe emitir la distribuidora cada mes y a partir del cual se realizan las restantes acciones. El número de intimaciones se corresponde con los hábitos de pago de los clientes y su volumen tiene raíces tanto sociológicas como económicas, por ello debe ser tomado de la realidad. Las acciones que se requiere efectuar a partir del mismo son fruto del análisis de las prácticas más recomendables para mantener la disciplina de mercado y por ello se calculan por fórmulas.

El volumen de las acciones se calcula en bases mensuales y luego se las anualiza. Cada acción tiene un costo unitario que al combinarlo con el volumen de la misma permite estimar el costo de la gestión de la morosidad. En este caso la participación del contratista se va incrementando en forma proporcional a la disminución del personal propio dedicado a estas tareas.

7.4.3 Total Costos Normalizados de Explotación Comercial

A continuación, se incluye una tabla con el resumen del total de costos comerciales. Los valores correspondientes a cada subproceso incluyen los costos propios, mostrados anteriormente, más los gastos generales prorrateados entre todos los subprocesos.

Los costos se presentan discriminados por subproceso e ítem de costo en el cuadro siguiente.

Tabla 7.12- Costos totales de explotación comercial

Total Costos Normalizados por Actividad	Costo total de Explotación Comercial incluyendo Gastos Generales				
	unidad	Contratista	Materiales y vehículos	Personal	Total
Atención Clientes	[kARS/año]	193.663,2	5.718,2	324.013,5	523.394,9
Nuevos Suministros	[kARS/año]	2.799,7	73,7	24.008,5	26.881,9
Lectura, Facturación y Reparto	[kARS/año]	281.486,4	1.070,4	99.988,9	382.545,8
Cobranza	[kARS/año]	145.191,5	636,7	86.271,2	232.099,3
Gestión de la Morosidad	[kARS/año]	934.405,1	40.468,4	248.798,4	1.223.671,9
TOTAL	[kARS/año]	1.557.545,9	47.967,5	783.080,4	2.388.593,8

7.5 COSTOS DE EXPLOTACIÓN TÉCNICA

La hoja costos de Técnica calcula todos los gastos relacionados con las actividades de distribución, que abarcan la operación y mantenimiento de las redes de AT, MT, y BT y las acciones tendientes al recupero de energía.

7. Gastos de explotación técnicos, comerciales y administrativos

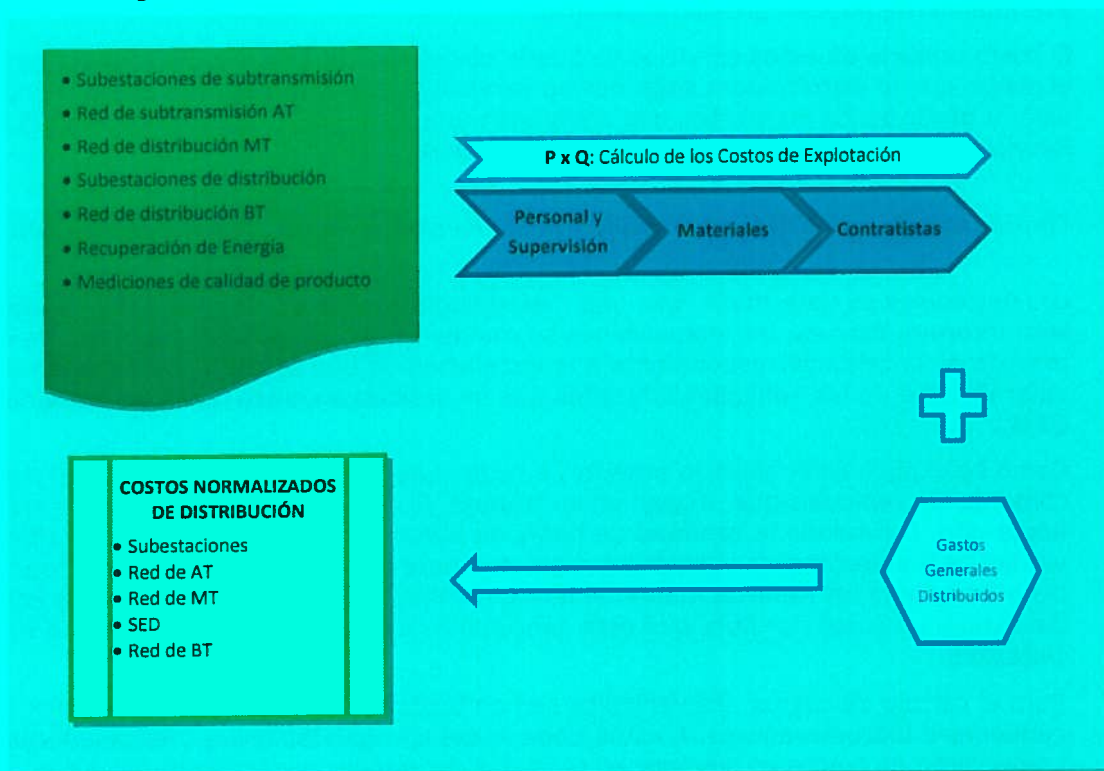
A. ESTRUCTURA DE LA HOJA COSTOS DE DISTRIBUCIÓN

La metodología de cálculo empleada es la misma que se utilizó en el caso de los Costos de Explotación Comercial, razón por la cual las descripciones de este apartado son similares a las efectuadas para explicar el funcionamiento de la Hoja Costos Comerciales.

B. SECUENCIA DE CÁLCULO

En esta hoja se calculan los costos de operación y mantenimiento técnico de las redes del sistema de distribución eléctrica (redes de media tensión, equipos de maniobra y protección, subestaciones de distribución MT/BT, redes de baja tensión e instalaciones de alumbrado público), de recuperación de energía y los costos de la organización técnica, con el objetivo de poder asignarlos a los segmentos de tensión reconocidos por la estructura tarifaria como computables a efectos de su traslado a tarifas.

Figura 7.5–Esquemático de la secuencia de cálculo de costos de distribución



La hoja está dividida por redes de distintos niveles de tensión. Para cada uno de ellos se ha previsto tres salidas; personal en relación de dependencia, materiales y vehículos, y servicios contratados a terceros. Para la primera se toman los valores directamente de la hoja dotación, en tanto que los otros dos se calculan combinando las instalaciones con los costos que proporciona la BD de ratios y materiales.

C. DETERMINACIÓN DEL COSTO DE PERSONAL

Tal como se ha descripto anteriormente, las cifras correspondientes tanto a la cantidad de empleados como a su costo se elaboran en la hoja dotación y de allí se toman para aplicarlas al proceso en el cual participan.

7. Gastos de explotación técnicos, comerciales y administrativos

Los ítems en que se ha dividido el costo de explotación técnica se corresponden con los subprocesos que participan de ese proceso y que en definitiva determinan el cargo variable de cada segmento tarifario. El costo del subproceso está compuesto por el de la mano de obra propia, los materiales y vehículos, y los servicios contratados a terceros.

El cálculo del costo salarial se hace por el grupo completo incluyendo el costo de la supervisión y la jefatura de Departamento. El valor obtenido se traslada a la hoja de costos de O&M como valor del personal propio. Si se diese el caso que estas tareas fuesen enteramente tercerizadas, el valor de la mano de obra correspondiente a los operarios sería cero, pero se mantendrían los costos de la supervisión y la jefatura.

D. DETERMINACIÓN DEL COSTO DE SERVICIOS

Los servicios que insume la operación y mantenimiento de las distintas instalaciones y las tareas de recuperación de energía se toman de la información brindada por la BD de O&M y Materiales, **Anexo F** de este Informe. Pero antes de procesarla se requiere un paso previo a los efectos de adecuar los costos unitarios a lo cobrado por los contratistas que eventualmente pueden prestar el servicio.

El costo unitario de estos servicios se puede calcular de dos formas, la primera es tomando el precio que la distribuidora paga por un servicio similar y la segunda es estimando su valor a partir de los elementos que componen una cuadrilla. La determinación del Costo de Servicios se completa atendiendo a combinación de:

$$\text{Costo de Servicios} = \text{Instalaciones [unidades]} * \text{Costo Unitario de Servicios [$/unidad]} * \text{Contratista [%]}$$

Los materiales se determinan con una metodología similar a la de Servicios, **Anexo E** de este Informe. Esto es, las instalaciones se multiplican por el consumo unitario de materiales tomado de la celda correspondiente a la instalación de que se trate, adicionando a este valor el costo de los vehículos utilizados que se prorratean entre todas las actividades de O&M.

Como se explicó en el capítulo anterior, a cada cuadrilla tipo le corresponde un determinado conjunto de vehículos que utilizan en su trabajo. El uso de los mismos está determinado en horas-año. Estimando la cantidad de horas de utilización que puede tener cada tipo de unidad se puede conocer cuantas se requieren para la operación. Asociado a cada una de las mismas hay un valor de mantenimiento, combustible, seguros e impuestos con el que se determina un costo por hora que está asociado a cada unidad y se extrae de la Hoja Dotación.

Para el cálculo de costos, los vehículos se han tipificado en sedan, utilitario, pick-up, camiones e hidroelevadores. A estos tipos se les agregan las grúas y excavadoras cuyo tratamiento de costos es siempre en términos de alquiler por hora de utilización. Para la estimación de los costos correspondientes a este rubro se adoptó una distancia media recorrida aplicable a distribuidoras con gran extensión de territorio y mediana clientela. Los costos de movilidad se dividieron en consumo, mantenimiento, y seguros e impuestos. El consumo son los litros de combustible por km que requiere cada tipo de vehículo multiplicado por los km por año que circula el mismo. El mantenimiento se divide en: una previsión que es el 5% del costo del vehículo por año, tomado como un promedio, donde los primeros años gastará menos que los últimos, más un recambio de cubiertas cada 32.000 km. Los seguros e impuestos están estimados en función del valor de la unidad. Todo el rubro combustible se cargó a materiales, en tanto que se consideró que solo el 40% del rubro mantenimiento eran repuestos, el resto se imputó con servicios de terceros en su totalidad puesto que no se prevé mano de obra propia para este rubro.

El costo de los vehículos y su correspondiente recuperación, a través de una fórmula de leasing, no se incluye ya que los mismos están comprendidos en el VNR de la empresa.

7. Gastos de explotación técnicos, comerciales y administrativos

7.5.2 Costos de Explotación Técnica por Ítem de Gasto

La secuencia de cálculo presentada se repite para los ítems de costo seleccionados. Para completar la presentación de la Hoja Costos de O&M es necesario definir en detalle estos ítems, así como las actividades que los componen.

A. GASTOS GENERALES

Este ítem comprende aquellas erogaciones que sin tener incidencia directa en las operaciones hacen a la explotación. Para establecer un monto de Gastos Generales que fuesen trasladables a tarifas se analizaron los gastos de la Distribuidora alocados a este concepto a los efectos de establecer su razonabilidad y modificarlos de ser necesario.

Tabla 7.13- Gastos generales asociados a los costos de explotación técnica

Rubro	unidad	costo anual
Gastos de Administración	[kAR\$/año]	196.936,9
Impuestos	[kAR\$/año]	494.713,8
Edificios	[kAR\$/año]	291.333,7
Informática	[kAR\$/año]	171.375,3
Otros	[kAR\$/año]	141.759,0
Total	[kAR\$/año]	1.296.118,8

Los Gastos de Administración abarcan el mantenimiento de los equipos comúnmente empleados en oficina, elementos e insumos de micro informática, papelería oficial de la empresa, entre otros. Asimismo, están incorporadas las actividades vinculadas con asuntos legales, control y auditoría, comunicación y planificación, entre otros.

El ítem Impuestos incluye a los impuestos no trasladables como TERI, Seguridad e higiene y Transacciones Financieras.

Edificios forman parte del VNR no eléctrico. En este ítem se computa la limpieza y mantenimiento de los mismos, gastos de reparación y remodelación de todos los edificios, o porción de ellos, entendiéndose por remodelación que son aquellas erogaciones menores de carácter vegetativo en las que normalmente se incurre, ya que las modificaciones de cierta envergadura que pueden preverse se tratan como inversiones y se las planifica como tales.

Informática comprende el alquiler de líneas, servicios y equipos para señalización, medición y operación del sistema de transmisión. También incluye el tránsito de datos técnicos y el funcionamiento del correo electrónico. Las comunicaciones móviles engloban los servicios contratados y equipos alquilados para la comunicación con los equipos móviles.

Adicionalmente, se consideran los costos relacionados con el mantenimiento y procesamiento de las aplicaciones informáticas vinculadas con la operación y mantenimiento y recuperación de energía.

Otros incluye a los servicios contratados de soporte profesional y a contratistas varios (estudios de mercado, asesoramientos), reembolsos por los gastos generados por los desplazamientos efectuados por el personal del área Técnica, afiliaciones a diferentes Instituciones y la Tasa ENRE.

7. Gastos de explotación técnicos, comerciales y administrativos

B. SUBESTACIONES DE TRANSFORMACIÓN

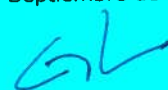
Se concibe a las Subestaciones de Transformación (SET), vinculadas a un Centro de Control por funciones de señalización, medición y mando, con un mínimo de supervisión local para la operación. Dentro de este esquema las subestaciones se tipificaron según su tamaño, en los módulos que son más comunes en Edenor. Los costos unitarios anuales se han obtenido de análisis estadísticos de instalaciones similares y se dividieron en materiales y mano de obra. Los materiales se cargan íntegramente a ese ítem, pero la mano de obra se discrimina entre la propia y contratada. El uso de grúa se proyectó por las horas de utilización.

Tabla 7.14- Costos de subestaciones de transformación

Costo del Personal Propio	unidad	costo anual personal propio
Urbano SET hasta 220 kV	[kAR\$/año]	13.627,1
Rural SET hasta 220 kV	[kAR\$/año]	9.537,4
Urbano SET hasta 132 kV	[kAR\$/año]	287.755,8
Rural SET hasta 132 kV	[kAR\$/año]	32.543,4
Personal en SE	[kAR\$/año]	343.463,8
Costo de Materiales y Vehículos	unidad	costo anual materiales
Urbano SET hasta 220 kV	[kAR\$/año]	1.251,3
Rural SET hasta 220 kV	[kAR\$/año]	637,7
Urbano SET hasta 132 kV	[kAR\$/año]	29.151,1
Rural SET hasta 132 kV	[kAR\$/año]	4.227,2
Total materiales y vehículos	[kAR\$/año]	35.267,3
Costo de Servicios Contratados	unidad	costo anual contratistas
Urbano SET hasta 220 kV	[kAR\$/año]	3.251,5
Rural SET hasta 220 kV	[kAR\$/año]	2.275,6
Urbano SET hasta 132 kV	[kAR\$/año]	68.659,3
Rural SET hasta 132 kV	[kAR\$/año]	7.765,0
Total contratistas	[kAR\$/año]	81.951,4

C. RED AT DE SUBTRANSMISIÓN

En el contexto de las exigencias de Calidad de Servicio asociadas a un área de concesión es recomendable la unificación de las decisiones y criterios que hagan a las maniobras en AT y MT, puesto que en determinadas emergencias se debe poder concentrar esfuerzos aprovechando todos los recursos disponibles. Las maniobras se hacen utilizando las facilidades para telecomandar, o apelando a la Guardia para los casos en que el automatismo no esté disponible. El mantenimiento preventivo está estructurado siguiendo la secuencia que marca inspecciones, programación de reparaciones, control, e historial de equipos; y el mismo se realiza sobre las instalaciones agrupadas por unidades.



7. Gastos de explotación técnicos, comerciales y administrativos

Tabla 7.15- Costos de red AT de subtransmisión

Costo del Personal Propio	unidad	costo anual personal propio
Urbana LAAT hasta 220 kV	[kAR\$/año]	315,3
Rural LAAT hasta 220 kV	[kAR\$/año]	2.032,2
Urbana CASAT hasta 220 kV	[kAR\$/año]	2.426,4
Urbana LAAT hasta 132 kV	[kAR\$/año]	11.197,0
Rural LAAT hasta 132 kV	[kAR\$/año]	8.828,0
Urbana CASAT hasta 132 kV	[kAR\$/año]	35.241,2
Personal en SE	[kAR\$/año]	60.040,0
Costo de Materiales y Vehículos	unidad	costo anual materiales
Urbana LAAT hasta 220 kV	[kAR\$/año]	38,8
Rural LAAT hasta 220 kV	[kAR\$/año]	286,5
Urbana CASAT hasta 220 kV	[kAR\$/año]	116,4
Urbana LAAT hasta 132 kV	[kAR\$/año]	1.384,7
Rural LAAT hasta 132 kV	[kAR\$/año]	980,9
Urbana CASAT hasta 132 kV	[kAR\$/año]	1.446,7
Total materiales y vehículos	[kAR\$/año]	4.254,0
Costo de Servicios Contratados	unidad	costo anual contratistas
Urbana LAAT hasta 220 kV	[kAR\$/año]	74,3
Rural LAAT hasta 220 kV	[kAR\$/año]	479,1
Urbana CASAT hasta 220 kV	[kAR\$/año]	572,0
Urbana LAAT hasta 132 kV	[kAR\$/año]	2.639,8
Rural LAAT hasta 132 kV	[kAR\$/año]	2.081,3
Urbana CASAT hasta 132 kV	[kAR\$/año]	8.308,4
Total servicios contratados	[kAR\$/año]	14.154,9

D. RED MT DE DISTRIBUCIÓN

La operación de la Red MT se concentra en el Centro de Control. Se ha considerado que como mínimo un centro requiere para su atención del accionar de varias personas por turno, estimando el número de las mismas teniendo en cuenta el tamaño de la distribuidora y asumiendo una correlación estadística entre el número de clientes y la complejidad de la red.

Las redes MT tienen una metodología de cálculo de sus costos de operación y mantenimiento idéntica a la de subestaciones y todas las consideraciones efectuadas en ese punto son aplicables para estos rubros. Los costos están abiertos en materiales y mano de obra indicándose cada año que porción de esta última se contrata a terceros.

7. Gastos de explotación técnicos, comerciales y administrativos

Tabla 7.16- Costos de red MT de distribución

Costo del Personal Propio	unidad	costo anual del personal propio		
		Región 1	Región 2	Región 3
Urbana LAMT hasta 33 kV desnuda	[kAR\$/año]	0,0	0,0	0,0
Urbana LAMT hasta 33 kV protegida	[kAR\$/año]	0,0	0,0	1.733,1
Rural LAMT hasta 33 kV desnuda	[kAR\$/año]	0,0	0,0	0,0
Rural LAMT hasta 33 kV protegida	[kAR\$/año]	0,0	10.826,6	9.678,0
Urbana CASMT hasta 33 kV	[kAR\$/año]	0,0	492,5	2.314,2
Urbana LAMT hasta 13.2 kV desnuda	[kAR\$/año]	0,0	0,0	0,0
Urbana LAMT hasta 13.2 kV protegida	[kAR\$/año]	6.883,1	45.421,1	67.537,0
Rural LAMT hasta 13.2 kV desnuda	[kAR\$/año]	0,0	0,0	0,0
Rural LAMT hasta 13.2 kV protegida	[kAR\$/año]	0,0	32.967,5	60.054,8
Urbana CASMT hasta 13.2 kV	[kAR\$/año]	53.159,8	25.377,9	35.390,7
Personal	[kAR\$/año]	60.043,0	115.085,6	176.707,9

Costo de Materiales y Vehículos	unidad	costo anual de materiales y vehículos		
		Región 1	Región 2	Región 3
Urbana LAMT hasta 33 kV desnuda	[kAR\$/año]	0,0	0,0	0,0
Urbana LAMT hasta 33 kV protegida	[kAR\$/año]	0,0	0,0	897,8
Rural LAMT hasta 33 kV desnuda	[kAR\$/año]	0,0	0,0	0,0
Rural LAMT hasta 33 kV protegida	[kAR\$/año]	0,0	1.528,0	568,8
Urbana CASMT hasta 33 kV	[kAR\$/año]	0,0	95,3	394,6
Urbana LAMT hasta 13.2 kV desnuda	[kAR\$/año]	0,0	0,0	0,0
Urbana LAMT hasta 13.2 kV protegida	[kAR\$/año]	3.873,5	25.394,4	29.065,6
Rural LAMT hasta 13.2 kV desnuda	[kAR\$/año]	0,0	0,0	0,0
Rural LAMT hasta 13.2 kV protegida	[kAR\$/año]	0,0	4.597,3	6.667,4
Urbana CASMT hasta 13.2 kV	[kAR\$/año]	10.781,1	5.086,1	6.205,1
Materiales y vehículos	[kAR\$/año]	14.654,7	36.701,0	43.799,3

Costo de Servicios Contratados	unidad	costo anual contratistas		
		Región 1	Región 2	Región 3
Urbana LAMT hasta 33 kV desnuda	[kAR\$/año]	0,0	0,0	0,0
Urbana LAMT hasta 33 kV protegida	[kAR\$/año]	0,0	0,0	558,7
Rural LAMT hasta 33 kV desnuda	[kAR\$/año]	0,0	0,0	0,0
Rural LAMT hasta 33 kV protegida	[kAR\$/año]	0,0	3.431,8	3.097,5
Urbana CASMT hasta 33 kV	[kAR\$/año]	0,0	155,9	742,5
Urbana LAMT hasta 13.2 kV desnuda	[kAR\$/año]	0,0	0,0	0,0
Urbana LAMT hasta 13.2 kV protegida	[kAR\$/año]	2.260,0	14.820,5	21.800,1
Rural LAMT hasta 13.2 kV desnuda	[kAR\$/año]	0,0	0,0	0,0
Rural LAMT hasta 13.2 kV protegida	[kAR\$/año]	0,0	10.325,3	19.135,0
Urbana CASMT hasta 13.2 kV	[kAR\$/año]	17.614,8	8.316,8	11.369,7
Contratistas en Red MT	[kAR\$/año]	19.874,8	37.050,2	56.703,6

E. SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN

Los costos correspondientes a la Subestaciones de Distribución (SED) comprenden Subestaciones a Nivel o Subterráneas (Centros y Cámaras), y Subestaciones Aéreas (Plataformas). Como práctica de mantenimiento se ha considerado el perfilaje y limpieza en los Centros y Cámaras y la medición de cargas y extracción de muestras de aceite de los transformadores para análisis cromatográfico.

7. Gastos de explotación técnicos, comerciales y administrativos

Tabla 7.17- Costos de subestaciones de distribución

Costo del Personal Propio	unidad	costo anual del personal propio		
		Región 1	Región 2	Región 3
Urbano SED Monoposte hasta 33 kV	[kARS/año]	0,0	0,0	17,4
Urbano SED Biposte hasta 33 kV	[kARS/año]	0,0	1,7	97,8
Urbano SED Cámaras a nivel hasta 33 kV	[kARS/año]	0,0	0,0	139,3
Urbano SED Subterráneas hasta 33 kV	[kARS/año]	0,0	0,0	2,4
Rural SED Monoposte hasta 33 kV	[kARS/año]	0,0	46,6	55,3
Rural SED Biposte hasta 33 kV	[kARS/año]	0,0	25,5	75,1
Rural SED Cámaras a nivel hasta 33 kV	[kARS/año]	0,0	9,8	25,4
Urbano SED Monoposte hasta 13,2 kV	[kARS/año]	101,1	989,9	1 314,1
Urbano SED Biposte hasta 13,2 kV	[kARS/año]	1.658,4	3 722,0	4 392,2
Urbano SED Cámaras a nivel hasta 13,2 kV	[kARS/año]	2.222,0	746,0	1 422,5
Urbano SED Subterráneas hasta 13,2 kV	[kARS/año]	1 937,7	157,0	264,8
Rural SED Monoposte hasta 13,2 kV	[kARS/año]	0,0	901,7	969,3
Rural SED Biposte hasta 13,2 kV	[kARS/año]	0,0	249,4	342,1
Rural SED Cámaras a nivel hasta 13,2 kV	[kARS/año]	0,0	43,6	170,7
Personal	[kARS/año]	5 919,1	6 893,3	9 288,2

Costo de Materiales y Vehículos	unidad	costo anual de materiales y vehículos		
		Región 1	Región 2	Región 3
Urbano SED Monoposte hasta 33 kV	[kARS/año]	0,0	0,0	10,0
Urbano SED Biposte hasta 33 kV	[kARS/año]	0,0	0,7	38,8
Urbano SED Cámaras a nivel hasta 33 kV	[kARS/año]	0,0	0,0	61,2
Urbano SED Subterráneas hasta 33 kV	[kARS/año]	0,0	0,0	0,5
Rural SED Monoposte hasta 33 kV	[kARS/año]	0,0	13,4	0,3
Rural SED Biposte hasta 33 kV	[kARS/año]	0,0	6,7	0,5
Rural SED Cámaras a nivel hasta 33 kV	[kARS/año]	0,0	4,2	0,2
Urbano SED Monoposte hasta 13,2 kV	[kARS/año]	59,5	576,7	596,0
Urbano SED Biposte hasta 13,2 kV	[kARS/año]	683,3	1.517,2	1 397,2
Urbano SED Cámaras a nivel hasta 13,2 kV	[kARS/año]	1.004,5	333,7	576,1
Urbano SED Subterráneas hasta 13,2 kV	[kARS/año]	880,1	70,1	110,4
Rural SED Monoposte hasta 13,2 kV	[kARS/año]	0,0	263,8	230,7
Rural SED Biposte hasta 13,2 kV	[kARS/año]	0,0	67,6	43,1
Rural SED Cámaras a nivel hasta 13,2 kV	[kARS/año]	0,0	19,3	56,7
Materiales y vehículos	[kARS/año]	2 627,3	2 873,4	3 121,8

Costo de Servicios contratados	unidad	costo anual contratistas		
		Región 1	Región 2	Región 3
Urbano SED Monoposte hasta 33 kV	[kARS/año]	0,0	0,0	5,5
Urbano SED Biposte hasta 33 kV	[kARS/año]	0,0	0,3	30,9
Urbano SED Cámaras a nivel hasta 33 kV	[kARS/año]	0,0	0,0	43,9
Urbano SED Subterráneas hasta 33 kV	[kARS/año]	0,0	0,0	0,8
Rural SED Monoposte hasta 33 kV	[kARS/año]	0,0	8,5	17,3
Rural SED Biposte hasta 33 kV	[kARS/año]	0,0	4,7	23,5
Rural SED Cámaras a nivel hasta 33 kV	[kARS/año]	0,0	1,8	8,0
Urbano SED Monoposte hasta 13,2 kV	[kARS/año]	32,6	181,3	415,2
Urbano SED Biposte hasta 13,2 kV	[kARS/año]	534,8	681,6	1 388,3
Urbano SED Cámaras a nivel hasta 13,2 kV	[kARS/año]	721,5	136,6	447,6
Urbano SED Subterráneas hasta 13,2 kV	[kARS/año]	632,1	28,7	83,3
Rural SED Monoposte hasta 13,2 kV	[kARS/año]	0,0	165,1	302,1
Rural SED Biposte hasta 13,2 kV	[kARS/año]	0,0	45,7	106,8
Rural SED Cámaras a nivel hasta 13,2 kV	[kARS/año]	0,0	8,0	53,2
Contratista	[kARS/año]	1 920,9	1 262,4	2 926,3

7. Gastos de explotación técnicos, comerciales y administrativos

F. RED BT DE DISTRIBUCIÓN

Este rubro comprende el mantenimiento de redes y la guardia de reclamos.

Mantenimiento de redes: El equipo de trabajo tiene como tarea el mantenimiento preventivo que admite una programación anticipada, que puede ser cancelada para atender las emergencias de mantenimiento correctivo. Al igual que en los rubros anteriores los costos unitarios anuales se han obtenido sobre la base de instalaciones ya que el empleo de mano de obra tiene una correlación fuerte con la dimensión de las instalaciones que atienden. Los costos, como en todos los casos, se dividieron en los rubros de personal, materiales y vehículos, y servicios contratados.

Guardia de reclamos: El mantenimiento de redes de BT se completa con la Guardia de Reclamos. El equipo de asistencia técnica atiende todos los llamados por fallas en el suministro. Los problemas en el interior de la vivienda/propiedad no son responsabilidad de la Distribuidora. Los reclamos se programan con un orden de prelación que tiene en cuenta la posición del móvil y la urgencia o riesgos asociados.

Tabla 7.18- Costos de red BT de distribución

Costo del Personal Propio	unidad	costo anual del personal propio		
		Región 1	Región 2	Región 3
Urbana LABT Desnuda	[kARS/año]	27.292	48.180	39.789
Urbana LABT Preensamblada	[kARS/año]	88.868	212.155	231.573
Urbana CASBT	[kARS/año]	188.838	22.978	136.142
Rural LABT Desnuda	[kARS/año]	0	4.571	6.772
Rural LABT Preensamblada	[kARS/año]	0	10.066	30.065
Guardia de Reclamos	[kARS/año]	91.182	69.443	67.084
Personal en Red BT	[kARS/año]	396.180,0	367.392,4	511.425,7

Costo de Materiales y Vehículos	unidad	costo anual de materiales y vehículos		
		Región 1	Región 2	Región 3
Urbana LABT Desnuda	[kARS/año]	16.692,6	29.302,4	19.580,0
Urbana LABT Preensamblada	[kARS/año]	54.523,4	128.931,6	106.512,5
Urbana CASBT	[kARS/año]	66.608,9	7.971,6	42.294,8
Rural LABT Desnuda	[kARS/año]	0,0	2.669,1	1.403,5
Rural LABT Preensamblada	[kARS/año]	0,0	5.878,2	7.564,1
Guardia de Reclamos	[kARS/año]	553,3	401,5	428,2
Materiales y vehículos	[kARS/año]	138.378,1	175.154,4	177.783,2

Costo de Servicios contratados	unidad	costo anual contratistas		
		Región 1	Región 2	Región 3
Urbana LABT Desnuda	[kARS/año]	8.550	15.013	12.296
Urbana LABT Preensamblada	[kARS/año]	27.927	66.056	71.585
Urbana CASBT	[kARS/año]	60.320	7.222	41.742
Rural LABT Desnuda	[kARS/año]	0	1.367	2.068
Rural LABT Preensamblada	[kARS/año]	0	3.012	9.176
Guardia de Reclamos	[kARS/año]	28.987	21.626	20.727
Contratista en Red BT	[kARS/año]	125.783,4	114.295,9	157.594,9

G. MEDICIONES DE CALIDAD DE PRODUCTO

Las mediciones de seguimiento de calidad de producto se estimaron aplicando un algoritmo de interpolación que toma como referencia el cálculo de la muestra para una población de 1 millón de clientes con una confianza de 1,96 y un error del 5%.



7. Gastos de explotación técnicos, comerciales y administrativos

Tabla 7.19- Mediciones de calidad de producto en régimen permanente

Acciones de calidad de servicio	unidad	total/año
Mediciones de Tensión por año	[#]	4.440
Mediciones de Flicker por año	[#]	222

Sin embargo, de acuerdo con normativas emitidas recientemente por el regulador estos volúmenes fueron incrementados en un 40% para los Años 1 y 2 de periodo tarifario, resultando los valores que se presentan en la Tabla 7.20.

Tabla 7.20- Mediciones de calidad de producto los 2 primeros años

Acciones de calidad de servicio	unidad	total/año
Mediciones de Tensión por año	[#]	6.216
Mediciones de Flicker por año	[#]	311

La mano de obra de este ítem se realiza totalmente con mano de obra contratada, y es de carácter indirecto y por consiguiente forma parte de los costos de supervisión y apoyo que pasan a engrosar las tareas de O&M directas.

Tabla 7.21- Costos de mediciones de calidad de producto para el primer año

Costo de Servicios Contratados	unidad	costo anual contratistas
Mediciones de Tensión por año	[kAR\$/año]	13.669,0
Mediciones de Flicker por año	[kAR\$/año]	2.250,0
Contratista en Red BT	[kAR\$/año]	15.919,0

H. RECUPERACIÓN DE ENERGÍA

La Inspección de los suministros se hace a través de verificaciones mediante las cuales se establece la condición de la acometida, la instalación y de la medición, con el objetivo de identificar situaciones antirreglamentarias. Una vez individualizados cuales son los clientes en condición irregular la cuadrilla se encarga de su normalización. La normalización de usuarios clandestinos requiere el tendido de redes y se la trata como una inversión. En cambio, la normalización de clientes con conexiones directas recibe el tratamiento de un costo y por consiguiente se incluye en este rubro.

Tabla 7.22- Costos de recuperación de energía

Costo del Personal Propio	unidad	costo anual del personal propio		
		Región 1	Región 2	Región 3
T1 R (residenciales)	[kAR\$/año]	106.484,5	75.539,4	68.911,1
T1 G (pequeñas demandas)	[kAR\$/año]	13.104,5	9.597,4	10.511,7
T1 AP (pequeñas demandas)	[kAR\$/año]	19,9	17,3	43,3
T2 <50 kW (medianas demandas)	[kAR\$/año]	6.080,3	1.819,8	2.350,8
T3 BT >50kW (grandes demandas)	[kAR\$/año]	3.417,1	1.366,0	1.661,3
T3 MT >50kW (grandes demandas)	[kAR\$/año]	491,7	253,7	490,5
T3 AT (grandes demandas)	[kAR\$/año]	0,0	0,0	0,0
GUMES (grandes demandas)	[kAR\$/año]	298,6	113,8	258,5
GUMAS (grandes demandas)	[kAR\$/año]	23,6	28,2	69,7
Personal	[kAR\$/año]	129.920,1	88.735,6	84.297,0



7. Gastos de explotación técnicos, comerciales y administrativos

Costo de Materiales y Vehículos	unidad	costo anual de materiales y vehículos		
		Región 1	Región 2	Región 3
T1 R (residenciales)	[kARS/año]	33 922,8	23 609,7	20 240,9
T1 G (pequeñas demandas)	[kARS/año]	4 174,7	2 999,7	3 087,6
T1 AP (pequeñas demandas)	[kARS/año]	6,3	5,4	12,7
T2 <50 kW (medianas demandas)	[kARS/año]	2 526,4	744,0	878,2
T3 BT >50kW (grandes demandas)	[kARS/año]	1 094,6	437,8	482,8
T3 MT >50kW (grandes demandas)	[kARS/año]	157,5	81,3	142,5
T3 AT (grandes demandas)	[kARS/año]	0,0	0,0	0,0
GUMES (grandes demandas)	[kARS/año]	95,7	36,5	75,1
GUMAS (grandes demandas)	[kARS/año]	7,6	9,0	20,3
Materiales y vehículos	[kARS/año]	41 985,6	27 923,4	24 940,1

Costo de Servicios contratados	unidad	costo anual de servicios contratados		
		Región 1	Región 2	Región 3
T1 R (residenciales)	[kARS/año]	225 351,7	156 802,8	133 778,7
T1 G (pequeñas demandas)	[kARS/año]	27 732,9	19 922,1	20 406,7
T1 AP (pequeñas demandas)	[kARS/año]	42,1	35,9	84,1
T2 <50 kW (medianas demandas)	[kARS/año]	13 127,0	3 865,1	4 542,8
T3 BT >50kW (grandes demandas)	[kARS/año]	0,0	0,0	0,0
T3 MT >50kW (grandes demandas)	[kARS/año]	0,0	0,0	0,0
T3 AT (grandes demandas)	[kARS/año]	0,0	0,0	0,0
GUMES (grandes demandas)	[kARS/año]	0,0	0,0	0,0
GUMAS (grandes demandas)	[kARS/año]	0,0	0,0	0,0
Contratista	[kARS/año]	266 253,7	180 626,0	158 812,4

Los clientes bajo inspección se calculan a partir de la clientela total de la Distribuidora: La metodología considerada prevé que los clientes sean inspeccionados con una frecuencia que depende de su actitud de agresión a las instalaciones y de la importancia del mismo medido en su capacidad de demanda. El modelo considera una situación de pérdidas de energía excepcional como consecuencia de la falta de acción sobre este tipo de anomalías ocurrida en el pasado reciente producto del retraso tarifario. En consecuencia, se planificaron un conjunto de acciones de shock para atacar dichas pérdidas.

El costo de la actividad se calcula multiplicando el número de inspecciones y normalizaciones por el costo unitario de cada tarea.

7.5.3 Total Costos Normalizados de Explotación Técnica

A continuación, se incluye una tabla con el resumen del total de costos de explotación técnica. Los valores correspondientes a cada instalación incluyen los costos propios, mostrados anteriormente, más los gastos generales prorrateados entre todos los subprocesos.

Tabla 7.23- Costos totales de explotación técnica

Posición	unidad	Costo total de O&M incluyendo Gastos Generales			
		Contratista	Materiales y vehículos	Personal	Total
Subestaciones	[kARS/año]	219 388	37 294	343 464	600 146
Red de Transmisión en AT	[kARS/año]	37 559	4 599	60 040	102 198
Trabajos con Tensión sobre Redes AT y MT	[kARS/año]	8 930	524	29 540	38 994
Red de Distribución en MT	[kARS/año]	280 880	97 621	351 836	730 337
Subestaciones de Distribución	[kARS/año]	17 098	8 785	22 101	47 983
Red de Distribución en BT	[kARS/año]	1 043 263	500 835	1 274 998	2 819 095
Recuperación de Energía	[kARS/año]	905 067	99 263	302 953	1 307 283
TOTAL	[kARS/año]	2 512 184	748 920	2 384 932	5 646 036

7. Gastos de explotación técnicos, comerciales y administrativos

7.6 RESULTADOS

El cálculo realizado tiene como objetivo la determinación de los gastos de explotación técnicos, comerciales y administrativos verificables en una distribuidora, sujeta a estándares internacionales, operando en el área de concesión de Edenor. Esta metodología lleva a establecer los costos razonables susceptibles de traslado a los consumidores a través de tarifas. Los resultados obtenidos se resumen en la Tabla que se introduce a continuación.

Tabla 7.24- Gastos de explotación técnicos, comerciales y administrativos con VNR Real

Resultados	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Costo Total [miles AR\$]	8.012.410	8.034.630	7.909.416	7.794.386	7.724.981	7.562.102
Costo Total / cliente [AR\$/cliente]	2.825	2.833	2.788	2.748	2.723	2.666

El Modelo desarrollado para la determinación de los gastos de explotación técnicos, comerciales y administrativos estima y valoriza los recursos necesarios para la operación de la Distribuidora. La estimación de los costos de explotación eficientes se realizó en forma anual, a partir de la red real e incorporando en cada año las instalaciones necesarias para alcanzar la calidad de servicio.

El cálculo se desarrolló bajo las siguientes pautas:

- Cálculos a moneda constante
- Clientes correspondientes a 2015 constantes para todos los años
- Gastos Generales correspondientes a 2015 constantes para todos los años
- Instalaciones correspondientes a 2015 incorporando en cada año las necesarias para alcanzar la calidad de servicio requerida
- Disminución de las intervenciones de mantenimiento correctivo
- Crecimiento de las intervenciones previstas para mantenimiento preventivo
- Disminución de las acciones previstas para la recuperación de energía

7. Gastos de explotación técnicos, comerciales y administrativos

Tabla 7.25- Pautas de cálculo para los costos de explotación

Resultados	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Factor evolución correctivo	1,28	1,28	1,28	1,21	1,19	1,00
Factor evolución preventivo	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	1,00
Inspecciones T1 %	25%	25%	23%	22%	20%	19%
Inspecciones T2 %	50%	50%	50%	50%	50%	50%
Inspecciones T3 %	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Normalizaciones T1 (acciones exitosas)	23%	23%	16%	15%	15%	15%
Normalizaciones T2 (acciones exitosas)	10%	10%	10%	10%	10%	10%
Normalizaciones T3 (acciones exitosas)	5%	5%	5%	5%	5%	5%

Los cálculos se desarrollaron para los cinco años del periodo tarifario y los resultados detallados por actividad se exponen a continuación.

Tabla 7.26- Costos totales de explotación Año 0 – VNR Real

Resultado Año 0				
Actividad	SySE 000 \$	Materiales 000 \$	Personal 000 \$	Total 000 \$
Explotación Comercial	1.557.546	47.902	783.010	2.388.459
Atención Clientes	193.644	5.668	323.867	523.179
Nuevos Suministros	2.799	74	23.997	26.870
Lectura, Facturación y Reparto	281.478	1.070	99.891	382.439
Cobranza	145.188	637	86.232	232.057
Gestión de Saldos Morosos	934.438	40.454	249.023	1.223.915
Explotación Técnica	2.499.261	745.820	2.378.870	5.623.951
Subestaciones	213.926	36.461	336.685	587.073
Red de Transmisión en AT	37.222	4.583	59.798	101.603
TCT sobre Redes MT	8.941	522	29.426	38.889
Red de Transmisión en MT	276.110	96.364	348.367	720.841
Subestaciones de Distribución	16.835	8.658	21.880	47.373
Red de Distribución en BT	1.039.563	499.981	1.279.517	2.819.061
Recuperación de Energía (técnica)	906.663	99.251	303.197	1.309.110
Total	4.056.806	793.723	3.161.881	8.012.410



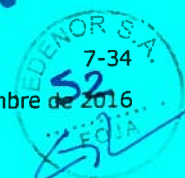
7. Gastos de explotación técnicos, comerciales y administrativos

Tabla 7.27- Costos totales de explotación Año 1 – VNR Real

Resultado Año 1				
Actividad	SySE 000 \$	Materiales 000 \$	Personal 000 \$	Total 000 \$
Explotación Comercial	1.557.546	47.967	783.080	2.388.594
Atención Clientes	193.663	5.718	324.013	523.395
Nuevos Suministros	2.800	74	24.008	26.882
Lectura, Facturación y Reparto	281.486	1.070	99.989	382.546
Cobranza	145.191	637	86.271	232.099
Gestión de Saldos Morosos	934.405	40.468	248.798	1.223.672
Explotación Técnica	2.512.184	748.920	2.384.932	5.646.036
Subestaciones	219.388	37.294	343.464	600.146
Red de Transmisión en AT	37.559	4.599	60.040	102.198
TCT sobre Redes MT	8.930	524	29.540	38.994
Red de Transmisión en MT	280.880	97.621	351.836	730.337
Subestaciones de Distribución	17.098	8.785	22.101	47.983
Red de Distribución en BT	1.043.263	500.835	1.274.998	2.819.095
Recuperación de Energía (técnica)	905.067	99.263	302.953	1.307.283
Total	4.069.730	796.888	3.168.013	8.034.630

Tabla 7.28- Costos totales de explotación Año 2 – VNR Real

Resultado Año 2				
Actividad	SySE 000 \$	Materiales 000 \$	Personal 000 \$	Total 000 \$
Explotación Comercial	1.557.546	47.800	759.538	2.364.884
Atención Clientes	194.309	5.558	324.468	524.335
Nuevos Suministros	2.835	75	24.043	26.952
Lectura, Facturación y Reparto	281.370	1.067	95.205	377.642
Cobranza	145.478	644	86.394	232.515
Gestión de Saldos Morosos	933.555	40.455	229.430	1.203.439



7. Gastos de explotación técnicos, comerciales y administrativos

Explotación Técnica	2.416.478	724.261	2.403.793	5.544.532
Subestaciones	236.638	39.825	368.336	644.800
Red de Transmisión en AT	38.450	4.670	61.033	104.153
TCT sobre Redes MT	9.367	532	30.270	40.169
Red de Transmisión en MT	288.974	99.218	362.268	750.461
Subestaciones de Distribución	17.609	8.916	22.708	49.233
Red de Distribución en BT	1.057.849	501.975	1.292.990	2.852.814
Recuperación de Energía (técnica)	767.589	69.124	266.189	1.102.902
Total	3.974.024	772.061	3.163.331	7.909.416

Tabla 7.29- Costos totales de explotación Año 3 – VNR Real

Resultado Año 3				
Actividad	SySE 000 \$	Materiales 000 \$	Personal 000 \$	Total 000 \$
Explotación Comercial	1.557.546	47.807	756.953	2.362.306
Atención Clientes	194.380	5.545	324.520	524.446
Nuevos Suministros	2.839	75	24.046	26.960
Lectura, Facturación y Reparto	281.310	1.066	94.288	376.664
Cobranza	145.509	645	86.408	232.562
Gestión de Saldos Morosos	933.507	40.477	227.691	1.201.674
Explotación Técnica	2.330.484	696.495	2.405.101	5.432.080
Subestaciones	236.873	39.497	381.164	657.533
Red de Transmisión en AT	38.045	4.552	62.371	104.968
TCT sobre Redes MT	9.705	540	30.672	40.917
Red de Transmisión en MT	281.773	96.523	366.940	745.236
Subestaciones de Distribución	17.240	8.677	22.920	48.837
Red de Distribución en BT	1.014.829	483.614	1.284.170	2.782.614
Recuperación de Energía (técnica)	732.019	63.092	256.864	1.051.974
Total	3.888.030	744.302	3.162.054	7.794.386

GL



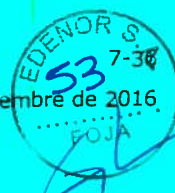
7. Gastos de explotación técnicos, comerciales y administrativos

Tabla 7.30- Costos totales de explotación Año 4 – VNR Real

Resultado Año 4				
Actividad	SySE 000 \$	Materiales 000 \$	Personal 000 \$	Total 000 \$
Explotación Comercial	1.557.546	47.786	754.040	2.359.372
Atención Clientes	194.459	5.525	324.556	524.540
Nuevos Suministros	2.843	75	24.049	26.967
Lectura, Facturación y Reparto	281.219	1.063	93.049	375.331
Cobranza	145.544	646	86.417	232.608
Gestión de Saldos Morosos	933.480	40.477	225.968	1.199.925
Explotación Técnica	2.269.871	687.839	2.407.899	5.365.609
Subestaciones	237.062	39.339	384.533	660.934
Red de Transmisión en AT	38.291	4.536	63.357	106.184
TCT sobre Redes MT	9.927	544	30.870	41.342
Red de Transmisión en MT	284.228	96.876	374.883	755.987
Subestaciones de Distribución	17.413	8.704	23.364	49.481
Red de Distribución en BT	1.009.106	479.532	1.291.695	2.780.333
Recuperación de Energía (técnica)	673.843	58.307	239.197	971.348
Total	3.827.417	735.625	3.161.939	7.724.981

Tabla 7.31- Costos totales de explotación Año 5 – VNR Real

Resultado Año 5				
Reexpresado en Pesos a la paridad del 30-12-15				
Actividad	SySE 000 \$	Materiales 000 \$	Personal 000 \$	Total 000 \$
Explotación Comercial	1.557.546	47.824	756.993	2.362.364
Atención Clientes	194.381	5.517	324.566	524.464
Nuevos Suministros	2.839	75	24.050	26.964
Lectura, Facturación y Reparto	281.127	1.061	92.745	374.934
Cobranza	145.510	645	86.420	232.575
Gestión de Saldos Morosos	933.688	40.527	229.212	1.203.426



7. Gastos de explotación técnicos, comerciales y administrativos

Explotación Técnica	2.154.952	639.956	2.404.831	5.199.739
Subestaciones	216.905	33.835	371.621	622.361
Red de Transmisión en AT	39.242	4.283	68.656	112.181
TCT sobre Redes MT	11.504	578	34.345	46.426
Red de Transmisión en MT	275.732	90.091	390.556	756.378
Subestaciones de Distribución	17.022	8.143	24.204	49.369
Red de Distribución en BT	940.952	447.407	1.280.497	2.668.857
Recuperación de Energía (técnica)	653.596	55.619	234.952	944.167
Total	3.712.498	687.780	3.161.824	7.562.102

