



CAPACIDADES DE
LA INDUSTRIA EN
RELACIÓN A LA
**DEMANDA
ESTIMADA**
PARA EL PERÍODO
2016-2025

ESTUDIO DE LAS
CAPACIDADES Y
DESAFÍOS DEL SECTOR
ELÉCTRICO NACIONAL
EN RELACIÓN A LAS
NECESIDADES DE
INFRAESTRUCTURA

28

CAPACIDADES DE LA INDUSTRIA
EN RELACIÓN A LA
DEMANDA ESTIMADA
PARA EL PERÍODO 2016-2025

Área de Pensamiento Estratégico
Diciembre 2016

**ESTUDIO DE LAS CAPACIDADES Y DESAFÍOS DEL SECTOR ELÉCTRICO NACIONAL
EN RELACIÓN A LAS NECESIDADES DE INFRAESTRUCTURA**
Cámara Argentina de la Construcción

AUTORES

Dr. Alberto Del Rosso
Ing. Andrés Ghia

DISEÑO GRÁFICO Y ARMADO

Bottino, Pamela
Galilea, Juan Manuel

Del Rosso, Alberto

Estudio de las capacidades y desafíos del sector eléctrico nacional en relación a las necesidades de infraestructura / Alberto Del Rosso ; Andres Ghia. - 1a ed. - Ciudad Autónoma de Buenos Aires : FODECO, 2017.

49 p. ; 30 x 21 cm. - (Capacidades de la industria en relación a la demanda estimada para el período 2016-2025. 4 / Marcela De Luca; Néstor Fernando Giorgi ; 28)

ISBN 978-987-4401-31-1

1. Electricidad. 2. Infraestructuras. 3. Estudio. I. Ghia, Andres
II. Título
CDD 354.49

Esta edición se terminó de imprimir en Gráfica TCM,
Murguiondo 2160 – Ciudad de Buenos Aires, Argentina,
En el mes de Noviembre de 2017

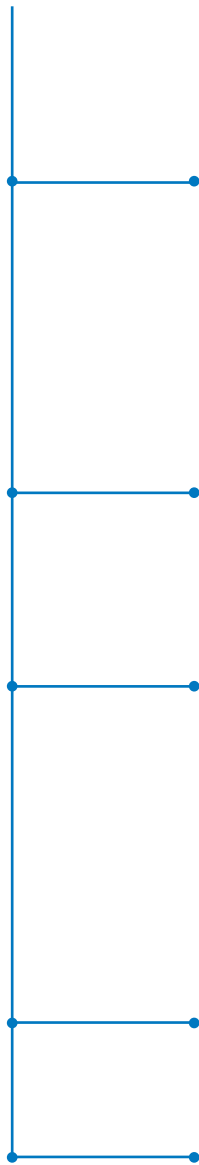
1era. edición – Noviembre 2017 / 150 ejemplares

Ninguna parte de esta publicación, incluido el diseño de la cubierta, puede ser reproducida, almacenada o transmitida en manera alguna ni por ningún medio, ya sea electrónico, químico, óptico, de grabación o de fotocopia sin previo permiso escrito del editor.



ESTUDIO DE LAS CAPACIDADES Y DESAFÍOS DEL SECTOR ELÉCTRICO NACIONAL EN RELACIÓN A LAS NECESIDADES DE INFRAESTRUCTURA

CONTENIDOS



1/

PG 07 - RESUMEN EJECUTIVO

PG 10 - INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS DEL TRABAJO

PG 13 - SITUACIÓN DE LA GENERACIÓN

PG 13 -1.1/ DEMANDA DE ENERGÍA

PG 14 -1.2/ DEMANDA DE POTENCIA

PG 14 -1.3/ CUBRIMIENTO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA

PG 15 -1.4/ CUBRIMIENTO DE LA DEMANDA DE POTENCIA

PG 17 -1.5/ PLANES DE AMPLIACION DE LA GENERACIÓN

PG 18 -1.6/ CONCLUSIONES SOBRE LA SITUACIÓN DE LA GENERACIÓN

2/

PG 19 - SITUACIÓN DE LA TRANSMISIÓN

PG 21 -2.1/ INVERSIONES PROPUESTAS POR LAS EMPRESAS DE TRANSMISIÓN

PG 24 -2.2/ CONCLUSIONES SOBRE LA SITUACIÓN DE LA TRANSMISIÓN

3/

PG 25 - SITUACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN

PG 25 -3.1/ SITUACIÓN GENERAL – PLANES DE INVERSIÓN

PG 28 -3.2/ PÉRDIDAS

PG 31 -3.3/ CLIENTES

PG 32 -3.4/ CURVAS DE EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA Y REDES

PG 36 -3.5/ CALIDAD

PG 36 -3.6/ COBERTURA

PG 37 -3.7/ CONCLUSIONES SOBRE LA SITUACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN

4/

PG 39 - CONCLUSIONES

5/

PG 41 - REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS



RESUMEN EJECUTIVO

El objetivo del sector eléctrico de un país, es asegurar la provisión de electricidad a todos los usuarios, en forma segura, confiable, a un costo razonable y con mínimo impacto sobre el medio ambiente. Si bien el sistema eléctrico nacional es un sistema maduro, con alta cobertura y características de operación aceptable, se considera que van a ser necesario considerables niveles de inversión para adecuar el mismo, de modo tal de satisfacer esos requerimientos en el mediano y largo plazo, en consonancia con los incrementos de la demanda y expectativas de crecimiento del sector.

En base a esto, el objetivo de este trabajo es analizar y caracterizar los desafíos que enfrenta el sector eléctrico nacional y evaluar las perspectivas de inversión necesarias para permitir una adecuada respuesta a esos requerimientos. El análisis se enfoca en aspectos técnicos globales desde el punto de vista de la infraestructura eléctrica, sin ahondar en detalles sobre la planificación y el desarrollo de políticas sectoriales.

Tal como se desprende de la justificación del Decreto de emergencia energética (Decreto 134/2015) y de la información sectorial, el sistema de generación presenta un déficit que debe ser atendido, en el mediano, largo y corto plazo. El sistema no presenta niveles de reserva adecuados, y tal situación se agravará en los próximos años si no se ejecutan las obras de ampliación necesarias. Desde el Ministerio de Energía se han tomado acciones significativas para morigerar las deficiencias de la generación en el corto plazo, así como acciones tendientes al largo plazo y para diversificar la matriz energética. Las adjudicaciones de generación renovable son medidas importantes en este aspecto. Sin embargo, su impacto para aumentar la capacidad del sistema de generación es limitado, por lo que el sistema eléctrico va seguir dependiendo fundamentalmente de la generación convencional, con una gran participación de la generación de origen térmico.

En general, las empresas de transporte eléctrico concuerdan en que ha habido una falta considerable de inversión en los últimos 15 años, lo que ha llevado en algunos casos a una situación crítica en cuanto al estado de los activos. Con motivo de la Revisión Tarifaria del Servicio Público de Transporte de Energía Eléctrica convocada por el Ente Nacional Regulador de Electricidad (ENRE) en 2016, las empresas de transporte elaboraron planes detallados de las inversiones necesarias en los próximos cinco años, comprendiendo el periodo 2017-2021. Según esos planes, el monto total para inversiones en los próximos cinco años correspondiente a las empresas que prestan el servicio de transporte de distribución troncal asciende a USD 485 millones de dólares. En la mayoría de los casos, los mayores montos de inversión, están relacionados con el reemplazo y adecuación de equipos por obsolescencia. Cabe destacar que estas inversiones no

incluyen las obras de ampliación de las redes de transporte en 500 kV, necesarias para evacuar la generación prevista de incorporar en los próximos años.

El área de la Distribución de la Energía se puede decir que es una de las que más ha sufrido la falta de inversión de los últimos años, afectando la calidad en cuanto a la cobertura del servicio en los momentos de mayor demanda, como en el tiempo en la reposición del servicio, con largos tiempos para la reposición del servicio.

La cobertura eléctrica del país con valores cercanos al 98%, habla de que es uno de los países de la región con más compromiso en cuanto a llevar el servicio eléctrico hasta lo más lejos de su geografía.

Las revisiones tarifarias de las empresas distribuidoras han mostrado un claro interés en sus planes de invertir en expansión, calidad de sus redes y capacidades de transformación. El mayor Valor Agregado de Distribución (VAD) se traspasará a la tarifa que finalmente paga el usuario por el servicio eléctrico.

Se tenderá a una mayor modernización de las instalaciones, a la compra de lámparas LED y artefactos domésticos modernos clase A, que tienen menos consumo y mejor rendimiento por hora de uso.

Las pérdidas han evolucionado hacia niveles demasiado elevados, demostrando que las empresas debido al bajo nivel de tarifa y falta de incentivo, no han invertido en la disminución de las mismas. Con el reconocimiento de mayores inversiones en esta área, se espera que las empresas emprendan campañas de reconocimiento y disminución de las pérdidas, redundando en una mejora de la optimización del servicio y evitando subsidios cruzados por este factor distorsivo.

Las conclusiones finales sobre el estudio de investigación realizada, da como resultado que el sector eléctrico en particular estará beneficiado en sus tres áreas de generación, transporte y distribución con las políticas sectoriales adoptadas recientemente.

El sector de generación recibirá mayores actores, debido al ingreso del mercado competitivo de los denominados Renovables, que se espera incentive aún más la incorporación de generación renovable, con todos los beneficios que la misma aporta a los usuarios del sistema eléctrico y al conjunto de la sociedad. Resulta claro que si bien se espera un incremento importante de las renovables, no va a ser suficiente para abastecer el mercado, por lo que el Estado también ha tomado políticas de incentivo y ha llamado a los generadores a participar de proyectos térmicos para optimizar y ampliar sus instalaciones con el objeto de incrementar la oferta de generación y mejorar la eficiencia del sistema.

El sector de transporte de energía también ha comenzado a moverse para asegurar el abastecimiento al usuario final, extendiendo sus redes de alta tensión conforme al plan del gobierno

e invirtiendo en calidad, modernización, recambio por obsolescencia, renovación tecnológica y comunicaciones para mejorar la reposición del servicio ante fallas en el sistema.

En el sector de distribución se han planteado mejoras en los niveles de inversión y control de las pérdidas que redundarán en una mejor calidad del servicio al cliente final.

Se espera que las tarifas al usuario final experimenten subas importantes en los próximos años, lo cual se debe a dos motivos fundamentales: la quita de subsidios a los combustibles fósiles por parte del Estado Nacional, y el aumento esperado del VAD, según se plantea en las revisiones tarifarias de las empresas de distribución, el cual incluye un fuerte componente de inversión en mejoras y modernización de la redes. Esto puede dar lugar a señales económicas para un uso más racional y responsable del servicio y la incorporación de equipamiento e instalaciones más eficientes por parte de los usuarios.

En general puede decirse que el sector eléctrico nacional está experimentando un dinamismo importante. Se ha realizado una introspectiva global por parte de los principales actores del sector, con un diagnóstico integral de la situación, y el diseño e implementación de planes de acción tendientes a reducir los riesgos asociados a la falta de inversión y déficit de gestión, y a la gradual normalización del sector.

INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS DEL TRABAJO

El objetivo del sector eléctrico de un país, se puede decir en términos generales, es asegurar la provisión de electricidad a todos los usuarios, en forma segura, confiable, a un costo razonable y con mínimo impacto sobre el medio ambiente.

Si bien el sistema eléctrico nacional es un sistema maduro, con alta cobertura y características de operación aceptable, se considera que van a ser necesario considerables niveles de inversión para adecuar el mismo, de modo tal de satisfacer esos requerimientos en el mediano y largo plazo, en consonancia con los incrementos de la demanda y expectativas de crecimiento del sector.

Los objetivos de desarrollo del sector deberán tender a la ampliación de la generación y modernización de las redes de transmisión y distribución para mantener una infraestructura confiable y segura que satisfaga la demanda eléctrica de manera económicamente eficiente y sustentable, y que facilite la incorporación de: nuevas tecnologías que promuevan la reducción de costos del sector eléctrico, energía limpia, recursos de generación y almacenamiento distribuido, y una mayor interacción con el usuario final.

Entre los desafíos y necesidades que enfrenta el desarrollo del sector eléctrico nacional se pueden mencionar los siguientes:

- Necesidad de ampliar el parque de generación para satisfacer la demanda de sistema eléctrico nacional y cumplir con los objetivos de energías renovables y diversificación de la matriz energética planteada.
- Necesidad de promover el uso eficiente de la energía, así como el aprovechamiento de fuentes renovables, mediante la adopción de nuevas tecnologías y la implementación de mejores prácticas.
- Mantener, modernizar y rehabilitar la infraestructura eléctrica para optimizar la operación del sistema, y reducir el costo total de provisión del servicio eléctrico.
- Ampliar y modernizar la infraestructura de transmisión y distribución para hacer frente a las mayores exigencias que traen aparejado la incorporación de grandes volúmenes de generación renovable.

- Desarrollar la distribución de electricidad con calidad, reduciendo las pérdidas en el suministro y aumentando la cobertura del servicio.
- Ampliar el grado de electrificación para beneficiar a localidades de bajo nivel de energético, así como localidades rurales y aisladas.
- Diseñar y desarrollar programas y acciones que propicien el uso eficiente de la energía en procesos y actividades de la cadena productiva.

Cabe destacar como antecedente que en respuesta a las condiciones del sector eléctrico en los últimos años, en el año 2015 se promulgó el Decreto 134/2015 que declaró en emergencia al sector eléctrico nacional hasta el 31 de diciembre de 2017, e instruyó al Ministerio de Energía y Mina para que elabore un programa de acciones necesarias en relación a los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica de jurisdicción nacional, con el fin de adecuar la calidad del suministro eléctrico, garantizando la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicas adecuadas. El decreto señala entre las condiciones críticas del sistema eléctrico:

- El nivel de confiabilidad del parque de generación térmica convencional, que, afectado por su antigüedad y gestión, limita la disponibilidad a valores del orden del SETENTA POR CIENTO (70%) de la potencia térmica instalada, por debajo de los estándares internacionales de la industria;
- Los bajos niveles de reserva operativa;
- Los riesgos de suministro de combustible;
- Y el estado de las redes de transmisión y distribución.

En base a lo anterior, el objetivo de este trabajo es analizar y caracterizar los desafíos que enfrenta el sector eléctrico nacional y evaluar las perspectivas de inversión necesarias para permitir una adecuada respuesta a esos requerimientos.

El análisis se enfoca en aspectos técnicos globales desde el punto de vista de la infraestructura eléctrica, sin ahondar en detalles sobre la planificación y el desarrollo de políticas sectoriales.

Para realizar el diagnóstico de la situación del sistema en relación con las necesidades de infraestructura y modernización, se consideran indicadores y criterios que de alguna manera reflejan las propiedades y rasgos del sistema bajo análisis. Se analiza el impacto de las acciones derivadas del Decreto 134/2015.

En particular, se considerarán los siguientes criterios:

- **Necesidad de ampliación de la generación:** Para esto se realiza una actualización de las proyecciones de demanda y planteos de planes de generación elaborados en estudios anteriores, Se consideran los nuevos planes y políticas sobre el desarrollo de energías renovables y diversificación de la matriz energética.
- **Adecuación y ampliación de las redes de transmisión y distribución:** Se analiza la situación actual de las redes y los planes de expansión previstos por las empresas del sector.
- **Pérdidas y eficiencias de las redes:** Se analizan los niveles de pérdidas técnicas y no técnicas (robo, deficiencias en la medición y facturación), y se discute medidas posibles para mejorar dichos niveles, por ejemplo, con la incorporación de medidores inteligentes.
- **Confiabilidad y calidad de potencia:** Se analizarán los niveles de confiabilidad y calidad de potencia y se hará una comparación con estándares internacionales para detectar deficiencias.
- **Obsolescencia de la infraestructura:** Es común en los sistemas eléctricos que haya componentes en operación que se encuentran muy cercanos o incluso que hayan superado su vida útil esperada. Por lo general los componentes no se reemplazan solo porque hayan cumplido los años de servicio esperado, sino por falla o porque debido a su condición, la operación del mismo supone un riesgo considerable o inminente tanto para la seguridad de las instalaciones como para la confiabilidad del sistema.

1/ SITUACIÓN DE LA GENERACIÓN

En estudios anteriores realizados por los consultores se hizo un análisis detallado sobre los requerimientos de inversión en los sistemas de generación y transmisión en el largo plazo, para los cual se llevó a cabo una proyección de las principales variables del sistema, en particular demanda de energía y potencia, así como un relevamiento exhaustivo de proyectos de generación y expansión de las redes [1]. Este trabajo no pretende ser una actualización completa de los estudios de proyección y planificación anteriores, sino que se enfoca en ciertos aspectos que revelan las necesidades del sistema en el corto plazo.

1.1/ DEMANDA DE ENERGÍA

El Gráfico 1 muestra la demanda de energía del sistema eléctrico nacional desde el año 1994 hasta el 2016 inclusive. Los datos de demanda son obtenidos del último informe anual del mercado eléctrico mayorista elaborado por CAMMESA, correspondiente al año 2016 [2].

La demanda es originada por agentes propios del mercado eléctrico mayorista (MEM), como ser empresas Distribuidoras, Grandes Usuarios Mayores (GUMA), Grandes Usuarios Menores (GUME), Grandes Usuarios Particulares (GUPA). La demanda mostrada en el Gráfico N°1 no incluye otras fuentes de consumo de energía, tales como las centrales hidráulicas de bombeo, pérdidas en los sistemas de transmisión y por consumos propios, que corresponde mayoritariamente a los

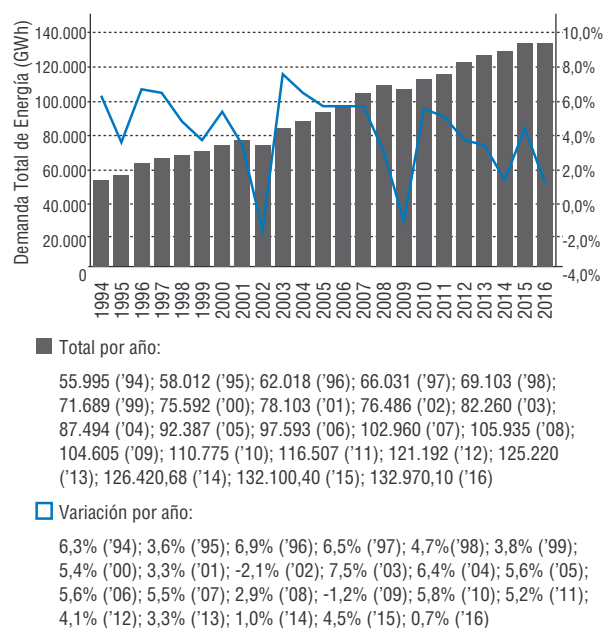


Gráfico N/1: Evolución de la Demanda Anual de Energía – Fuente CAMMESA Informe Anual 2016

consumos necesarios para las instalaciones del sistema, y las demandas de exportación con los países vecinos.

Tal como se describe en el informe de referencia [1], la demanda eléctrica ha tenido un crecimiento sostenido en la mayor parte de este periodo, excepto por dos situaciones particulares ocurridas; la primera de ellas en el periodo 2001–2002, producto de la crisis económica del país, la segunda se da en el año 2009, donde debido a la crisis económica global se registró una caída significativa del nivel de actividad, provocando una disminución sostenida de la demanda, especialmente de la industrial. En el año 2014 la demanda no se incrementó respecto al año anterior, y posteriormente en 2015 se produce una recuperación de la tasa de crecimiento. No obstante ello, el nivel de crecimiento en el año 2016 vuelve a ser bajo, presentando un crecimiento de solo 0,7% con respecto al valor registrado en 2015. Si se toma el promedio de los últimos 5 años, se observa que el crecimiento interanual de la demanda de energía ha sido de alrededor del 3%.

1.2/ DEMANDA DE POTENCIA

El Gráfico N°2 muestra la variación de la potencia máxima de demanda anual para el periodo 1994-2016. La información sobre la demanda de potencia máxima es esencial para definir los requerimientos de capacidad del sistema eléctrico. En efecto, es necesario dotar al sistema de las instalaciones adecuadas para hacer frente a este valor máximo de potencia de demanda, aun cuando la misma ocurra solo por algunas horas al año. Los máximos requerimientos de potencia simultánea han ido evolucionando en forma anual a lo largo de la serie estudiada, tal como se muestra el Gráfico N°2. La demanda de potencia ha presentado un crecimiento positivo casi permanente, excepto para el año 2002, y el año 2015 donde presentó una ligera disminución comparado con el año anterior.

También se observa que la tasa de variación anual tiene una forma de diente de sierra deformado, y que obedece su perfil a una combinación de variables. Una es por ejemplo las características del clima a las cual fue sometida la demanda durante el año. Según CAMMESA, el máximo histórico de demanda del sistema nacional se registró el 24 de febrero de 2017, con un valor de potencia de 25,628 MW. La variación promedio de la demanda máxima para el periodo 1994-2016 es de 4,5%.

1.3/ CUBRIMIENTO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA

El Gráfico N° 3, confeccionada en base a datos del informe anual de CAMMESA correspondiente al año 2016, muestra la energía anual generada por tipo de generación para el periodo

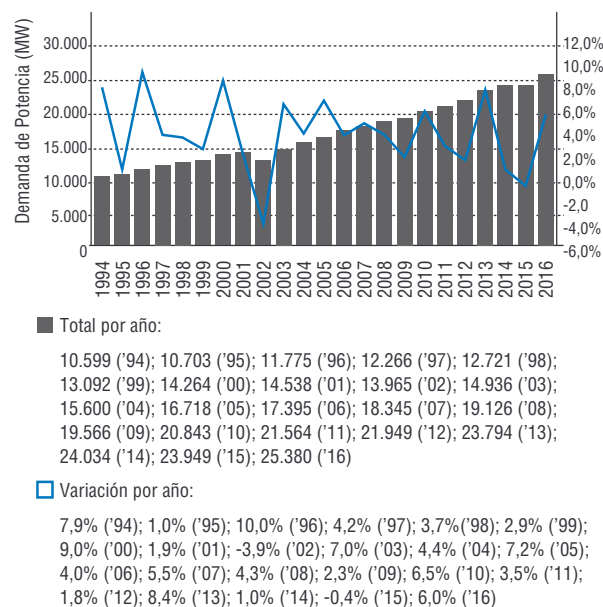


Gráfico N/2: Potencia Máxima Bruta Anual – Fuente CAMMESA Informe Anual 2016

1994-2016. El Gráfico N° 4 muestra el cubrimiento de la demanda por tipo de generación. Se observa en los Gráficos N°3 y N°4, como en los últimos años se ha hecho más preponderante la generación térmica frente a la hidráulica.

En efecto, la generación térmica convencional en los primeros años de este periodo representaba alrededor del 45% de la generación total, mientras que el año 2012 superó el 65%, con un leve retroceso en los años posteriores, y volviendo a aumentar en 2016 hasta el 65,4%. El aporte de las energías renovables del tipo eólica y solar fotovoltaica sigue siendo muy bajo.

1.4/ CUBRIMIENTO DE LA DEMANDA DE POTENCIA

La potencia instalada por región y por tipo de generación al 31/12/2016 es la que se presenta en la Tabla N°1 en MW de capacidad instalada. La potencia instalada es la suma de la potencia efectiva de los agentes generadores, cogeneradores y autogeneradores.

El significado de las abreviaciones y siglas en la Tabla N°1 es el siguiente:

- TV = Turbo Vapor,
- TG = Turbo Gas,
- CC = Ciclo Combinado de Turbo Gas + Vapor,
- DI = Motores Diésel,
- TER = Térmicos,
- NU = Nuclear,
- HID = Hidráulico,

De la Tabla N°1 se ve que el 32 % de la potencia instalada es de origen hidráulico y que el 61 % corresponde a térmica convencional. Del 7% restante, el 5 % corresponde a térmico-nuclear, el 2% a generación renovable, la cual incluye solar, eólica, hidráulica de baja potencia y biogás.

La disponibilidad total de potencia en el año 2016 fue de alrededor del 80,7%, según se muestra en la Tabla N°2. La disponibilidad total de potencia en los últimos 5 años se ha mantenido alrededor del 80% (2012- 79%, 2013 -79%, 2014 - 79%, 2015 - 81%, 2016 - 79,3%), mientras que la disponibilidad térmica ha variado entre el 70% y el 74% en el mismo periodo. Debe notarse que los valores de potencia instalada por tipo de tecnología difieren de los presentados en la Tabla 1, debido a que los valores de esa tabla corresponden a la situación en mayo de 2017.

Si se considera un crecimiento interanual de la potencia máxi-

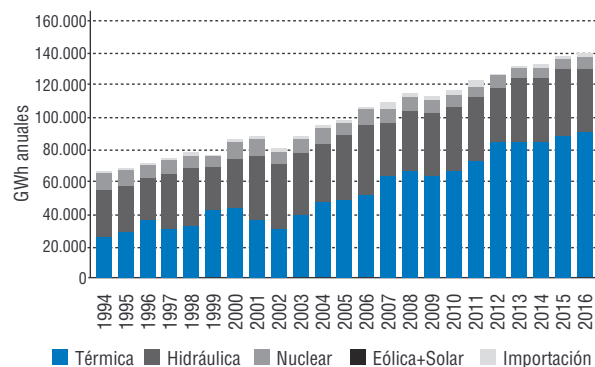


Gráfico N/3: Generación Anual por Tipo – Fuente CAMMESA Informe Anual 2016

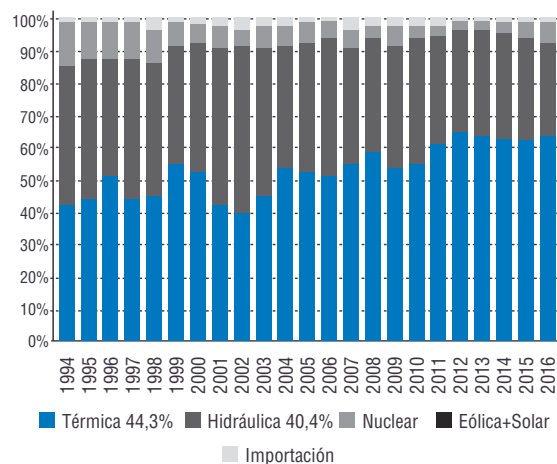


Gráfico N/4: Cubrimiento de la Demanda de Energía por Tipo de Generación - Fuente CAMMESA.

REGIÓN	Térmico				Total Térmico	Hidráulica	Nuclear	Solar	Hidro			Biogas	Renovable Total	Total
	TV	TG	CC	DI					Eólica	<=50MW				
CUY	120	90	374	0	584	957	0	8	0	172	0	180	1.721	
COM	0	314	1.282	92	1.688	4.725	0	0	0	37	0	37	6.450	
NOA	261	626	1.245	301	2.433	101	0	0	58	118	0	176	2.710	
CEN	200	671	534	101	1.506	802	648	0	0	116	0	116	3.072	
GBA-LIT-BAS	3.870	3.507	6.020	501	13.898	945	1.107	0	0	0	17	17	15.967	
NEA	0	33	0	303	336	3.100	0	0	0	0	0	0	3.436	
PAT	0	195	188	0	383	472	0	0	137	47	0	184	1.039	
U. Mviles	0	0	0	558	558	0	0	0	0	0	0	0	558	
TOTAL	4.451	5.436	9.643	1.856	21.386	11.102	1.755	8	195	490	17	710	34.953	
Participación					61%	32%	5%					2%		

Tabla N/1: Potencia Instalada por Región y Tipo de Generación [MW] – Según Informe Mensual de Cammesa de mayo de 2017

Tipo	Potencia instalada [MW]	Potencia disponible [MW]	% Disponibilidad 2016
TV	4.451	2.325	52,2%
TG	5.251	4.119	78,4%
CC	9.227	7.555	81,9%
NU	1.755	1.079	61,5%
HI	11.170	10.611	95,0%
Resto (DI+EO+FV)	2.047	1.659	81,0%
TOTAL	33.901	27.348	80,7%

Tabla N/2: Disponibilidad de potencia por tipo de generación en 2016 [Fuente: Cammesa Informe Anual 2016]

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
DEMANDA DE POTENCIA	MW	MW	MW	MW	MW	MW
Demanda máxima bruta	26.268	27.188	28.139	29.124	30.143	31.199
GENERACION						
Existente neta a a mayo 2017 [MW]	34.953	34.953	34.953	34.953	34.953	34.953
Capacidad adicional [MW]		900	1.800	2.800	4.000	5.500
Capacidad Total	34.953	35.853	36.753	37.753	38.953	40.453
Reserva Total [MW]	8.685	8.665	8.614	8.629	8.810	9.254
Reserva Total [%]	33%	32%	31%	30%	29%	30%
Incorporación anual [MW]		900	900	1.000	1.200	1.500

Tabla N/3: Requerimientos mínimos de incorporación generación en el corto plazo considerando un crecimiento de demanda de potencia del 3,5% anual

ma del 3,5% se puede calcular cual es la incorporación de generación necesaria para hacer frente a la demanda creciente, manteniendo un nivel de reserva adecuado. En la Tabla N°3 se presenta un cálculo simplificado de tal requerimiento. Se puede observar que se necesitan una incorporación creciente desde 900 MW/año en los dos primeros años hasta 1500 MW/año en el quinto año. En total es necesario incorporar al sistema 5,500 MW de potencia en los próximos 5 años.

Debe tenerse en cuenta además que en esta estimación no se ha considerado el posible retiro de unidades de generación por obsolescencia. En efecto, el parque turbo vapor instalado en nuestro país presenta más de 2,000 MW con una edad superior a los 40 años desde su instalación, mientras que más del 75% ha superado su vida útil¹. Múltiples unidades térmicas se encuentran ya en un nivel claro de obsolescencia, en esos casos, es de esperar que, aunque se realicen importantes inversiones, eventualmente la confiabilidad de las unidades no puede mejorarse, lo que repercute en una mayor indisponibilidad del parque. No hay información disponible sobre planes de retiro de unidades o centrales, sin embargo es de esperar que algunas máquinas dejen de prestar servicio en el mediano plazo, lo cual agrava los requerimientos de inversión en nueva generación.

1.5/ PLANES DE AMPLIACIÓN DE LA GENERACIÓN

En el informe de referencia [1] se presentó un análisis detallado de las obras que estaban en carpeta y en ejecución en ese momento, y los requerimientos de incorporación adicional de potencia en un plazo de 10 años. Entre las obras de generación se incluían grandes proyectos hidroenergéticos, como las centrales hidroeléctricas Néstor Kirchner (1,140 MW), Jorge Cepernic, (600 MW) y Chihuidos (637 MW). Sin embargo, estas centrales no van entrar en operación antes del 2023. Asimismo, a pesar del importante impulso fomentado desde el Estado, no hay planes concretos sobre el ingreso de nueva generación nuclear en los próximos años.

Esto indica que hay una necesidad imperiosa de empezar a incorporar capacidad de potencia al sistema con tecnologías que permitan una rápida ejecución puesta en servicio. En este sentido, el gobierno nacional a través del Ministerio de Energía y Minería de la Nación, emitió la Resolución SEE N° 21/2016 con fecha 22 de marzo de 2016, que convoca a interesados en ofertar nueva capacidad de generación térmica y de producción de energía eléctrica asociada, con compromiso de estar disponible en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) en el corto plazo; más específicamente la resolución indica que la nueva generación debe estar disponible para satisfacer requerimientos de demanda de los períodos estacionales de verano 2016/2017, invierno 2017, o verano 2017/2018.

Posteriormente, mediante Resolución N°420 de fecha 16 de noviembre de 2016, la Secretaría de Energía Eléctrica² con-

¹-Cámara Argentina de Energías Renovables, "La hora de las Energías Renovables en la matriz eléctrica argentina", <http://www.energiaestrategica.com/wp-content/uploads/2015/10/Reporte-Ejecutivo.pdf>

²- <http://portalweb.cammesa.com/Documentos%20compartidos/Noticias/Documentos%20Res420/Resoluci%C3%B3n%20SEE%20420-2016.pdf>

vocó a interesados en desarrollar integralmente proyectos de infraestructura eléctrica que contribuyan a la reducción de costos en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) y al aumento de la confiabilidad en el Sistema Eléctrico Argentino.

La respuesta a dicha convocatoria resultó notoriamente superior a la esperada. En efecto, 89 grupos empresarios presentaron cerca de 200 anteproyectos para el desarrollo de distintas variantes de generación que suman cerca de 35,000 MW de nueva potencia térmica (incluyendo cierre de ciclos combinados, cogeneración, nuevos ciclos combinados, y otros) así como manifestaciones de interés vinculadas con obras de transporte y soluciones de abastecimiento de combustible alternativo.

Posteriormente, en relación con la convocatoria anterior, con el objeto de iniciar los procesos licitatorios, la Secretaría de Energía Eléctrica mediante la Resolución SEE 287 - E/2017 del 10 de mayo de 2017³, instruyó a CAMMESA a convocar a interesados a ofertar nueva generación térmica de tecnología de cierre de ciclo combinado o cogeneración, con compromiso de estar disponible para satisfacer la demanda en el MEM. Según el cronograma de la licitación, la apertura de los sobres con la oferta económica se realizará en agosto de 2017. Se espera que con esta convocatoria se obtengan las ampliaciones del parque de generación necesarias para hacer frente a los requerimientos de corto plazo.

GENERACIÓN RENOVABLE

La generación renovable ocupa un papel notable en las acciones derivadas del Decreto 134/15 – Emergencia del Sector Eléctrico Nacional, y la ley 27,191 que establece como objetivo lograr una contribución de las fuentes de energía renovables hasta alcanzar el 8% del consumo de energía eléctrica nacional, al 31 de diciembre de 2017, incrementándose hasta el 20% del consumo de energía eléctrica nacional, al 31 de diciembre de 2025.

El Decreto 531/2016 Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica reglamenta esta ley. Entre otras disposiciones, el decreto establece la creación de un fondo fiduciario (FODER) para el desarrollo de energías renovables, de tal manera que el mismo sea una herramienta de financiamiento de los proyectos y sirva como garantía en los contratos a celebrarse.

El programa “RenoVar” Ronda 1, se crea mediante Resolución MEyM 071/2016, que es una convocatoria abierta para la contratación en el MEM de energías de fuentes renovables⁴. En esa primera ronda llevada a cabo en septiembre de 2016, la convocatoria era para cubrir 1,000MW. Se recibieron 123 ofertas por un total de 6,3 GW de 5 tecnologías distribuidas en 20 provincias. Posteriormente en octubre de 2016 (Resolución MEyM N° 252/2016) Ronda 1.5, se amplió la convocatoria para incluir los proyectos eólicos y solares presentados y no adjudicados en la Ronda 1. En este caso la licitación era por 600 MW: 400 MW eólicos y 200 solares, en distintas regiones del país. Entre ambas rondas, se adjudicaron 59 proyectos por 2.423,5 MW consiguiendo un precio promedio ponderado de 57,44 US\$/MWh. Los proyectos representan una inversión de 4,000 millones de dólares.

El Ministerio de Energía publicó un mapa interactivo⁵ (Ver Mapa con proyectos) donde se describen los proyectos por región y tipo de fuente, detallados en función de los precios y potencia que van a sumar al Sistema Interconectado Nacional (SIN). Una vez operativos, los proyectos generarán un volumen de energía de 8.300 GWh/año, equivalente al 4-5% de la demanda esperada en 2018. Esta nueva energía se sumará a la generada por los proyectos renovables en operación comercial a la fecha y a la de otros proyectos en marcha.

1.6/ CONCLUSIONES SOBRE LA SITUACIÓN DE LA GENERACIÓN

Tal como se desprende de la justificación del decreto de emergencia energética y de la información sectorial, el sistema de generación presenta un déficit que debe ser atendido, no solo en el mediano y largo plazo sino también en el corto plazo. Si bien no se han reportado situaciones graves para el cubrimiento de la demanda de pico y energía, se reconoce que el sistema no presenta niveles de reserva adecuado, y tal situación se va agravar en los próximos años si no se ejecutan las obras de ampliación necesarias.

Desde el Ministerio de Energía se han tomado acciones significativas para morigerar las deficiencias de la generación en el corto plazo, así como acciones tendientes al largo plazo y para diversificar la matriz energética. Las adjudicaciones de generación renovable son medidas importantes en este aspecto. Sin embargo, su impacto para aumentar la capacidad del sistema de generación es limitado. Este hecho, sumado al retraso en la ejecución de los emprendimientos hidroeléctricos en carpeta, hace que deba recurrirse a la incorporación de sustanciales volúmenes de generación térmica convencional. Los planes de expansión de generación térmica, derivados de las últimas resoluciones Secretaría de Energía Eléctrica, tienden también a mejorar la eficiencia del parque térmico, reduciendo la dependencia de la generación distribuida con motores Diésel incorporada en la última década para hacer frente tanto al déficit de generación, como a la falta de inversión en infraestructura de transmisión y distribución, lo que obligó a sostener la calidad del servicio inyectando potencia en ciertos puntos críticos de la red eléctrica. Estos motores tienen un costo de operación muy elevado, ya que exclusivamente toman como combustible para su funcionamiento al Gas Oil.

³-<https://www.boletinoficial.gob.ar/#!DetalleNorma/163438/20170511>

⁴- <http://portalweb.cammesa.com/Pages/RenovAr.aspx>

⁵-<https://www.minem.gob.ar/www/833/25897/proyectos-adjudicados-del-programa-renovar.html>

2/ SITUACIÓN DE LA TRANSMISIÓN

El sistema de transporte del sistema eléctrico argentino está compuesto por la red de interconexión de alta tensión de 500 kV, operada y mantenida por TRANSENER SA, 5 transportistas que realizan la distribución troncal, y 43 que cumplen la función de prestadores adicionales de la función de transporte (PAFT).

La Tabla N°4 muestra las longitudes de líneas por nivel de tensión y por región a diciembre de 2016, lo que incluye la transmisión en alta tensión (500 kV), y las redes de distribución troncal. El Gráfico N°5 representa la evolución de longitudes de líneas desde el año 2005 al 2016, segregado por áreas en la imagen de la izquierda, y el total de las redes regionales junto con la red de alta tensión en el de la derecha. Asimismo, el Gráfico N°6 representa la capacidad de transformación en MVA, igual que en el Gráfico N°5, segregada por región a la izquierda, e integrada y junto con la red de alta tensión a la derecha. Se observa que ha habido un crecimiento notable de la cantidad de líneas en el total de las redes regionales, sin embargo tal crecimiento no ha sido uniforme en todas las distribuidoras troncales. En efecto, se observa por ejemplo un mayor crecimiento de la longitud de líneas en la región NOA, NEA y Patagonia, y un crecimiento poco significativo en las otras regiones. La situación es algo similar en relación a la capacidad de transformación, donde también se observa un crecimiento sostenido en el total de las redes regionales, pero no uniforme entre ellas. En la región Buenos Aires por ejemplo, si bien se dio un crecimiento limitado de la cantidad de líneas, si hubo una adición importante de capacidad de transformación. Durante el último año, 2016, no se verificaron ampliaciones significativas de líneas en el sistema de alta tensión, pero la capacidad de transformación se amplió en alrededor de 900

MVA con el ingreso de los nuevos transformadores en Cobos (Salta) y Nueva San Juan (San Juan).

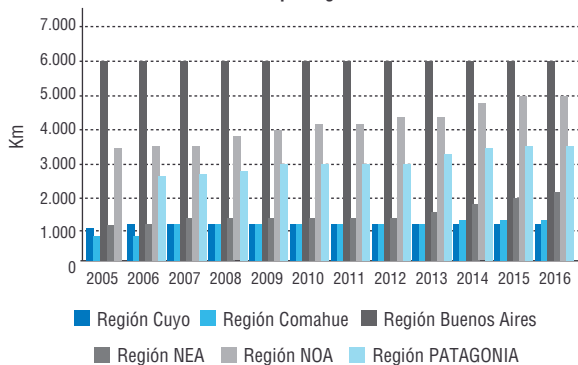
Un aspecto importante a considerar es la evolución del desempeño de los sistemas de transmisión a lo largo de los años, tanto de alta tensión como regional. La Tabla 5 muestra la evolución del desempeño medido como la tasa de falla anual (Numero de fallas/100 km-año). Estos valores incluyen a los transportistas independientes de cada red de transporte y las salidas forzadas de líneas derivadas de eventos clasificados como de fuerza mayor. Se observa que la variación del desempeño de los sistemas regionales no es uniforme. En todos los casos se presentan fluctuaciones año a año, aunque con una evolución dispar. En las regiones COMAHUE y NEA por ejemplo, se produjo un aumento de las fallas entre los años 2009 y 2011, disminuyendo en los dos años posteriores para luego crecer en los últimos dos años. En el caso de Cuyo, presenta una tendencia a la baja, con valores en 2015 sustancialmente menores que en 2005, aunque con un aumento en 2016 respecto al año anterior. Por otro lado, el sistema de alta tensión ha presentado un comportamiento bastante estable, en lo que se refiere a la tasa de falla anual, oscilando en un intervalo de entre 0,45 a 0,55 fallas/100 km de línea. De acuerdo a información de TRANSENER, se trata de un valor que evidencia una buena calidad de servicio, comparando estos valores con empresas similares de la región y el mundo⁶.

⁶.-Ver documento "D3-0 TNER_Plan de Inversiones_9.pdf", correspondiente a la propuesta de TRANSENER para la revisión integral de la tarifa de transmisión.

SISTEMA DE TRANSPORTE	500 kV	330 kV	220 kV	132 kV	66 kV	33 kV	TOTAL
Alta Tensión	14.194,76		562,64	5,9			14.763,3
Distribución Troncal		1.116,32	1.112,42	16.899,95	397,94	23,6	19.550,23
Región Cuyo			641,22	626,26			1.267,48
Región Comahue				1.367,83			1.367,83
Región Buenos Aires			177	5.583,08	397,94		6.158,02
Región NEA			29,8	2.148,24		23,6	2.201,64
Región NOA				5.051,74			5.051,74
Región PATAGONIA		1.116,32	264,4	2.122,8			3.503,52

Tabla N/4: Longitud de líneas por nivel de tensión y por región a diciembre de 2016 [Fuente: CAMMESA Informe Anual 2016]

Evolución de líneas de transmisión por región



Evolución de líneas de transmisión - Alta tensión y distribución troncal

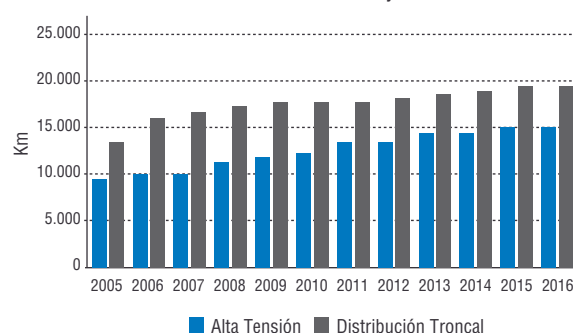
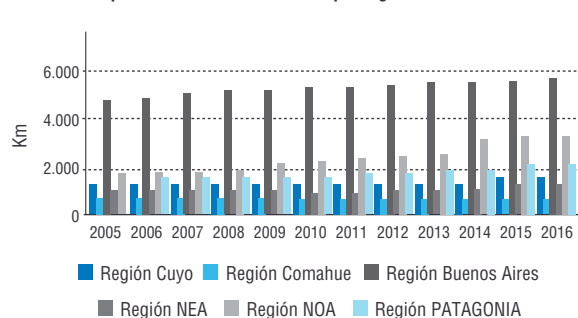


Gráfico N/5: Evolución de longitudes de líneas: a) por región, b) alta tensión y total de distribución troncal [Elaboración propia con datos de CAMMESA]

Evolución de potencia de transformadores por region (MVA)



Evolución de potencia de transformadores- Alta tensión y distribución troncal

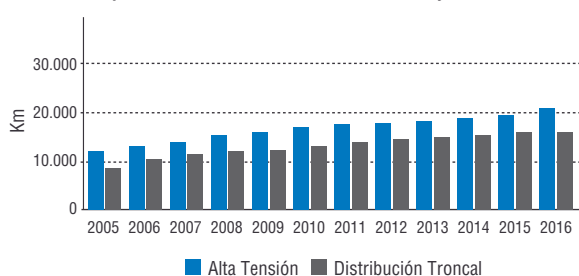


Gráfico N/6: Evolución de la potencia de transformadores: a) por región, b) alta tensión y total de distribución troncal [Elaboración propia con datos de CAMMESA]

	N° fallas/ 100 km-año											
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Alta Tensión	0,3	0,5	0,5	0,5	0,6	0,5	0,5	0,7	0,6	0,5	0,5	0,5
Distribución Troncal	2,2	2,2	2,1	1,8	2,4	2,2	2,3	2,0	2,0	2,1	2,3	2,7
Región Cuyo	1,9	2,6	1,7	0,4	1,4	1,1	1,3	1,0	1,0	1,3	1,1	1,4
Región Comahue (*)	1,7	4,3	1,7	1,6	2,8	4,5	3,5	2,4	2,1	2,8	1,6	3,3
Región Buenos Aires	2,0	1,9	1,5	1,4	1,6	1,2	1,5	1,5	1,4	1,1	1,3	1,4
Región NEA	3,6	3,7	4,4	2,3	5,0	5,9	5,3	4,2	3,5	3,9	4,7	5,0
Región NOA	2,0	2,4	3,1	2,9	3,3	2,9	3,3	3,1	3,4	3,0	3,7	3,9
Región PATAGONIA	0,9	0,7	0,9	2,7	1,5	1,2	1,2	0,8	0,8	1,5	1,2	1,5

Tabla N/5: Evolución del desempeño de los sistemas de transmisión [Fuente: CAMMESA]

Las empresas y organismos del sector eléctrico reconocen que la situación de la transmisión no es la adecuada, considerando en muchos casos a la situación como crítica, producto de la falta de inversiones. Los sistemas de transporte no pueden prestar servicio con los niveles de calidad y confiabilidad requeridos, enfrentando serias dificultades ante una condición de falla simple de componentes (N-1), que en la mayoría de los casos se traduce en ineludible afectación del suministro de energía a los usuarios.

Por este motivo, las empresas del sector destacan la necesidad de realizar fuertes inversiones en los sistemas de transporte en los próximos años. Estas inversiones son necesarias para adecuar las redes a los requerimientos actuales, así como brindar la capacidad necesaria para la integración de la nueva generación, que tal como se vio en la sección anterior, resulta significativa, sobre todo teniendo en cuenta que la nueva generación renovable – sobre todo eólica e hidráulica – se emplazan en regiones alejadas de la demanda, y por lo tanto requieren de ampliaciones de las redes de transmisión.

El problema de la adecuación y expansión de las redes es muy complejo, sobre todo si se tiene en cuenta que gran parte de las inversiones necesarias en los primeros años, van a estar destinadas al reemplazo de componentes por obsolescencia y modernización de los sistemas, fundamentalmente sistemas de comunicaciones, protección y control.

Una forma adecuada de conocer las necesidades de inversión de las empresas de transporte eléctrico es a través de los planes de inversión que estas empresas han propuesto en el marco del proceso de Revisión Tarifaria Integral (RTI) para el periodo enero de 2017 a diciembre de 2021, encuadrado en la Res, ENRE N° 524/2016⁷, En términos generales la normativa vigente dispone que las tarifas de transporte deben proveer a los transportistas que operen en forma económica y prudente, la oportunidad de obtener ingresos suficientes para satisfacer los costos operativos razonables aplicables al servicio, impuestos, amortizaciones y una tasa de retorno que debe guardar relación con el grado de eficiencia y eficacia operativa de la empresa y que debe ser similar a la de otras actividades de riesgo similar o comparable. Las empresas que participaron en el proceso de revisión tarifaria incluyen TRANSENER S.A., DISTROCUYO S.A., TRANSCO S.A., EPEN, TRANSBA S.A., TRANSNEA S.A., TRANSNOA S.A., y TRANSPA S.A.

2.1/ INVERSIONES PROPUESTAS POR LAS EMPRESAS DE TRANSMISIÓN

TRANSENER

En su informe de propuesta tarifaria, TRANSENER compara sus

niveles de confiabilidad con otras empresas de la región y del mundo (incluyendo China, Canadá y EEUU), para concluir que el nivel de confiabilidad es adecuado y comparable al de otras empresas similares. En este aspecto, señala que las inversiones propuestas están orientadas y resultan necesarias para mantener la tasa de fallas y tiempos de indisponibilidades que la compañía presenta en la actualidad.

Aparte de las inversiones en calidad, TRANSENER también destaca que para atender el crecimiento de la demanda y aumentos de oferta de generación necesarios para el abastecimiento de la misma, surge como necesarias la construcción de 5.200 KM de líneas de alta tensión.

TRANSENER señala que, debido a la naturaleza de la actividad, la diversidad y antigüedad del equipamiento existente, las necesidades de inversión requieren una continuidad en el tiempo que excede un período tarifario, y que por lo tanto, lo que se expone en el plan de inversión contiene el detalle del primer quinquenio del análisis realizado contemplando la eficiencia en la inversión en el largo plazo.

El plan de 5 años supone una inversión total de \$3.486 millones de pesos, distribuido como indica el Gráfico N°7, por tipo de activo y por tipo de inversión.

Se observa que un elevado porcentaje de la inversión propuesta corresponde a reemplazo por obsolescencia. TRANSENER destaca que este concepto implica una visión integral del problema de reemplazo y adecuación de equipos, que no solamente responde a la antigüedad de los mismos, sino que también puede deberse a superación tecnológica lo que genera que con anticipación al periodo inicial estimado de vida útil sea imposible conseguir repuestos por discontinuación de fabricación, soporte de proveedores, o avances tecnológicos, lo cual es más crítico en los sistemas de protección, control y comunicaciones. De esta forma se tienen en cuenta entre otras cosas la expectativa de vida útil de diferentes equipos, indicadores de estado de equipos basados en los resultados de mantenimiento predictivo, el impacto que puede producir en el sistema la falla intempestiva del equipo, y el daño a otras instalaciones.

EMPRESAS DE TRANSPORTE DE DISTRIBUCION TRONCAL

En la Tabla 6 se presenta un resumen de las inversiones propuestas por las empresas de transmisión que realizan la distribución Troncal en las distintas regiones del país. La información de esta tabla ha sido extraída de las propuestas de revisión integral de tarifa de transmisión, presentadas por las empresas al ENRE en 2016. La documentación completa de estas presentaciones puede obtenerse en el sitio de internet <http://www.enre.gov.ar/web/web.nsf/Tarifas?OpenFrameset>.

⁷ - <http://www.enre.gov.ar/web/web.nsf/Tarifas?OpenFrameset>

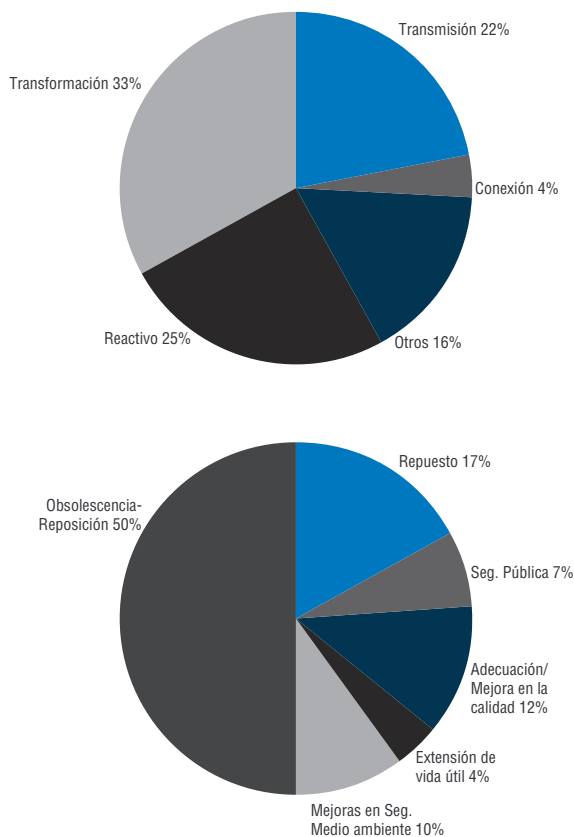
DISTRIBUCIÓN POR TIPO DE ACTIVO. Total plan 5 años \$ 3.486 mm

Gráfico N/7: Inversiones para el sistema de transporte de alta tensión propuestas por TRANSENER para el periodo 2017 – 2021. [Fuente: TRANSENER– propuesta de revisión integral de tarifa de transmisión presentada en noviembre de 2016]

Se dan a continuación algunos detalles sobre las características de las inversiones por empresa:

TRANSBA

TRANSBA S.A es la empresa de transporte de energía eléctrica por distribución troncal de la provincia de Buenos Aires, el Gráfico N°8 muestra la distribución de inversiones propuesta por TRANSBA S.A, para el periodo 2017-2021, presentado en su propuesta para la determinación del ingreso regulatorio requerido. El total de inversiones asciende a **\$2.645 millones de pesos**.

DISTROCUYO

DISTROCUYO S.A. es la empresa de distribución troncal de la zona Cuyo, que abastece a las provincias de Mendoza y San Juan. Presta los servicios de operación y mantenimiento de las instalaciones constituidas por 1.266 Km, de líneas en 132 y 220 kV, y trece estaciones transformadoras y parques de Interconexión, con 1.400 MVA de transformación instalados.

La Tabla N°7 resume el plan de inversiones propuesto por DISTROCUYO. De acuerdo con esta información, en total de inversiones requeridas para el periodo 2017-2021 asciende a **\$864,20 millones de pesos**.

DISTROCUYO en su informe destaca que el plan de inversiones propuesto ha sido elaborado considerando el Régimen de Calidad de Servicio y Sanciones del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal, que conforma su Contrato de Concesión. Las inversiones previstas se enmarcan dentro de tres categorías:

- Reposición de activos por agotamiento de su vida útil y/u obsolescencia tecnológica;
- Inversiones necesarias para atender a la Seguridad Pública,
- Y normalización de las Servidumbres Administrativas de Electroducto, situación heredada de la antecesora Agua y Energía.

EMPRESA	2017	2018	2019	2020	2021	Total por Empresa
TRANSBA	546,40	525,99	533,00	524,03	515,39	2.644,81
DISTROCUYO	200,31	177,97	177,02	150,53	158,36	864,19
TRANSNEA	126,49	129,33	158,27	70,45	70,45	554,99
TRANSNOA	273,68	425,40	518,03	286,16	331,89	1.835,15
TRANSCOMAHUE	84,79	354,25	558,06	712,80	544,08	2.253,97
TRANSPA	22,08	28,41	24,65	34,76	42,53	152,43
EPEN	104,29	93,56	98,06	77,29	53,37	426,57
TOTAL	1.358,04	1.734,90	2.067,10	1.856,01	1.716,06	8.732,11

Tabla N/6: Proyección de inversiones propuestas por las empresas de distribución troncal para el periodo 2017-2021 – [Fuente: elaboración propia con información contenida en las propuestas de revisión integral de tarifa de transmisión presentadas por las empresas en 2016]

Se observa que un porcentaje elevado de las inversiones corresponden a reemplazo por agotamiento de la vida útil de equipos e instalaciones. Las líneas áreas de DISTROCUYO tiene una edad promedio de 45 años, mientras que los transformadores de potencia tienen una antigüedad promedio superior a los 30 años y los análisis técnicos muestran que muchos están llegando al final de su vida útil. Se considera también una inversión importante en sistemas de protección, control y comunicaciones, que requieren reemplazo de modernización por obsolescencia tecnológica y vida útil.

Se observa que el ritmo de inversiones propuesto es más alto en la primera parte del periodo, que resulta necesario para paliar las actuales deficiencias del sistema, originadas por la falta de inversiones adecuadas en los últimos 15 años. El ritmo se normaliza luego del primer periodo de inversión intensiva, para mantener un nivel de inversiones regular que permita alcanzar las metas de seguridad, confiabilidad y calidad que se pretende para el sistema de transporte.

DISTRIBUCIÓN POR CLASE DE INVERSIÓN. Total plan 5 años \$ 2.645 mm

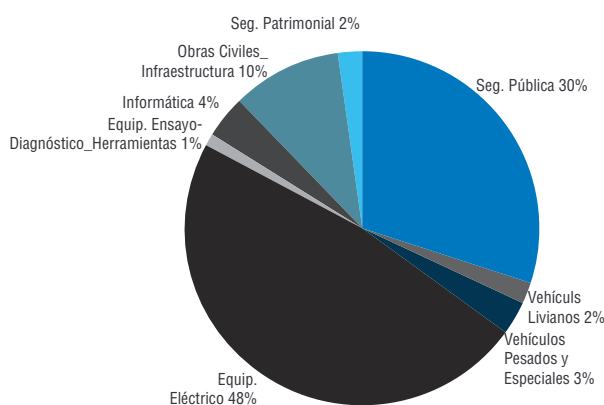


Gráfico N/8: Inversiones previstas por Transba para el periodo 2017 – 2021 (en miles de pesos constantes de 2016) - [Fuente: TRANSENER – propuesta de revisión integral de tarifa de transmisión presentada en noviembre de 2016]

EMPRESA		1 año	2 año	3 año	4 año	5 año
REPOSICIÓN, EXTENSIÓN DE VIDA ÚTIL Y OTROS.	E. Transformadoras	\$ 54.304.393	\$ 60.390.198	\$ 71.070.752	\$ 55.580.633	\$ 47.845.592
	Líneas A.T.	\$ 18.038.316	\$ 23.024.989	\$ 15.595.924	\$ 19.325.537	\$ 18.893.223
	Telecontrol	\$ 1.375.720	\$ 2.755.480	\$ 3.571.120	\$ 2.403.040	\$ 3.630.080
	Automatismos	\$ 2.154.560	\$ 3.301.520	\$ 460.080	\$ 2.946.200	\$ 1.885.140
	Protecciones	\$ 2.715.547	\$ 2.715.547	\$ 2.715.547	\$ 2.715.547	\$ 2.715.547
	Comunicaciones	\$ 3.895.000	\$ 4.664.000	\$ 2.206.000	\$ 3.931.500	\$ 3.278.000
	Automotores	\$ 19.540.000	\$ 3.320.000	\$ 10.000.000		
	Servicios Generales	\$ 2.926.808	\$ 1.365.930	\$ 2.473.440	\$ 258.419	\$ 147.668
	Tecnologías de Información - Sistemas	\$ 10.534.927	\$ 1.552.998	\$ 1.665.020	\$ 1.522.738	\$ 1.695.280
Total	\$ 115.485.271	\$ 103.090.662	\$ 109.757.883	\$ 88.683.614	\$ 80.090.530	
Seguridad Pública	E. Transformadoras	\$ 13.529.987	\$ 5.824.259	\$ 4.900.000	\$ 13.200.000	\$ 5.100.000
	Líneas A.T.	\$ 59.947.659	\$ 7.707.792	\$ 1.012.064	\$ 37.293.722	\$ 61.816.740
Total	\$ 73.477.646	\$ 63.532.051	\$ 55.912.064	\$ 50.493.722	\$ 66.916.740	
Servidumbre	Servidumbre	\$ 11.350.000	\$ 11.350.000	\$ 11.350.000	\$ 11.350.000	\$ 11.350.000
Total	\$ 200.312.917	\$ 117.972.713	\$ 177.019.947	\$ 150.527.336	\$ 158.357.270	

Tabla N/7: Plan de inversiones propuesto por DISTROCUYO en su propuesta de revisión tarifaria de 2016 [Fuente propuesta de revisión integral de tarifa de transmisión presentada en noviembre de 2016 de DISTROCUYO]

TRANSNEA

Al igual que en el caso de otras empresas, la estimación y justificación detallada del plan de inversiones propuesto se desarrolla en otros documentos que forman parte de la presentación. En ese detalle se puede apreciar que la mayor parte de las inversiones está destinada a equipamiento eléctrico, con un menor porcentaje de obras de seguridad pública, vehículos y herramientas, edificios y otros rubros.

TRANSNOA

Al igual que en el caso de TRANSNEA, la mayor parte de las inversiones corresponde a equipamiento eléctrico, con menor porcentaje en obras de seguridad pública y otros rubros.

TRANSCOMAHUE

En este caso las inversiones son sustancialmente más elevadas que en otras empresas de similar tamaño, debido a que incluyen varias obras de ampliación de capacidad de transporte, principalmente líneas de 132 kV.

TRANSPA

Según la información del detalle de inversiones presentado en la documentación de la propuesta de TRANSPA, alrededor del 78% del total de inversiones corresponde a reposición y extensión de la vida útil de equipamiento, y el resto corresponde principalmente a calidad, con un pequeño porcentaje de seguridad pública y ambiental.

EPEN

EPEN es concesionario del servicio de público de transporte por distribución troncal de la región COMAHUE – Subsistema Neuquén. El monto total de inversiones requerido por EPEN para el periodo quinquenal asciende alrededor de **426,5 millones de pesos**. Según información de detalle provista por esa empresa, el mayor porcentaje corresponde a reposición de equipamiento eléctrico, con menor porcentaje en calidad y seguridad pública y ambiental.

485 millones de dólares americanos). En la mayoría de los casos, los mayores montos de inversión, están relacionados con el reemplazo y adecuación de equipos por obsolescencia. Una de las empresas -TRANSCOMAHUE - incluye en su propuesta de inversión un monto muy significativo de inversiones destinadas a ampliar la capacidad de transporte de áreas presentan severas limitaciones.

En el sistema de interconexión de alta tensión (SADI), operado y mantenido por TRANSENER S.A., el monto total de inversión requerido es de **\$3.486 millones de pesos** (alrededor de **USD 194 millones de dólares americanos**), de los cuales el 50% corresponde a reemplazo por obsolescencia. En el caso de esta empresa, los indicadores de confiabilidad se han mantenido en una franja estrecha alrededor de valores medios que son muy adecuados comparados con otras empresas similares a nivel regional y mundial. TRANSENER destaca en su propuesta que las inversiones requeridas son mayormente destinadas a mantener los niveles de calidad y confiabilidad actuales.

Cabe destacar que estas inversiones no incluyen las obras de ampliación de las redes de transporte necesarias para evacuar la generación prevista de incorporar en los próximos años. En el SADI las obras consideradas como prioritarias incluyen las líneas de 500 kV Rodeo- La Rioja Sur, Choele Choel – Puerto Madryn, Vivotatá – Plomer, Diamante- Charlone, Atucha II – Belgrano, Belgrano – Smith, y Atucha II – Plomer. También se destaca la necesidad de mejora los tendidos en los extremos geográficos del país, tales como más tendidos desde el NOA, para transportar la energía fotovoltaica de las provincias con mayor recurso hacia los centros de consumo⁸.

2.2/ CONCLUSIONES SOBRE LA SITUACIÓN DE LA TRANSMISIÓN

En general, las empresas de transporte eléctrico concuerdan en que ha habido una falta considerable de inversión en los últimos 15 años, lo que ha llevado en algunos casos a una situación crítica en cuanto al estado de los activos. El impacto de la falta de inversión en el desempeño de las redes de transmisión ha sido dispar. En algunos se observa que los índices de confiabilidad han oscilado alrededor de un valor medio, y en otros casos se ve una tendencia creciente.

Con motivo de la Revisión Tarifaria del Servicio Público de Transporte de Energía Eléctrica convocada por el Ente Nacional Regulador de Electricidad (ENRE) en 2016, las empresas de transporte elaboraron planes detallados de las inversiones necesarias en los próximos cinco años, comprendiendo el periodo 2017-2021. Según esos planes, el monto total para inversiones en los próximos cinco años correspondiente a las empresas que prestan el servicio de transporte de distribución troncal asciende a **\$8.732 millones de pesos** (alrededor de **USD**

⁸-<http://www.energiaestrategica.com/detalle-las-lineas-transmision-electrica-consensuo-gobierno-llamar-licitacion/>

3/ SITUACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN

Las Empresas Distribuidoras son las encargadas de distribuir la energía proveniente de la generación a sus usuarios finales. Tienen el rol de vender la energía y facturar por la misma conforme a tarifas reguladas por los Entes Provinciales.

En Argentina, durante los años 90, se establecieron políticas regulatorias y de comercialización de la energía que seguían mecanismos competitivos en la producción y generación de la energía, y mecanismos de control regulatorio en el transporte y distribución de la misma, por las características monopólicas de las empresas que adquieren el derecho correspondiente, puesto que sería antieconómico, que cada empresa tuviera infraestructura en redes propias y fueran varias como para establecer competencia.

En estos últimos 10 años, la energía y su mercado comenzaron a recibir subsidios directos en distintos puntos de su cadena de valor, haciendo que el mercado se deforme, con el objetivo final de no trasladar los mayores costos del mismo al usuario final, desvirtuó los mecanismos de venta y compra del mercado.

Como consecuencia, el mercado para recuperar los mecanismos propios de pago y sostenimiento al reducirse los subsidios del estado, reaccionó con aumentos en las tarifas al usuario final, que es en definitiva el depositario de los beneficios de la energía.

Hoy los mecanismos tratan de ser los establecidos en la ley madre (24.065), y por lo tanto, el mercado está sufriendo los cimbronazos de los aumentos en las tarifas de generación de energía mayorista por que el combustible dejó de ser subsidiado (y otros costos), los costos de las nuevas tarifas de los transportistas, por mayores costos de O&M&A (operación,

mantenimiento y administración), y también en el sector de la distribución, se están realizando revisiones de tarifas para el reconocimiento de un mayor VAD (Valor Agregado de Distribución, que contiene los costos de O&M&A&C&I), siendo la última sigla, los costos de la comercialización del servicio y las inversiones necesarias en las redes de distribución.

Este es el panorama reducido de la situación del mercado eléctrico en general y de la distribución en particular. Se presenta a continuación un análisis de algunas de las variables más significativas de los sistemas de distribución, con el objeto de elaborar conclusiones respecto al estado actual y necesidades en el corto plazo.

3.1/ SITUACIÓN GENERAL – PLANES DE INVERSIÓN

Las Distribuidoras reciben a través de la tarifa, en el componente denominado VAD (Valor Agregado de Distribución), el monto necesario para poder hacerse cargo de la Operación y Mantenimiento de las redes de distribución, el costo de atención comercial a sus clientes y además los costos necesarios para mantener la calidad y el suministro del servicio eléctrico. Dentro de este ítem, se encuentran todas las inversiones necesarias para sostener con calidad, la demanda eléctrica y adelantarse en el establecimiento de nuevas redes y estaciones de transformación para cubrir las nuevas demandas y la obsolescencia de sus instalaciones.

Cada Provincia, al tener la jurisdicción de concesionar sus áreas de abastecimiento a empresas privadas o públicas, también tiene las leyes y reglamentos que salen de la Ley madre, que hace que todas las provincias tengan distintas empresas y cooperativas, que se ajustan a dichas necesidades y obligaciones.

Además se establecen Entes que controlan a las empresas para que en su carácter de defensor, no se establezcan políticas en contra de los usuarios, ya que las mismas tienen su figura monopólica que le permite a ella y solo a esta, el abastecimiento en su área concesionada.

Las empresas establecen sus tarifas de común acuerdo con el Ente, que les autorizan a cobrar una tarifa por el servicio eléctrico proporcionado. Por lo tanto, cada provincia establece una revisión de las mismas cada un periodo de años que puede variar desde los 2 años hasta los 6 años, siendo el más común periodos de 4 años.

En Argentina, casi todas las provincias han revisado sus estructuras tarifarias en forma periódica, pero el caso particular de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, no tuvo esa revisión en forma normal, según lo comentado, y solo se le establecieron mecanismos de ajustes a inversiones para el sostenimiento del servicio y valores de ajuste en la mano de obra, debido a los mayores costos del mismo. Estos debidos a la mayor cantidad de personal necesario para el servicio, mayores costos de mantenimiento, como también para solventar los ajustes en los costos por inflación.

En particular a estas dos empresas EDENOR y EDESUR, en el año 2016 se le estableció un periodo para presentar nuevas propuestas tarifarias y las mismas fueron presentadas al ENTE Regulador para su aceptación a fin del mismo año.

El plan de inversión de las mismas se presenta en las Tablas N°8 y N°9, como ejemplo del ítem:

En el caso de EDESUR, planifica invertir por año montos cercanos a los 3.000 millones de pesos, acumulando casi 15.000 millones de pesos para el próximo quinquenio.

En el caso de EDENOR, planifica invertir por año montos que parten en 3.500 millones de pesos, llegando a los 5.000 millones de pesos en el 2021. Acumulando casi 25.000 millones de pesos para el próximo quinquenio.

Estas dos empresas testigos que tienen áreas de concesión de 3.302 km² con 2.479.559 clientes (año 2015) y 4.637 km² con 2.837.489 clientes (año 2015), respectivamente (EDESUR – EDENOR), presentaron montos de inversión que van desde los 15.000 - 25.000 millones de pesos acumulados.

Clasif. Resol. 55 ENRE	Rubro	2017
Calidad	Expansión AT	285
	Renovación AT	332
	Renovación y Expansión AT	426
	EXPANSIÓN Y RENOVACIÓN BT	140
	EXPANSIÓN Y RENOVACIÓN CT	152
	Telemando Red MT	37
	Otros Proyectos MT	38
	Reemplazo Medidores	2
	Sistemas técnicos y comercial, Trunking, radioenlaces	136
	Expansión	OBAS RESOL 1 (SE Mitre y P. Franciso)
Nuevos Suministros		436
Renovación	Adecuación CT y BT	93
	Renovación de equipos, herramientas	26
	Equipamiento y desarrollos informáticos	156
	Smart Meters (Plan Piloto)	40
	Otros Proyectos (Prev. Riesgo, Med. Amb, Innov., Edif., Log.)	105,3
		2.456,8

Tabla N/8: Inversiones EDESUR, Año 2016, Fuente ENR. Nivel de inversiones planificado 2017 - 2021

Clasif. Resol. 55 ENRE	2017	2018	2019
Calidad	1549,3	2.053,5	2.216,8
Expansión	488,0	871,3	919,3
Renovación	419,5	272,3	127,8
Totales	2.456,8	3.197,1	3.263,9

Tabla N/9: Inversiones EDESUR, Año 2016, Fuente ENR. Nivel de inversiones planificado 2017 – 2021 de acuerdo a la Res. 55

OBJETIVO	2015	2016	2017
ALCANZAR LA CALIDAD DE SERVICIO Y PRODUCTO OBJETIVO	1.019.635.486	1.528.289.048	2.368.426.044
EXPANSIÓN		358.744.029	534.053.032
RENOVACIÓN		454.404.112	854.383.057
TOTAL INVERSIONES EN LA RED ELÉCTRICA		2.341.437.189	3.756.862.133
CONCEPTO	2016	2017	
INVERSIONES NO ELÉCTRICAS	345.011.535	493.109.188	
ACTIVACIÓN DE PERSONAL	338.681.052	211.796.118	
ACTIVACIÓN DE INTERESES	404.057.514	486.621.716	
TOTAL OTROS CONCEPTOS	1.087.750.101	1.191.527.022	
TOTAL INVERSIONES REQUERIDAS 2017/2021	3.429.187.290	4.948.389.155	
INVERSIONES CON FINANCIAMIENTO DE TERCEROS Y EJECUTADAS POR EDENOR (INCLUIDAS EN INVERSIONES REQUERIDAS) **			111.068.896

	2018	2019	2020	2021	2017-2021
	691	720	542	908	3.147
	58	148	186	233	958
	503	523	564	403	2.419
	222	238	230	213	1.044
	253	251	253	158	10.66
	124	198	198	187	744
	58	44	45	51	235
	2	3	3	3	12
	143	92	90	95	556
	472	626	202	106	1.458
	400	293	289	291	1.709
	47	35	35	32	241
	22	16	14	13	90
	82	23	22	24	307
	35	0	0	0	75
	86,4	54,2	52,3	53,4	351,5
	3.197,1	3.263,9	2.725,2	2.770,2	14.413

	2020	2021	2017-2021	Participación 17/21
	2.110,6	2.251,0	10.181,2	70,6%
	490,6	379,7	3.166,9	22,0%
	124,0	121,6	1.065,2	7,4%
	2.725,2	2.770,2	14.413,2	100%

	2018	2019	2020	2021
	2.137.875.055	1.693.844.937	930.847.452	718.087.263
	858.262.271	1.383.836.407	1.774.653.222	2.218.472.203
	995.382.471	933.124.279	1.048.716.820	1.007.241.666
	3.991.519.797	4.010.805.623	3.754.217.494	3.943.801.132

	2018	2019	2020	2021
	602.071.085	539.075.569	487.042.489	441.334.880
	211.796.118	211.796.118	211.796.118	211.796.118
	525.966.156	520.961.396	485.624.268	502.098.073
	1.339.833.359	1.271.833.083	1.184.462.875	1.155.229.071
	5.331.353.157	5.282.638.705	4.938.680.370	5.099.030.203
	273.034.440	256.501.070	126.867.045	224.835.507

EVOLUCIÓN DE LAS INVERSIONES REQUERIDAS POR OBJETIVO

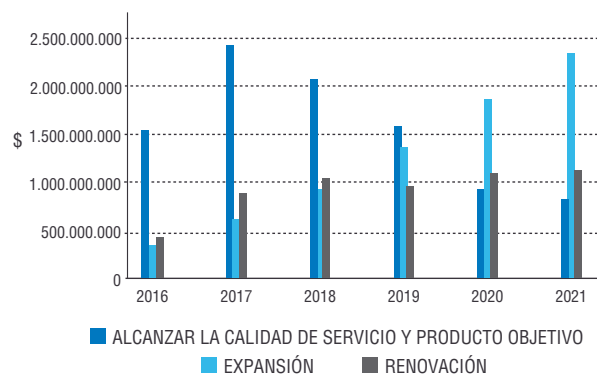


Gráfico N/9: Cuadro de Inversiones EDENOR, Año 2016, Fuente ENRE.

Tabla N/10: Síntesis de la inversión requerida. Inversiones anuales requeridas por objetivo, de acuerdo a la Res. ENRE 55/2016, En \$ del 31/12/2015.

3.2/ PÉRDIDAS

Las empresas distribuidoras son las que tienen el contacto con el usuario final al que le cobra una tarifa por los servicios que aportan. La misma se conforma de un cargo fijo y uno variable, a la suma de ambas se le aplica la parte de impuestos, conformando así el precio al usuario final.

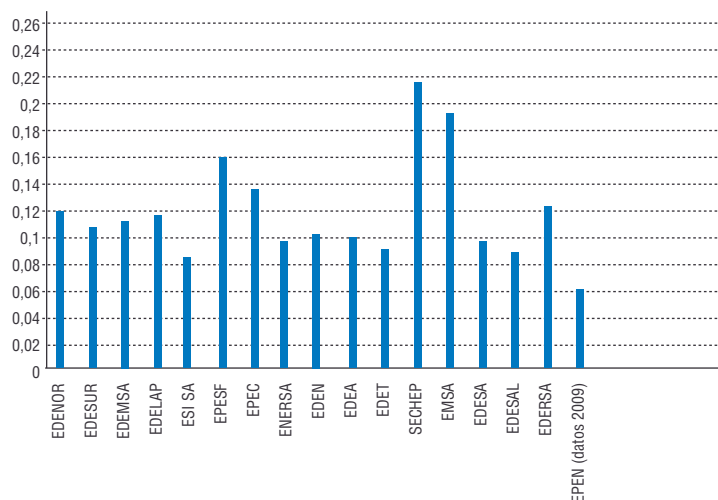
La misma tiene comprendida también el precio de la compra de la energía a los generadores y el transporte correspondiente hasta sus estaciones de rebaje de tensión. Luego la debe distribuir a sus usuarios finales que se encuentran distribuidos a lo largo y lo ancho de toda su área de concesión. Por esta tarea técnica y la de gestionar la cobranza y servicios, la tarifa viene conformada por 3 ítems importantes: La compra de la energía, el VAD que es el valor agregado de distribución y los impuestos.

Todo esto tiene un componente que es importante reconocer, la energía, desde donde se genera hasta donde se consume, se transporta por líneas que al ser de componentes físicos como cobre y/o aluminio, generan pérdidas denominadas "Técnicas". Luego, cuando la empresa distribuidora registra la energía en cada uno de los medidores de los usuarios, para la facturación de la misma, hace el contraste entre lo que compra a los generadores y pierde en las redes como pérdidas de transporte y distribución (Pérdida Técnica), y nota una diferencia. Esta diferencia, denominada "No Técnica", como se explica en el informe de la referencia [12], tiene componentes de carácter comercial, por errores en la medición o registro y de contabilización. Esto es lo que se denomina pérdidas no técnicas recuperables, porque por políticas de modernización e informatización, se pueden disminuir a un mínimo calculable y despreciable. Luego, lo que queda sin forma de caracterizar, se denomina energía hurtada por los usuarios. Esta se debe tratar de acotar por región o zona, que depende de muchos factores sociales y políticos. Pero con mucho esfuerzo se puede medir y registrar como también se puede detectar a los infractores.

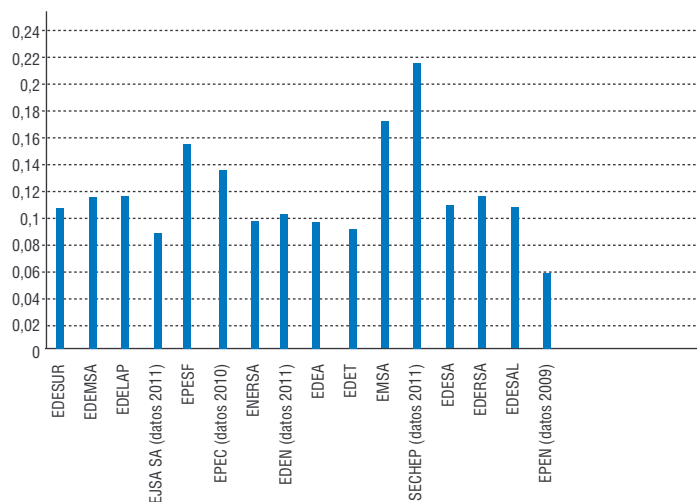
Todo este conjunto de diferencias entre lo que se compra y realmente se vende, se denomina pérdidas, del Gráfico N°10 al N°14 se pueden ver las pérdidas de muchas empresas y cooperativas para distintos años de registro. En estos gráficos se observa que hay un nivel porcentual que varía de un mínimo de 4% a un máximo de 32%. También se observa que el año 2011 se encontraban mayor cantidad de empresas con niveles superiores al 16% y ninguna supera el 24%. Durante el año 2012, las empresas se mantienen con los valores promedios sostenidos del año anterior. Durante el año 2013, las pérdidas máximas vuelven a registrar máximos del orden de 32% y mínimos del 4%. En el año 2014, hay más empresas que superan el 14%. Así y todo, el promedio se mantiene dentro de los valores conservadores de por debajo del 12%. Durante el 2015, se mantienen los valores máximos y mínimos y las tendencias.

Lo que se debe recordar, que los niveles de pérdidas técnicas estimados, no deben ser mayores a un 4% o 5%, dependiendo de las longitudes y complejidad de las redes de la distribuido-

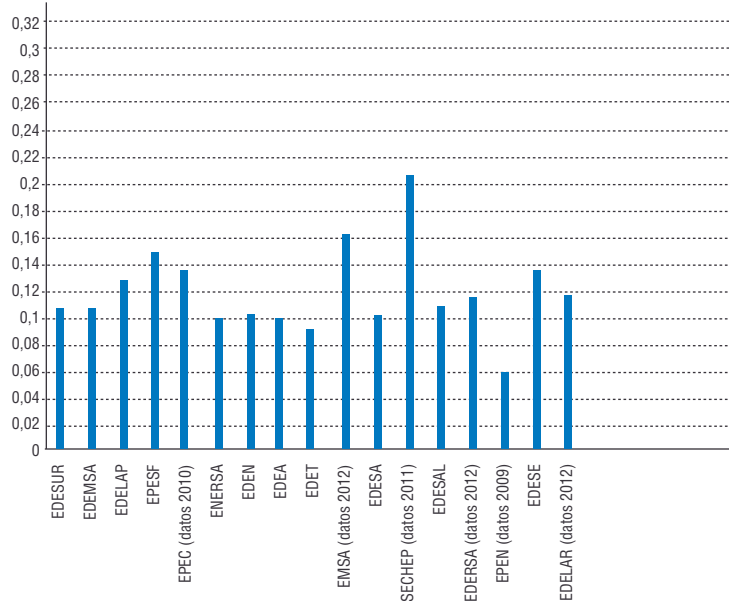
Pérdidas por Empresa - Año 2011



Pérdidas por Empresa - Año 2012



Pérdidas por Empresa - Año 2013



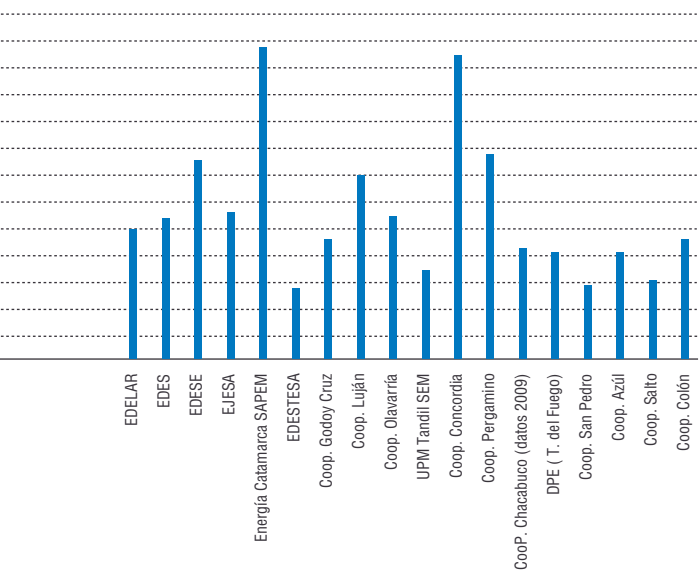


Gráfico N/10: Pérdidas por Empresa, Año 2011, Fuente ADEERA y elaboración propia.

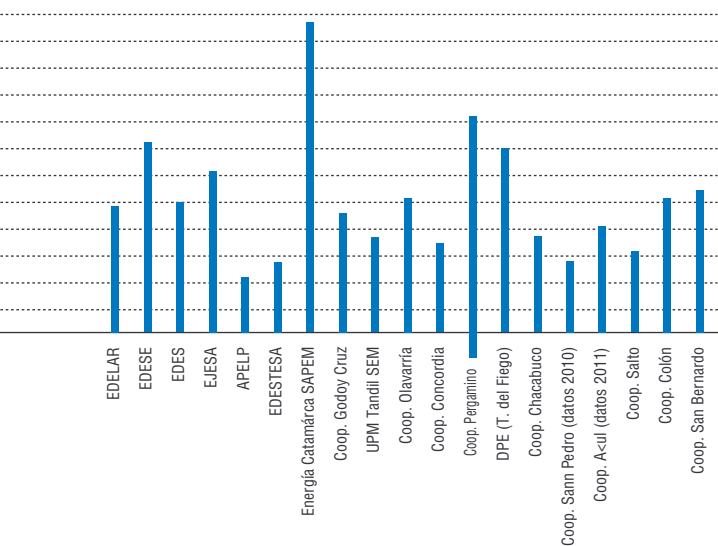


Gráfico N/11: Pérdidas por Empresa, Año 2012, Fuente ADEERA y elaboración propia.

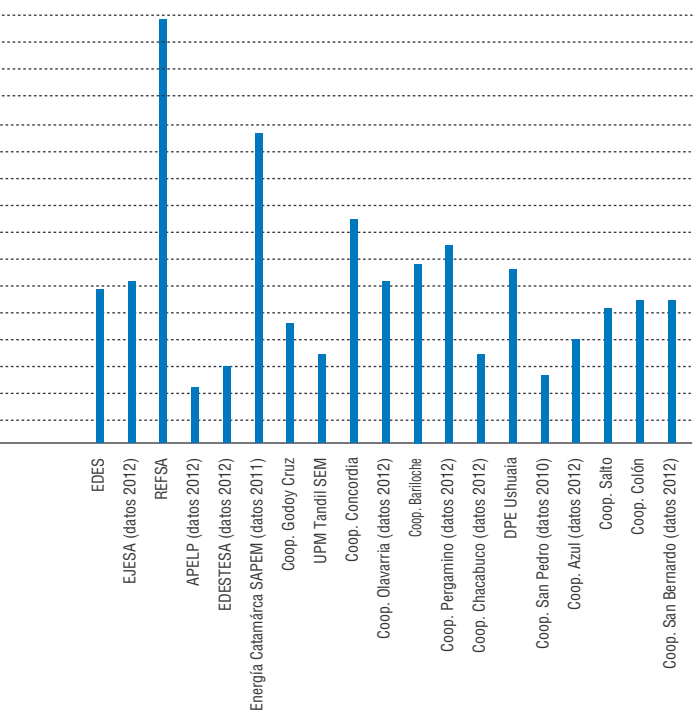


Gráfico N/12: Pérdidas por Empresa, Año 2013, Fuente ADEERA y elaboración propia.

Pérdidas por Empresa - Año 2014

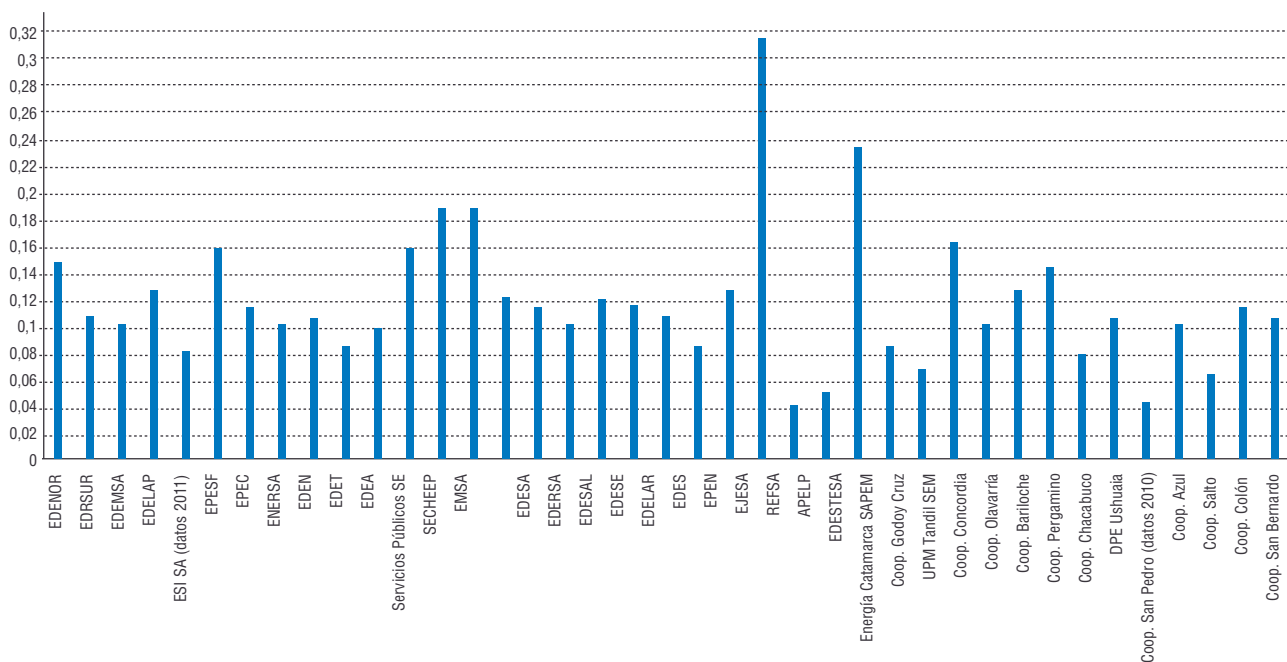


Gráfico N/13: Pérdidas por Empresa, Año 2014, Fuente ADEERA y elaboración propia.

Pérdidas por Empresa - Año 2015

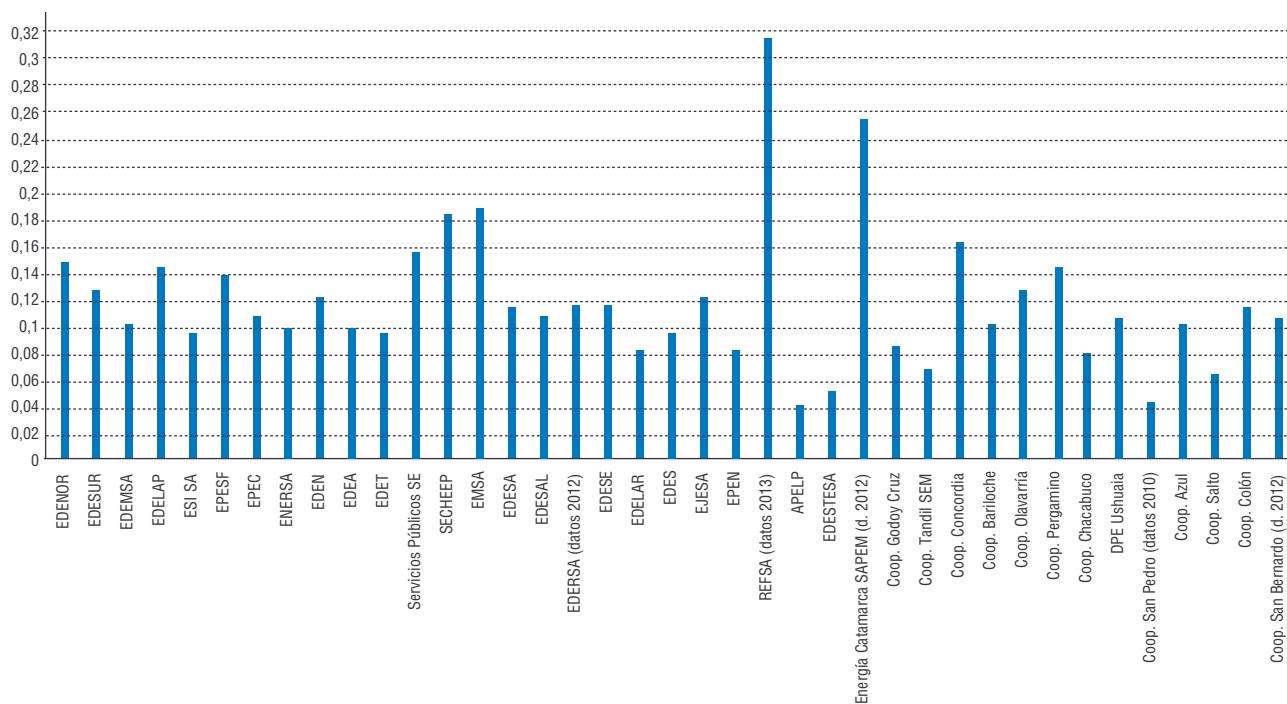


Gráfico N/14: Gráfico 14: Pérdidas por Empresa, Año 2015, Fuente ADEERA y elaboración propia.

ra, lo que hace que más de 2 o 3 puntos en No Técnicas, es algo que debe ser tomado con seriedad, realizando inversiones importantes para ir mitigando cada punto de pérdida no reconocida o que afecta la razonabilidad de la tarifa a todos los usuarios que si abonon y pagan en tiempo el servicio.

Tomando como ejemplo a 5 empresas testigos, del Gráfico N°15 al N°19 se observa la evolución de las pérdidas.

Referencias:

- EDENOR: Área de concesión Norte de Capital Federal,
- EDESUR: Área de concesión Sur de Capital Federal,
- EDELAP: Área de concesión La Plata,
- EDEMSA: Área de concesión de Mendoza,
- EJESA: Área de concesión de San Juan,

En todos los casos, se observa que la información desde el año 2003 al año 2010 no estaba disponible, por lo tanto se tomó el criterio de colocar un valor promedio plano, para completar la serie.

En general, se observa que hay empresas que han mantenido el nivel de pérdidas (EDELAP), otras que los han subido (EDENOR y EDESUR), y otras que levemente han disminuido el nivel registrado de pérdidas (EJESA y EDEMSA).

Todas estas situaciones se deben a distintos factores. Para disminuir las pérdidas, se debe invertir en campañas de mediciones, relevamiento, evaluación, políticas de inversión en activos de las distribuidoras, políticas de reconocimiento del regulador EPRE, condiciones socio políticas y económicas del país.

De las gráficas testigos, se observan tres distintas políticas empresariales y de regulación, en donde existe señal de beneficios y reconocimiento, se disminuyen las pérdidas y en el caso contrario, las pérdidas aumentan o se mantienen, y es debido a la falta de incentivo.

3.3/ CLIENTES

Para los casos testigos, presentamos desde el Gráfico N°20 al N°24 la evolución de la cantidad de clientes.

En todos los casos se observa una leve evolución de la cantidad de clientes que tiene la distribuidora, debido al crecimiento vegetativo y de barrios nuevos que año a año permite mayor cubrimiento del área de cubrimiento de la empresa.

En el caso particular de EDESUR, para el año 2001 y

EDENOR - Evolución de las pérdidas

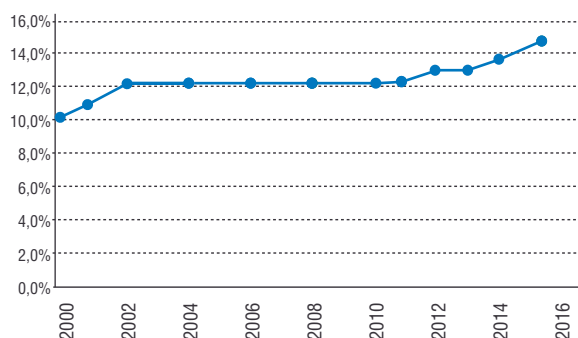


Gráfico N/15: Evolución del nivel de Pérdidas totales de EDENOR, Fuente ADEERA y elaboración propia.

EDESUR - Evolución de las pérdidas

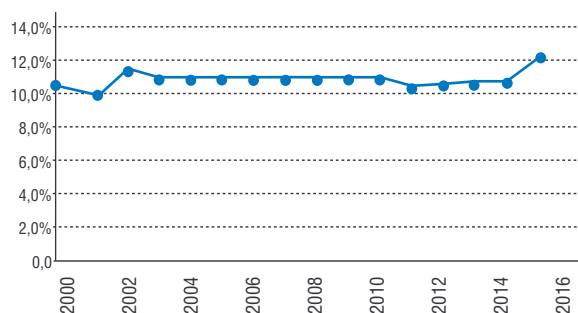


Gráfico N/16: Evolución del nivel de Pérdidas totales de EDESUR, Fuente ADEERA y elaboración propia.

EDEMSA - Evolución de las pérdidas

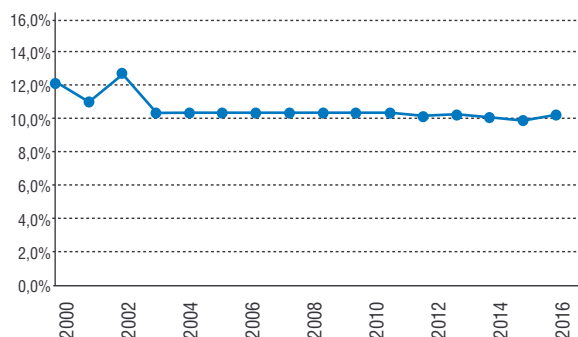


Gráfico N/17: Evolución del nivel de Pérdidas totales de EDEMSA, Fuente ADEERA y elaboración propia.

EDELAP - Evolución de las pérdidas

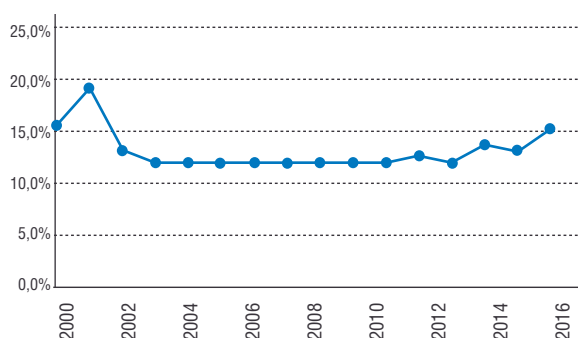


Gráfico N/18: Evolución del nivel de Pérdidas totales de EDELAP, Fuente ADEERA y elaboración propia.

EJESA - Evolución de las pérdidas

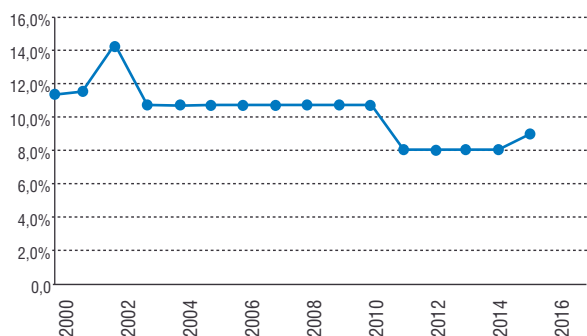


Gráfico N/19: Evolución del nivel de Pérdidas totales de EJESA, Fuente ADEERA y elaboración propia.

EDENOR - Evolución de los Clientes

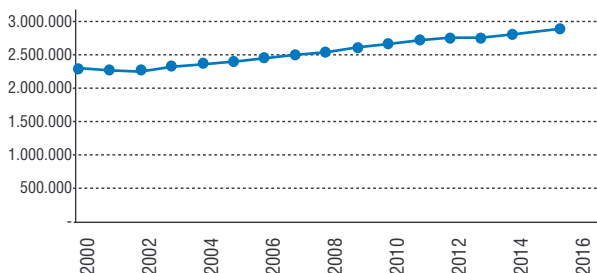


Gráfico N/20: Evolución de la cantidad de Clientes EDENOR, Fuente ADEERA y elaboración propia.

EDESUR - Evolución de los Clientes

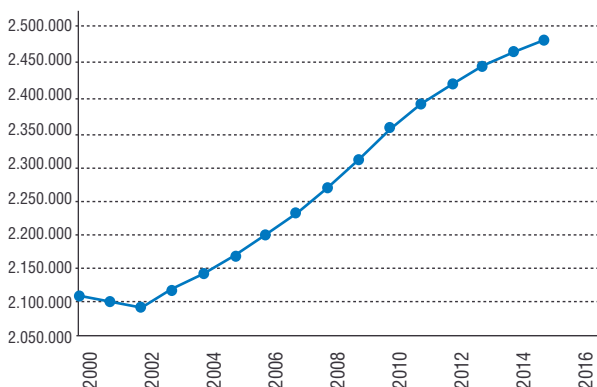


Gráfico N/21: Evolución de la cantidad de Clientes EDESUR, Fuente ADEERA y elaboración propia.

EDEMSA - Evolución de los Clientes

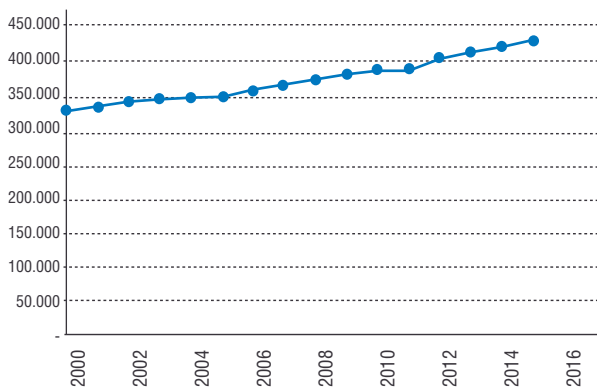


Gráfico N/22: Evolución de la cantidad de Clientes EDEMSA, Fuente ADEERA y elaboración propia.

EDELAP - Evolución de los Clientes

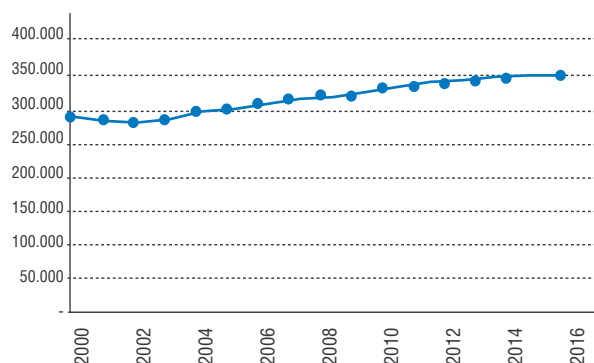


Gráfico N/23: Evolución de la cantidad de Clientes EDELAP, Fuente ADEERA y elaboración propia.

EJESA - Evolución de los Clientes

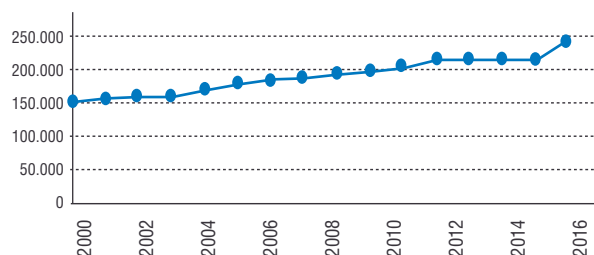


Gráfico N/24: Evolución de la cantidad de Clientes EJESA, Fuente ADEERA y elaboración propia.

2002, se observa una leve involución del crecimiento y a partir del 2003, crece en forma sostenida. Esto puede ser debido a una re-categorización de clientes que hace que se mejore el padrón de la distribuidora, o a algún error de la base de datos.

3.4/ CURVAS DE EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA Y REDES

Indicadores que permiten observar la performance de las empresas testigos.

CURVAS DE EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA VS LA MÁXIMA POTENCIA DEMANDADA

Este tipo de curvas permite inferir el factor de carga que tienen las empresas, puesto que al crecer la demanda de energía con una pendiente de mayor crecimiento que la observada en la máxima potencia del sistema, hace referencia a un mayor factor de carga y optimización de la potencia instalada (Desde el Gráfico N°25 al N°29).

EDENOR - Evolución del consumo de Energía vs Max Potencia Demandada

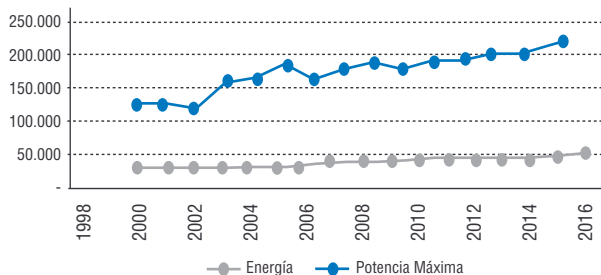


Gráfico N/25: Evolución del consumo de Energía vs la Máxima Potencia Demandada EDENOR, Fuente ADEERA y elaboración propia.

EDESUR - Evolución del consumo de Energía vs Max Potencia Demandada

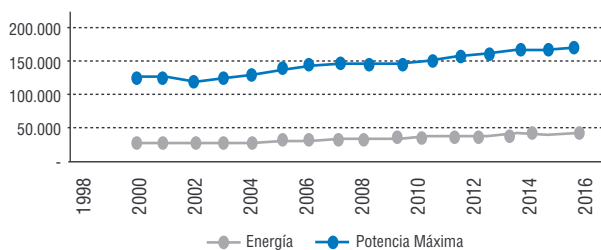


Gráfico N/26: Evolución del consumo de Energía vs la Máxima Potencia Demandada EDESUR, Fuente ADEERA y elaboración propia.

EDEMSA - Evolución del consumo de Energía vs Max Potencia Demandada

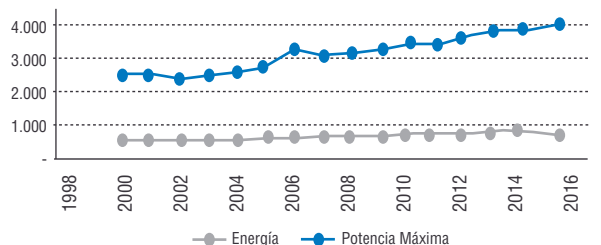


Gráfico N/27: Evolución del consumo de Energía vs la Máxima Potencia Demandada EDEMSA, Fuente ADEERA y elaboración propia.

EDELAP - Evolución del consumo de Energía vs Max Potencia Demandada

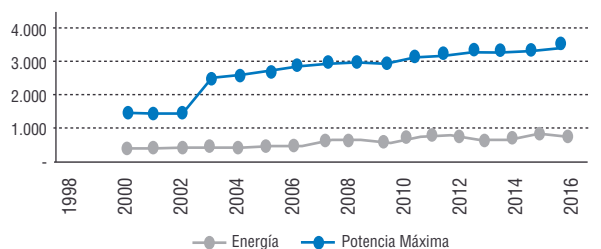


Gráfico N/28: Evolución del consumo de Energía vs la Máxima Potencia Demandada EDELAP, Fuente ADEERA y elaboración propia.

EJESA - Evolución del consumo de Energía vs Max Potencia Demandada

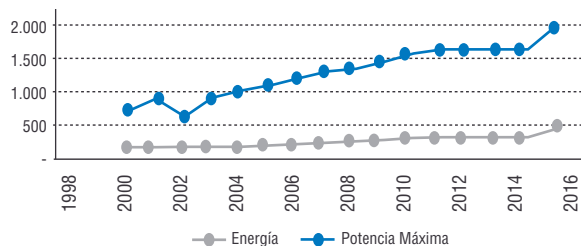


Gráfico N/29: Evolución del consumo de Energía vs la Máxima Potencia Demandada EJESA, Fuente ADEERA y elaboración propia.

CURVAS DE EVOLUCIÓN DE LOS KM DE LÍNEAS VS POTENCIA INSTALADA MT/BT

Esta relación de curvas nos permite observar el nivel de incremento de las inversiones que se realizan en las distribuidoras para seguir el crecimiento de sus clientes. En estos clientes testigos, se observa un crecimiento muy leve y una correspondencia entre ambas curvas a distinta escala.

CURVAS DE EVOLUCIÓN DE POTENCIA INSTALADA MT/BT VS LA ENERGÍA VENDIDA

Este tipo de curvas también permite observar el factor de carga de las instalaciones al ver que la energía crece a mayor pendiente que la potencia instalada, dándole un mayor aprovechamiento a las instalaciones. En los casos testigos se guarda una relación de instalaciones maduras (del Gráfico N°35 al N°39)

CURVAS DE EVOLUCIÓN DE POTENCIA INSTALADA MT/BT VS LA POTENCIA MÁXIMA

Este tipo de curvas permite observar el factor de uso de las instalaciones, puesto que permite comparar a que nivel se encuentran los factores de seguridad y respaldo, ya que mientras más cercanas están estas curvas se denota menor inversión y por otro lado una mayor utilización de las instalaciones con riesgo de perder la confiabilidad del uso de las mismas ante fallas y estados de contingencia o salida de servicio de componentes (Gráfico N°40).

En este caso se observa que la curva de evolución de la potencia máxima y aumento del factor de uso sucede en el año 2008 (indicador rojo), con un valor de 75,8%. Se observa un factor de uso alto.

En el Gráfico N°41 se observa que la curva de evolución de la potencia máxima y aumento del factor de uso sucede en el año 2013 (indicador rojo), con un valor de 66,9%. Se observa un factor de uso medio.

En el Gráfico N°42 se observa que la curva de evolución de la potencia máxima y aumento del factor de uso sucede en el año 2007 (indicador rojo), con un valor de 45,9%. Se observa un

factor de uso bajo.

En el Gráfico N°43 se observa que la curva de evolución de la potencia máxima y aumento del factor de uso sucede en el año 2011 (indicador rojo), con un valor de 83,4%. Se observa un factor de uso alto y peligroso,

En el Gráfico N°44 se observa que la curva de evolución de la potencia máxima y aumento del factor de uso sucede en el año 2009 (indicador rojo), con un valor de 62,8%. Se observa un factor de uso medio, cercano al óptimo.

EEDNOR - Evolución de los km de Líneas vs Potencia Instalada en MT/BT

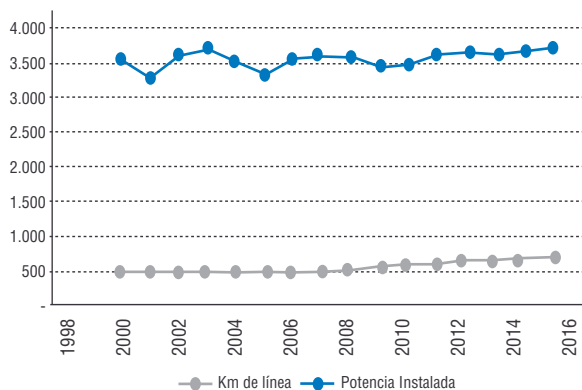


Gráfico N/30: Evolución de los km de Líneas vs la Potencia Instalada en MT/BT - EDENOR, Fuente ADEERA y elaboración propia.

EDESUR - Evolución de los Km de Línea vs Potencia Instalada en MT/BT

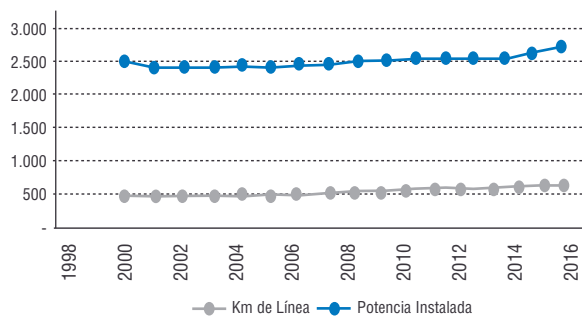


Gráfico N/31: Evolución de los km de Líneas vs la Potencia Instalada en MT/BT - EDESUR, Fuente ADEERA y elaboración propia.

EDEMSA - Evolución de los Km de Línea vs Potencia Instalada en MT/BT

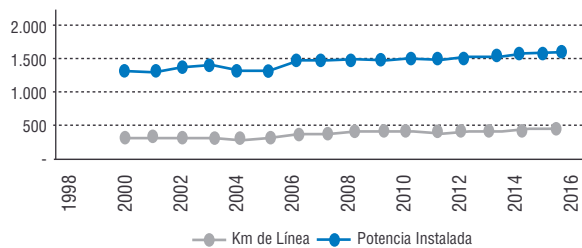


Gráfico N/32: Evolución de los km de Líneas vs la Potencia Instalada en MT/BT - EDEMSA, Fuente ADEERA y elaboración propia.

EDELAP - Evolución de los Km de Línea vs Potencia Instalada en MT/BT

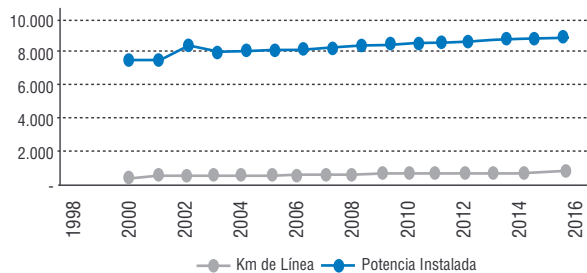


Gráfico N/33: Evolución de los km de Líneas vs la Potencia Instalada en MT/BT - EDELAP, Fuente ADEERA y elaboración propia.

EJESA - Evolución de los Km de Línea vs Potencia Instalada en MT/BT

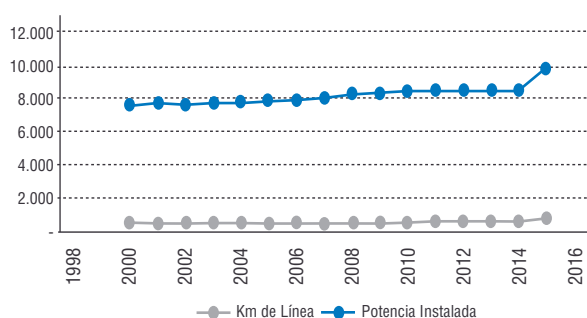


Gráfico N/34: Evolución de los km de Líneas vs la Potencia Instalada en MT/BT - EJESA, Fuente ADEERA y elaboración propia.

EDENOR - Evolución de la Potencia Instalada en MT/BT vs la Energía Vendida

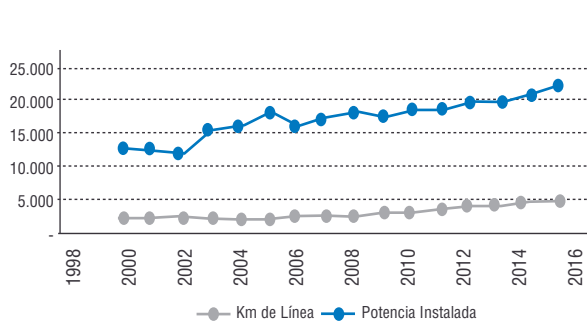


Gráfico N/35: Evolución de la Potencia Instalada en MT/BT vs la Energía Vendida - EDENOR, Fuente ADEERA y elaboración propia.

EDESUR - Evolución de la Potencia Instalada en MT/BT vs la Energía Vendida

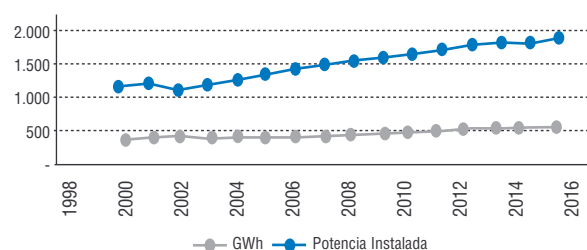


Gráfico N/36: Evolución de la Potencia Instalada en MT/BT vs la Energía Vendida - EDESUR, Fuente ADEERA y elaboración propia.

EDELAP - Evolución de la Potencia Instalada en MT/BT vs la Energía Vendida

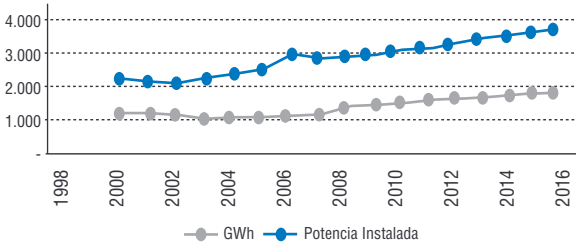


Gráfico N/37: Evolución de la Potencia Instalada en MT/BT vs la Energía Vendida – EDEMSA, Fuente ADEERA y elaboración propia.

EDELAP - Evolución de la Potencia Instalada en MT/BT vs la Energía Vendida

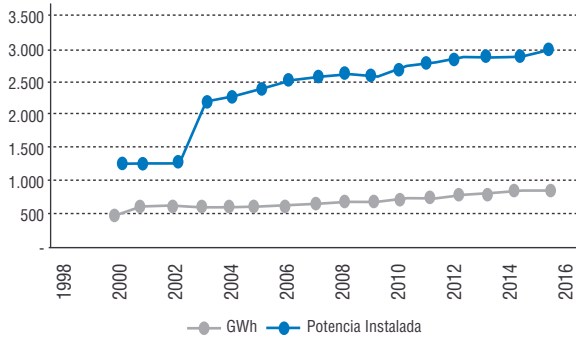


Gráfico N/38: Evolución de la Potencia Instalada en MT/BT vs la Energía Vendida – EDELAP, Fuente ADEERA y elaboración propia.

EJESA - Evolución de la Potencia Instalada en MT/BT vs la Energía Vendida

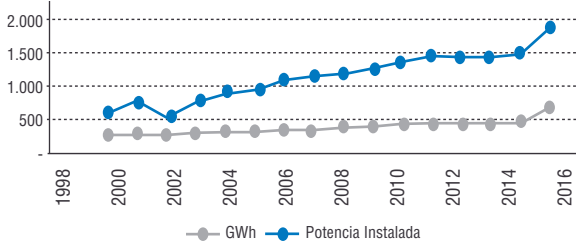


Gráfico N/39: Evolución de la Potencia Instalada en MT/BT vs la Energía Vendida – EJESA, Fuente ADEERA y elaboración propia.

EDENOR - Evolución de la Potencia Instalada en MT/BT vs la Potencia Máxima

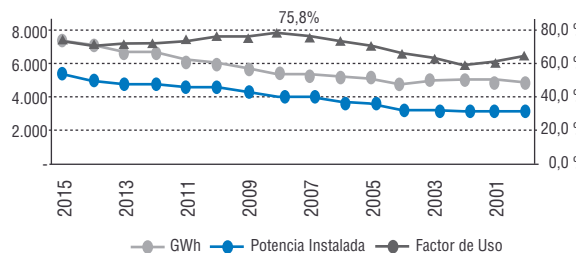


Gráfico N/40: Evolución de la Potencia Instalada en MT/BT vs la Potencia Máxima – EDENOR, Fuente ADEERA y elaboración propia.

EDESUR - Evolución de la Potencia Instalada en MT/BT vs la Potencia Máxima

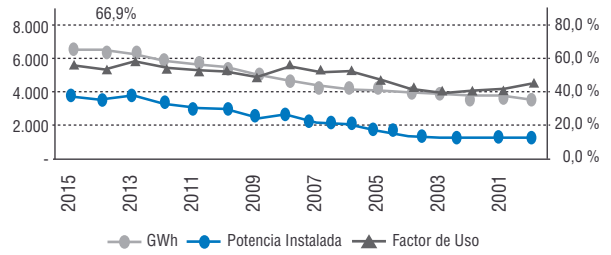


Gráfico N/41: Evolución de la Potencia Instalada en MT/BT vs la Potencia Máxima – EDESUR, Fuente ADEERA y elaboración propia.

EDELAP - Evolución de la Potencia Instalada en MT/BT vs la Potencia Máxima

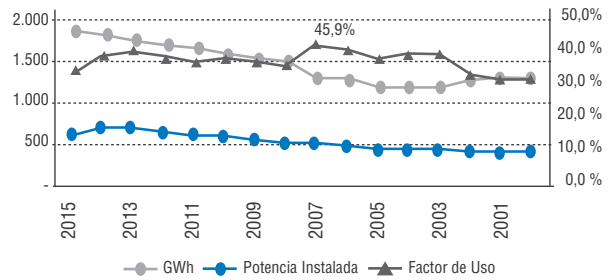


Gráfico N/42: Evolución de la Potencia Instalada en MT/BT vs la Potencia Máxima – EDEMSA, Fuente ADEERA y elaboración propia.

EDELAP - Evolución de la Potencia Instalada en MT/BT vs la Potencia Máxima

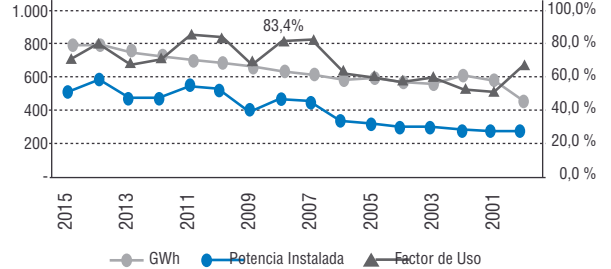


Gráfico N/43: Evolución de la Potencia Instalada en MT/BT vs la Potencia Máxima – EDELAP, Fuente ADEERA y elaboración propia.

EJESA - Evolución de la Potencia Instalada en MT/BT vs la Potencia Máxima

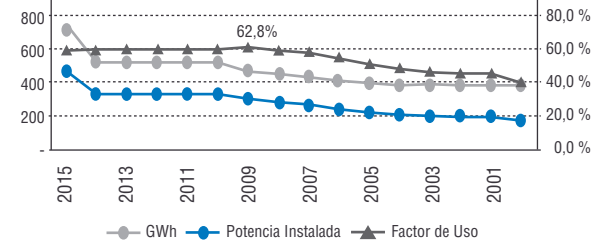


Gráfico N/44: Evolución de la Potencia Instalada en MT/BT vs la Potencia Máxima – EJESA, Fuente ADEERA y elaboración propia.

3.5/ CALIDAD

Por Calidad del servicio técnico se entiende a las interrupciones del servicio y el tiempo de cada una de ellas, sanciones a la distribuidora y demás cuestiones que hacen a la calidad.

La calidad del servicio técnico se evaluará en base a:

- La frecuencia de las interrupciones (cantidad de veces que se interrumpe el suministro a un usuario en un período determinado).
- La duración total de la interrupción (tiempo total sin suministro en un período determinado).

El Ente define los indicadores para el control de la calidad del servicio técnico y se fijan los valores máximos admitidos para cada uno de ellos.

Si los valores de los indicadores calculados excedieran los límites prefijados, se aplicarán sanciones a la Distribuidora. Las sanciones tienen la forma de bonificaciones que la Distribuidora deberá efectuar a todos los usuarios afectados. Dichas bonificaciones se aplican en la facturación del período de facturación inmediato posterior a la comunicación de la sanción a la Distribuidora. A fin de calcular dichos indicadores se computan solamente las interrupciones de servicio cuya duración supere los 3 (tres) minutos.

DEFINICIONES

- **Contingencia:** Es toda operación en la red, programada o intempestiva, manual o automática, que origine la suspensión del suministro de energía eléctrica de algún usuario o del conjunto de ellos.
- **Primera reposición:** Es la primera maniobra sobre la red afectada por una contingencia que permite restablecer el servicio, aunque sea parcialmente.
- **Última reposición:** Es la operación sobre la red afectada por una contingencia que permite restablecer el servicio a todos los usuarios afectados por la interrupción.

REGISTRO DE LAS CONTINGENCIAS

A los efectos del cálculo de los indicadores, la Distribuidora debe llevar un registro de las contingencias, de su duración, del número y la potencia nominal de los transformadores de MT/BT afectados, de los usuarios involucrados, así como de toda otra información que le solicite el Ente.

Para el cálculo de los indicadores se computan tanto las fallas en las redes de la Distribuidora como las deficiencias en el abastecimiento (generación y transporte), no imputables a causas de fuerza mayor.

La Distribuidora presenta trimestralmente al ENTE los resultados de su gestión en el trimestre inmediato anterior. El Ente puede auditar cualquier etapa del proceso de determinación

de los indicadores.

El Ente aplicará sanciones y multas a la Distribuidora cuando ésta preste un servicio con características técnicas tales que la frecuencia de las interrupciones y la duración de las mismas se aparten de los valores límites fijados.

Las multas por apartamientos en las condiciones establecidas, dependerán de la energía no distribuida (por causas imputables a la Distribuidora) más allá de los límites acordados, valorizada en base al perjuicio económico ocasionado a los usuarios.

Como ejemplo se puede tomar los indicadores de las 2 empresas testigos, EDENOR y EDESUR, donde en el Decreto 134/2015, del 16 de diciembre de 2015, de emergencia energética, en donde se indican los indicadores de calidad.

Los indicadores que reflejan la calidad del servicio público de las distribuidoras exhiben los siguientes resultados: El indicador de frecuencia media de interrupción por usuario correspondiente al 2003 para EDENOR S.A. fue de 4,73 interrupciones por año y para el 2014 fue de 9,33 interrupciones por año, en tanto el mismo indicador para EDESUR S.A. fue de 3,56 interrupciones por año y de 5,44 interrupciones por año, respectivamente.

El indicador de la duración media de interrupción por usuario del 2003 para EDENOR S.A. fue de 10,19 horas por año y para el 2014 fue de 31,83 horas por año, en tanto el mismo indicador para EDESUR S.A. fue de 6,39 horas por año y de 33,07 horas por año, respectivamente. Se observa un aumento importante (Gráfico N°45 y N°46).

Estos resultados representan un aumento, para los períodos referidos, del indicador de frecuencia media de interrupción por usuario para EDENOR S.A. del noventa y siete por ciento (97%) y para EDESUR S.A. del cincuenta y tres por ciento (53%).

Se observa un deterioro importante de la calidad de la red eléctrica que afecta el servicio por problemas de falla que además de haber más interrupciones, tardan más tiempo en solucionarse las mismas.

3.6/ COBERTURA

El acceso a la energía comercial en la Argentina es un objetivo que puede calificarse como una política de Estado de largo plazo. El desarrollo de la infraestructura eléctrica y de transporte y distribución de gas natural, permitió alcanzar una tasa de cobertura eléctrica del 98%. En el caso del gas natural, poco más del 50% de los hogares de la Argentina tiene acceso al servicio comercial del gas natural. El resto de los hogares utiliza para sus usos domésticos Gas Licuado de Petróleo (GLP) o, en algunos casos, energía eléctrica.

El acceso de la población al servicio de energía eléctrica de red en la República Argentina es alto. La tasa de cobertura total del país es del 98%, medida como la cantidad de hogares registra-

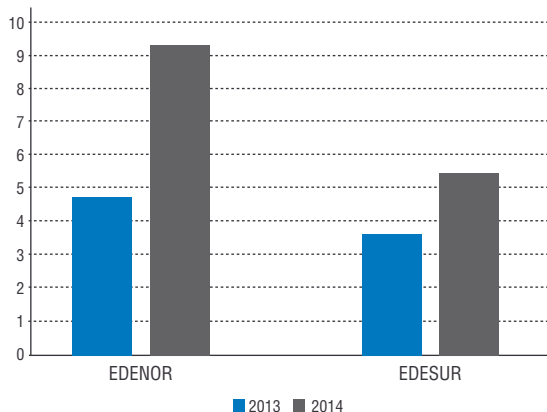
Interrupciones por año

Gráfico N/45: Evolución de las Interrupciones del servicio por año, Fuente boletín Oficial y elaboración propia.

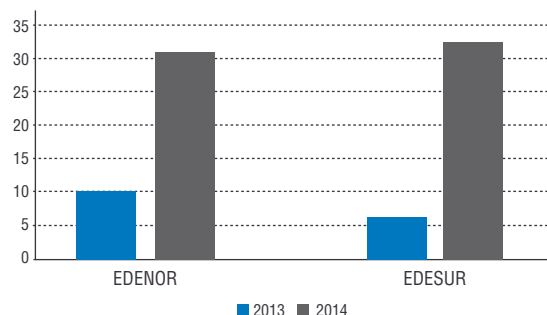
Duración de las interrupciones por usuario (horas por año)

Gráfico N/46: Evolución de la duración de las Interrupciones por usuario en horas por año, Fuente boletín Oficial y elaboración propia.

dos en el Censo 2010 con tenencia de electricidad mediante servicio brindado por red sobre el total de hogares del país. En provincias como Buenos Aires, incluyendo el área metropolitana y la ciudad de Buenos Aires, Mendoza y San Juan esta cobertura alcanza el 99% de los hogares de estas jurisdicciones, alcanzando el máximo calculado, mientras que la provincia que menor cobertura de servicio eléctrico presenta es la de Santiago del Estero, con el 86% de cobertura y casi 19.000 hogares sin servicio eléctrico. Con tasas de cobertura de entre el 90% y el 95% podemos ubicar a Corrientes, Chaco, Formosa, Jujuy, Misiones, Salta y Tierra del Fuego, que en total reúnen poco menos de 80.000 hogares sin servicio eléctrico. El resto de las provincias superan el 95% de cobertura.

Si bien se puede deducir que el acceso al servicio eléctrico público en el país, es altamente satisfactorio, no hay que dejar de destacar que aproximadamente unos 500.000 ciudadanos no tienen servicio eléctrico, distribuidos en mayor o menor medida a lo largo y ancho del territorio nacional, siendo un objetivo nacional que la totalidad de los argentinos tengan acceso al servicio público de energía eléctrica.

3.7/ CONCLUSIONES SOBRE LA SITUACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN

Como conclusión del área de la Distribución de la Energía se puede decir que es una de las que más ha sufrido la falta de inversión de los últimos años, afectando la calidad en cuanto a la cobertura del servicio en los momentos de mayor demanda, como en el tiempo en la reposición del servicio, con largos tiempos para la reposición del mismo y con la no garantía que la solución planteada en el momento, sea de forma definitiva, ya que la repetición de cortes y situaciones desfavorables para los clientes se sufrieron en los días más calurosos del año y de rigurosidad climática.

La cobertura eléctrica del país con valores cercanos al 98%, habla de que es uno de los países de la región con más compromiso en cuanto a llevar el servicio eléctrico hasta lo más lejos de su geografía, con porcentajes que llegan al 99% en algunas provincias, pero que también hay zonas con índices menores que llegan al 86%. Esto también habla de la desigualdad de determinadas políticas provinciales que no cubren con dichas pautas nacionales.

Las revisiones tarifarias de las empresas distribuidoras han mostrado un claro interés en sus planes de invertir en expansión, calidad de sus redes y capacidades de transformación. El mayor Valor Agregado de Distribución (VAD) se traspasará a la tarifa que finalmente paga el usuario por el servicio eléctrico. Dicha tarifa va a impactar en la economía del usuario tomando políticas de racionalización del servicio y de un mayor uso prudente de la electricidad. Esto redundará en beneficio y más conciencia de que los recursos son escasos y contaminantes.

PROVINCIA	TOTAL DE HOGARES	BAJO RED	GENERACIÓN PROPIA	NO TIENE	TASA DE COBERTURA
Buenos Aires	1.853.916	1.830.124	17.994	5.798	99%
Capital Federal y GBA	4.087.666	4.055.252	27.664	4.750	99%
Catamarca	95.948	93.040	701	2.207	97%
Córdoba	1.032.621	1.016.335	9.671	6.615	98%
Corrientes	267.843	253.090	3.552	11.201	94%
Chaco	288.479	267.321	3.646	17.512	93%
Chubut	157.036	152.197	3.349	1.490	97%
Entre Ríos	375.110	366.725	3.308	5.077	98%
Formosa	140.261	127.595	2.715	9.951	91%
Jujuy	174.669	164.048	3.691	6.930	94%
La Pampa	107.777	105.465	1.928	384	98%
La Rioja	91.239	87.974	1.750	1.505	96%
Mendoza	494.990	488.554	4.145	2.291	99%
Misiones	302.739	284.682	2.374	15.638	94%
Neuquén	172.164	166.019	3.658	2.487	96%
Río Negro	199.319	193.920	2.962	2.437	97%
Salta	299.822	275.499	6.108	18.215	92%
San Juan	177.094	175.470	680	944	99%
San Luis	126.803	122.911	2.437	1.555	97%
Santa Cruz	80.725	79.061	1.343	321	98%
Santa Fe	1.023.042	1.005.621	10.300	7.121	98%
Santiago del Estero	217.857	188.389	10.811	18.657	86%
Tierra del Fuego	38.377	35.997	2.058	322	94%
Tucumán	368.572	362.954	1.947	3.671	98%
Total País	12.174.069	11.898.143	128.792	147.124	98%
Habitantes	40.117.096				
Habitantes por hogar promedio	3,3				
Habitantes sin serv. Eléctrico	484.816				

Tabla N/11: Tasa de cobertura energía eléctrica en la República Argentina 2010. Fuente: Instituto Nacional de Estadística y Censo – Censo Nacional 2010, Cuadro H11P Hogares por tipo de vivienda, según tenencia de electricidad. Año 2010.

Se tenderá a una mayor modernización de las instalaciones, a la compra de lámparas LED y artefactos domésticos modernos clase A, que tienen menos consumo y mejor rendimiento por hora de uso. Esto ha demostrado por experiencia, que con la modernización, en los estratos sociales medios, no se disminuye el consumo final medido en energía, sino que se aumenta el confort y la calidad de las viviendas.

Las pérdidas han evolucionado hacia niveles demasiado elevados, demostrando que las empresas, no han invertido en la disminución de las mismas, debido al bajo nivel de tarifa y falta de incentivo. Con el reconocimiento de mayores inversiones en esta área, se espera que las empresas emprendan campañas de reconocimiento y disminución de las mismas, redundando en una mejora de la optimización del servicio y evitando subsidios cruzados por este factor distorsivo.

4/ CONCLUSIONES

El estudio de investigación realizada, da como resultado que el sector eléctrico en particular estará beneficiado en sus tres áreas de generación, transporte y distribución con las políticas sectoriales adoptadas recientemente.

El sector de generación recibirá mayores actores, debido al ingreso del mercado competitivo de los denominados Renovables, que se espera incentive aún más la incorporación de generación renovable, con todos los beneficios que la misma aporta a los usuarios del sistema eléctrico y al conjunto de la sociedad. Resulta claro que si bien se espera un incremento importante de las renovables, no va a ser suficiente para abastecer el mercado, por lo que el Estado también ha tomado políticas de incentivo y ha llamado a los generadores a participar de proyectos térmicos para optimizar y ampliar sus instalaciones con el objeto de incrementar la oferta de generación y mejorar la eficiencia del sistema.

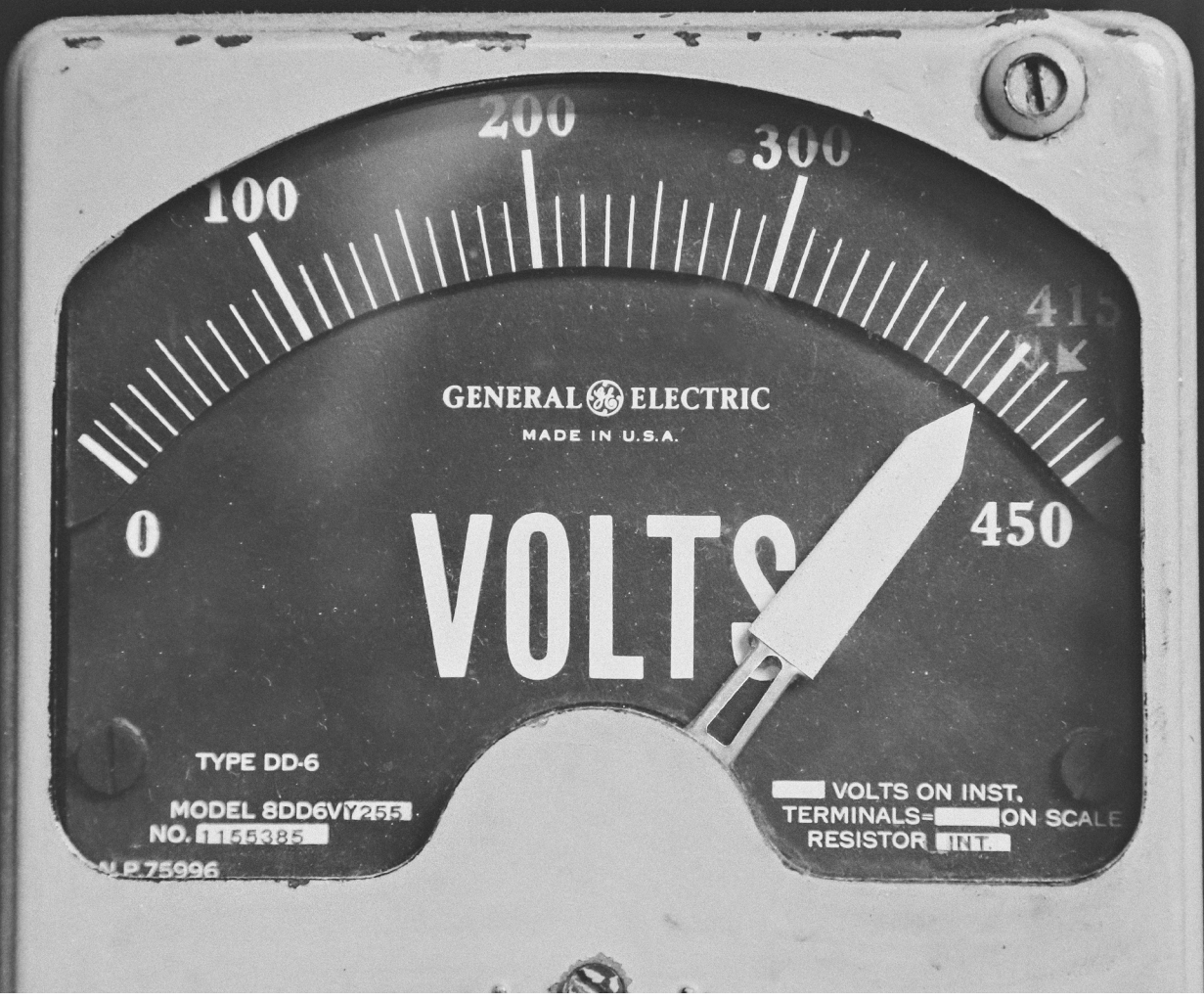
El sector de transporte de energía también ha comenzado a moverse para asegurar el abastecimiento al usuario final, extendiendo sus redes de alta tensión conforme al plan del gobierno e invirtiendo en calidad, modernización, recambio por obsolescencia, renovación tecnológica y comunicaciones para mejorar la reposición del servicio ante fallas en el sistema.

En el sector de distribución se han planteado mejoras en los niveles de inversión y control de las pérdidas que redundarán en una mejor calidad del servicio al cliente final.

Se espera que las tarifas al usuario final experimenten subas importantes en los próximos años, lo cual se debe a dos motivos fundamentales: por un lado la quita de subsidios a los

combustibles fósiles por parte del Estado Nacional, y por otro al aumento esperado del VAD, según se plantea en las revisiones tarifarias de las empresas de distribución, en cual incluye un fuerte componente de inversión en mejoras y modernización de la redes. Esto puede dar lugar a señales económicas para un uso más racional y responsable del servicio y la incorporación de equipamiento e instalaciones más eficientes por parte de los usuarios.

En general puede decirse que el sector eléctrico nacional está experimentando un dinamismo importante. Se ha realizado una introspectiva global por parte de los principales actores del sector, con un diagnóstico integral de la situación, y el diseño e implementación de planes de acción tendientes a reducir los riesgos asociados a la falta de inversión y déficit de gestión, y a la gradual normalización del sector.






GENERAL  ELECTRIC
MADE IN U.S.A.

VOLTS

TYPE DD-6

MODEL 8DD6VY255
NO. 

P. 75996

 VOLTS ON INST.
TERMINALS= ON SCALE
RESISTOR 

5/ REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1]. Alberto Del Rosso y Andrés Ghia. "ANÁLISIS DE INVERSIONES EN EL SECTOR ELÉCTRICO NACIONAL PARA EL PERÍODO 2016-2025". Cámara Argentina de la Construcción. Área de Pensamiento Estratégico. Mayo 2015.

[2]. CAMMESA. Informa Anual 2016 – www.cammesa.com

[3]. ANDRÉS GHIA & ALBERTO DEL ROSSO. "INSERCIÓN DE GENERACIÓN RENOVABLE A GRAN ESCALA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO ARGENTINO". Cámara Argentina de la Construcción. Área de Pensamiento Estratégico. Julio 2016.

[4]. Alberto Del Rosso y Andrés Ghia. "ANÁLISIS DE REQUERIMIENTOS DE INFRAESTRUCTURA E INVERSIONES EN GENERACIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL". Cámara Argentina de la Construcción. Área de Pensamiento Estratégico. Noviembre 2010.

[5]. Análisis de Requerimientos de Infraestructura e Inversiones en el Sector de Distribución del Sistema Eléctrico Nacional. Cámara Argentina de la Construcción. Área de Pensamiento Estratégico. Julio 2010.

[6]. Alberto Del Rosso y Andrés Ghia. "Análisis de Requerimientos de Infraestructura e Inversiones en el Sistema Eléctrico en el Área Metropolitana". Cámara Argentina de la Construcción. Área de Pensamiento Estratégico. Noviembre 2009.

[7]. Alberto Del Rosso y Andrés Ghia. "Análisis de Respuesta de la Demanda para Mejorar la Eficiencia de Sistemas Eléctricos - Aplicación Al Sistema Eléctrico Ar-

gentino". Cámara Argentina de la Construcción. Área de Pensamiento Estratégico. Septiembre 2009.

[8]. Alberto Del Rosso y Andrés Ghia. "Estudio y Análisis de las Capacidades y Desafíos de la Industria de la Construcción de Infraestructuras en Relación a la Demanda Estimada para el Período 2007-2017 - Aplicación Al Sector Eléctrico". Cámara Argentina de la Construcción. Área de Pensamiento Estratégico. Julio 2008.

[9]. Alberto Del Rosso y Andrés Ghia. "Perspectivas para el Desarrollo de Proyectos de Generación en el Marco de los Cambios Regulatorios del Sector Eléctrico. Cámara Argentina de la Construcción". Cámara Argentina de la Construcción. Área de Pensamiento Estratégico. Agosto 2007.

[10]. Alberto Del Rosso. "Evaluación de las Inversiones Necesarias para el Sector Eléctrico Nacional en el Mediano Plazo. Cámara Argentina de la Construcción". Octubre de 2006.

[11]. Evaluación y Análisis de los Objetivos del Proyecto Energía Sustentable para todos en El Sector Energético de La Republica Argentina. Presentación para el Banco Mundial. Gerardo Rabinovich.

[12]. Alberto Del Rosso y Andrés Ghia. "Reducción de Pérdidas en Sistemas de Transmisión Y Distribución - Beneficios Económicos y Ambientales". Cámara Argentina de la Construcción. Área de Pensamiento Estratégico. Diciembre 2013.

FO
DE
CO

FONDO PARA EL DESARROLLO
DE LA CONSTRUCCIÓN



CÁMARA ARGENTINA
DE LA CONSTRUCCIÓN