

# Análisis de la calidad del servicio eléctrico



Jorge Lapeña | *JULIO 2018*

cece

**ANALISIS DE LA CALIDAD DE**  
**SERVICIO ELECTRICO Y SU**  
**EVOLUCIÓN A PARTIR DEL**  
**PROCESO DE RENEGOCIACIÓN**  
**TARIFARIA.**

**(COMO MONITOREAR LOS RESULTADOS)**

**Contrato N°59**

**Jorge Lapeña**

**11 de Julio de 2019**

# **INDICE**

## **1.- INTRODUCCION**

### **CAPITULO 1 : EL SISTEMA ELECTRICO ARGENTINO**

#### **CAPITULO 2 : LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD**

##### **2.1- EL SISTEMA DE GENERACIÓN**

##### **2.2- LA CALIDAD DE LA GENERACIÓN**

##### **2.3 EL CUBRIMIENTO DE LA CARGA MAXIMA EN TRES FECHAS SIGNIFICATIVAS DEL PERIODO 2015-2019:**

##### **2.4- CONCLUSIONES SOBRE LA EVOLUCION DE LA CALIDAD DE LA GENERACIÓN**

#### **CAPITULO 3: EL TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD**

##### **3.1- EL SERVICIO PÚBLICO DE TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD**

##### **3.2- SISTEMA DE EXTRA ALTA TENSIÓN 500 KV. TRANSENER**

##### **3.3- SISTEMA DE ALTA TENSIÓN EN LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES (TRANSBA)**

##### **3.4- LOS SISTEMAS REGIONALES DE TRANSMISION EN ALTA TENSION**

##### **3.5.- LA CALIDAD DE SERVICIO EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN EN ALTA Y EXTRA ALTA TENSION**

##### **3.6- CONCLUSIONES SOBRE LA EVOLUCION DE LA CALIDAD DE LA TRASMISION**

#### **CAPITULO 4 :LA DISTRIBUCION DE ENERGÍA ELECTRICA**

##### **4.1- DESCRIPCION GENERAL DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION DE ENERGÍA ELECTRICA**

##### **4.2- LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE JURISDICCION NACIONAL: EDENOR Y EDESUR**

###### **4.2.1 EDENOR**

###### **4.2.2 EDESUR**

###### **4.2.3 CALIDADES DE SERVICIO EN EL ESPACIO CABA- GBA**

4.2.4 COMENTARIOS SOBRE LA REVISION SEMESTRAL N° 44  
CORRESPONDIENTE AL PERIODO MARZO 2018-AGOSTO 2018

4.2.5 NORMAS DE CALIDAD PARA EL PERIODO 2017-2021

**4.3- LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE JURISDICCION PROVINCIAL**

**4.4- CONCLUSIONES RELATIVAS A LA EVOLUCION DE LA CALIDAD EN EL  
SEGMENTO DE DISTRIBUCIÓN**

**CAPITULO 5 : CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

**5.1- CONCLUSIONES RESPECTO A LA EVOLUCIÓN DE LA CALIDAD DE  
SERVICIO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ELECTRICIDAD**

**5.2- RECOMENDACIONES PARA EL MONOTEREO DE LA CALIDAD DE LOS  
SUMINISTROS.**

**ANEXOS**

**BIBLIOGRAFIA**

## **1.- INTRODUCCION**

La expresión “crisis energética” ha sido utilizada en Argentina en forma recurrente en los últimos 70 años. Se lo ha hecho para expresar un conjunto de ideas y opiniones sobre el funcionamiento del sector energético en determinadas circunstancias críticas del sistema.

A mediados de los años 50 del siglo 20 se produjo una insuficiencia de la capacidad instalada de generación de electricidad en la zona del Buenos Aires y el Litoral que impedían proveer un servicio público en pleno crecimiento. El período se lo llamó de la “dieta eléctrica”. Esa crisis fue superada hacia el final de la década del 50 y comienzos de los años 60 con varias medidas implementadas en forma simultánea: 1) la construcción de la Central Termoeléctrica San Nicolás por parte de la empresa estatal Agua y Energía Eléctrica (1956) y la vinculación de esta central con la ciudad de Buenos Aires mediante un conjunto de LAT de 132 KV en la ET Morón ; la creación de la Empresa Segba en 1959/1960 en reemplazo de la empresa privada CADE que prestaba servicios en la ciudad de Buenos Aires desde comienzos del siglo 20 ; y la construcción de una nueva gran central eléctrica de gran porte en la ciudad de Buenos Aires de 600 MW: la Central Costanera<sup>1</sup>.

Al final de la década del 80 – entre el último cuatrimestre de 1988 y primer cuatrimestre 1989- una combinación de factores adversos y simultáneos – salida de servicio de la CN Atucha 1; vaciamiento parcial del embalse de la CH el Chocón para realizar la reparación de la Presa principal, y el bajo aporte hidráulico de todas las cuencas hídricas - dejó al Sistema Interconectado Nacional durante algunas semanas en una situación de incapacidad de cubrir la demanda de energía y potencia.

Esas circunstancias obligaron al gobierno a tomar decisiones para administrar la crisis de suministro recurriendo a los cortes rotativos y programados de 4 horas que generaron grandes incomodidades a la población. El transcurso del tiempo permitió superar esa restricción en pocos meses- la duración del periodo crítico abarcó 12 semanas<sup>2</sup>- y el sistema volvió a la normalidad en la medida en que se superaron las circunstancias coyunturales que le dieron origen.

Ya en este siglo en los primeros años de la primera década y como consecuencia de decisiones tomadas en la salida de la convertibilidad a partir de 2002 se presentó nuevamente el fenómeno de la Crisis Energética. Hasta la salida del régimen de la convertibilidad que establecía la equivalencia por ley entre el peso argentino y el dólar estadounidense las tarifas de los servicios públicos estaban dolarizadas. Las empresas prestatarias recibían precios en pesos del mismo valor de dólar. Las deudas y en general los pasivos de las empresas estaban dolarizados.

---

<sup>1</sup> La Central Costanera constaba de 5 unidades Turbo vapor de 120 Mw cada una originalmente denominada Central Buenos Aires. Fue iniciada por la empresa AyEE y luego transferida a la empresa SEGBA que finalizó su construcción y realizó su puesta en archa en 1964.

<sup>2</sup> Ver Lapeña “ La Energía en Tiempos de Alfonsín” Eudeba (2014)

La salida de la convertibilidad en el caso de las empresas de servicios públicos regulados y monopólicos obligó a la toma de decisiones cruciales a la dirigencia política. Una de ellas fue la sanción el 6 de Enero de 2002 por unanimidad de ambas cámaras del Congreso Nacional de la ley 25561 de Emergencia Económica. Dicha ley dispuso el congelamiento tarifario y dispuso que las partes debieran renegociar los precios de las prestaciones (tarifas) de forma tal que las prestadoras pudieran continuar con las prestaciones y los usuarios pudieran razonablemente hacer frente a las erogaciones correspondientes.

El proceso indicado en la ley demostró ser difícil de llevar a la práctica por menos a nivel de la jurisdicción nacional. Los congelamientos tarifarios se demoraron excesivamente y las tarifas en consecuencia se degradaron en forma acelerada desde 2004 en adelante en la medida en que al congelamiento se le empezaron superponer regresiones de los ingresos en la medida en que el valor nominal de los mismos comenzaba a deteriorarse por una inflación persistente de 2 dígitos a partir de 2004.

El proceso de virtual congelamiento tarifario requirió de ayudas estatales para evitar el colapso: la inversión genuina en ampliaciones de capacidad para hacer frente a inversiones por parte de los concesionarios se hizo escasa; y el Estado nacional mediante diversos mecanismos discrecionales decidió inversiones, financió las mismas y adjudicó las mismas a empresas de dudosa capacidad para realizar las mismas en tiempo y forma.

Este proceso duró al menos tres lustros desde la salida de la convertibilidad y sus consecuencias negativas fueron de alto impacto y larga duración dentro del sector energético. Los efectos de esa crisis de larguísima duración han impactado en el funcionamiento sectorial y perduran más allá de que se haya ya dejado atrás la fase aguda de esa crisis.

### **Consecuencias de la salida de la convertibilidad**

La salida de la convertibilidad significó el abandono brusco de la economía energética dolarizada con precios y costos en dólares o pesos convertibles a dólares. En medio de la crisis de la salida de la convertibilidad llevó a la sanción de la Ley de Emergencia Económica el 6 de enero de 2002 que incluyó un congelamiento tarifario inicial de las tarifas de los servicios públicos regulados, entre ellos los energéticos de energía eléctrica y gas natural. El abandono de la convertibilidad provocó la devaluación brusca del peso y con ello la automática baja de los ingresos de las empresas y el mantenimiento de las obligaciones de las empresas asumidas en dólares.

Las empresas ante la imposibilidad de ajustar ingresos sufrieron quebrantos patrimoniales que al no ser corregidos llevaron a las mismas a diversas formas de inviabilidad.

Los congelamientos tarifarios dispuestos originalmente por la ley de Emergencia Económica fueron mantenidos aún después de superar la fase aguda de la “crisis de la salida de la convertibilidad”, y como consecuencia de ello las empresas sufrieron un

deterioro en sus ingresos, pero también en su capacidad de afrontar las inversiones para mantener un servicio público en expansión.

Las consecuencias de esta situación fueron varias:

- a) Abandono del país por venta de las empresas originalmente compradoras de la empresa estatal en los años 90. Hubo muchos casos, pero particularmente pongo como ejemplo la salida del país de la prestigiosa empresa Electricité de France (EDF) que vendió su participación en las empresas distribuidoras EDENOR y el EDEMSA (Mendoza).
- b) Los congelamientos tarifarios llevaron a un deterioro paulatino pero constante de la calidad de servicio por insuficiencia de las inversiones en ampliaciones, renovación de redes por obsolescencia; etc. ante una demanda creciente alentada por precios congelados e inflación creciente.
- c) Por otro lado, el congelamiento de los precios finales a los consumidores finales llevó a la necesidad de implementar un sistema desordenado de subsidios estatales crecientes que recayeron sobre el Tesoro nacional alimentando un déficit creciente.
- d) El déficit energético también impactó negativamente en las cuentas públicas: los subsidios energéticos alcanzaron los 20.814 MMU\$ en el 2014 siendo otra de las causales de los grandes desequilibrios de la economía nacional. Los subsidios se redujeron a 8803 millones en el 2017, y en el 2018 estaba previsto reducirlos a 4.000 millones. El impacto de la devaluación frenó las recomposiciones tarifarias: el déficit en el 2018 fue de 7.121 MMU\$. Este año la previsión presupuestaria para subsidios energéticos es de 4866 MMU\$.

### **Las consecuencias de la crisis energética**

Una lista no taxativa de los efectos de la crisis energética que abarcó la mayor parte de tiempo de las primeras dos décadas del actual siglo son: a) la pérdida del autoabastecimiento energético alcanzado en 1989 y mantenido hasta 2010; b) la proliferación de subsidios energéticos de diverso tipo que alcanzaron en 2015 un valor cercano a los 20.000 millones de dólares estadounidenses por año, cifra que es insostenible por la hacienda pública, y a su vez causa de grandes desequilibrios macroeconómicos; c) degradación de la calidad de los servicios públicos energéticos en magnitudes perceptibles por la población (cortes del suministro eléctrico, demoras en las reparaciones una vez que las fallas se producen; insuficiencia de inversiones); d) aumento de los costos de las inversiones y demoras en los plazos de construcción; e) escándalos por la corrupción en la obra pública energética; f) abandono del país de empresas de jerarquía internacional y reemplazo de las mismas por empresas de calidad inferior y sin experiencia probada en el sector; etc.

## **El objeto del trabajo**

El presente trabajo indaga en uno de estos factores: la degradación de la calidad de los servicios públicos energéticos en magnitudes perceptibles por la población (cortes del suministro eléctrico, demoras en las reparaciones una vez que las fallas se producen; insuficiencia de inversiones). En particular en el sector eléctrico. Se busca determinar cómo ha evolucionado la calidad de la prestación eléctrica en los tramos de: 1) Generación; 2) Transporte; y 3) la Distribución de Energía eléctrica.

A partir de ese análisis evaluaremos las tendencias existentes a recuperar niveles de calidad preexistente al inicio de la crisis o por el contrario a permanecer en la situación de deterioro.

## **Otras constataciones**

Se ha verificado que existen en el territorio nacional dos fenómenos que deben ser estudiados con más detalle del que se ha realizado hasta ahora con el objeto de poder diseñar políticas eléctricas de alcance nacional.

- a) La calidad de las prestaciones es dispar existiendo zonas con adecuada calidad de servicio y otras zonas con calidad inadecuada.
- b) Existe una gran dispersión tarifaria que es producto de varios factores y circunstancias que debería ser objeto de estudios detallados para conocer exactamente su incidencia en dichas diferencias.

Una lista no taxativa de esos factores sería: a) Diferencias en la estructura de las tarifas entre las diversas jurisdicciones; b) Diferencia de criterios aplicados por los reguladores; c) diferencia de costos de las prestaciones por razones técnicas entre distintas empresas (pe: densidad de carga entre ciudades de distinta configuración; distintos climas, etc.).

**CAPITULO 2**  
**EL SISTEMA ELECTRICO ARGENTINO**

## **1.- Descripción física y encuadre legal**

Desde el punto de vista físico el sistema eléctrico argentino se describe mediante el mapa de la Figura 1

En el mismo se ubica un extenso y complejo sistema de Transporte de Electricidad que abarca la totalidad de nuestro territorio nacional desde Jujuy en el norte hasta el sur de la Provincia de Santa Cruz. Ese sistema de Transmisión posee un conjunto de interconexiones internacionales que vinculan eléctricamente a nuestro país con Chile; con Uruguay; con Paraguay y con Brasil.

Esa extensa Red de Transmisión está compuesta por dos tipos de instalaciones. Una extensa y única empresa de Transmisión en Extra Alta Tensión de 500 KV operada y mantenida por la empresa Transener y 6 empresas de Transmisión regionales que transportan la energía en cada región del país en una tensión de transporte menor a los 500KV.

Se puede afirmar que el sistema de Transmisión descrito constituye la columna vertebral del sistema eléctrico nacional. Las líneas de alta tensión que conforman el sistema vinculan los centros de generación – las centrales eléctricas- con los centros de consumo: las grandes ciudades e industrias donde la energía es consumida. El 70% de la totalidad de la energía consumida por los usuarios es transportada antes de ser consumida por ese sistema de Transporte.

Desde un punto de vista descriptivo las centrales son de propietarios diversos: empresas estatales; empresas privadas; organismos internacionales. La Transmisión es realizada por empresas de derecho privado y las Distribuidoras tienen varias formas societarias.

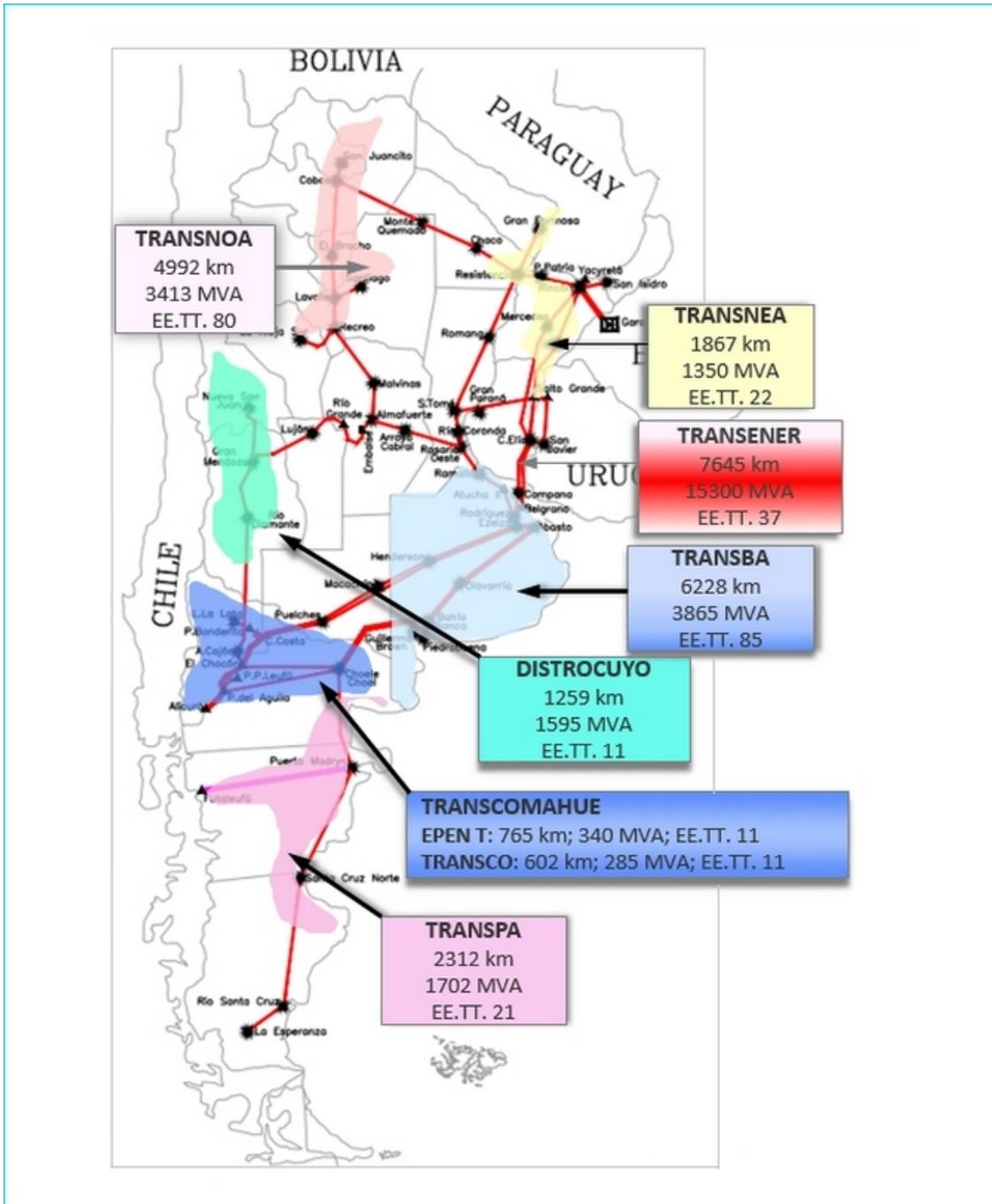
Desde el punto de vista institucional el funcionamiento del sistema se rige por las leyes de Marco Regulatorio del Sector eléctrico (leyes 24065 y 15336) que fija los derechos y obligaciones de cada tipo de actor. También las características de los servicios prestados por cada tipo de actor. Y las formas de retribución por los servicios que prestan. También define los derechos y obligaciones de Entes Reguladores.

La ley 24065 sancionada en 1992 desde el punto de vista organizativo estableció tres segmentos diferenciados del sistema eléctrico lo que se conoce como “desintegración vertical del sistema”. Históricamente la configuración tradicional de una empresa eléctrica prestataria del servicio público de electricidad estaba conformada por tres segmentos diferenciados pero integrados dentro de una misma prestataria: 1) la generación realizada en una central eléctrica; 2 ) una red de transporte en el alta tensión; y 3) la distribución domiciliaria en media y baja tensión que abastece a los consumidores finales.

La innovación consistió en desintegración vertical consistió en separar los segmentos y fijar por ley una serie de incompatibilidades para realizar más de una actividad.

El artículo 1° de dicha ley caracterizó como servicio público al transporte y la distribución de electricidad. La generación en cambio fue definida como un servicio de interés general afectado a un servicio público.

La ley de Marco Regulatorio definió como actores reconocidos del mercado eléctrico mayorista a los siguientes (Art.4°): a) Generadores o productores; b) Transportistas; c) Distribuidores; d) Grandes Usuarios y e) Comercializadores



## 2.- La generación

De acuerdo con lo establecido en la ley 24065 de marco regulatorio eléctrico la generación de electricidad es una actividad de interés general afectada a un servicio público. El artículo 5° establece que se considera generador a quien, siendo titular de una central eléctrica

adquirida o instalada en los términos de esta ley, coloque su producción en forma total o parcial en el sistema de Transporte y/o Distribución de jurisdicción nacional<sup>3</sup>.

La generación de electricidad desde el punto de vista geográfico se realiza en todo el territorio nacional. En el caso de las centrales hidroeléctricas las mismas se encuentran ubicadas en donde se encuentra el recurso hidráulico que se aprovecha, en el caso de las centrales termoeléctricas estas están ubicadas mayormente cerca de donde se concentra la demanda. En el caso de otro tipo de centrales las ubicaciones elegidas toman en cuenta otra serie de criterios más complejos para definir las ubicaciones más convenientes (vg en el caso de las centrales nucleares).

La característica fundamental es la dispersión geográfica de la generación: 48% de las unidades generadoras se ubican en el GBA y Litoral; un 9% en la Región NOA; un 8 % NEA; un 18% en la Región Comahue; Región Centro 8%; Cuyo 5% y la Patagonia 4%<sup>4</sup>

### **3.-El Transporte de Energía Eléctrica**

La Transmisión de Energía se realiza mediante dos sistemas que son regulados por el Marco regulatorio de las leyes nacionales 24065 y 15336 y la normativa reglamentaria correspondiente. La Autoridad de Aplicación es la Secretaria de Gobierno de Energía y el servicio que realizan es el del **servicio público** de Transporte de Energía Eléctrica. El Ente Regulador de la Electricidad ENRE es la autoridad regulatoria

Tratándose la Transmisión de energía eléctrica de un servicio público de jurisdicción nacional en condiciones de monopolio natural. La prestación de dicho servicio se realiza bajo lo prescripto en las leyes de Marco Regulatorio de la electricidad (24065 y 15336) su decreto reglamentario y la normativa complementaria correspondientes.

El Art.7° establece que se considera transportista a quien siendo titular de una concesión de de Transporte de Energía bajo la presente ley, es responsable de la transmisión y transformación a esta vinculada, desde el punto de entrega de dicha energía por el generador hasta el punto de recepción por parte del distribuidor o gran usuario según el caso.

Los transportistas en tanto concesionarios de Servicio de Transmisión prestan servicios según lo establecido en un Contrato de Concesión celebrado con el Poder Concedente en este caso el Poder Ejecutivo Nacional. Dicho contrato establece los derechos y las obligaciones del concesionario y del concedente y las modalidades en que el servicio público debe ser suministrado a los usuarios.

Las tarifas son fijadas por el Ente Nacional de Regulación de Electricidad (ENRE). Previo a su aprobación debe realizarse la Audiencia Pública correspondiente (Art. 40 a 49 de la ley).

---

<sup>3</sup> Se refiere a los sistemas de las empresas Edenor SA o Edesur SA que prestan servicios en la ciudad de Buenos Aires y los partidos del con urbano bonaerense.

<sup>4</sup> Fuente: Informe Mensual de Cammesa Agosto de 2018

El sistema de transmisión está integrado por 7 empresas. Una de ellas se encarga de la Transmisión en Extra Alta Tensión en 500KV y es única en todo el territorio nacional. Transener.

La Transmisión en alta Tensión 132; 220 y 330 KV se realiza mediante un conjunto de seis empresas regionales de Distribución Troncal (Distros). Estas empresas son: Transba SA en la Provincia de Buenos Aires; Distrocuyo en la Región Cuyo; Transnea (Región NEA); Transnoa (Región NOA); Transcomahue (Región del Comahue) y Transpa (Región Patagónica).

Dentro de la categoría de Transportista eléctrico existen 44 empresas que están habilitadas para realizar el transporte en tensiones menores – prestación de la función técnica de Transporte PAFT- a aquellos usuarios que adquieren la energía directamente de generadores o comercializadores.

### **3:- La Distribución de Electricidad**

La demanda de Energía eléctrica a nivel país se ubica en 145.000 Gwh; de ese total el 80% -aproximadamente 115.000 Gwh llegan a los consumidores a través del sistema de Distribución. El universo de Distribuidores se integra según datos de Cammesa correspondientes al mes de Agosto de 2018 con 28 empresas distribuidoras; 47 Cooperativas Eléctricas que actúan como agentes del Mercado el Eléctrico Mayorista (MEM) y 537 Cooperativas Eléctricas no agentes de MEM. Todo ello conforma un conjunto de 612 Actores del Mercado Electrico Mayorista.

Según lo establecido en la Ley 24065 de Marco Regulatorio Eléctrico en su art 9º, se considera Distribuidor a quien, dentro de su zona de concesión, sea responsable de abastecer toda la demanda a usuarios finales que no tengan la facultad de contratar en forma independiente y realicen dentro de su zona de concesión, la actividad de transmitir toda la energía demandada en la misma, a través de instalaciones conectadas a la red de transporte y/o generación hasta las instalaciones del usuario.

Existen en principio dos sistemas jurisdiccionales bajo las cuales: la jurisdicción nacional y las jurisdicciones provinciales.

Los sistemas de Distribución de jurisdicción nacional son los que prestan las empresas Edenor y Edesur que a su vez deben su origen a la privatización de la empresa Segba SA sucesora ésta a su vez de la Compañía Argentina de Electricidad (CADE) y la Compañía Ítalo Argentina de Electricidad (CIAE) que fueron las primitivas prestatarias del servicio público electricidad desde comienzos del Siglo 20 en la Ciudad de Buenos Aires y el los partidos del con urbano bonaerense en un radio de unos 50 Km en torno a la Capital Federal.

Los Sistemas de Distribución de jurisdicción provincial son los que se prestan en cada una de las provincias argentinas bajo las disposiciones de las leyes de marco regulatorio eléctrico sancionado por cada provincia. En cada provincia entonces la Distribución se

realiza por una o más empresas Distribuidoras cada una con una prestación concesionada por el Estado provincial en un área determinada en condiciones de monopolio natural.

Asimismo en las jurisdicciones provinciales desarrollan su labor como Distribuidores un conjunto variable de cooperativas eléctricas que a nivel total de país reúne un número cercano a las 580 Cooperativas.

## **CAPITULO 2**

### **LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD**

#### **2.1- DESCRIPCION DEL SISTEMA DE GENERACIÓN NACIONAL**

##### **a) Encuadre Legal y ubicación geográfica**

De acuerdo con lo establecido en la ley 24065 de marco regulatorio eléctrico la generación de electricidad es una actividad de interés general afectada a un servicio público.

La generación de electricidad desde el punto de vista geográfico se realiza en todo el territorio nacional. En el caso de las centrales hidroeléctricas las mismas se encuentran ubicadas en donde se encuentra el recurso hidráulico que se aprovecha, en el caso de las centrales termoeléctricas estas están ubicadas mayormente cerca de donde se concentra la demanda. En el caso de otro tipo de centrales las ubicaciones elegidas toman en cuenta otra serie de criterios más complejos para definir las ubicaciones más convenientes (vg en el caso de las centrales nucleares).

La característica fundamental es la dispersión geográfica de la generación: 48% de las unidades generadoras se ubican en el GBA y Litoral; un 9% en la Región NOA; un 8 % NEA; un 18% en la Región Comahue; Región Centro 8%; Cuyo 5% y la Patagonia 4%<sup>5</sup>

Los generadores electricidad en agosto de 2018 según la información oficial de Cammesa conforman un conjunto de 372 agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) que se compone de 338 generadores, 27 auto generadores y 7 Co generadores. Este número se amplía en forma constante en la medida en que nuevas centrales eléctricas se suman al conjunto.

Desde un punto de vista de las modalidades de generación se tiene que la Potencia instalada en el parque generador alcanza a 38023 MW instalados habiendo sido la máxima potencia demandada 26.320 MW.

En cuanto al tipo de generación la potencia instalada se divide de la siguiente forma: 64 % se realiza mediante centrales termoeléctricas; 28,4% son centrales hidroeléctricas; 4,6 % centrales nucleares y un 3,0 % energía renovable (eólica, solar, pequeñas centrales hidráulicas y otras)

## **2.2 LA EVOLUCION DE LA DEMANDA, LA POTENCIA INSTALADA Y LA ENERGÍA GENERADA**

El gráfico N° 1 muestra la evolución de la potencia máxima bruta o demanda máxima del sistema en el periodo 1991-2017 según la información oficial de Cammesa en su último informe anual correspondiente al año 2017 publicado en 2018. Se muestra también en el eje derecho la variación al crecimiento anual de la demanda de potencia. Como hecho destacable se puede citar que el período se observa una marcada diferencia entre las tasas de crecimiento de la demanda promedio en el periodo tasas en torno al 5,2% anual en los años 90, y en el periodo posterior a la salida de la convertibilidad (2003-2010); fuerte caída en la salida de la convertibilidad en entre 2001 y 2002 (- 1,0 % anual) y una etapa de crecimiento menor en torno a un promedio de 3,0 % anual entre 2015 y 2018

### **Grafico N° 1**

#### **Evolución de la Potencia Máxima Bruta (MW)**

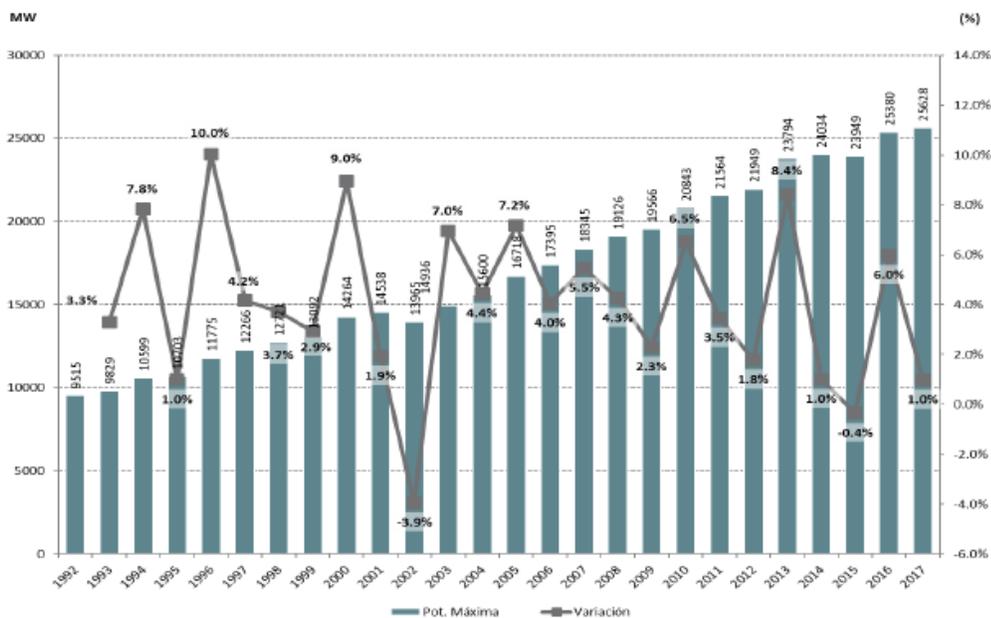
---

<sup>5</sup> Fuente: Informe Mensual de Cammesa Agosto de 2018

## Variación interanual (%)

### Variación Interanual

### Potencia Máxima Bruta



Fuente: Anuario de Cammesa 2018

En el Gráfico N° 2 se muestra la evolución de la potencia instalada en dicho periodo por tipo de unidades de generación (hidroeléctrica; térmica en sus diversos tipos; nuclear; eólica y fotovoltaica. Asimismo se grafican la demanda media y la demanda máxima de cada año.

La diferencia entre la potencia instalada y la demanda máxima de cada año es lo que se denomina reserva técnica que permite afrontar el cubrimiento de la demanda en aún en condiciones en que ocurran contingencias previstas o no previstas (salidas de servicio intempestivas de las unidades de generación; reparaciones programadas de las unidades; crecimientos de la demanda por sobre el promedio esperado).

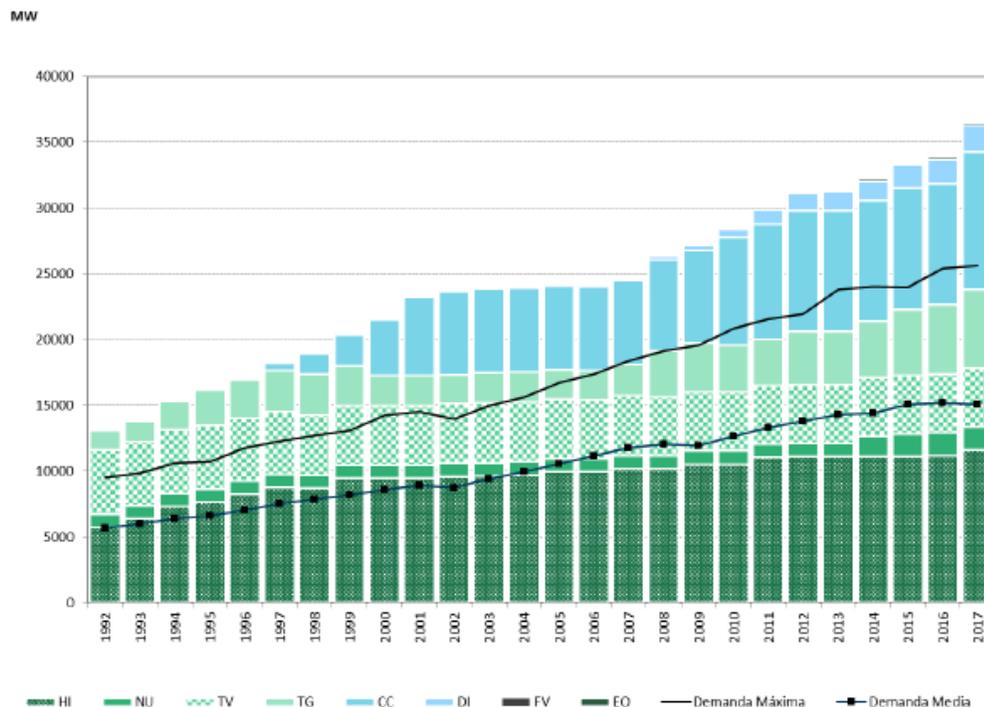
Puede observarse que la diferencia entre la potencia instalada y la carga máxima o la potencia bruta máxima demandada varía de año a año oscilando entre valores máximos y mínimos. En 2006 la diferencia entre la potencia instalada y la carga máxima era de aproximadamente 41% y en 2018 ese valor ha ascendido 46% lo cual reflejaría en principio una cierta mayor holgura para afrontar el pico de demanda.

## Gráfico N°2

### Evolución de la Potencia Instalada

#### Por año y por tipo

### Evolución de la Potencia Instalada por año y tipo



Fuente: Anuario 2017 de Cammesa

### 2.3- LA FORMA EN QUE SE ABASTECE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En el Cuadro N° 1 se muestran para el periodo 1992-2017 los valores de la Energía anual generada. He dicho periodo la Energía generada creció con una tasa media anual de %. En cuanto a los periodos se observa un crecimiento con tasas diferenciadas:

En cuanto a la participación de cada fuente se puede apreciar los siguientes:

- 1) En 1993 año de inicio de la privatización la participación de las diversas fuentes fue: Energía térmica 44,2%; Hidráulica 40,4%; Nuclear 13,2 %; Eólica y solar 0%; Importación 2,07%.
- 2) En el año 2000 los valores son los siguientes: Energía térmica 51,3%; Hidráulica 40,3%; Nuclear 6,8 %; Eólica y solar 0%; Importación 1,2 %.
- 3) En el año 2015 los valores son los siguientes: Energía térmica 62,4 %; Hidráulica 30,3%; Nuclear 4,8 %; Eólica y solar 0,4 %; Importación 1,2 %.
- 4) En el año 2019 los valores son los siguientes: Energía térmica 62,5 %; Hidráulica 28,9 %; Nuclear 4,3 %; Eólica y solar 3,4 %; Importación 0,9 %.

#### Cuadro N° 1: Balance Energético Anual del Sector de Generación Eléctrica

1992-2017

### Evolución Balance Energético – Anual 1992 a 2017

#### Generación

GWh	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Térmica	24,891	25,877	25,856	28,933	35,199	32,433	34,885	42,441	43,248	36,510	32,642	39,466	49,399
Hidráulica	19,805	23,609	27,996	28,326	25,758	32,864	32,253	26,539	33,760	41,507	41,090	38,717	35,133
Nuclear	7,091	7,750	8,290	7,118	7,516	8,029	7,437	6,586	5,731	6,541	5,393	7,025	7,313
Eólica+Solar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Importación	2,267	1,212	334	310	278	448	1,914	310	1,011	1,450	2,210	1,234	1,441
<b>TOTAL OFERTA</b>	<b>54,054</b>	<b>58,448</b>	<b>62,476</b>	<b>64,687</b>	<b>68,751</b>	<b>73,774</b>	<b>76,490</b>	<b>75,877</b>	<b>83,750</b>	<b>86,007</b>	<b>81,334</b>	<b>86,442</b>	<b>93,286</b>

GWh	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Térmica	51,351	53,928	61,012	66,877	61,386	66,465	73,573	82,495	82,953	83,265	86,625	90,349	88,838
Hidráulica	39,213	42,987	37,290	36,882	40,318	40,226	39,339	36,626	40,330	40,663	41,464	38,012	41,280
Nuclear	6,374	7,153	6,721	6,849	7,589	6,692	5,892	5,904	5,732	5,258	6,519	7,677	5,716
Eólica+Solar	0	0	0	0	0	0	16	356	462	629	608	561	632
Importación	1,222	559	3,459	1,774	2,040	2,351	2,412	423	342	1,390	1,655	1,470	734
<b>TOTAL OFERTA</b>	<b>98,160</b>	<b>104,627</b>	<b>108,482</b>	<b>112,382</b>	<b>111,333</b>	<b>115,735</b>	<b>121,232</b>	<b>125,804</b>	<b>129,820</b>	<b>131,205</b>	<b>136,870</b>	<b>138,070</b>	<b>137,200</b>

Fuente: Anuario 2017 de Cammesa

De lo anterior se deduce que en el periodo analizado se ha producido un retroceso de las energías renovables (energía hidroeléctrica) que en 1993 representaba el 40,4% del total y también del conjunto de aquellas formas de generación que no producen gases de efecto invernadero (hidroeléctrica y nuclear) que en conjunto representaban el 53,6 % en dicho año mientras que 2019 ese valor es 32,3% y 36,6 % respectivamente. La energía renovable solar, eólica, pequeñas centrales hidroeléctricas que forman parte del Plan Renovar representa el 3,38 % en 2019.

En contrapartida ha habido un incremento constante de la energía termoeléctrica que ha pasado de un 44,2% en 1993 a un 62,5 % en 2019

#### **2.4 LA CALIDAD DE LA GENERACIÓN**

El Cuadro N° 2 permite inferir la evolución a la calidad de la prestación de la generación eléctrica en un periodo de tiempo largo según de la información de Cammesa que es el organismo encargado del despacho de las unidades y al mismo tiempo que está constituido por todos los actores del mercado eléctrico y presidido por el Estado.

La evolución del balance energético del periodo 1992-2017 indica que desde el año 1997 no se han realizado racionamientos de tensión (20 años) y que en los últimos 14 años no se han producido cortes de suministro por causas de generación.

#### **Cuadro N° 4**

**Evolución Balance Energético – Anual 1992 a 2017**

**Demanda**

GWh	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Agentes MEM	49,715	52,660	55,995	58,012	62,018	66,031	69,103	71,689	75,592	78,103	76,486	82,260	87,494
Exportación	12	14	15	191	311	273	79	712	4,715	4,201	1,009	437	1,938
Bombeo	354	491	609	254	130	303	340	474	132	40	64	47	145
Pérdidas y Consumos	3,973	5,283	5,857	6,230	6,292	7,167	6,968	3,002	3,311	3,664	3,775	3,698	3,709
<b>TOTAL</b>	<b>54,054</b>	<b>58,448</b>	<b>62,476</b>	<b>64,687</b>	<b>68,751</b>	<b>73,774</b>	<b>76,490</b>	<b>75,877</b>	<b>83,750</b>	<b>86,007</b>	<b>81,334</b>	<b>86,442</b>	<b>93,286</b>
Racionamiento Tensión	122	43	9	5	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Racionamiento Cortes	3	14	15	14	4	8	2	14	8	8	14	0	0
<b>TOTAL REQUERIDO</b>	<b>54,179</b>	<b>58,505</b>	<b>62,500</b>	<b>64,706</b>	<b>68,756</b>	<b>73,782</b>	<b>76,492</b>	<b>75,891</b>	<b>83,758</b>	<b>86,015</b>	<b>81,348</b>	<b>86,442</b>	<b>93,286</b>

GWh	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Agentes MEM	92,387	97,593	102,960	105,935	104,605	110,775	116,507	121,192	125,220	126,421	132,100	132,970	132,436
Exportación	1,362	2,100	578	1,618	1,292	359	265	280	0	6	55	329	69
Bombeo	432	348	571	537	714	554	566	723	500	485	578	465	401
Pérdidas y Consumos	3,979	4,586	4,373	4,293	4,722	4,046	-117,338	-122,194	4,099	4,293	4,136	4,306	4,294
<b>TOTAL</b>	<b>98,160</b>	<b>104,627</b>	<b>108,482</b>	<b>112,382</b>	<b>111,333</b>	<b>115,735</b>	<b>0</b>	<b>125,804</b>	<b>129,820</b>	<b>131,205</b>	<b>136,870</b>	<b>138,070</b>	<b>137,200</b>
Racionamiento Tensión	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Racionamiento Cortes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL REQUERIDO</b>	<b>98,160</b>	<b>104,627</b>	<b>108,482</b>	<b>112,382</b>	<b>111,333</b>	<b>115,735</b>	<b>121,216</b>	<b>125,804</b>	<b>129,820</b>	<b>131,205</b>	<b>136,870</b>	<b>138,070</b>	<b>137,200</b>

Fuente: Anuario 2017 de Cammesa

Como conclusión y basado en la información oficial del organismo encargado del despacho de cargas se puede afirmar que la calidad del suministro es la adecuada.

Un dato adicional se puede encontrar el Anuario de Cammesa en el rubro generación se menciona que la Disponibilidad de las Centrales Térmicas para el periodo 2017-2018 por tipo de tecnología de generación es para el año de 82% para las centrales de Ciclo Combinado; 79% para las Turbinas de Gas; 73% para las turbinas de vapor y 88% para el equipamiento de motores Diesel lo que se considera satisfactoria

**2.5- CUBRIMIENTO DE LA CARGA MAXIMA EN TRES FECHAS SIGNIFICATIVAS 10 DE DICIEMBRE DE 2015, 10 DE DICIEMBRE DE 2018 Y EL DIA DE MAXIMA DEMANDA HISTORICA 8 DE FEBRERO DE 2018**

Adicionalmente hemos efectuado un chequeo comparativo que muestra cómo el sistema eléctrico nacional a nivel de la Generación afrontó el pico máximo de demanda en dos fechas similares: el 10 de Diciembre de 2015 y el 10 de diciembre de 2018; y además en el día de máxima exigencia de demanda el 8 de febrero de 2018. El periodo analizado con este método abarca 36 meses (ver cuadros e información detallada Anexo).

**a) 10 de Diciembre de 2015**

**Temperatura: 26,8 ° C**

**Hora: 21.02**

**Carga máxima: 21906 MW**

**Potencia Generada: 21906 MW**

**Importación: 0 MW**

**Exportación: 0 MW**

**Reserva rotante: 1577 MW**

**Reserva Térmica Disponible: 1835 MW**

**Reserva Hidráulica Disponible: 149 MW**

**Reserva Nuclear Disponible: 0**

**Reserva Total Disponible: 3561 MW**

**Relación entre la Reserva Total y la carga máxima: 16,25%**

**Potencia indisponible total: 6371 MW**

**Potencia instalada Total: 31.838 MW**

**Relación entre la Potencia indisponible y la Potencia Instalada: 20%**

**b) 10 de Diciembre de 2018**

**Temperatura: 25° C**

**Hora: 21.31**

**Carga máxima: 20.414 MW**

**Potencia Generada: 20.351 MW**

**Importación: 63 MW**

**Exportación:**

**Reserva rotante: 1.470 MW**

**Reserva Térmica Disponible: 7.934 MW**

**Generación Térmica Indisponible: 3837 MW**

**Reserva Hidráulica Disponible: 663 MW**

**Reserva Hidráulica Indisponible: 479 MW**

**Reserva Nuclear Disponible: 0 MW**

**Generación Nuclear Indisponible: 1.400 MW**

**Reserva Total Disponible: 10.067 MW**

**Relación entre la Reserva Total y la carga máxima: 49,3 %**

**Potencia indisponible total: 5.716 MW**

**Potencia instalada Total: 36.134 MW**

**Relación entre la Potencia indisponible y la Potencia Instalada: 15,8 %**

De las situaciones analizadas en este párrafo surge lo siguiente:

- 1) Para una demanda similar producida en el año 2015 y 2018 en el mismo día -10 de Diciembre- en torno a los 21.000 MW se observa una mejor performance en 2018 respecto a 2015 por las siguientes razones:
  - a) En 2015 el sistema enfrentó la demanda de 21906 MW con una reserva total disponible en exceso de 3361 MW lo que representó un 16,25 % en exceso sobre la Demanda máxima de ese día y una potencia indisponible de 6371 MW que representó un 20% del total de la Potencia instalada.
  - b) En 2015 ese mismo día el sistema no hubiera estado en condiciones de hacer frente a una demanda máxima de 25.465 MW
  - c) En 2018 ese mismo día el sistema enfrentó una demanda de 20.351MW con una reserva de potencia disponible de 10.067 MW que representó un 49,3 % de Carga máxima de ese día. Ello implica que el sistema hubiera estado en condiciones de abastecer ese día una demanda de aproximadamente 30.380 MW considerablemente superior a la consignada en el párrafo b) precedente.
  - d) En ese mismo día la Potencia total indisponible fue inferior a la del año 2015 siendo en ese día 15,8% del total de la potencia instalada.
  - e) Ello implica una mejor performance del parque de Generación en las fechas comparadas.
  - f)
- c) **8 de Febrero de 2018 Record histórico de Demanda máxima**

**Temperatura: 36,9° C**

**Hora: 15h 36**

**Carga máxima: 26.350 MW**

**Potencia Generada: 26.350MW**

**Importación:**

**Exportación:**

**Reserva rotante: 1.895 MW**

**Reserva Térmica Disponible: 803 MW**

**Generación Térmica limitada o indisponible: 4676 MW**

**Reserva Hidráulica Disponible: 0**

**Generación Hidráulica Indisponible: 405 MW**

**Reserva Nuclear Disponible: 0**

<b>Generación Nuclear Indisponible:</b>	<b>770 MW</b>
<b><u>Reserva Total Disponible:</u></b>	<b>2.698 MW</b>
<b><u>Relación entre la Reserva Total y la carga máxima:</u></b>	<b>10,2 %</b>
<b><u>Potencia indisponible total</u></b>	<b>5.851 MW</b>
<b>Potencia Instalada Total;</b>	<b>36.134 MW</b>
<b>Relación Potencia Indisponible/ Potencia Instalada:</b>	<b>16,2 %</b>

- 2) En el funcionamiento del 8 de Febrero de 2018 Record histórico de Demanda máxima se puede observar que el Sistema eléctrico logró abastecer la demanda máxima sin recurrir a la importación. Los valores registrados indican que:
- El Sistema contaba al momento de producirse la máxima exigencia 2.628 MW un 10,2 % de la Carga máxima demandada lo cual le hubiera permitido hacer frente a una demanda máxima del orden de unos 29.000 MW este valor es considerablemente superior al de calculado para 2015.
  - Al mismo tiempo la Potencia indisponible total el día de máxima exigencia de demanda fue de 5851 MW valor que representa el 16,2% del parque total instalado y mejora notablemente la performance del año 2015

## 2.6.- CONCLUSIONES SOBRE LA CALIDAD DE LA GENERACIÓN

Se puede concluir que la calidad del sistema de Generación es aceptable; los registros de Cammesa de largo plazo que abarca el periodo 1992-2018 no registran en los últimos 14 años ni restricciones de tensión ni cortes programados por falla en el sistema generador.

Respecto al periodo 2015-2018 observamos que se ha producido en los últimos 3 años una mejora en la performance de mantenimiento de las unidades generadoras siendo que ha disminuido la potencia indisponible desde un valor aproximado al 20% de la Potencia total instalada en 2015 hasta un valor del 16,2% de la potencia instalada en 2018.

Ha disminuido la cantidad de potencia fuera de servicio en términos absolutos en el periodo de 3 años considerado.

Asimismo el sistema ha superado con éxito la Carga máxima histórica que se produjo el 8 de Febrero de 2018 con una temperatura promedio en la zona GBA-Litoral superior a los 36° C.

La operación de ese día mostró que el sistema estaba en condiciones de abastecer una demanda 10 % superior a la registrada ese día.

La Potencia Instalada ha aumentado en un 10,1% en el período 2015-2018; la potencia indisponible de ha reducido en 10,3 % en ese mismo periodo. Ambos efectos combinados aumentan la capacidad del sistema para abastecer la carga máxima del sistema en aproximadamente 3973 MW.

## CAPITULO 3

### EL TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD

#### 3.1- LA TRANSMISION DE ENERGIA ELECTRICA

La Transmisión de Energía se realiza mediante dos sistemas que son regulados por el Marco regulatorio de las leyes nacionales 24065 y 15336 y la normativa reglamentaria correspondiente. La Autoridad de Aplicación es la Secretaria de Gobierno de Energía y el servicio que realizan es el del **servicio público** de Transporte de Energía Eléctrica. El Ente Regulador de la Electricidad ENRE es la autoridad regulatoria

Tratándose la Transmisión de energía eléctrica de un servicio público de jurisdicción nacional en condiciones de monopolio natural. La prestación de dicho servicio se realiza bajo lo prescripto en las leyes de Marco Regulatorio de la electricidad (24065 y 15336) su decreto reglamentario y la normativa complementaria correspondientes.

Los transportistas en tanto concesionarios de Servicio de Transmisión prestan servicios según lo establecido en un Contrato de Concesión celebrado con el Poder Concedente en este caso el Poder Ejecutivo Nacional. Dicho contrato establece los derechos y las obligaciones del concesionario y del concedente y las modalidades en que el servicio público debe ser suministrado a los usuarios.

Las tarifas son fijadas por el Ente Nacional de Regulación de Electricidad (ENRE). Previo a su aprobación debe realizarse la Audiencia Pública correspondiente.

El sistema de transmisión está integrado por 7 empresas. Una de ellas se encarga de la Transmisión en Extra Alta Tensión en 500KV y es única en todo el territorio nacional. Transener.

La Transmisión en alta Tensión 132; 220 y 330 KV se realiza mediante un conjunto de seis empresas regionales de Distribución Troncal (Distros). Estas empresas son: Transba SA en la Provincia de Buenos Aires; Distrocuyo en la Región Cuyo; Transnea (Región NEA); Transnoa (Región NOA); Transcomahue (Región del Comahue) y Transpa (Región Patagónica).

Dentro de la categoría de Transportista eléctrico existen 44 empresas que están habilitadas para realizar el transporte en tensiones menores – prestación de la función técnica de Transporte PAFT- a aquellos usuarios que adquieren la energía directamente de generadores o comercializadores.

En el Anexo N° 1 se muestra el esquema geográfico con la ubicación de cada una de estas empresas

### **3.2- LA CALIDAD DE SERVICIO EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN EN ALTA Y EXTRA ALTA TENSION**

El Cuadro N°9 contiene para cada una de las empresas de Transporte de jurisdicción nacional – Transener y Distribuidoras Troncales- el indicador de número de fallas/100 Km y por año durante el período 2005-2017. Es conveniente aclarar que el 67 % de la energía total generada en el país es transportado desde las generadoras a las distribuidoras por este sistema de transmisión.

Como puede observarse el indicador para la empresa Transener pasa de un valor de 0,3 fallas cada 100 Km en 2005 a 0,7 fallas cada 100 km en 2012 y luego el indicador revierte a 0,5 fallas por año en 2014 y mantiene dicho indicador hasta 2017 incluido.

En el caso de las empresas de Transmisión regionales (Distros) este indicador en promedio ha oscilado en este periodo entre 1,8 fallas cada 100 Km en 2008 hasta 2,7 fallas cada 100 km en 2016 y 2017.

En cuanto a la disparidad regional se observa que de las seis distribuidoras troncales tres de ellas presentan altos valores del indicador de fallas: NEA; NOA y COMAHUE. En cambio Distrocuyo; Transba en la Provincia de Buenos Aires y la Distro que opera en la Región Patagónica presentan niveles de fallas muy inferiores a las primeras.

La disparidad en el nivel de fallas es grande: entre la Empresa Distrocuyo que tiene el menor nivel de fallas promedio anual por km y la empresa Transcomahue existe un factor 6,7 veces. Dicho de otra forma: la calidad de servicio de la empresa cuyana es seis veces superior a la de la empresa que realiza dicha función en el Comahue.

**Cuadro N°9**

<b>Desempeño Operativo de las Redes de Transporte</b>													
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
	<i>N° fallas/ 100 km-año</i>												
<b>Alta Tensión</b>	0.3	0.5	0.5	0.5	0.6	0.5	0.5	0.7	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5
<b>Distribución Troncal</b>	2.2	2.2	2.1	1.8	2.4	2.2	2.3	2.0	2.0	2.1	2.3	2.7	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	0.7
- 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	4.7
- 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	1.3
- 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	3.5
- 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	4.5
- 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	1.7

### **3.3- SISTEMA DE EXTRA ALTA TENSIÓN 500 KV. TRANSENER**

El Gráfico N° 3 muestra para el periodo 1994- 2019, desde inicio de la concesión hasta el año 2018 (24 años) la evolución del indicador del número de fallas por cada 100 Km y por año para la empresa Transener.

Como puede apreciarse la tendencia de los 25 años es decreciente en el numero de fallas anuales<sup>6</sup> partiendo en 1994 de un valor cercanos 0,875 fallas/100 Km hasta 0,35 f/100 Km en abril de 2019. La forma de la curva es ondulada con picos y valles siendo el mínimo histórico para la empresa el año 2014 con un valor próximo a 0,3 f/100 Km. La mejora de la calidad de la prestación en función de este indicador es del 125% en 25 años.

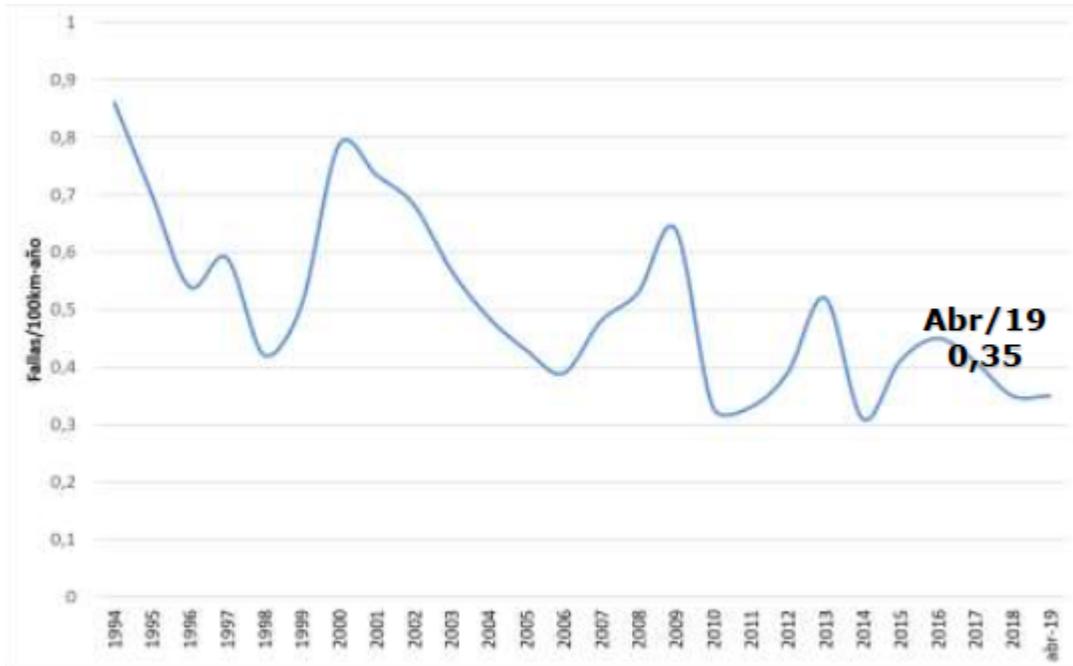
**Grafico N°3**

<sup>6</sup> Calidad creciente de la prestación del servicio

## TRANSENER

### Numero de fallas cada 100 km y por año

Período 1994-2019



Fuente: Memoria y Estados Contables de Transener

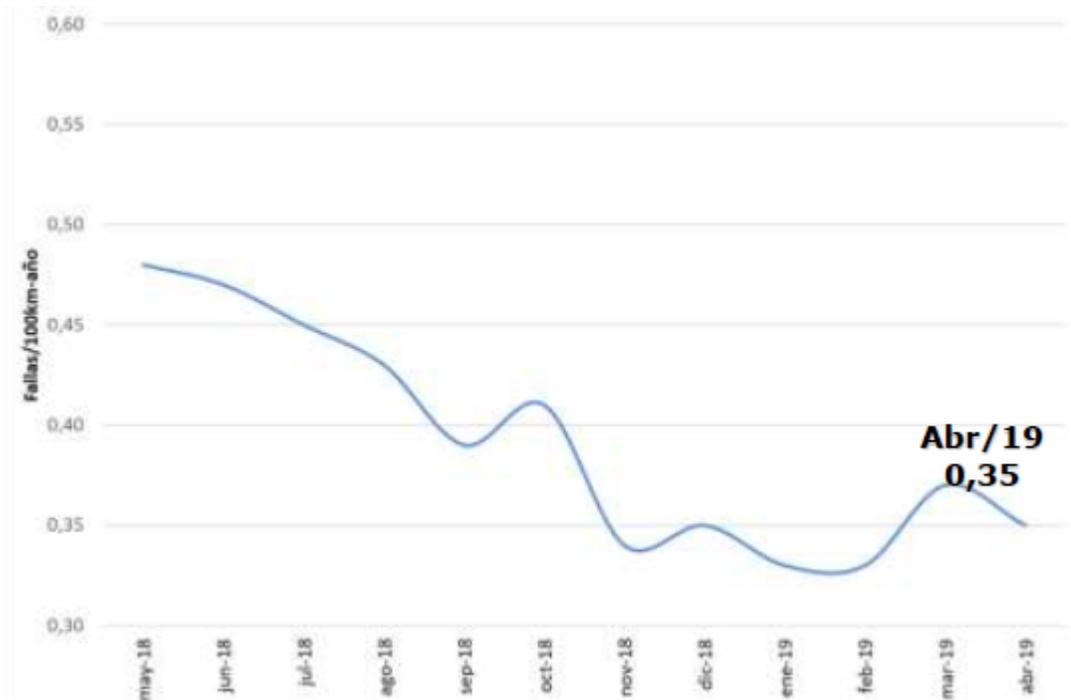
En el Grafico N°4 se muestra la performance de Transener en el periodo anual comprendido entre mayo 2018- abril de 2019, posterior a la entrada en vigencia la última Revisión Tarifaria Integral (RTI) en marzo de 2017. En el grafico se muestra que entre los meses de mayo de 2018 y abril de 2019 se produjo una disminución del indicador de fallas desde 0,475 f/100 Km a 0,35 f/100 km lo cual implica una mejora del índice de un 27 %.

## Grafico N° 4

### TRANSENER

### Numero de fallas cada 100 km y por año

Período de 12 meses mayo 2018- abril 2019



### **3.4.- SISTEMA DE ALTA TENSIÓN EN LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES (TRANSBA)**

En forma análoga en el Gráfico N° 5 muestra la evolución del índice que mide para la empresa de Transporte por Distribución Troncal de la Provincia de Buenos Aires (TRANSBA) el indicador del número de fallas por cada 100 Km y por año en el periodo 1996-2019 (23 años).

Como se observa el indicador evolucionó de un valor de 4,25 fallas/100 Km en 1996 a 1,47 fallas por cada 100 Km y por año en 2019. Esto implica una ganancia en la calidad de la prestación del servicios publico de transporte de aproximadamente 200 % respecto al año inicial de la serie. En la actualidad el número de cortes anual cada 100 Km de línea es apenas un tercio de lo que se registraban hace 23 años.

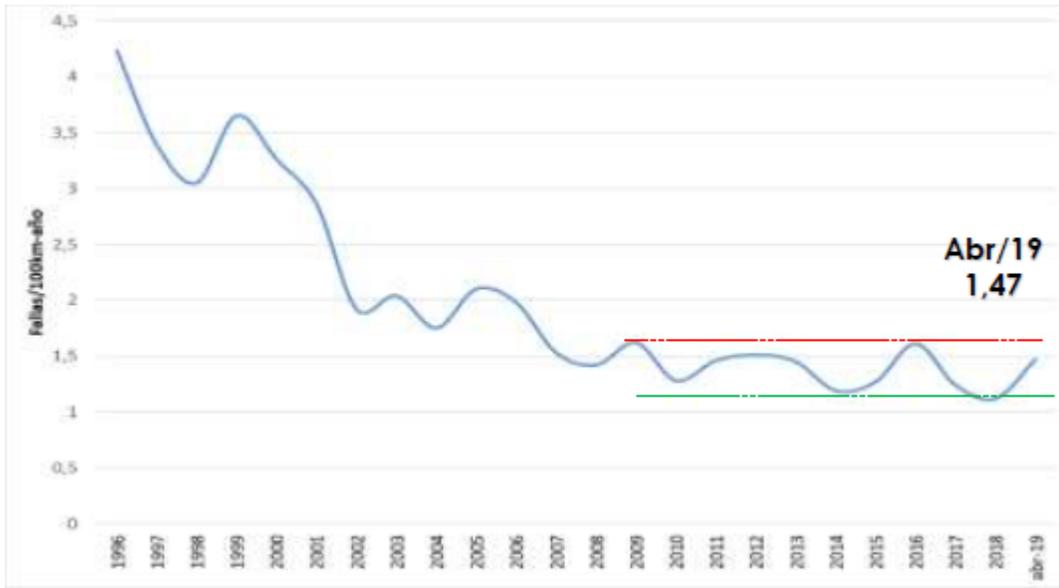
La empres TRANSBA ha mantenido el indicador de fallas cada 100 km en los últimos 10 años en un entorno comprendido en una franja comprendida entre un mínimo de 1,2 f/100 Km y un máximo de 1,6 f/100 Km, siendo en abril de 2019 ese valor 1,47 f/100 Km.

#### **Grafico N° 5**

#### **TRANSBA**

#### **Numero de fallas cada 100 km y por año**

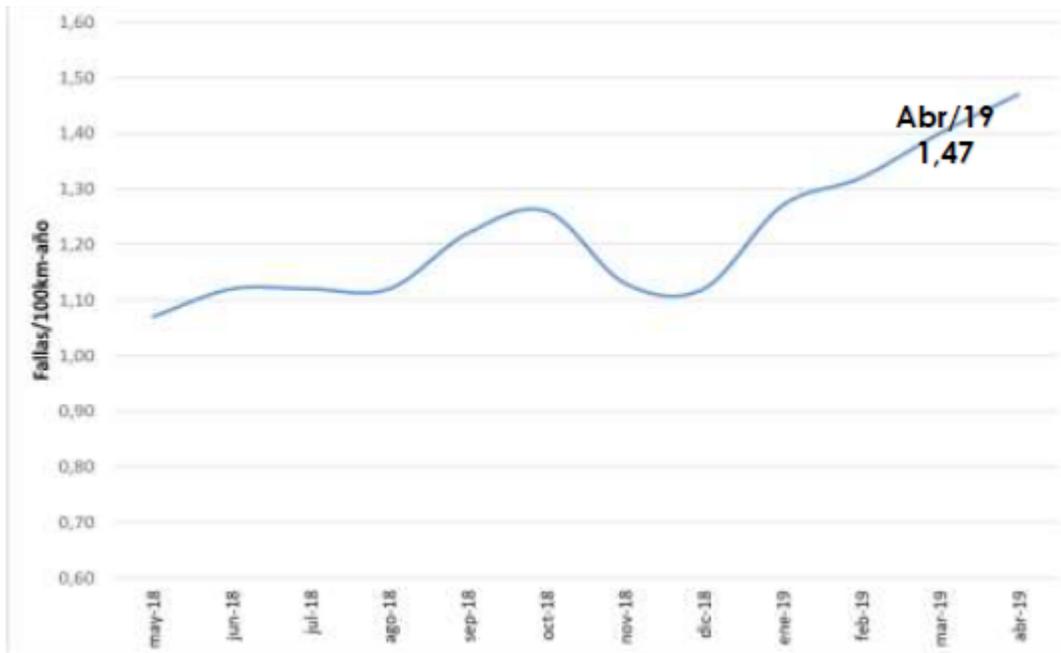
**Período 1996-2019**



**Fuente:** Transba

En el Gráfico N° 6 se visualiza e detalle el período anual mayo 2018- abril de 2019 el indicador tuvo una suba desde 1,1 falla/100 Km x año hasta 1,47 falla/100 Km x año que representa un desmejoramiento de la calidad del 33,6% en el año. Se hace notar que este año es un año de normalidad tarifaria con tarifas recompuestas.

**Grafico N°6**  
**TRANSBA**  
**Numero de fallas cada 100 km y por año**  
**Período mayo 2018- abril 2019**



Fuente: Transba

### **3.5.- CONCLUSIONES RESPECTO A LA CALIDAD DEL SERVICIO PUBLICO DE TRANSMISION EN ALTA Y EXTRA ALTA TENSION**

El servicio público de transmisión de electricidad es una parte vital para el funcionamiento del sistema eléctrico nacional.

El 67 % de la totalidad de la energía consumida en Argentina es transportada por el sistema de transmisión de electricidad. El sistema de transporte vincula las unidades de generación con los centros de consumo.

Argentina es un país extenso con una superficie de 2,7 millones de Km<sup>2</sup>. La producción de las centrales hidráulicas, eólicas y solares localizadas en las cuencas en que dichos recursos se encuentran debe inyectarse a un sistema de Transmisión extenso cuya finalidad es transportar en forma segura y confiable la energía hacia los grandes centros de consumo. Así como también la importación y exportación de energía eléctrica se realiza a través de este sistema.

En este contexto se puede afirmar que si sistema de transmisión no existiría el sistema eléctrico nacional e internacional según hoy lo conocemos y lo utilizamos como usuarios. De su funcionamiento confiable depende todo el sistema eléctrico.

La calidad de la prestación del servicio público de electricidad analizado a través del indicador del número de fallas por cada 100 km de líneas de transmisión de cada sistema indica lo siguiente:

- a) La transmisión en Extra Alta Tensión de 500 KV muestra una muy buena performance en el período de 25 años desde el inicio de la concesión hasta el presente habiendo mejorado su indicador en un 125 % en dicho periodo; y un 27 % en el último año
- b) La calidad de la prestación de Transener medida por dicho indicador no fue afectada por el periodo de congelamiento tarifario impuesto por la ley de Emergencia Económica 25561
- c) La calidad de la Empresa de Transmisión en 132 y 220 KV de la empresa Transba que presta este servicio en la totalidad de la Provincia de Buenos Aires tuvo un importante incremento de la calidad de la prestación desde 1996 hasta el presente incrementando su calidad medida con este indicador en un 200% en el período.
- d) Sin embargo la empresa Transba experimentó – a diferencia de Transener – un desmejoramiento de la calidad en el último año.
- e) La restantes empresas de transporte regionales muestran una calidad dispar con muy buenos índices en Cuyo y la región Patagonia; en contraposición a otras regiones en donde los cortes si mucho más frecuentes como ocurre en el Comahue, NEA y NOA.

## **CAPITULO 4**

### **LA DISTRIBUCION DE ENERGÍA ELECTRICA**

#### **4.1- DESCRIPCION GENERAL DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION DE ENERGÍA ELECTRICA**

La demanda de Energía eléctrica a nivel país se ubica en 145.000 Gwh; de ese total el 80% -aproximadamente 115.000 Gwh llegan a los consumidores a través del sistema de Distribución. El universo de Distribuidores se integra según datos de Cammesa correspondientes al mes de Agosto de 2018 con 28 empresas distribuidoras; 47 Cooperativas Eléctricas que actúan como agentes del Mercado el Eléctrico Mayorista

(MEM) y 537 Cooperativas Eléctricas no agentes de MEM. Todo ello conforma un conjunto de 612 Actores del Mercado Eléctrico Mayorista.

Según lo establecido en la Ley 24065 de Marco Regulatorio Eléctrico en su art 9º, se considera Distribuidor a quien, dentro de su zona de concesión, sea responsable de abastecer toda la demanda a usuarios finales que no tengan la facultad de contratar en forma independiente y realicen dentro de su zona de concesión, la actividad de transmitir toda la energía demandada en la misma, a través de instalaciones conectadas a la red de transporte y/o generación hasta las instalaciones del usuario.

Existen en principio dos sistemas jurisdiccionales bajo los cuales: la jurisdicción nacional y las jurisdicciones provinciales.

Los sistemas de Distribución de jurisdicción nacional son los que prestan las empresas Edenor y Edesur que a su vez deben su origen a la privatización de la empresa Segba SA sucesora ésta a su vez de la Compañía Argentina de Electricidad (CADE) y la Compañía Ítalo Argentina de Electricidad (CIAE) que fueron las primitivas prestatarias del servicio público electricidad desde comienzos del Siglo 20 en la Ciudad de Buenos Aires y el los partidos del con urbano bonaerense en un radio de unos 50 Km en torno a la Capital Federal.

Los Sistemas de Distribución de jurisdicción provincial son los que se prestan en cada una de las provincias argentinas bajo las disposiciones de las leyes de marco regulatorio eléctrico sancionado por cada provincia. En cada provincia entonces la Distribución se realiza por una o más empresas Distribuidoras cada una con una prestación concesionada por el Estado provincial en un área determinada en condiciones de monopolio natural.

Asimismo en las jurisdicciones provinciales desarrollan su labor como Distribuidores un conjunto variable de cooperativas eléctricas que a nivel total de país reúne un número cercano a las 580 Cooperativas.

#### **4.2- LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE JURISDICCION NACIONAL: EDENOR Y EDESUR**

Las empresas Distribuidoras de Energía Eléctrica de jurisdicción nacional son dos Edenor y Edesur entre ambas abastecen el 30% de la energía eléctrica de toda la República Argentina.

El área geográfica de la prestación de cada una de ellas es pequeña en relación a la totalidad del territorio nacional. La misma se circunscribe a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (CABA) y al conjunto de partidos del con urbano bonaerense hasta una distancia de unos 50 km aproximadamente de la CABA. En la Figura se muestra el área geográfica de las empresas EDENOR y EDESUR.

Entre ambas empresas abastecen aproximadamente el 30 % del total de usuarios eléctricos de la Argentina en un área geográfica densamente poblada que representa aproximadamente el % de la superficie total de la Argentina.

#### **4.2.1.-EDENOR SA**

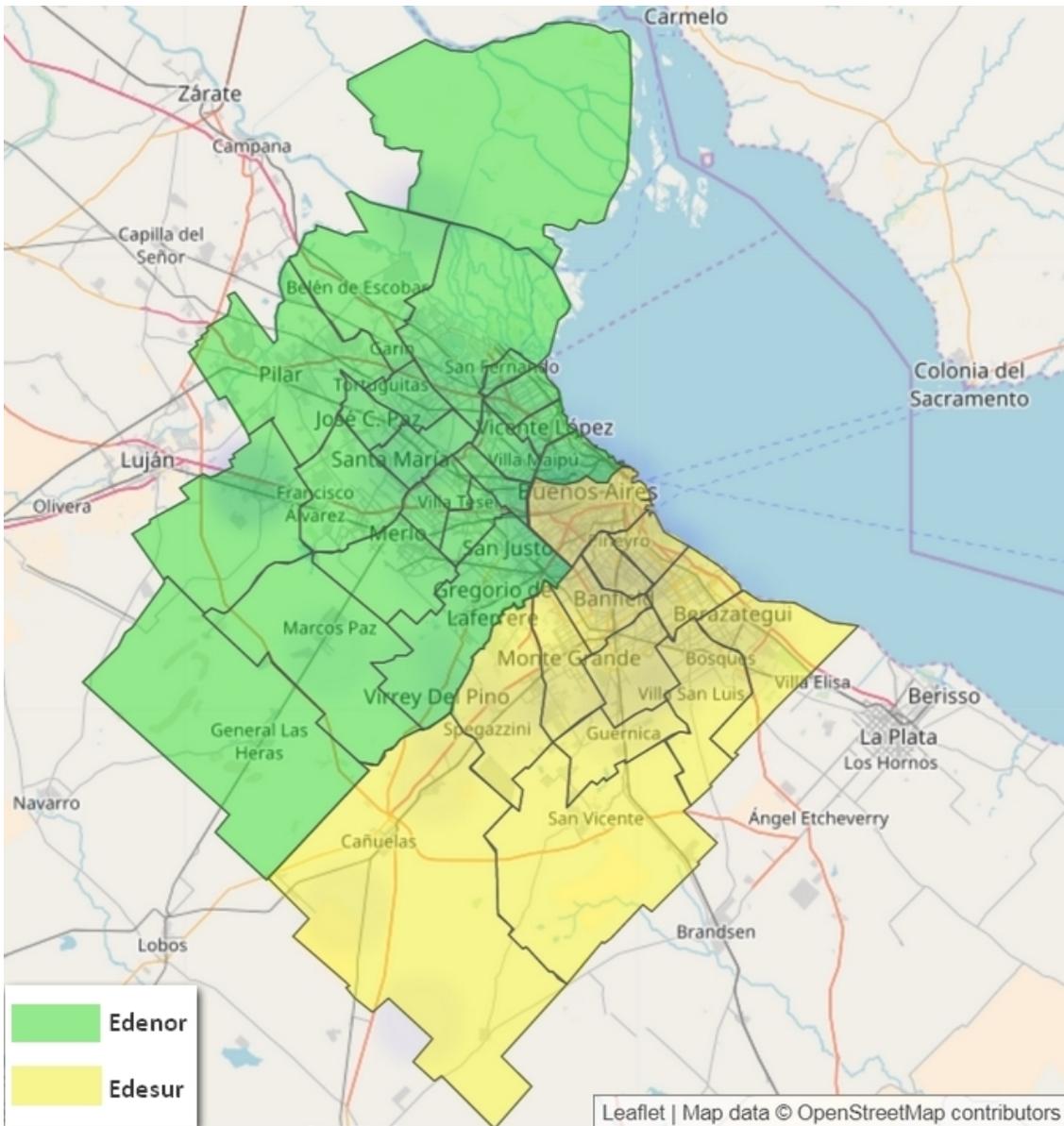
Como puede apreciarse en dicho gráfico EDENOR presta servicio en los barrios del Norte de la CABA y en los partidos de la Provincia de Buenos Aires ubicados al norte y el oeste de la ciudad de Buenos Aires incluido la zona del islas del delta del Paraná.

#### **CALIDAD DE SERVICIO DE EDENOR**

La calidad de servicio de las distribuidoras se evalúa en forma sistemática mediante dos indicadores. El primero de ellos es la “**Frecuencia Media de Interrupción por Usuario**” (SAIFI) y el segundo es el “**Tiempo total de interrupción por usuario y por semestre**” (SAIDI) que mide el tiempo medio de cada interrupción por usuario en el semestre.

En el Grafico N° 7 se muestra para EDENOR la frecuencia media de interrupción por usuario para el periodo de 43 semestres auditados desde el inicio de la concesión en 1993 hasta el presente.

En dicho grafico es posible observar una línea de tendencia creciente de deterioro de la calidad de servicio medida por este indicador que va de 3 interrupciones por usuario por



Semestre en 1993 (semestre 1), hasta 5 interrupciones por usuario y por semestre en 2017 (semestre 43).

El grafico permite observar que este indicador presenta dentro de esa tendencia creciente picos y valles con aumentos y disminuciones del indicador de interrupciones.

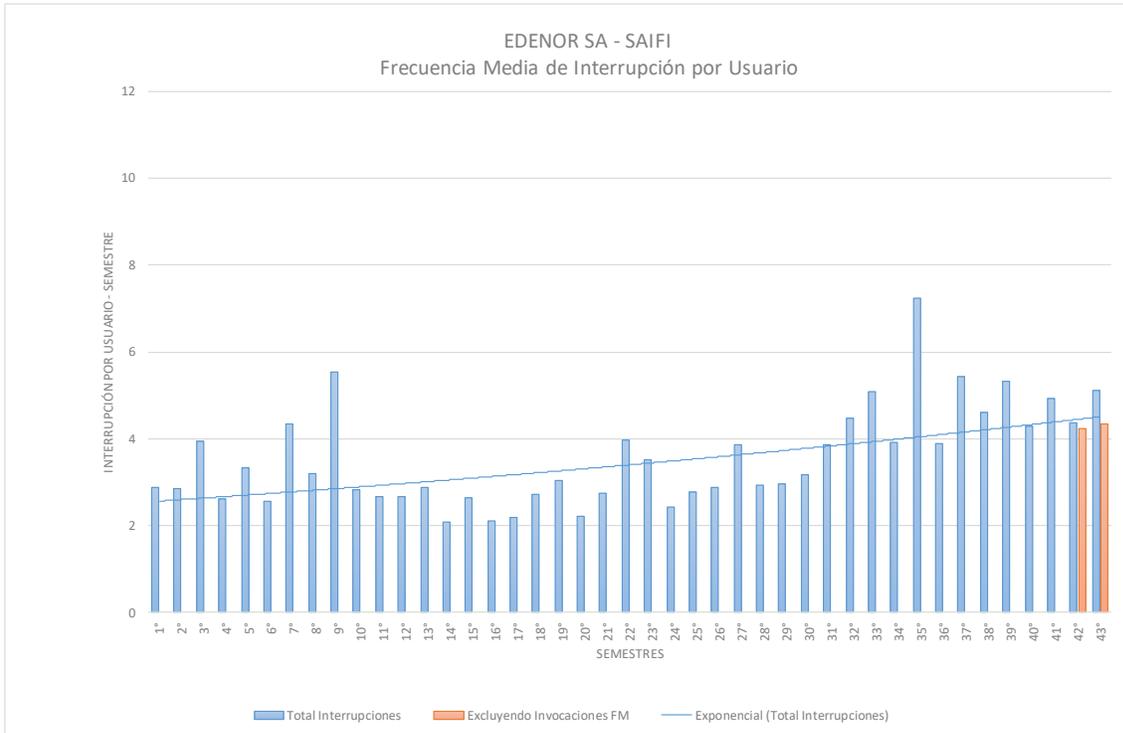
Es particularmente destacable el ciclo iniciado en el semestre 24 y que finaliza en el semestre 43. Dicho ciclo muestra un periodo de disminución acelerada de la calidad que desde el semestre 23 hasta el semestre 35 incrementa las interrupciones por usuario y por semestre desde 2,5 a 7,5 lo que **implica un incremento del deterioro del indicador del 200% en el quinquenio que va desde 2009 hasta 2014.**

A partir del máximo de 2014 se produce una paulatina disminución de la frecuencia de interrupciones hasta llegar a 2018 con un número de 5 interrupciones en el semestre lo que significa una disminución significativa del 33% respecto al máximo.

**Grafico N° 7**

**EDENOR**

**FRECUENCIA MEDIA DE INTRRUPCION POR USUARIO**



**Fuente: ENRE**

En el Grafico N° 8 se muestra para el mismo periodo de 43 semestres (21,5 años), el indicador correspondiente al “**Tiempo total de interrupción por usuario y por semestre**” (SAIDI).

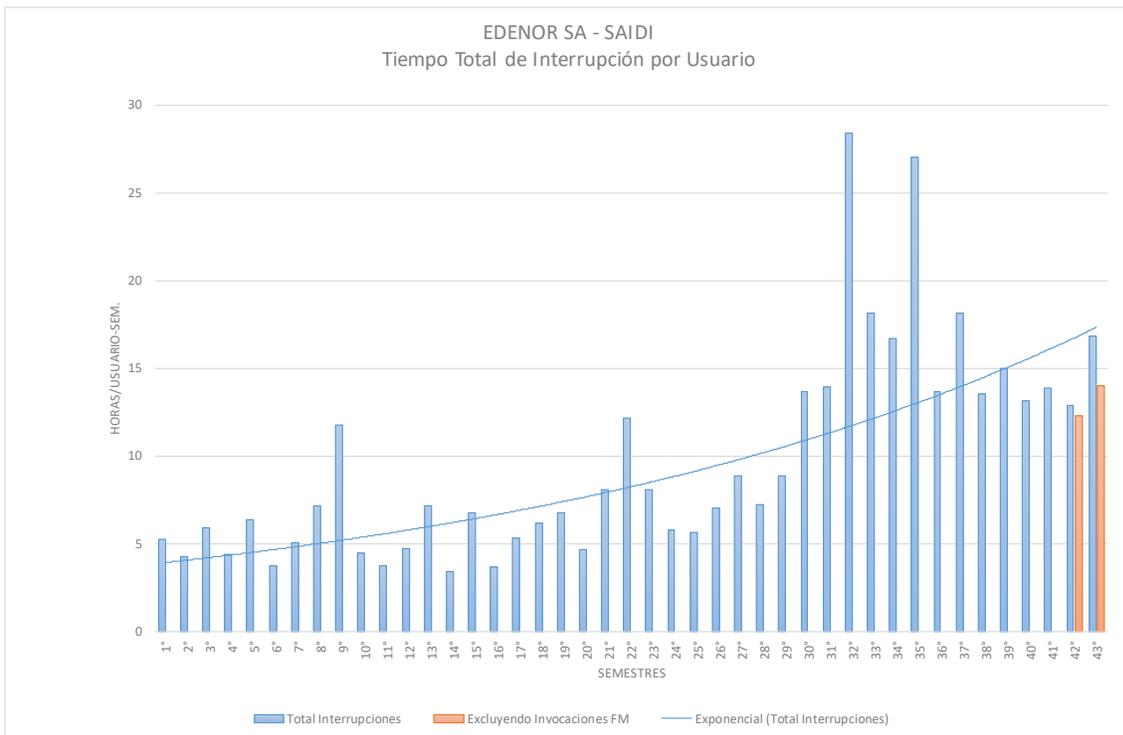
En este caso se muestra, al igual que lo ocurrido por indicador de número de interrupciones una línea de tendencia fuertemente creciente desde el inicio de la concesión hasta el presente. En este caso el tiempo total de interrupción por usuario y por semestre aumenta desde 5 horas de interrupción por usuario y por semestre en 1996 hasta 16 horas por semestre en 2018. El indicador llegó a valores absolutamente inaceptables en el semestre 32 de 28 horas por usuario (2013) y a 27 en el semestre 35 (año 2014).

En los últimos 4 años se observa una disminución importante del tiempo total de interrupción por usuario y por semestre que disminuyó con respecto al pico de 2013 y 2014 en un 42%. Aunque vale la pena puntualizar que el valor actual es significativamente alto respecto a los vigentes hace 20 años.

## Grafico N°8

### EDENOR

### TIEMPO TOTAL DE INTERRUPCION POR USUARIO



Fuente Enre

#### 4.2.2.- EDESUR SA

La empresa EDESUR presta servicio en los barrios de la zona centro y sud de la Ciudad de Buenos Aires y los partidos del con urbano bonaerense ubicados al sur y oeste de la ciudad.

#### CALIDAD DE SERVICIO DE EDESUR

En el Grafico N° 9 se muestra para EDESUR “la frecuencia media de interrupción por usuario (SAIFI)” para el periodo de 43 semestres auditados desde el inicio de la concesión en 1993 hasta el presente.

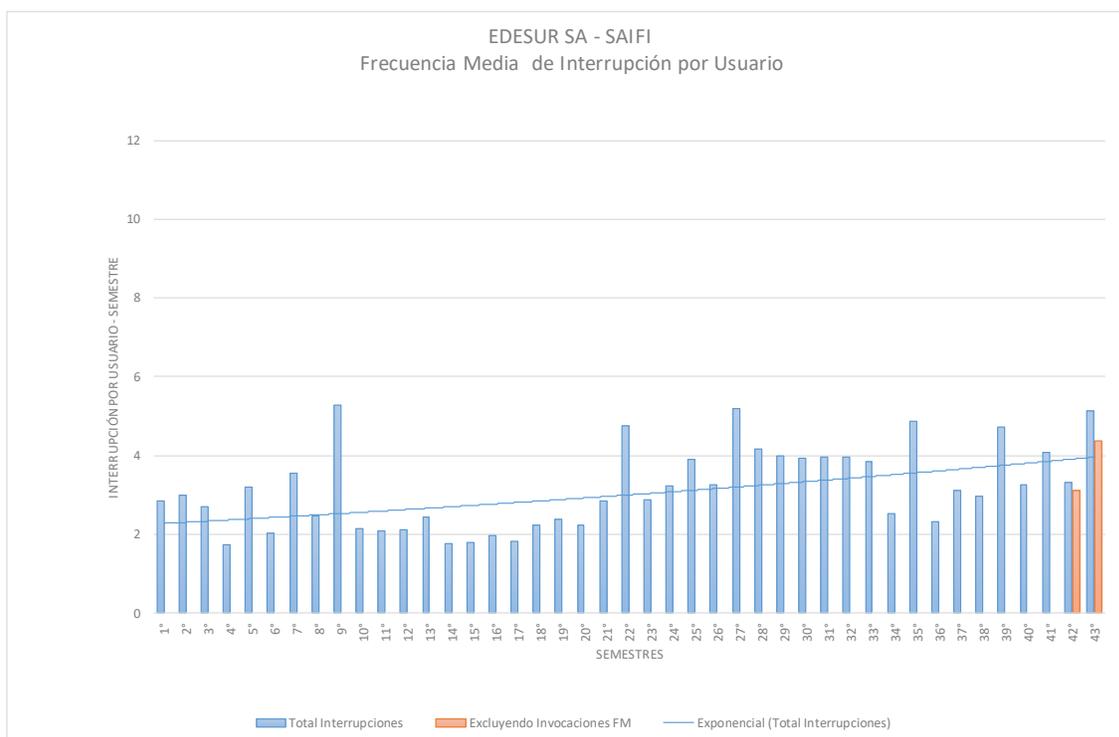
En dicho grafico es posible observar una línea de tendencia creciente de deterioro de la calidad de servicio medida por este indicador que va de 2 interrupciones por usuario y por semestre en 1993 (semestre 1), hasta 4 interrupciones por usuario y por semestre en 2017 (semestre 43).

El grafico permite observar que este indicador presenta dentro de esa tendencia creciente picos y valles con aumentos y disminuciones del indicador de interrupciones. Desde el semestre 23 hasta el 43 el indicador se mantiene dentro de un valor medio de 4 interrupciones por usuario que duplican los del inicio de la concesión hace 20 años.

En el caso de esta empresa los valores del último año son significativamente más altos que los de los tres años precedentes en este indicador al punto de duplicar los vigentes en 2015.

### Grafico N°9

#### Frecuencia Media de Interrupción Usuario y por Semestre



Fuente: ENRE

En el Grafico N° 10 se muestra para el mismo periodo de 43 semestres (21,5 años), el indicador correspondiente al “**Tiempo total de interrupción por usuario y por semestre (SAIDI)**” correspondiente a EDESUR S.A.

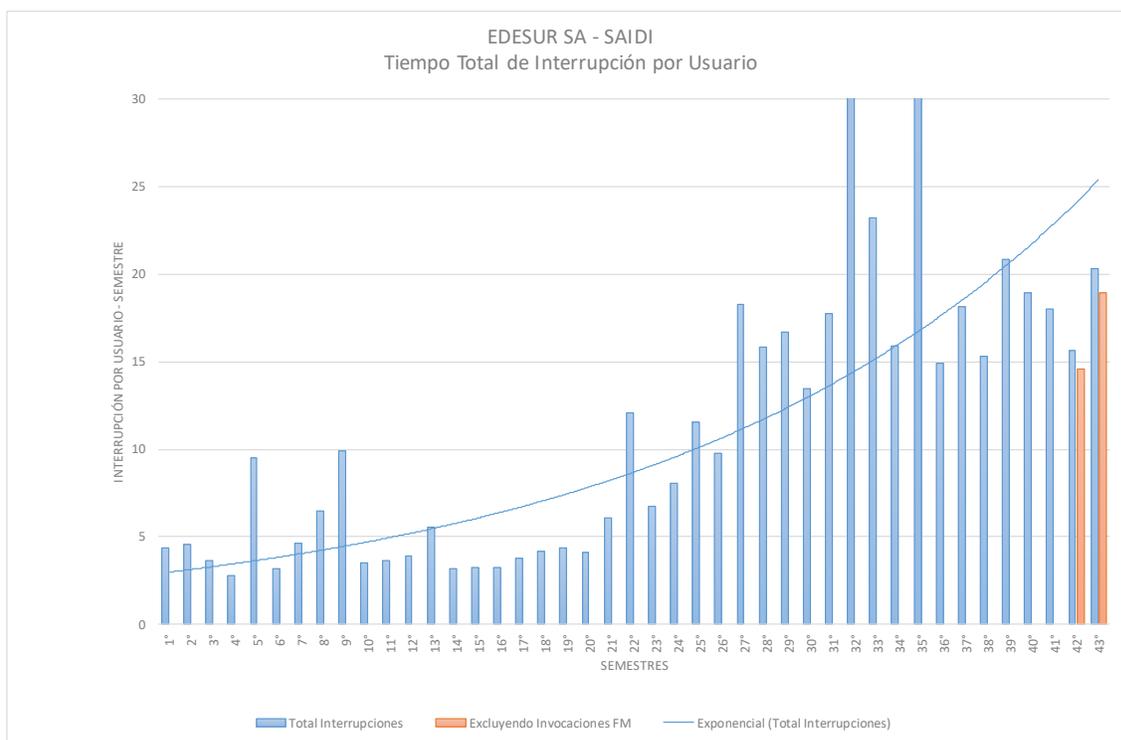
En este caso se muestra una línea de tendencia fuertemente creciente desde el inicio de la concesión hasta el presente. En este caso el tiempo total de interrupción por usuario y por

semestre aumenta desde menos de 5 horas de interrupción por usuario y por semestre en 1996 hasta 25 horas por semestre en 2018. El indicador llegó a valores absolutamente inaceptables en los semestres 32 y 35 de 30 horas por usuario (estos semestres corresponden a los años 2013 y 2014).

En los últimos 4 años se observa una disminución importante del tiempo total de interrupción por usuario y por semestre que disminuyó con respecto al pico de 2013 y 2014 alcanzando con tendencia declinante un valor 20, lo que implica un 33 % de mejora. Aunque vale la pena puntualizar que el valor actual es significativamente alto respecto a los vigentes hace 20 años.

**Grafico N°10**

**Tiempo Total de Interrupción por Usuario y por Semestre**



Fuente: ENRE

**4.2.3 CALIDADES DE SERVICIO EN EL ESPACIO CABA- GBA. COMENTARIOS SOBRE LA REVISION SEMESTRAL N° 44**

El Ente Nacional de Regulación de Electricidad realiza un seguimiento sistemático de la calidad de las prestaciones. En la Revisión Semestral del desempeño de EDENOR y EDESUR correspondiente al Semestre 44 que comprende el período Marzo 18-Agosto 18 se analizan algunos aspectos de la calidad de servicio que si particularmente interesantes.

## **EDENOR**

En el Anexo 4 se muestra para la Empresa EDENOR el índice SAIFI que es el índice de frecuencia media de interrupción del sistema. En un periodo determinado representa la cantidad de interrupciones que afectaron a los usuarios en promedio. En este caso se trata de interrupciones por usuario y por Semestre. El grafico muestra como varía este índice por en la CABA en cada una de la seis comunas en que presta servicios EDENOR y en los 20 partidos del GBA donde la empresa presta servicios.

Puede observarse que en dicho semestre la Distribuidora EDENOR ha tenido una frecuencia de media de corte por usuario de 3,57 cortes por semestre. Pero este promedio es resultado de calidades de prestación que se encuentran dentro de un amplio espectro que varían entre un mínimo de 0,76 cortes (o sea un corte cada 8 meses) por usuario en la Comuna 14 (Palermo) y un máximo de 10,7 cortes por semestre (o sea un corte cada 16 días) en el Partido de Las Heras, en el medio en La Matanza o Merlo se dan valores cercanos a 5 cortes por semestre que equivalen a 1 corte por mes y por usuario.

Esta variación nos está indicando que en una zona geográficamente reducida del territorio nacional como es el área de concesión de Edenor existen grandes diferencias geográficas (pe zonas de islas, zonas rurales y zonas de urbanas); a esas diferencias geográficas se añaden grandes diferencias socioeconómicas.

Análogamente se muestra el Índice SAIDI que es el índice de duración media de la interrupción del sistema. En un período determinado representa la duración total de interrupción que afecto a los usuarios en promedio en el semestre (ver Anexo 4).

En este caso pude observarse que para una duración de 13,35 h en promedio por semestre para el total de los usuarios de Edenor esta cifra es un promedio que resulta de computar valores que entre extremos varían entre un mínimo 3,17 h de duración por corte y un máximo de 30 horas por corte en el Partido de Marcos Paz.

Un comentario sobre los Gráficos de Edenor tanto del índice SAIFI como respecto a índice SAIDI es que esta empresa tiene a prestar los servicios con una calidad que supera en la mayoría de los casos las condiciones objetivo impuestas por en ENRE ( Sendero ).

## **EDESUR**

En el Anexo 4 se muestra para la Empresa EDESUR el índice SAIFI que es el índice de frecuencia media de interrupción del sistema. En un periodo determinado representa la cantidad de interrupciones que afectaron a los usuarios en promedio. En este caso se trata de interrupciones por usuario y por Semestre. El grafico muestra como varía este índice por en la CABA en cada una de las 12 comunas en que presta servicios EDESUR y en los 12 partidos del sur del GBA donde la empresa presta servicios.

Puede observarse que en dicho semestre la Distribuidora EDESUR ha tenido una frecuencia de media de corte por usuario de 3,79 cortes por semestre. Pero este promedio es resultado de calidades de prestación que se encuentran dentro de un espectro que varían entre un mínimo de 1,01 cortes (o sea un corte cada 6 meses) por usuario en la Comuna 2 de la CABA (Recoleta) y un máximo de 9,27 cortes por semestre (o sea un corte cada 20 días) en el Partido de San Vicente, en el medio en Lomas de Zamora o Avellaneda se dan valores comprendidos entre 5 y 6 cortes por semestre que equivalen.

Esta variación nos está indicando que en una zona geográficamente reducida del territorio nacional como es el área de concesión de EDESUR existen grandes diferencias geográficas (zonas rurales, zonas mixtas y zonas de urbanas); a esas diferencias geográficas se añaden grandes diferencias socioeconómicas.

Análogamente el Índice SAIDI que es el índice de duración media de la interrupción del sistema. En un período determinado representa la duración total de interrupción que afecto a los usuarios en promedio en el semestre (ver Anexo 4).

En este caso pude observarse que para una duración de 14,18 h en promedio por semestre para el total de los usuarios de EDESUR esta cifra es un promedio que resulta de computar valores que entre extremos varían entre un mínimo 5,33 h de duración por corte en la Comuna 6 (Caballito) y un máximo de 36 horas por corte en el Partido de San Vicente.

Los Gráficos de Edesur tanto del índice SAIFI como respecto a índice SAIDI es que esta empresa tiene a prestar los servicios con una calidad inferior las condiciones objetivo impuestas por ENRE ( Sendero ).

#### **4.2.4 NORMAS DE CALIDAD PARA EL PERIODO 2017-2021**

El ENRE ha establecido para cada una de las Distribuidoras EDENOR y EDESUR la Normas de Calidad del Servicio Público y sanciones para el período quinquenal 2017-2021 (diez semestres) con índices de calidad objetivo que cada compañía debe alcanzar en cada semestre. Estos objetivos están determinados en un Anexo contractual pactado con las empresas en el proceso de Revisión Tarifaria Integral (RTI) y exigibles y en caso de no cumplimiento habilitan a la aplicación de sanciones. Los rubros de la Calidad auditada son varios y comprenden a) la calidad del producto técnico suministrado; b) La calidad del servicio técnico prestado; y c) la Calidad del servicio comercial.

El servicio técnico involucra la frecuencia y la duración de las interrupciones. La calidad del producto técnico incluye las perturbaciones y el nivel de tensión. La calidad de la prestación comercial incluye el control de los tiempos utilizados para responder a diversos trámites de los usuarios en relación a su suministro.

#### **4.3- LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE JURISDICCION PROVINCIAL**

Como se ha descrito en el párrafo 5.1 de este Capítulo el número de actores de la Distribución que se realiza en las jurisdicciones de las provincias argentinas es elevado. La cantidad de actores supera los 610 en todo el país incluyendo empresas distribuidoras

estatales (pe: EPEC en Córdoba y DPEE en la Provincia de Santa Fe); empresas privadas como ocurre en la mayoría de las provincias; y Cooperativas eléctricas de diversa magnitud.

A los efectos del cumplimiento del objeto de este trabajo hemos elegido algunos casos representativos: la provincia de Mendoza y la Provincia de San Juan.

#### **4.3.1.- LA CALIDAD EN LA PROVINCIA DE MENDOZA**

En la Provincia de Mendoza el Servicio Público de Electricidad se presta mediante empresas privadas de Distribución (EDEMISA en Gran Mendoza y La Cooperativa de Godoy Cruz en Godoy Cruz); y una Empresa de propiedad estatal EDESTE SA que abastece a un conjunto de 8 Cooperativas de Electricidad.

El Grafico N° 11 muestra las interrupciones en las empresas de la Provincia de Mendoza para las tres empresas que operan en Mendoza bajo la legislación provincial y la autoridad regulatoria del Ente Provincial Regulador Eléctrico (EPRE).

Como puede apreciarse las empresas en el periodo reportado 2009-2017 muestran una cierta constante en el número de interrupciones anuales (único indicador disponible). En el año 2009. En este sentido no se observa similitud con los gráficos de la zona de jurisdicción nacional de Edenor y Edesur caracterizados por la abrupta y persistente caída de la calidad en dicho periodo.

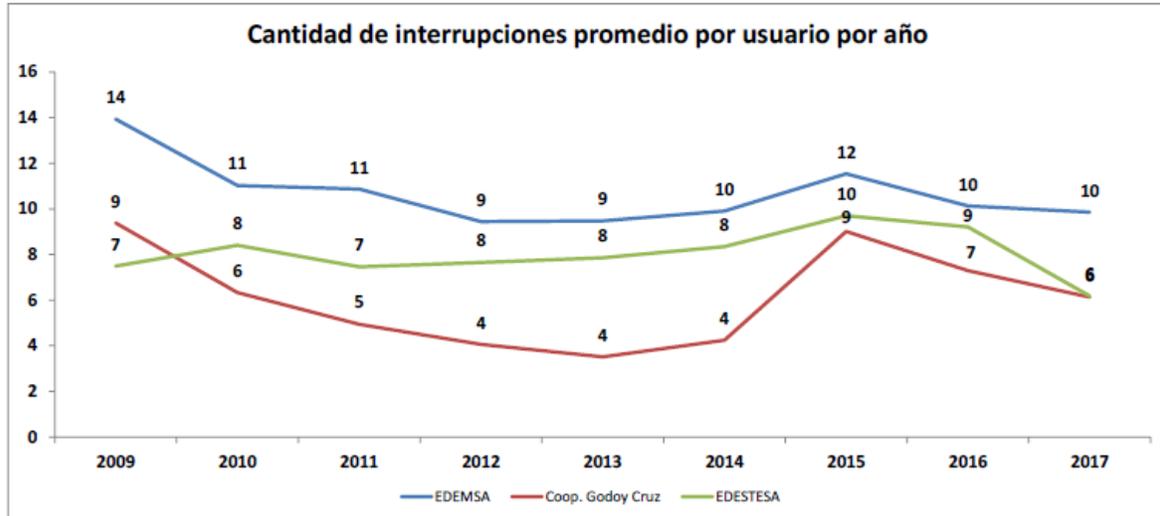
En este caso la particularidad que se observa es que la cantidad de interrupciones promedio por usuario y por año para el período de 9 años 2009.2017 permanece relativamente constante en dicho periodo sin grandes fluctuaciones. En el caso de EDEMISA el número de interrupciones promedio se ubica en 10,6 interrupciones por año (5,3 interrupciones por semestre). Para EDESTE SA este número sería de 7,9 interrupciones por usuario y por año (3,95 por semestre); y para la Cooperativa de Godoy Cruz los valores serían de 6 interrupciones por año y por usuario (3,0 por semestre).

## Grafico N°11

### Distribuidoras en la Provincia de Mendoza

#### INTERRUPCIONES PROMEDIO POR USUARIO Y POR AÑO

Empresas: EDEMSA; La Cooperativa de Godoy Cruz; EDESTE SA



Fuente: EPRE Mendoza

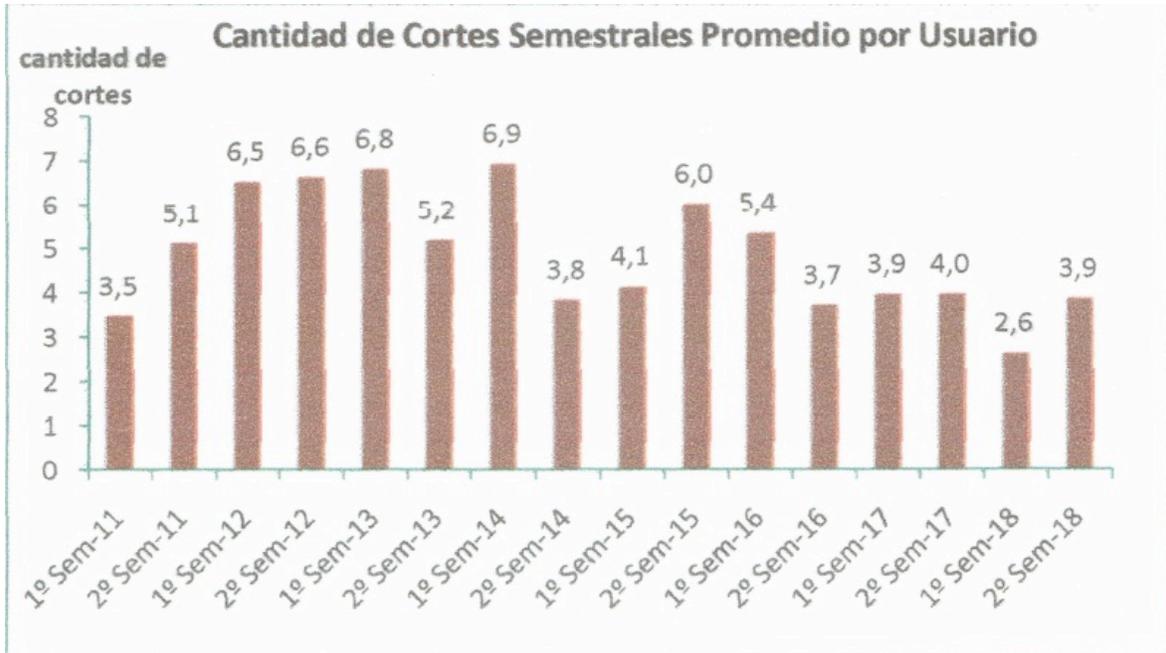
#### 4.3.2- LA CALIDAD EN LA PROVINCIA DE SAN JUAN

El Grafico N° 12 muestra para los semestres comprendidos entre el primer semestre de 2011 y el segundo semestre de 2018 la evolución del índice del número de cortes por usuario y por semestre para le total provincial.

En este caso se puede observar que la autoridad regulatoria, el EPRE de San Juan consigna un nivel de 3,25 cortes por semestre y por usuario para el año 2018 y este valor es relativamente similar al del año 2011 que en el promedio anual se ubicó en 4,3 cortes por usuario y por semestre (promedio de los dos semestres).

En el gráfico analizado se observa un mucho menor nivel de corte que en la zona de Buenos Aires - GBA y los niveles tienden a ser estables en el período

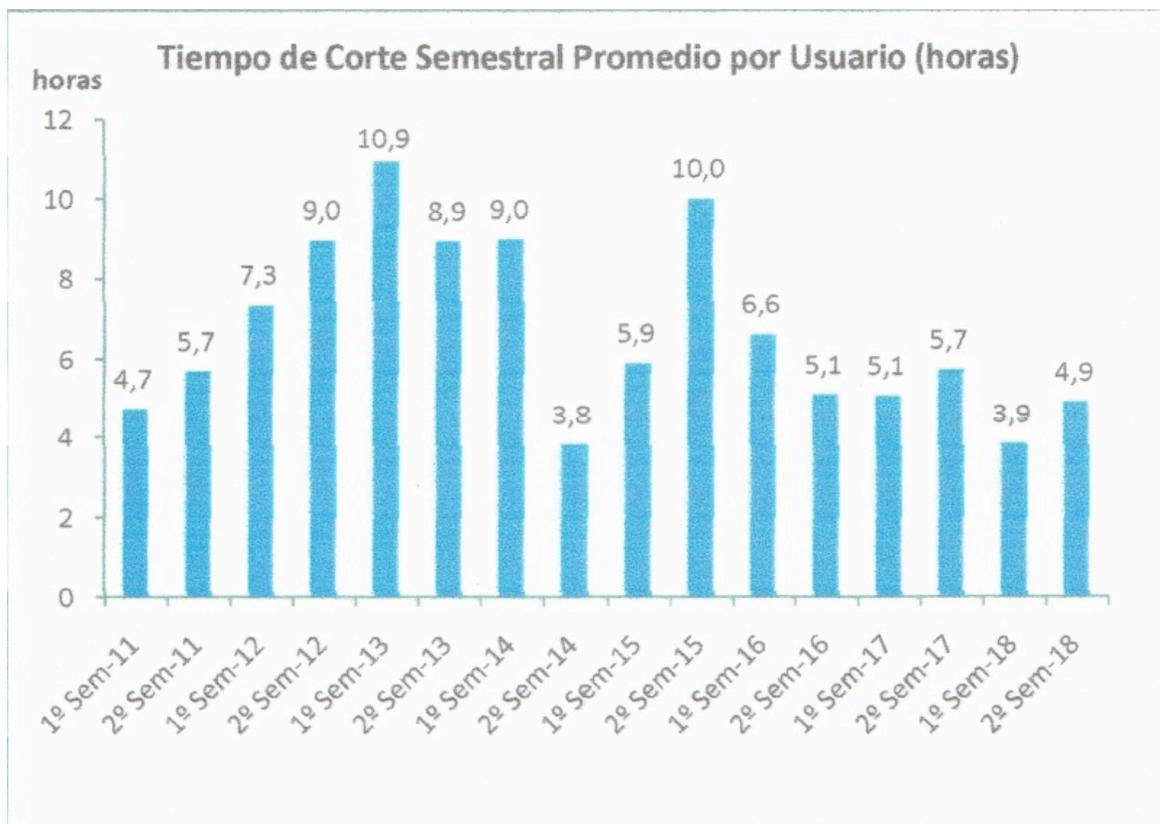
**Grafico N° 12**  
**Provincia de San Juan**



**Fuente: EPRE San Juan**

En el Gráfico N° 13 se muestra el indicador del tiempo de interrupción promedio por usuario y por semestre que alcanza valores promedio para el año 2018 de 4,6 horas por usuario y por semestre. Valores estos muy inferiores a los registrados en Buenos Aires GBA. En el caso de este indicador en los años 2013 se registran valores de 10 horas por usuario y por semestre que son apenas un tercio de los que tuvo la empresa Edesur y Edenor en dicho año. En los últimos 5 semestres correspondientes a los años 2016, 2017 y 2018 el tiempo medio de corte se ubican en 4,96 horas por usuario y por semestre.

**Grafico N°13**  
**Provincia de San Juan**



**Fuente:** EPRE San Juan

**Zona Norte de la Provincia de San Juan:** El Gráfico N° 14 muestra los indicadores para Cantidad de Cortes Promedio Semestral y Tiempo de corte Promedio por Usuario y por Semestre (en horas). Puede observarse una tendencia decreciente para ambos indicadores para el periodo comprendido entre los semestres correspondientes al año 2011 y 2017.

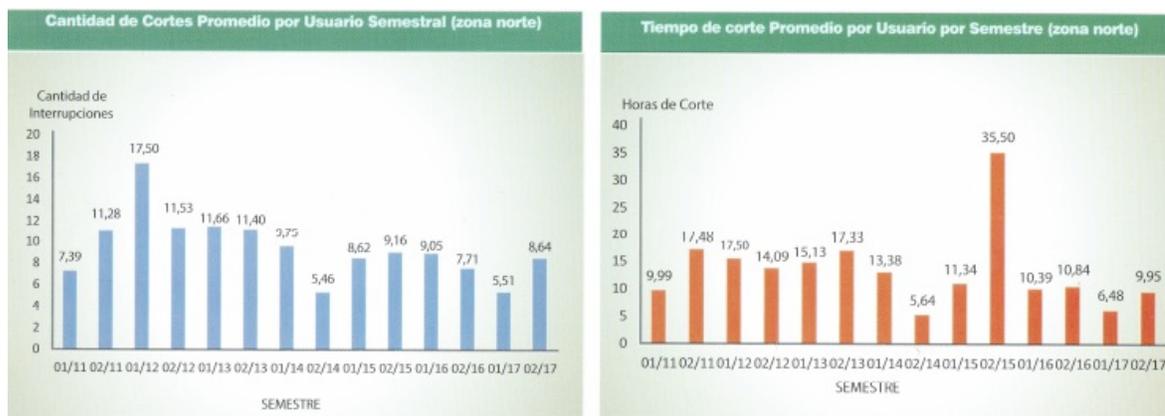
**Departamentos Calingasta; Jachal; Iglesia y Valle Fértil:** El Grafico N° 15 muestra los mismos indicadores para los Departamentos Calingasta, Iglesia; Jáchal; Valle Fértil. En todos esos sistemas puede observarse una tendencia de calidad creciente (menor número de cortes y menor tiempo de duración promedio del corte por usuario).

Finalmente el Grafico N° 16 muestra niveles de estabilidad en la cantidad de cortes por transformador de media y baja tensión instalado, así como también en lo relativo al tiempo de reposición de la falla

## Grafico N° 14

### Provincia de San Juan Zona Norte

#### Cantidad de Cortes Promedio Semestral y Tiempo de corte Promedio por Usuario y por Semestre

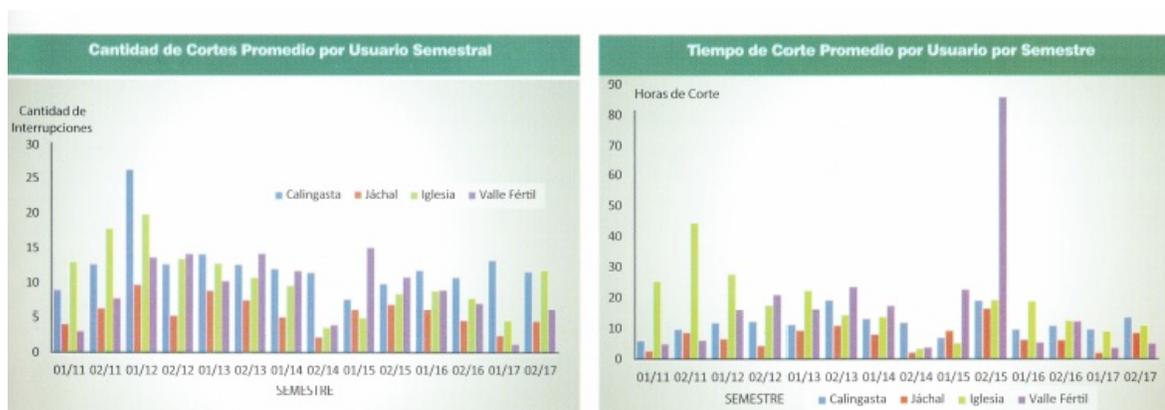


Fuente: Anuario 2017 del Epre San Juan

## Grafico N° 15

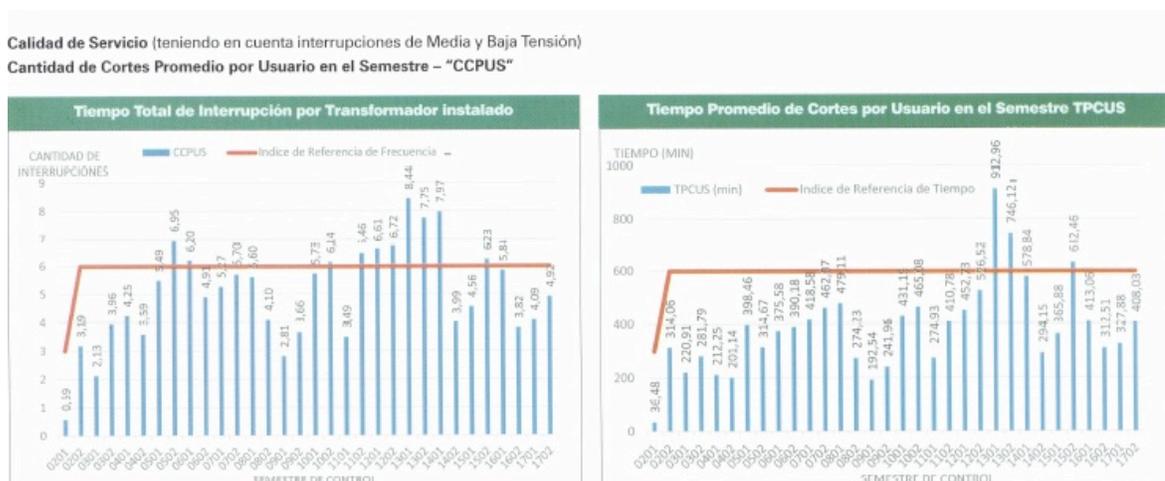
### Provincia de San Juan

#### Departamentos: Calingasta, Jáchal, Iglesia, Valle Fértil



**Grafico N°16**  
**Provincia de San Juan**

**Tiempo total de Interrupción por Transformador Instalado**  
**Y**  
**Tiempo Promedio de Cortes por Usuario en el Semestre**



Fuente: Anuario 2017 Epre San Juan

**4.4- CONCLUSIONES RELATIVAS A LA EVOLUCION DE LA CALIDAD EN EL SEGMENTO DE DISTRIBUCIÓN**

**La calidad de la Distribución en la Jurisdicción nacional: EDENOR y EDESUR**

- Tanto para la empresa Edenor como Edesur se verifica en los 44 semestres analizados que abarca un periodo de 22 años desde 1996 hasta 2018 que existen patrones similares de la evolución de los índices de calidad de ambas empresas.

- Ambas empresas presentan diferencias respecto a la evolución de los índices de calidad en las provincias utilizadas como testigos para contrastar la evolución de dichos índices: Provincia de Mendoza y de San Juan.

- En el Indicador correspondiente a “Frecuencia Media de Interrupción por Usuario” (SAIFI) se verifica que existe una línea de tendencia creciente de deterioro de la calidad de servicio de EDENOR asciende desde 3 interrupciones por usuario por semestre en 1996 hasta 5 interrupciones por usuario y por semestre en 2017.

En el índice de “tiempo medio de interrupción por falla y por semestre” (SAIDI) se verifica en ambas empresas un crecimiento con picos de duración de fallas en el año 2013 y

2014 que han sextuplicado los valores previos de los primeros cinco años (10 semestres de la concesión) que coinciden con el periodo 1996-2001. En la actualidad esos valores se encuentran en valores que multiplican por 4 la duración media de la reparación de las fallas en el periodo inicial.

Al mismo tiempo se verifica que tanto en EDENOR como en EDESUR hay una gran amplitud y por lo tanto desvíos de la calidad promedio de la empresa con la que se presenta en determinados partidos del conurbano bonaerense.

Al solo efecto de dar un ejemplo citamos en el caso de Edenor para una duración de falla promedio empresas de 13,35 h en promedio por semestre para el total de los usuarios, esta cifra es un promedio que resulta de computar valores que entre extremos varían entre un mínimo 3,17 h de duración por corte y un máximo de 30 horas por corte en el Partido de Marcos Paz.

### **La calidad de la Distribución en la Jurisdicción nacional**

#### **Distribuidoras de la Provincia de Mendoza**

Como puede apreciarse las empresas en el periodo reportado 2009-2017 muestran una cierta constante en el número de interrupciones anuales (único indicador disponible). En el año 2009. En este sentido no se observa similitud con los gráficos de la zona de jurisdicción nacional de Edenor y Edesur caracterizados por la abrupta y persistente caída de la calidad en dicho periodo.

En este caso la particularidad que se observa es que la cantidad de interrupciones promedio por usuario y por año para el período de 9 años 2009.2017 permanece relativamente constante en dicho periodo sin grandes fluctuaciones. En el caso de EDEMSA el número de interrupciones promedio se ubica en 10,6 interrupciones por año (5,3 interrupciones por semestre). Para EDESTE SA este número sería de 7,9 interrupciones por usuario y por año (3,95 por semestre); y para la Cooperativa de Godoy Cruz los valores serían de 6 interrupciones por año y por usuario (3,0 por semestre).

#### **Distribuidoras en la Provincia de San Juan**

El indicador del tiempo de interrupción promedio por usuario y por semestre que alcanza valores promedio para el año 2018 de 4,6 horas por usuario y por semestre. Valores estos muy inferiores a los registrados en Buenos Aires GBA. En el caso de este indicador en los años 2013 se registran valores de 10 horas por usuario y por semestre que son apenas un tercio de los que tuvo la empresa Edesur y Edenor en dicho año. En los últimos 5 semestres correspondientes a los años 2016, 2017 y 2018 el tiempo medio de corte se ubican en 4,96 horas por usuario y por semestre.

**CAPITULO 5**  
**CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

## **5.1- CONCLUSIONES RESPECTO A LA EVOLUCIÓN DE LA CALIDAD DE SERVICIO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ELECTRICIDAD**

### **1. Sobre el enfoque y objeto del trabajo**

I.- El presente trabajo tuvo por objeto analizar **la calidad** de las prestaciones del servicio público de electricidad en los tres segmentos que intervienen en la provisión de los servicios a los usuarios finales: 1) la generación eléctrica; 2) la Transmisión en alta y extra alta tensión; y 3) en la Distribución que llega hasta el usuario final.

II.- El punto de partida del análisis fue indagar sobre la idea expresada en firma reiterada sobre la existencia de una degradación de la calidad de los servicios públicos de electricidad en magnitudes perceptibles por la población por diversas causas (cortes del suministro eléctrico, demoras en las reparaciones una vez que las fallas se producen; insuficiencia de inversiones).

III.- Se describió cómo ha evolucionado la calidad de la prestación eléctrica en los tramos de: 1) Generación; 2) Transporte; y 3) la Distribución de Energía eléctrica.

### **2. La calidad de la generación eléctrica**

IV.- La GENERACION eléctrica se realiza en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y los Generadores son ACTORES de dicho mercado. El ámbito jurisdiccional es nacional.

V.- Los análisis realizados indican que el Sistema integrado por todas las centrales del MEM tiene una calidad buena de Generación; los registros estadísticos de Cammesa de largo plazo que abarca el periodo 1992-2018 **no registran en los últimos 14 años ni restricciones de tensión ni cortes programados por fallas en el sistema generador.**

VI.- Respecto al periodo 2015-2018 observamos que se ha producido en los últimos 3 años una mejora en la performance de funcionamiento de las unidades generadoras que se manifiesta por **la disminución de la potencia indisponible** desde un valor aproximado al 20% de la Potencia total instalada en 2015 hasta un valor del 16,2% de la potencia instalada en 2018. Esto significa que ha disminuido la cantidad de potencia fuera de servicio.

VII.- **El sistema ha superado con éxito el día de Carga Máxima histórica** que se produjo el 8 de Febrero de 2018 con una temperatura promedio en la zona GBA-Litoral superior a los 36° C.

La operación de ese día mostró que el sistema estaba en condiciones de abastecer una demanda 10 % superior a la registrada..

VIII.- En el período 2015-2018, la Potencia instalada **ha aumentado en un 10,1%**; la **potencia indisponible de ha reducido en 10,3 %** en ese mismo periodo.

### **3.- La calidad en el Transporte de Electricidad en Extra Alta Tensión y Alta Tensión**

IX.- El servicio público de transmisión de electricidad es una parte vital para el funcionamiento del sistema eléctrico nacional. La función del sistema de transporte es

vincular las unidades de generación con los centros de consumo. **El 67 % de la energía eléctrica** es transportada por este sistema.

En este contexto se puede afirmar que si sistema de transmisión no existiría el sistema eléctrico nacional e internacional según hoy lo conocemos y lo utilizamos como usuarios. De su funcionamiento confiable depende todo el sistema eléctrico.

X.- La calidad de la prestación del servicio público de electricidad analizado a través del indicador del número de fallas por cada 100 km de líneas de transmisión de cada sistema indica lo siguiente:

- a) La transmisión en Extra Alta Tensión de 500 KV muestra una muy buena performance en el período de 25 años desde el inicio de la concesión hasta el presente habiendo mejorado su indicador en un 125 % en dicho periodo; y un 27 % en el último año. **La calidad de la prestación de Transener medida por dicho indicador no fue afectada por el periodo de congelamiento tarifario** impuesto por la ley de Emergencia Económica 25561.
- b) La calidad de la Empresa de Transmisión en 132 y 220 KV de la empresa Transba que presta este servicio en la totalidad de la Provincia de Buenos Aires **tuvo un importante incremento de la calidad de la prestación desde 1996 hasta el presente** incrementando su calidad medida con este indicador en un 200% en el período.
- c) **La restantes empresas de transporte regionales muestran una calidad dispar** con muy buenos índices en Cuyo y la región Patagonia; en contraposición a otras regiones en donde los cortes son mucho más frecuentes como ocurre en el Comahue, NEA y NOA.

#### **4.- La calidad de la Distribución de Electricidad hasta el usuario final**

**4.1- Las empresas de Distribución que operan en la región metropolitana de Buenos Aires y Gran Buenos Aires: EDENOR y EDESUR (jurisdicción nacional). Estas empresas representan aproximadamente el 30 % de los consumidores del país**

XI.- Tanto para la empresa Edenor como Edesur se verifica en los 44 semestres analizados que abarca un periodo de 22 años desde 1996 hasta 2018 que existen **patrones similares de la evolución de los índices de calidad** de ambas empresas.

XII.- Ambas empresas presentan diferencias respecto a la evolución de los índices de calidad con respecto a las provincias utilizadas como testigos para contrastar la evolución de dichos índices: Provincia de Mendoza y de San Juan.

XIII.- En el Indicador correspondiente a **“Frecuencia Media de Interrupción por Usuario” (SAIFI)** se verifica que **existe una línea de tendencia creciente de deterioro de la calidad de servicio**. En el caso de EDENOR asciende desde 3 interrupciones por usuario por semestre en 1996 hasta 5 interrupciones por usuario y por semestre en 2017. Similar situación se da en la empresa EDESUR

XIV.- En el índice de **“tiempo medio de interrupción por falla y por semestre” (SAIDI)** se verifica en ambas empresas **una caída de la calidad con picos de duración de fallas en el periodo 2013 y 2014 que han sextuplicado los valores previos de los primeros cinco años** (10 semestres de la concesión) que coinciden con el periodo 1996-2001.

En la actualidad esos valores han mejorado respecto a 2013-2014 pero se encuentran en **valores (inaceptables) que multiplican por 3** la duración media de la reparación de las fallas en el periodo inicial.

XV.- **Amplia diferencias de la calidad en el área de Concesión de Edenor y Edesur:** se verifica que tanto en EDENOR como en EDESUR hay una gran amplitud y por lo tanto desvíos de la calidad promedio de la empresa con la que se presenta en determinados partidos del GBA.

Al solo efecto de dar un ejemplo citamos en el caso de Edenor para una duración de falla promedio de la empresa de 13,35 h en promedio por semestre para el total de los usuarios, esta cifra es un promedio que resulta de computar valores que entre extremos varían entre **un mínimo 3,17 h de duración de corte por usuario en el centro de la ciudad de Buenos Aires y un máximo de 30 horas de corte por usuario en el Partido de Marcos Paz (factor 10 de diferencia)**

#### **4.2- La calidad de la Distribución de electricidad en las jurisdicciones provinciales**

El universo de Distribuidores se integra según datos de Cammesa correspondientes al mes de Agosto de 2018 con 28 empresas distribuidoras; 47 Cooperativas Eléctricas que actúan como agentes del Mercado el Eléctrico Mayorista (MEM) y 537 Cooperativas Eléctricas no agentes de MEM. Todo ello conforma un conjunto de 612 Actores del Mercado Electrico Mayorista.

Con excepción de las Empresas EDENOR y EDESUR que operan en la zona metropolitana de la CABA y GBA el resto de los actores que abastecen al 70 % de los usuarios actúan en el ámbito de las jurisdicciones provinciales

##### **a) Distribuidoras de la Provincia de Mendoza**

XVI.- Las tres empresas que realizan la Distribución de la Provincia de Mendoza en el periodo reportado 2009-2017 muestran una cierta constante en el número de interrupciones anuales (único indicador disponible). En los mismos **no se observa similitud con los gráficos de la zona de jurisdicción nacional de Edenor y Edesur caracterizados por la abrupta y persistente caída de la calidad en dicho periodo.**

XVII.- La cantidad de interrupciones promedio por usuario y por año para el período de 9 años 2009.2017 permanece relativamente constante en dicho periodo sin grandes fluctuaciones. En el caso de EDEMSA el número de interrupciones promedio se ubica en 10,6 interrupciones por año (5,3 interrupciones por semestre). Para EDESTE SA este número sería de 7,9 interrupciones por usuario y por año (3,95 por semestre); y para la Cooperativa de Godoy Cruz los valores serían de 6 interrupciones por año y por usuario (3,0 por semestre). **Resumen mejor calidad de la prestación que en la jurisdicción nacional.**

**b) Distribuidoras en la Provincia de San Juan**

XVIII.- El indicador del tiempo de interrupción promedio en la provincia por usuario y por semestre alcanza valores promedio para el año 2018 de 4,6 horas por usuario y por semestre. **Valores estos muy inferiores a los registrados en Buenos Aires GBA.**

**En el caso de este indicador en los años 2013 se registran valores de 10 horas por usuario y por semestre que son apenas un tercio de los que tuvo la empresa Edesur y Edenor en dicho año.** En los últimos 5 semestres correspondientes a los años 2016, 2017 y 2018 el tiempo medio de corte se ubican en 4,96 horas por usuario y por semestre.

XIX.- Las diferencias de los comportamientos de los indicadores de la calidad de los servicios entre las empresas de Distribución de Jurisdicción Nacional – EDENOR y EDESUR- y las empresas de jurisdicción provincial analizadas – Distribuidoras de Mendoza y de San Juan- **pueden deberse a los congelamientos tarifarios a que fueron sometidas las primeras a diferencia de las segundas en el periodo 2003-2015.**

**5.2- RECOMENDACIONES PARA EL MONITOREO DE LA CALIDAD DE LOS SUMINISTROS.**

Es fundamental que el servicio público de electricidad a nivel país tenga la calidad adecuada. Ello se traducirá en una buena calidad de vida para los más de 10 millones de hogares que son usuarios del servicio.

También un servicio de calidad adecuada y confiable es fundamental para el desenvolvimiento de una economía competitiva.

El presente trabajo ha demostrado la existencia de una calidad deficiente al menos en una muy importante del Sistema Eléctrico que compromete a una porción muy importante del conjunto de los usuarios del servicio , al menos el 30 % de los usuarios nacionales ha tenido y aun tiene mala calidad del servicio en lo que va del Siglo 21.

La calidad del servicio en esta geografía está evolucionando en forma satisfactoria pero no es todavía buena ni aceptable. Alcanzar la calidad del año 2000 en el más corto tiempo posible es un objetivo deseable y plausible.

Es necesario asumir que la calidad de las empresas se mide por indicadores medios (vg. frecuencia de interrupciones por usuario y tiempo medio de la interrupción por usuario) pero esos valores promedio encierran grandes diferencias zonales entre las zonas en el area

de prestación de las empresas que Distribuyen en el área metropolitana de Buenos Aires y Gran Buenos Aires (Edenor y Edesur) y que ello constituye una gran injusticia social que debe ser corregida.

En función de ello se propone un monitoreo de indicadores de la calidad realizado sobre la base la información que publica el ENRE. Para ello se debe confrontar las mediciones de los informes de la calidad de cada semestre con las normas de calidad establecidas para 8 semestres del periodo 2017-2021 en donde se establece para cada empresa el sendero de calidad objetivo que debe ser alcanzado tanto a nivel promedio empresa como para cada zona de prestación.

Del mismo modo debe monitorearse a través de los Informes Mensuales y Anuales de Cammesa la calidad de la prestación de la Generación y de la Transmisión de Electricidad en Alta Tensión.

# **ANEXOS**

## ANEXO N°1

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
<b>PRECIO MEDIO ANUAL MERCADO SPOT [\$/MWh]</b>																
Energía	18.8	26.3	34.5	47.1	67.1	83.6	95.8	106.6	126.8	131.2	131.0	129.8	129.6	157.3	170.7	272.4
Potencia	9.7	11.1	11.5	10.3	10.4	10.2	13.4	13.8	19.2	11.5	11.3	11.2	11.2	13.3	13.3	121.0
Sobrecostos Adicionales	0.3	1.2	7.7	9.2	15.1	37.5	60.1	58.8	115.6	168.2	189.5	248.2	409.3	484.9	870.8	780.0
<b>Monómico</b>	<b>29.8</b>	<b>38.5</b>	<b>53.7</b>	<b>66.6</b>	<b>92.5</b>	<b>131.3</b>	<b>166.0</b>	<b>176.8</b>	<b>256.3</b>	<b>319.5</b>	<b>332.0</b>	<b>389.4</b>	<b>650.0</b>	<b>653.5</b>	<b>1,054.9</b>	<b>1,173.4</b>
<b>PRECIO MEDIO ANUAL ESTACIONAL [\$/MWh]</b>																
Energía	18.2	17.6	26.7	37.7	38.1	37.6	39.4	44.7	44.5	44.2	44.0					
Potencia	9.7	12.0	11.6	12.1	12.0	11.9	12.0	11.9	11.8	11.7	11.6	95.1	95.2	95.3	312.9	572.2
Otros Ingresos (Quita subsidio + Cargos adicionales)												27.3				
<b>Monómico</b>	<b>27.9</b>	<b>29.6</b>	<b>38.3</b>	<b>49.8</b>	<b>50.1</b>	<b>49.5</b>	<b>51.4</b>	<b>56.6</b>	<b>56.3</b>	<b>55.9</b>	<b>52.9</b>	<b>95.1</b>	<b>95.2</b>	<b>95.3</b>	<b>312.9</b>	<b>572.2</b>
<b>Demanda Comercializada [GWh]</b>																
Demanda a precio estacional	59,335	63,743	68,421	72,399	77,778	84,142	86,462	87,295	92,621	96,911	101,487	105,214	105,477	111,298	113,600	112,214
Demanda a precio Spot	17,151	18,518	19,074	19,989	19,816	18,818	19,472	17,309	18,154	19,470	19,705	20,007	20,944	20,803	19,370	20,222
<b>Demanda Total</b>	<b>76,487</b>	<b>82,261</b>	<b>87,495</b>	<b>92,388</b>	<b>97,593</b>	<b>102,960</b>	<b>105,935</b>	<b>104,605</b>	<b>110,775</b>	<b>116,381</b>	<b>121,192</b>	<b>125,220</b>	<b>126,421</b>	<b>132,100</b>	<b>132,970</b>	<b>132,436</b>
<b>Exportación</b>	<b>1,004</b>	<b>437</b>	<b>1,938</b>	<b>1,362</b>	<b>2,100</b>	<b>578</b>	<b>1,618</b>	<b>1,292</b>	<b>359</b>	<b>255</b>	<b>280</b>	<b>0</b>	<b>6</b>	<b>55</b>	<b>329</b>	<b>69</b>
<b>Bombeo</b>	<b>65</b>	<b>47</b>	<b>145</b>	<b>432</b>	<b>348</b>	<b>571</b>	<b>537</b>	<b>714</b>	<b>554</b>	<b>566</b>	<b>723</b>	<b>500</b>	<b>485</b>	<b>578</b>	<b>465</b>	<b>401</b>
<b>Cubrimiento de la Demanda por Tipo [GWh]</b>																
Térmico	32,642	39,466	49,399	51,351	53,928	61,012	66,877	61,386	66,465	73,573	82,495	82,953	83,265	86,625	90,349	88,838
Hidráulico	41,090	38,717	35,133	39,213	42,987	37,290	36,882	40,318	40,226	39,339	36,626	40,330	40,663	41,464	38,012	41,280
Nuclear	5,393	7,025	7,313	6,374	7,153	6,721	6,849	7,589	6,692	5,892	5,904	5,732	5,258	6,519	7,677	5,716
Eólica + Solar										16	356	462	629	608	561	632
Importación	2,210	1,234	1,441	1,222	559	3,459	1,774	2,040	2,351	2,412	423	342	1,390	1,655	1,470	734
<b>TOTAL</b>	<b>81,334</b>	<b>86,442</b>	<b>93,286</b>	<b>98,180</b>	<b>104,627</b>	<b>108,482</b>	<b>112,382</b>	<b>111,333</b>	<b>115,735</b>	<b>121,232</b>	<b>125,804</b>	<b>129,820</b>	<b>131,205</b>	<b>136,870</b>	<b>138,070</b>	<b>137,200</b>
<b>Cubrimiento de la Demanda por Tipo [%]</b>																
Térmico	40.1%	45.7%	53.0%	52.3%	51.5%	56.2%	59.5%	55.1%	57.4%	60.7%	65.6%	63.9%	63.5%	63.3%	65.4%	64.8%
Hidráulico	50.5%	44.8%	37.7%	39.9%	41.1%	34.4%	32.8%	36.2%	34.8%	32.5%	29.1%	31.1%	31.0%	30.3%	27.5%	30.1%
Nuclear	6.6%	8.1%	7.8%	6.5%	6.8%	6.2%	6.1%	6.8%	5.8%	4.9%	4.7%	4.4%	4.0%	4.8%	5.6%	4.2%
Eólica	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.3%	0.4%	0.5%	0.4%	0.4%	0.5%
Importación	2.7%	1.4%	1.5%	1.2%	0.5%	3.2%	1.6%	1.8%	2.0%	2.0%	0.3%	0.3%	1.1%	1.2%	1.1%	0.5%
<b>Consumo de Combustible</b>																
Gas Natural [mdm3]	6,637	8,165	9,614	10,053	11,049	11,981	13,093	12,601	11,537	12,674	14,037	13,952	14,355	14,418	15,589	17,119
Fuel Oil [kTon]	39	105	829	1,131	1,549	1,897	2,347	1,603	2,262	2,573	2,860	2,233	2,717	3,088	2,651	1,286
Gas Oil [mm3]	15	18	92	66	144	766	843	977	1,668	2,019	1,828	2,593	1,799	2,240	2,381	1,397
Carbón [kTon]	61	71	352	618	591	589	803	796	874	999	967	851	1,004	949	725	654
Biodiesel [kTon]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7	39	1	0	0	0	0
<b>Consumo de Combustible [%]</b>																
Gas Natural	98.5%	97.8%	88.2%	84.9%	82.6%	78.0%	76.1%	78.9%	70.2%	68.9%	70.4%	70.5%	71.6%	68.8%	72.2%	83.6%
Fuel Oil	0.7%	1.5%	8.9%	11.1%	13.5%	14.4%	15.9%	11.7%	16.0%	16.3%	16.7%	13.2%	15.8%	17.2%	14.3%	7.3%
Gas Oil	0.2%	0.2%	0.9%	0.6%	1.1%	5.1%	5.0%	6.2%	10.4%	11.2%	9.4%	13.4%	9.2%	10.9%	11.3%	7.0%
Carbón	0.6%	0.5%	2.1%	3.4%	2.8%	2.5%	3.0%	3.2%	3.4%	3.5%	3.1%	2.8%	3.2%	2.9%	2.2%	2.1%
Biocombustible	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.4%	0.2%	0.1%	0.2%	0.0%	0.0%

AÑOS ANTERIORES



## **ANEXO N°2**



# Cubrimiento del Pico Real del SADI

## Jueves 10/12/2015 hora 21:02



CAMMESA  
Gerencia de Operaciones  
Centro de Control de la Operación

10/12/2015 HORA 21:02	VALORES EN MW
GENERACION NUCLEAR	1412
GENERACION TERMICA	12292
GENERACION HIDRAULICA	8081
GENERACION RENOVABLE	121
GENERACION TOTAL	21906
IMPORTACION DE PARAGUAY	0
IMPORTACION DE BRASIL	0
EXPORTACION A BRASIL	0
IMPORTACION DE URUGUAY	0
EXPORTACION A URUGUAY	0
DEMANDA TOTAL SADI	21906
RESERVA ROTANTE (RPF+RSF+RRO)	1577
Temperatura Promedio GBA + Litoral	26,8 °C

### RESERVA TERMICA DISPONIBLE [MW]

TIPO	Disponible F/S	En Arranque	Total
TV	0	80	80
TG	984	0	984
CC	0	0	0
DI	771	0	771
Total	1755	80	1835

### GENERACIÓN TERMICA LIMITADA O INDISPONIBLE [MW]

TIPO	Por Combustible	Máquinas F/S por Mapros	Por Problemas Técnicos en Máq. F/S	en Máq. E/S	Total
TV	131	396	1063	354	1944
TG	324	22	1199	268	1813
CC	284	205	971	189	1649
Total	739	623	3233	811	5406

### GENERACIÓN HIDRAULICA

F/S DISPONIBLE [MW]		INDISPONIBLE [MW]	
C.CABRA CORRAL	31	C.SALTO GRANDE	135
C.FUTALEUFU	118	C.LOS REYUNOS	112
Total	149	C.YACYRETA	270
		C.FUTALEUFU	118
		Total	635

### GENERACIÓN NUCLEAR

**F/S DISPONIBLE [MW]**

Total

0

**LIMITADA O INDISPONIBLE [MW]**

C.N. EMBALSE

200

C.N.ATUCHA 2

130

Total

330

## **Cubrimiento del Pico Real del SADI**

### **Jueves 08/02/2018 hora 15:35**

CAMMESA

Gerencia de Operaciones

Centro de Control de la Operación

<b>08/02/2018 HORA 15:35</b>	<b>VALORES EN MW</b>
GENERACION NUCLEAR	912
GENERACION TERMICA	17023
GENERACION HIDRAULICA	8335
GENERACION RENOVABLE	50
GENERACION TOTAL	26320
IMPORTACION DE CHILE	0
IMPORTACION DE PARAGUAY	0
IMPORTACION DE BRASIL	0
EXPORTACION A BRASIL	0
IMPORTACION DE URUGUAY	0
EXPORTACION A URUGUAY	0
DEMANDA TOTAL SADI	26320
RESERVA ROTANTE (RPF+RSF+RRO)	1895

**Temperatura Promedio GBA + Litoral 36,9 °C**

#### **RESERVA TERMICA DISPONIBLE [MW]**

<b>TIPO</b>	<b>Disponible F/S</b>	<b>En Arranque</b>	<b>Total</b>
TV	0	0	0
TG	379	76	455
CC	70	0	70
DI	253	25	278
<b>Total</b>	<b>702</b>	<b>101</b>	<b>803</b>

**GENERACIÓN TERMICA LIMITADA O INDISPONIBLE [MW]**

TIPO	Por Combustible	Máquinas F/S por Mapros	Por Problemas Técnicos		Total
			En Máq. F/S	en Máq. E/S	
TV	88	0	963	369	1420
TG	216	107	1561	581	2465
CC	96	0	91	604	791
<b>Total</b>	<b>400</b>	<b>107</b>	<b>2615</b>	<b>1554</b>	<b>4676</b>

### GENERACIÓN HIDRAULICA

F/S DISPONIBLE [MW]		INDISPONIBLE [MW]	
Total	0	C.SALTO GRANDE	135
		C.YACYRETA	270
		<b>Total</b>	<b>405</b>

### GENERACIÓN NUCLEAR

F/S DISPONIBLE [MW]		LIMITADA O INDISPONIBLE [MW]	
Total	0	C.N. EMBALSE	650
		C.N. ATUCHA1	120
		<b>Total</b>	





# Cubrimiento del Pico Real del SADI

## Lunes 10/12/2018 hora 21:31



CAMMESA  
Gerencia de Operaciones  
Centro de Control de la Operación

10/12/2018 HORA 21:31	VALORES EN MW
GENERACION NUCLEAR	361
GENERACION TERMICA	11144
GENERACION HIDRAULICA	8503
GENERACION RENOVABLE	343
GENERACION TOTAL	20351
IMPORTACION DE CHILE	0
IMPORTACION DE PARAGUAY	20
IMPORTACION DE BRASIL	0
EXPORTACION A BRASIL	0
IMPORTACION DE URUGUAY	43
EXPORTACION A URUGUAY	0
DEMANDA TOTAL SADI	20414
RESERVA ROTANTE (RPF+RSF+RRO)	1470
Temperatura Promedio GBA + Litoral	25,0 °C

### RESERVA TERMICA DISPONIBLE [MW]

TIPO	Disponible F/S	En Arranque	Total
TV	2338	310	2648
TG	3985	0	3985
CC	161	0	161
DI	1140	0	1140
Total	7624	310	7934

### GENERACIÓN TERMICA LIMITADA O INDISPONIBLE [MW]

TIPO	Por Combustible	Máquinas F/S por Mapros	Por Problemas Técnicos en Máq. F/S	en Máq. E/S	Total
TV	0	0	651	128	779
TG	30	350	626	328	1334
CC	316	547	586	275	1724
Total	346	897	1863	731	3837

### GENERACIÓN HIDRAULICA

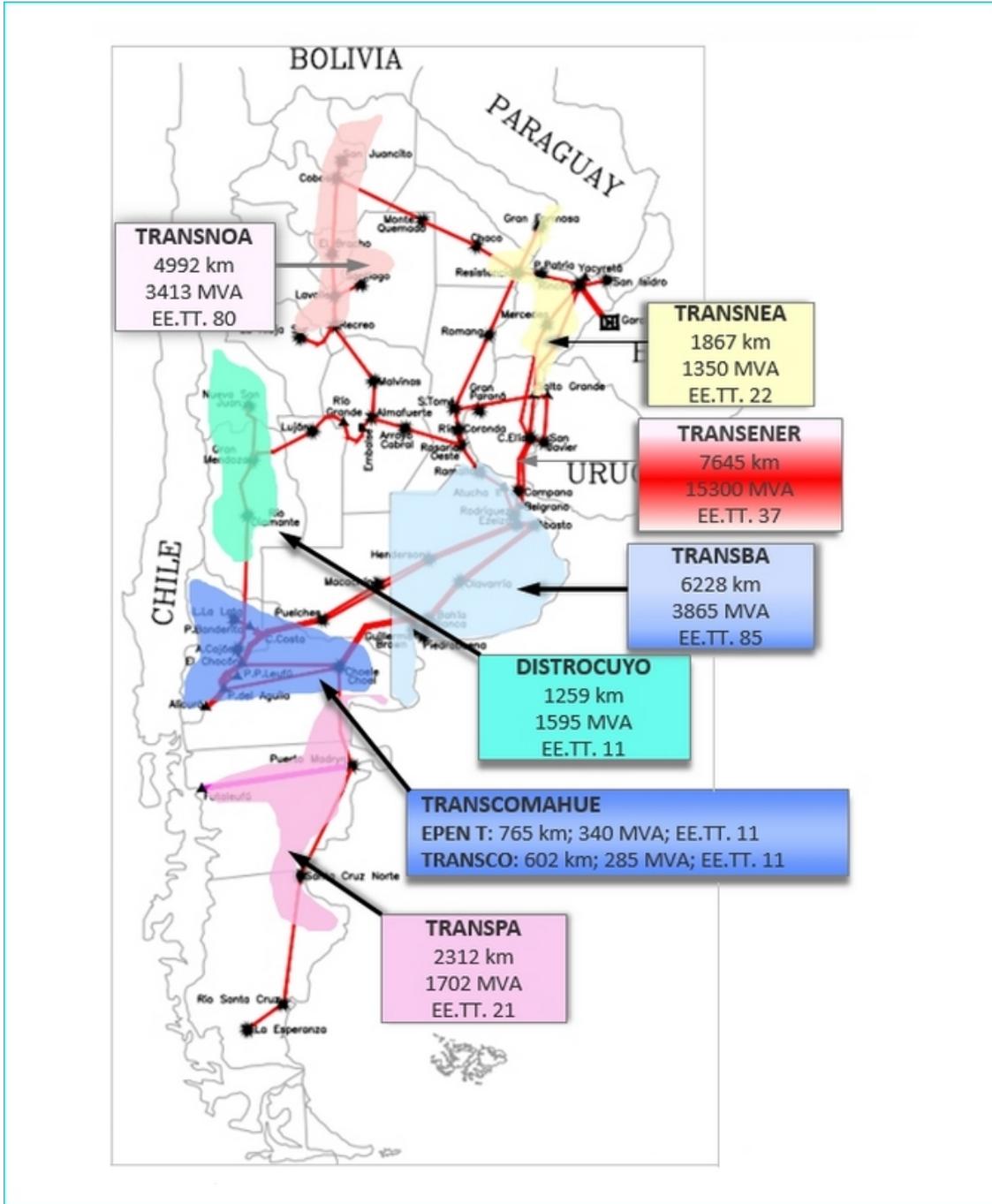
F/S DISPONIBLE [MW]		INDISPONIBLE [MW]	
C.CHOCON	200	C.SALTO GRANDE	135
C.PPLEHI01	85	C.NIHUIL	54
C.RIO GRANDE	378	C.YACYRETA	270
Total	663	C.F. AMEGHINO	20
		Total	479

<b>GENERACIÓN NUCLEAR</b>			
<b>F/S DISPONIBLE [MW]</b>		<b>LIMITADA O INDISPONIBLE [MW]</b>	
Total	0	C.N. EMBALSE	650
		C.N. ATUCHA2	750
		Total	1400

# ANEXO N°3

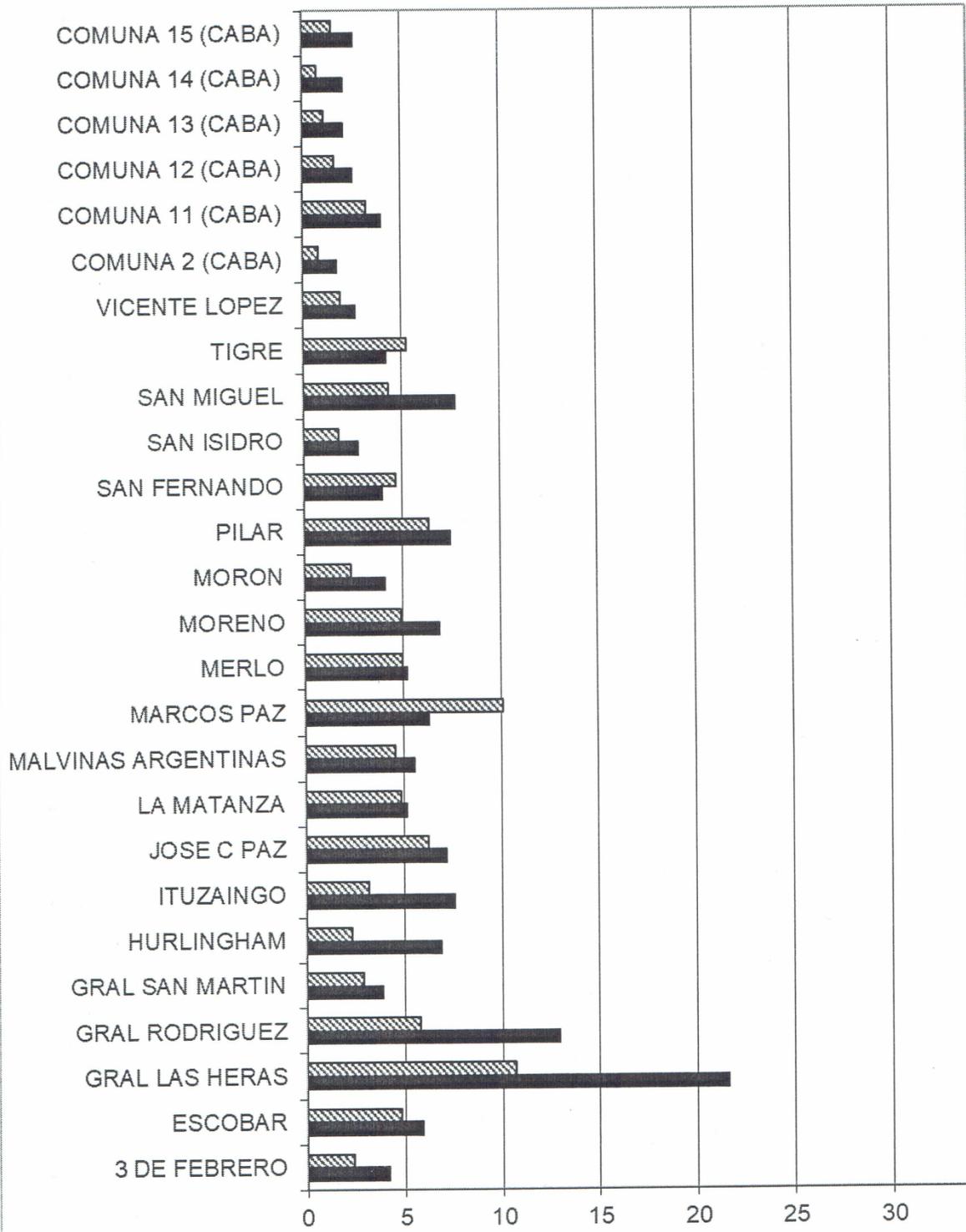
## SISTEMA DE TRANSPORTE EN EXTRA ALTA TENSION

### Y ALTA TENSION



## **ANEXO N°4**

## EDENOR SAIFI (CABA - PARTIDO)

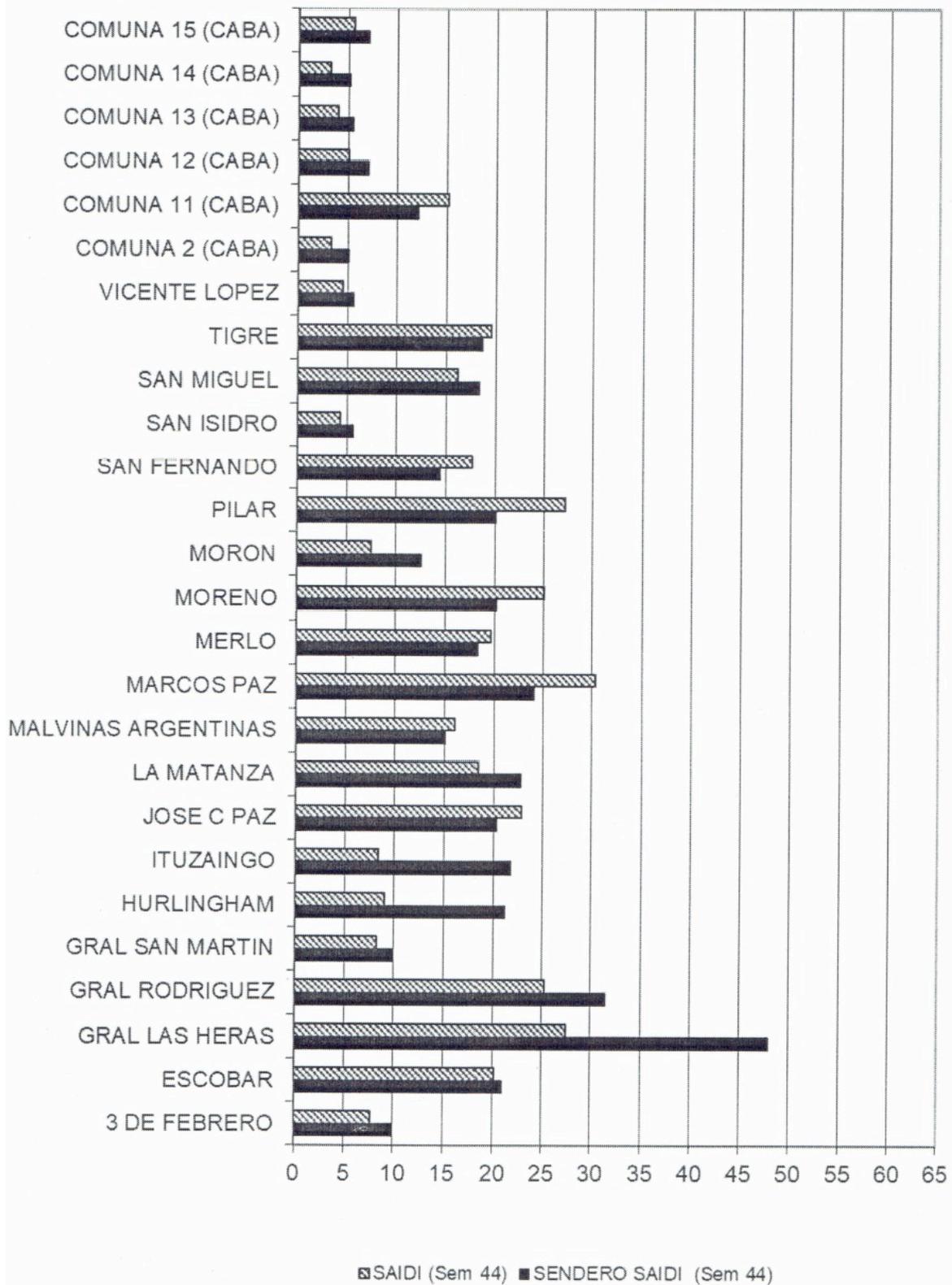


■ SAIFI (Sem 44) ■ SENDERO SAIFI (Sem 44)

PARTIDO	SENDERO SAIFI (Sem 44)	SAIFI (Sem 44)
3 DE FEBRERO	4,12	2,36
ESCOBAR	5,91	4,79
GRAL LAS HERAS	21,59	10,70
GRAL RODRIGUEZ	12,92	5,74
GRAL SAN MARTIN	3,84	2,87
HURLINGHAM	6,88	2,27
ITUZAINGO	7,53	3,18
JOSE C PAZ	7,17	6,23
LA MATANZA	5,11	4,83
MALVINAS ARGENTINAS	5,53	4,55
MARCOS PAZ	6,29	10,12
MERLO	5,19	4,97
MORENO	6,85	4,92
MORON	4,08	2,37
PILAR	7,45	6,34
SAN FERNANDO	3,98	4,65
SAN ISIDRO	2,74	1,77
SAN MIGUEL	7,71	4,32
TIGRE	4,22	5,27
VICENTE LOPEZ	2,65	1,92
COMUNA 2 (CABA)	1,71	0,82
COMUNA 11 (CABA)	3,99	3,24
COMUNA 12 (CABA)	2,53	1,64
COMUNA 13 (CABA)	2,07	1,09
COMUNA 14 (CABA)	2,08	0,76
COMUNA 15 (CABA)	2,57	1,51

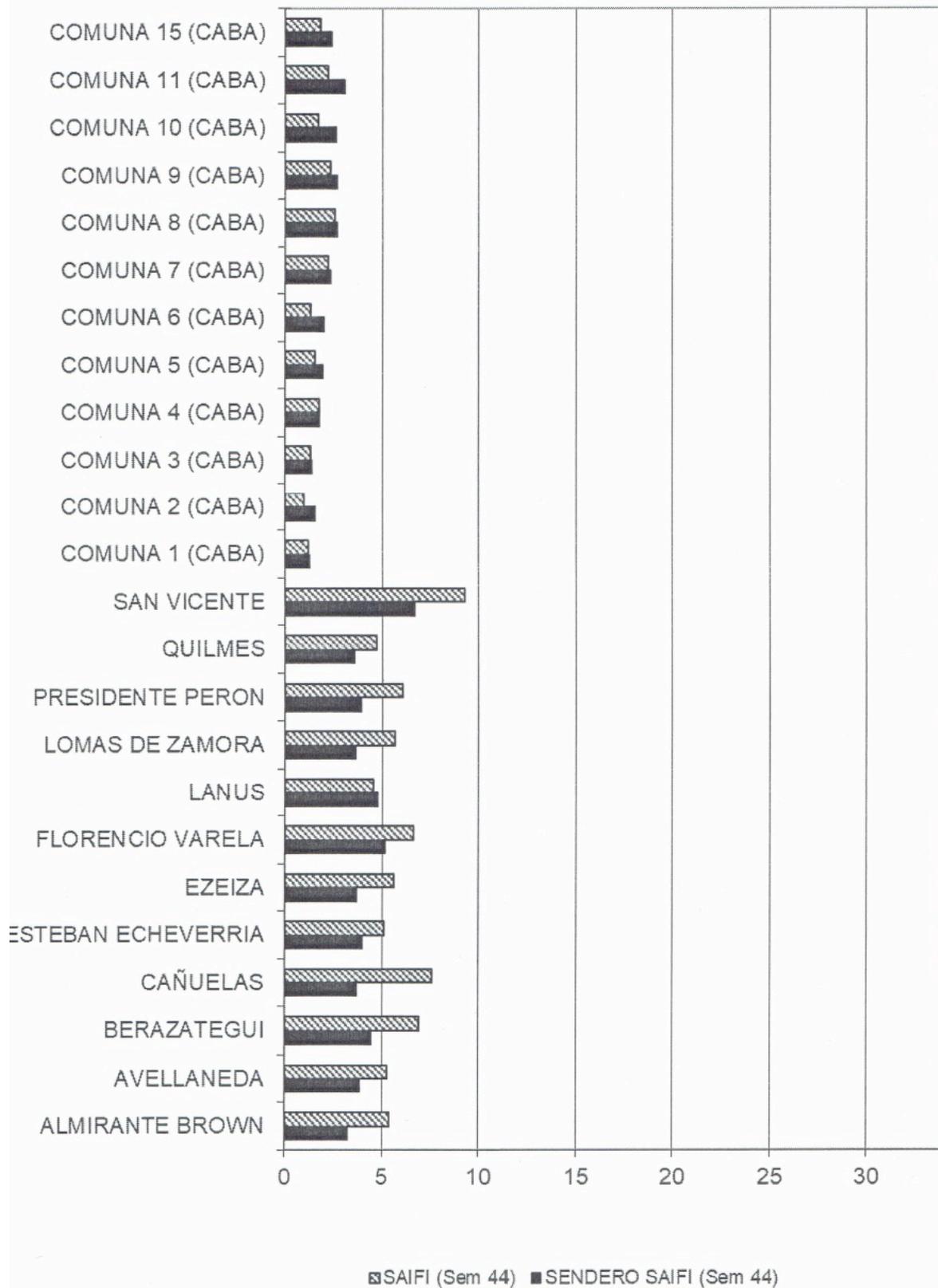
DISTRIBUIDORA	FRECUENCIA MEDIA DE CORTE POR USUARIO
EDENOR S.A.	3,57

## EDENOR SAIDI (CABA - PARTIDO)





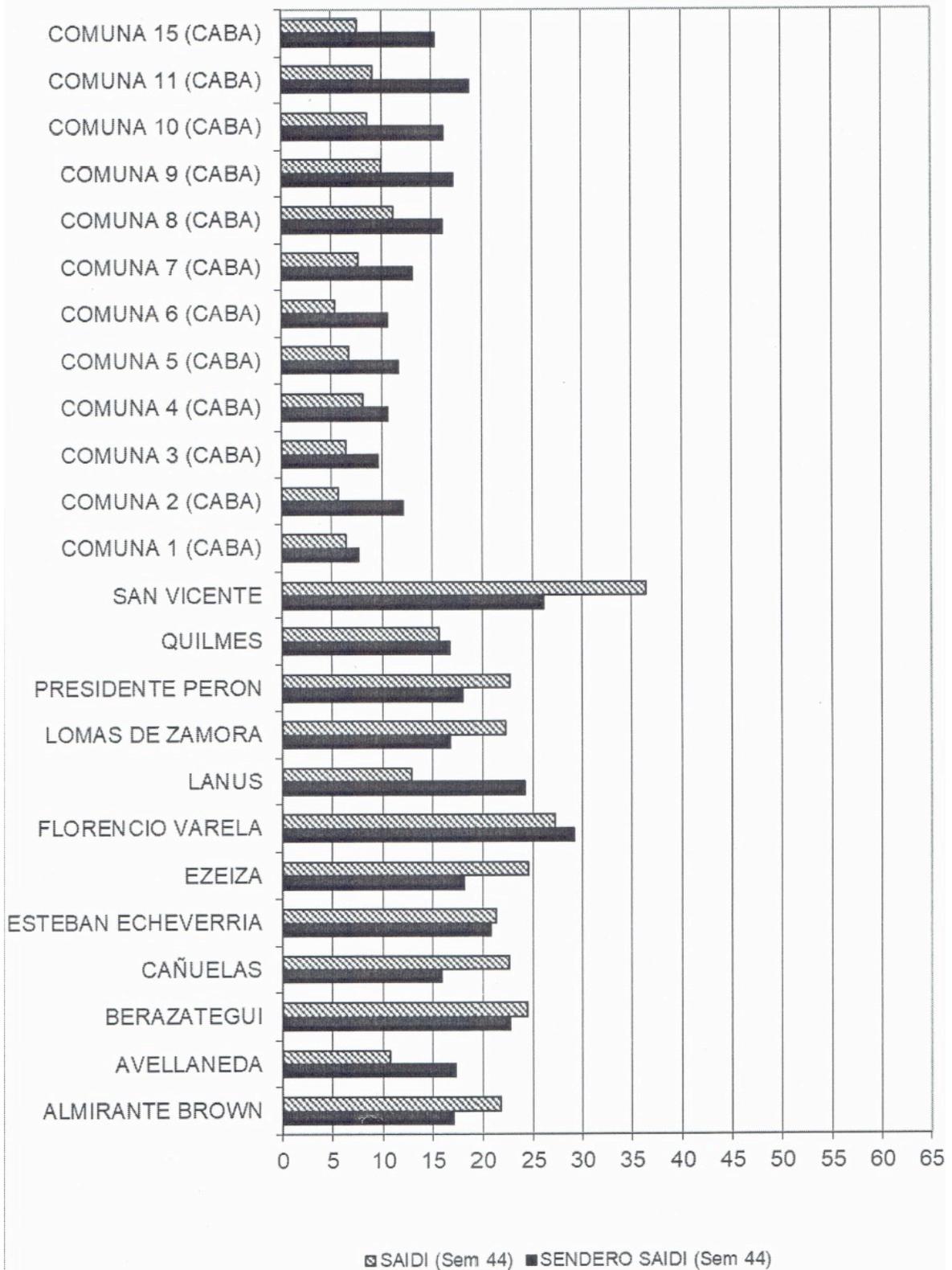
### EDESUR SAIFI (CABA - PARTIDO)



PARTIDO	SENDERO SAIFI (Sem 44)	SAIFI (Sem 44)
ALMIRANTE BROWN	3,25	5,39
AVELLANEDA	3,89	5,30
BERAZATEGUI	4,45	6,90
CAÑUELAS	3,70	7,60
ESTEBAN ECHEVERRIA	3,96	5,11
EZEIZA	3,72	5,63
FLORENCIO VARELA	5,16	6,62
LANUS	4,78	4,52
LOMAS DE ZAMORA	3,64	5,68
PRESIDENTE PERON	3,92	6,09
QUILMES	3,57	4,69
SAN VICENTE	6,69	9,27
COMUNA 1 (CABA)	1,26	1,20
COMUNA 2 (CABA)	1,53	1,01
COMUNA 3 (CABA)	1,40	1,34
COMUNA 4 (CABA)	1,80	1,80
COMUNA 5 (CABA)	1,94	1,57
COMUNA 6 (CABA)	1,99	1,32
COMUNA 7 (CABA)	2,36	2,21
COMUNA 8 (CABA)	2,66	2,58
COMUNA 9 (CABA)	2,66	2,33
COMUNA 10 (CABA)	2,61	1,73
COMUNA 11 (CABA)	3,05	2,21
COMUNA 15 (CABA)	2,38	1,85

DISTRIBUIDORA	FRECUENCIA MEDIA DE CORTE POR USUARIO
EDESUR S.A.	3,79

### EDESUR SAIDI (CABA - PARTIDO)



PARTIDO	SENDERO SAIDI (Sem 44)	SAIDI (Sem 44)
ALMIRANTE BROWN	17,06	21,79
AVELLANEDA	17,28	10,72
BERAZATEGUI	22,74	24,40
CAÑUELAS	15,96	22,62
ESTEBAN ECHEVERRIA	20,77	21,31
EZEIZA	18,18	24,52
FLORENCIO VARELA	29,25	27,28
LANUS	24,22	12,93
LOMAS DE ZAMORA	16,73	22,33
PRESIDENTE PERON	18,12	22,69
QUILMES	16,78	15,68
SAN VICENTE	26,19	36,44
COMUNA 1 (CABA)	7,75	6,40
COMUNA 2 (CABA)	12,16	5,66
COMUNA 3 (CABA)	9,63	6,37
COMUNA 4 (CABA)	10,64	8,16
COMUNA 5 (CABA)	11,67	6,73
COMUNA 6 (CABA)	10,59	5,33
COMUNA 7 (CABA)	13,11	7,76
COMUNA 8 (CABA)	16,12	11,20
COMUNA 9 (CABA)	17,19	10,01
COMUNA 10 (CABA)	16,21	8,53
COMUNA 11 (CABA)	18,82	9,12
COMUNA 15 (CABA)	15,41	7,62

DISTRIBUIDORA	DURACIÓN MEDIA DE CORTE POR USUARIO
EDESUR S.A.	14,18

## **Bibliografía**

- 1) Anuarios de Cammesa desde varios números desde 1992- 2017
- 2) Pagina web de Cammesa
- 3) Memoria y Balance de Transener varios números
- 4) Memoria y Balance de Edenor
- 5) Memoria y Balance de Edesur
- 6) Memoria y Balance de Transba
- 7) EPRE de San Juan Anuario 2017
- 8) EPRE de la Provincia de Mendoza
- 9) Cammesa Informe Mensual 2018 y varios números.
- 10) Ente Regulador de la Electricidad (ENRE) “Revisión semestral del desempeño de EDENOR S.A. y EDESUR S.A. Semestre 44. Marzo 2018-Agosto 2018
- 11) Anexo XVI Sub Anexo 4 EDESUR S.A. “ Normas de Calidad del Servicio Público y sanciones para el Período 2017-2021