



Auditoría General de la Nación

**EXAMEN ESPECIAL SOBRE EL SUBSECTOR ENERGETICO DE  
TRANSPORTE ELECTRICO**

**SECRETARÍA DE ENERGÍA (SE) - ENTE NACIONAL REGULADOR  
DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).**

**Actuación 279/20. Proyecto N° 2081261/20.**

**AÑO 2023**

Gerencia de Entes Reguladores y Empresas Prestadoras de Servicios Públicos



## Auditoría General de la Nación

1. OBJETO DE ESTUDIO .....	3
2. ALCANCE DEL EXAMEN .....	3
2.1 Procedimientos.....	4
2.2. Objetivos .....	5
3. DEL SECTOR ENERGÉTICO.....	7
3.1. Sector eléctrico.....	11
3.1.1. Evolución histórica .....	11
3.1.2. Nueva estructura del sector. Privatización y desintegración vertical .....	15
3.1.3. Mercado Eléctrico Mayorista .....	21
3.1.3.1. Actores del Mercado Eléctrico Mayorista .....	22
3.2. Sistema Argentino de Interconexión (SADI).....	24
3.2.1. Descripción de la Demanda .....	26
3.2.2. Descripción de la Oferta .....	29
3.2.3. Despacho unificado de cargas (DUC) .....	33
3.2.3.1. Principios económicos y operativos del despacho eléctrico .....	33
3.2.3.2. Utilidad social de la interconexión .....	36
3.2.4. Subsistema de transporte de energía eléctrica .....	38
3.2.4.1. Funciones del equipamiento.....	40
3.2.4.2. Configuración de redes .....	43
3.2.5. Evolución de las redes de transporte eléctrico .....	49
3.3. Ampliaciones del sistema de transporte.....	51
3.3.1. Mención de los instrumentos de expansión.....	51
3.3.2. Etapas desde la sanción del marco regulatorio a la actualidad.....	54
3.3.2.1. Funcionamiento temprano del nuevo marco regulatorio (1992/2001) .	54
3.3.2.2. Crisis económica y período de intervención estatal (2001/2015) .....	65
3.3.2.3. Emergencia energética y reestructuración del sector.....	75
3.3.3. Análisis de las inversiones en la ampliación del sistema.....	86
3.3.3.1. Análisis del gasto en Inversión Pública Energética (IPE) .....	91
4. CONCLUSIONES.....	95
4.1. Definición del problema del sector .....	95
4.2. Efectos de la subinversión en el sector .....	99
4.2.1. Vulnerabilidad del abastecimiento .....	101
4.3. Corolario.....	107



## 1. OBJETO DE ESTUDIO

En uso de las facultades conferidas por el artículo 118 de la Ley 24.156, la Auditoría General de la Nación, efectuó un Examen Especial sobre el “subsector energético de Transporte Eléctrico, como instrumento normalizador del Servicio Público de Transporte Eléctrico”.

El presente es complementario del informe de auditoría de gestión sobre la “Planificación, implementación y resultados de los Planes de Inversión (PI) de la Revisión Tarifaria Integral (RTI), aprobado por Resolución AGN N° 114/2023<sup>1</sup>.

El objeto de estudio de este Examen Especial es el servicio del transporte eléctrico y su contexto, su evolución histórica, su función en el sector energético en general y eléctrico en particular, los cambios en su regulación, y la comprensión de los distintos regímenes de la inversión que impactan en la configuración del Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

## 2. ALCANCE DEL EXAMEN

El examen fue realizado de conformidad con las normas de control externo gubernamental de la Auditoría General de la Nación, aprobadas por las Resoluciones AGN 26/15, 186/16 y 187/16, dictadas en virtud de las facultades conferidas por la Ley 24.156, artículo 119, inc. b).

Los organismos requeridos de información fueron el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) y la Secretaría de Energía (SE).

La SE fue incluida considerando su rol ejecutivo y su competencia en la planificación y ordenamiento de la política energética. El ENRE, por su parte, es el responsable de la regulación y control del servicio público de transporte eléctrico y, en lo que aquí interesa, del otorgamiento de los Certificados de Conveniencia y Necesidad Pública para las ampliaciones impulsadas por los interesados.

Se estipuló abarcar un amplio período de gestión, comprendido entre 1992 y 2021, a fin de incluir los cambios institucionales que impactaron en el

---

<sup>1</sup> Act. AGN 279/20 (<https://www.agn.gob.ar/informes/Informe-114-2023>). Asimismo, se mencionan los siguientes informes de auditoría vinculados al sector de transporte de energía eléctrica, específicamente a la gestión del Fondo Fiduciario de Transporte Eléctrico:

i) Act. AGN N° 235/07 ([https://www.agn.gob.ar/sites/default/files/informes/2009\\_041info\\_0.pdf](https://www.agn.gob.ar/sites/default/files/informes/2009_041info_0.pdf));  
ii) Act. AGN N° 376/16 (<https://www.agn.gob.ar/sites/default/files/informes/2020-038-Informe.pdf>).



## Auditoría General de la Nación

servicio público de transporte eléctrico. Se mencionaron ciertas cuestiones sucedidas con posterioridad, al solo efecto ilustrativo.

Al considerar la reciente renegociación de la RTI y el inicio de un nuevo período de transición, sumado a un contexto macro y socio-económico excepcional, agravado por la crisis sanitaria suscitada por la pandemia a partir de marzo de 2020, es razonable establecer un contexto de alta incertidumbre respecto al sector y su marco regulatorio.

El enfoque se centró en torno a la inversión en infraestructura, que incluye y excede a los planes de inversión.

Se consideró abarcar la inversión en este tramo energético, en un sentido económico amplio, que permita considerar la inversión como una decisión de planificación energética de múltiples escenarios y horizontes temporales, con énfasis en su evolución histórica reciente, en las responsabilidades de los distintos actores y específicamente en el rol estatal en la planificación y definición de la política de un sector estratégico, dinámico e interdependiente.

### **2.1. Procedimientos**

#### **2.1.1. Recolección de datos**

- Compilación del marco normativo vigente (Leyes, Decretos, Resoluciones, Contratos de Concesión, Actas Acuerdo, Acuerdos Instrumentales y Convenios de Revalidación.
- Entrevistas y reuniones con funcionarios y personal de las áreas intervinientes, vinculadas al objeto de auditoría.
- Solicitud de información y/o documentación a la SE, al ENRE y a la Compañía Argentina del Mercado Mayorista Eléctrico SA (CAMMESA).
- Consulta de los sistemas de información que registran datos estadísticos y contenidos en los sitios web gestionados por el auditado, recopilación de datos publicados por CAMMESA.

#### **2.1.2. Análisis de datos**

- Estudio y conformación del encuadre regulatorio aplicable al Transporte Eléctrico.



## Auditoría General de la Nación

- Evaluación de los resultados obtenidos en las reuniones realizadas en el ámbito del ENRE.
- Estudio y análisis de la información y/o documentación suministrada por el ENRE, la SE y CAMMESA.
- Verificación, cotejo y análisis comparativo de los contenidos obtenidos de los sitios web que fueron consultados.

### **2.2. Objetivos**

El objetivo central del presente Examen Especial es complementar el Informe de auditoría, analizando principalmente la dinámica de expansión del sistema.

Como objetivo general, se plantearon ejes temáticos orientados a comprender si los mecanismos vigentes posibilitan una dinámica adecuada y suficiente de expansión y funcionamiento del Transporte Eléctrico, tanto en su diseño, su implementación y sus resultados.

Se analizan las principales cuestiones que siguen en debate respecto a la Transmisión de Energía Eléctrica, referidos a los aspectos de planificación e inversión de la expansión y a la regulación de aspectos operativos, a partir de los siguientes objetivos particulares:

- Determinar el rol del Transporte Eléctrico en el Sistema Eléctrico argentino, posibilitando el uso óptimo de los recursos energéticos disponibles como fuentes de generación eléctrica.
- Describir el marco normativo diseñado y su evolución. Comprender los mecanismos que buscaron asegurar el abastecimiento eléctrico de manera óptima y sostenible, y los distintos regímenes que impulsan las inversiones que mantienen y amplían la capacidad del Transporte Eléctrico.
- Definir el rol del Transporte eléctrico en el despacho unificado de cargas, su remuneración y la identificación de áreas críticas (restricciones en la red) a lo largo del tiempo. Analizar las variables por las que se mensuran los problemas de la red.
- Identificar y revisar los diagnósticos y los planes estatales para desarrollar su sostenibilidad y resolver los problemas detectados del sector. Analizar



*Auditoría General de la Nación*

el grado de intervención en la evolución reciente del sector y del Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

- Describir los distintos arreglos institucionales que respondieron a estas alternativas a lo largo del tiempo, cuáles fueron los resultados obtenidos y las principales dificultades en cada período, siempre poniendo especial énfasis en el rol del Estado Nacional en su carácter de autoridad de aplicación de la política energética.
- Indagar en cómo se definen, quiénes y cuándo deben realizarse las inversiones por ampliaciones.



### 3. DEL SECTOR ENERGÉTICO

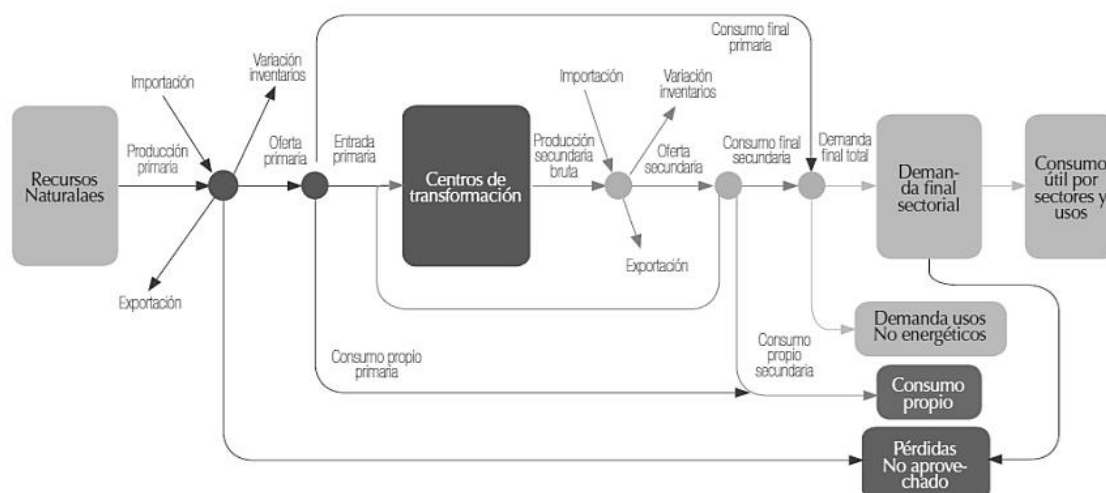
El sistema eléctrico nacional es una industria integrante del sector energético argentino, compuesto por distintos componentes, cuya finalidad es la producción de energía para el desarrollo productivo y social nacional.

La energía es el insumo fundamental para la transformación de las materias primas en los procesos productivos, y en general para la producción de todos los bienes y servicios. La producción nacional medida en términos del producto bruto interno (PBI), tiene una alta correlación con el consumo energético.

En términos físicos, mayores productos nacionales insumen mayores cantidades de energía, por ende, el crecimiento y desarrollo económico dependen íntimamente del abastecimiento energético.

El entramado de las industrias energéticas, dan por resultado una matriz de producción energética, sintetizada en los balances energéticos. El Balance Energético (BE) es un conjunto de relaciones de equilibrio que contabilizan los flujos de energía a través de distintos eventos desde su producción hasta su consumo final<sup>2</sup>. Permite visualizar cómo se produce, intercambia, transforma y se consume la energía por los distintos sectores económicos y calcular las relaciones de eficiencia en su utilización.

**Gráfico 1:** Estructura del Balance Energético Nacional (BEN)



Fuente: BEN 2021. Serie histórica.

<sup>2</sup> Balance Energético Nacional (2021) SSPE - DIE



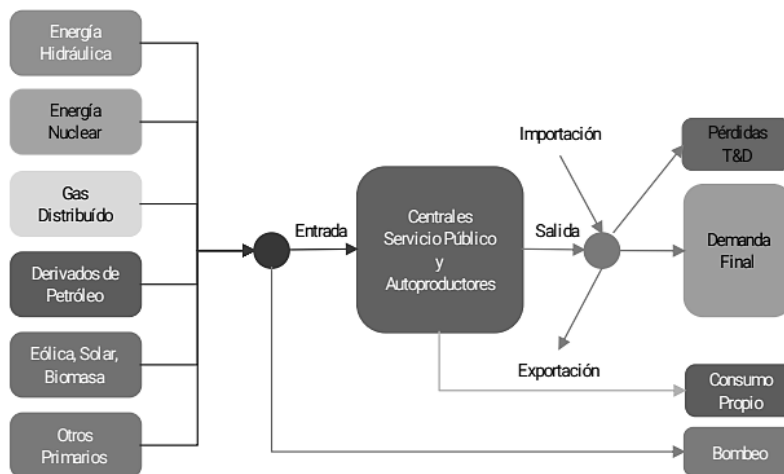
## Auditoría General de la Nación

Es preciso distinguir entre fuentes primarias y secundarias de energía, en orden de ubicar el sistema eléctrico en la matriz energética, y su peso relativo en el consumo energético.

Las energías primarias son aquellas que se extraen de los recursos naturales de manera directa, como en el caso de las energías hidráulica, eólica y solar; mediante un proceso de prospección, exploración y explotación, como es el caso del petróleo y el gas natural, o bien mediante recolección, como el caso de la leña.

Las energías secundarias son producidas a partir de energías primarias u otras energías secundarias, en centros de transformación para poder ser consumidas de acuerdo a los requerimientos y tecnologías de los distintos sectores de consumo. Entre ellas se ubica la electricidad producida por fuentes primarias (energía hidráulica, nuclear, solar, eólica) o secundarias (gas natural distribuido por redes, gas natural licuado, fuel oil).

**Gráfico 2:** Cadena de generación eléctrica



Fuente: BEN 2015. Documento Metodológico.

Las centrales eléctricas constituyen instalaciones de transformación de energía que permiten convertir distintas formas de energía en electricidad. Tanto energía directa obtenida de la naturaleza (como la hidroenergía, la geotermia, la energía eólica y la energía solar), como el calor obtenido de la combustión de otras fuentes.

En el siguiente gráfico, se ubica la producción y consumo de energía eléctrica en la matriz energética, vinculando las fuentes primarias y secundarias

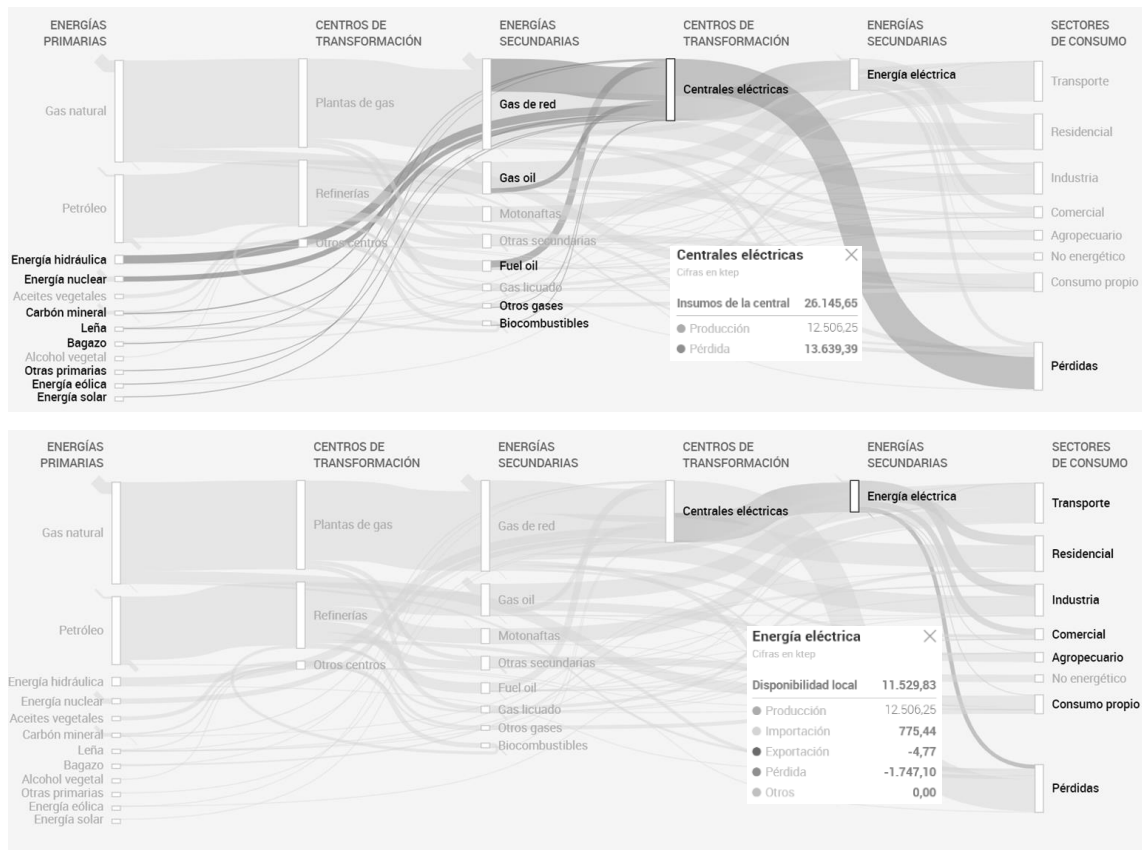




Auditoría General de la Nación  
con los centros de transformación (figura superior) y el destino de la electricidad  
producida en los distintos sectores de consumo (figura inferior).

Se aprecia que, en el proceso de transformación de las centrales eléctricas, es decir en la generación eléctrica y en la posterior transmisión y distribución, ocurren pérdidas de energía.

**Gráfico 3:** Cadena de generación y consumo eléctrico eléctrica (2015)



Fuente: Diagrama de Sankey. (<https://datosgoabar.github.io/energia/>)

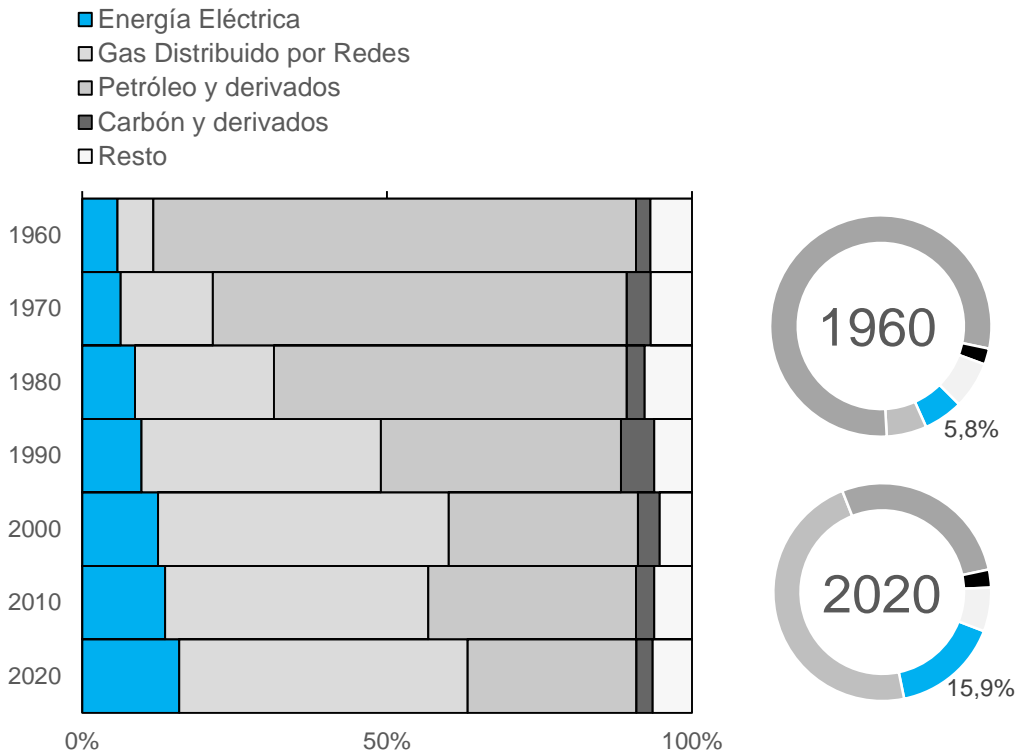
Para dimensionar la importancia relativa de la energía eléctrica, se expone a continuación la participación de la electricidad en la oferta secundaria de energía en la matriz nacional, desde 1960 hasta el 2020.

Se observan dos grandes tendencias: i) el reemplazo del petróleo por gas natural como energético central en la producción de energía y ii) el continuo avance de la energía eléctrica como fuente secundaria, ascendiendo del 5,8% (1960) a cerca del 16% en 2020.



## Auditoría General de la Nación

**Gráfico 4:** Oferta secundaria de energía (1960-2020)



Fuente: Elaboración propia en base datos de los BEN.

Es importante destacar en este punto la interdependencia que existe entre el sector eléctrico y el sector hidrocarburífero, y muy especialmente con el sector gasífero, ya que en términos porcentuales más del 60% de la matriz de generación eléctrica es de origen térmico (es decir, consume principalmente Gas Natural y/o combustibles líquidos)

Si bien su participación varía año a año, aproximadamente el 35% de la demanda anual de gas natural corresponde a centrales eléctricas.

Esta demanda tiene un componente estacional muy fuerte, ya que en los meses de invierno la disponibilidad de GN para usinas eléctricas disminuye a valores mínimos, en correspondencia con el pico de consumo de la demanda residencial, que está definida como prioritaria. Se destaca esta interdependencia porque, como se verá en puntos sucesivos, la disponibilidad de gas condiciona fuertemente el despacho óptimo del sistema eléctrico.



### **3.1. Sector Eléctrico**

Si bien se volverá sobre el tema a continuación, resulta necesario aclarar la identidad existente entre los conceptos de sector eléctrico, como un subsistema dentro del sector energético, y Sistema Argentino de Interconexión (SADI) como el conjunto de las instalaciones físicas (destinadas a generar y transmitir energía eléctrica en alta tensión) existentes en el territorio nacional, que constituyen dicho sector.

El MERCADO ELECTRICICO MAYORISTA (MEM) es un ámbito institucionalizado de transacciones realizadas primariamente entre particulares (Generadores, Distribuidores, Transportistas y Grandes Usuarios), organizado conforme el marco dado por la Ley N° 24.065 y puesto en funcionamiento a través de una serie de normas reglamentarias y complementarias.

#### **3.1.1. Evolución histórica**

En nuestro país, la provisión de electricidad se inició con empresas privadas que ofrecían la energía que generaban en los puntos de mayor concentración de demanda y poder adquisitivo.

En 1886, la empresa Bruschi Electric Co obtuvo la concesión del primer servicio eléctrico en la ciudad de La Plata, convirtiéndose en la primera ciudad alumbrada con electricidad de Sudamérica.

La actividad eléctrica en nuestro país comenzó a fines del siglo XIX, caracterizándose por el surgimiento de redes locales aisladas, montadas en los principales centros urbanos. En este período, surgieron las primeras redes de distribución que alimentaron los servicios de alumbrado urbano eléctrico, coexistentes con los sistemas de alumbrado a gas.

Hacia principios del siglo pasado, el proceso se aceleró, incorporándose más localidades, a partir de la construcción de centros de distribución asociados a centrales térmicas aledañas, de tamaños variables, en función de la población y de la escala industrial existente en su red de abastecimiento.

Las redes eléctricas fueron concebidas a nivel municipal mediante la concesión de monopolios, de generación, distribución y venta de energía a concesionarias privadas mayoritariamente de capital extranjero, sin que hubiese un marco de estandarización o de regulación de los servicios a nivel provincial,



#### Auditoría General de la Nación

o nacional. Esos sistemas se multiplicaron, extendieron y densificaron en un mapa energético, heterogéneo y desintegrado (Carrizo, Forget, Jacinto; 2014).

En la década del 30' el servicio se desarrolló en un Estado precario, ya que las empresas privadas optaron por desarrollar principalmente las redes de los distritos de mayor densidad poblacional. El rápido crecimiento de la población y la actividad económica puso en evidencia la escasez de oferta, exponiendo los primeros cortes importantes de suministro. Producto de ello, fuertes quejas sociales motivadas en el funcionamiento irregular de medidores, contribuciones de los consumidores para la ampliación de la red de distribución, aplicación arbitraria de tarifas superiores a las reguladas. Se incorporaron múltiples equipos de autogeneración para satisfacer la demanda en un marco de crecimiento.

Simultáneamente ocurrieron dos tendencias contrapuestas, la penetración de holdings extranjeros que adquirieron concesiones atomizadas, en un intento de regionalizar la producción y monopolizar mayores cuotas del abastecimiento, y el surgimiento de cooperativas eléctricas<sup>3</sup> como respuesta de los gobiernos locales ante el encarecimiento y la caída de la calidad del servicio de concesiones privadas (Kazimierski; 2020).

El proceso de industrialización por sustitución de importaciones, y el masivo proceso de migración interna que implicó la urbanización y concentración de la población en las periurbes de los grandes centros urbanos, dieron lugar a una rápida expansión de la demanda de energía y consecuentemente a severos problemas para cubrirla, dada la configuración previa del sector.

La naturaleza térmica de la generación eléctrica representaba una severa vulnerabilidad frente a las limitaciones que se imponía a la utilización de los hidrocarburos, fuertemente condicionada por la falta de autosuficiencia. Al término de la segunda guerra mundial, esta restricción al crecimiento industrial especialmente en siderurgia y metalurgia, expuso las limitaciones existentes.

La presencia del Estado Nacional en el sector, y en la inversión en infraestructura, se transformó con la creación de Agua y Energía Eléctrica con el objetivo de satisfacer una demanda dinámica, impulsada por el proceso de industrialización interna de posguerra.

---

<sup>3</sup> Ver Federación Argentina de Cooperativas Eléctricas (FACE)



## Auditoría General de la Nación

En este período, el Estado Nacional adquirió la centralidad del desarrollo energético, a partir de su intervención en la actividad y progresivamente adoptó un rol integral en el sector. Integró la planificación, producción, transmisión y distribución de energía eléctrica<sup>4</sup>, expandiendo su carácter de regulador a empresario y prestador directo de los servicios eléctricos. Reflejo de este hecho es la reforma de la Constitución Nacional de 1949 que declaró que los servicios públicos debían ser prestados por el Estado.

En 1947 se creó Agua y Energía Eléctrica<sup>5</sup> (AyEE) con las funciones integradas de gestión hídrica y energética. Sus objetivos incluyeron el estudio, construcción y administración de obras de riego, de centrales eléctricas, de líneas de transmisión, estaciones transformadoras y redes de distribución (Carrizo, Forget, Jacinto; 2014).

En 1958 se creó la empresa estatal Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires (SEGBA), responsable de la generación, transporte y distribución de la electricidad metropolitana de la Capital Federal y el Conurbano, absorbiendo la infraestructura y los servicios concesionados de las empresas privadas preexistentes.

El sistema eléctrico evolucionó de un sistema eminentemente local en sus inicios hacia sistemas extendidos de distribución, todavía con la generación atada geográficamente a sus redes, para luego expandirse a sistemas regionales organizados estatalmente, en dónde se buscó la complementación hidráulica y nuclear como fuentes primarias alternativas a la predominancia de fuentes fósiles.

Se constituyó en 1960 el Régimen Marco inicial de Energía Eléctrica<sup>6</sup> y se definió la Red Nacional de Interconexión (actual SADI), como al conjunto de los sistemas eléctrico nacionales interconectados. Se estableció la jurisdicción Nacional para la generación y la transmisión de electricidad de la red interconectada nacional, la generación nuclear y los intercambios de electricidad interjurisdiccionales y con el exterior. Se asignó a la Secretaría de Energía

---

<sup>4</sup> Ghía 2012: Dirección General de Centrales Eléctricas (CEDE-1945); Dirección General de Agua y Energía (AyE-1947); Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEA-1950); Empresa Nacional de Energía (ENDE-1950) y Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires (SEGBA-1958).

<sup>5</sup> Decreto 3967 de fecha 19/05/1947.

<sup>6</sup> Ley 15.336 (B.O. 22/09/60)



### Auditoría General de la Nación

determinar las centrales, líneas, redes de transmisión y distribución, obras e instalaciones complementarias, sobre las cuales debía ejercer las funciones de inspección y ejercicio de poder de policía en materia de generación, transformación, transmisión y distribución de la energía eléctrica de jurisdicción nacional.

También se creó el Consejo Federal de Energía Eléctrica (CFEE)<sup>7</sup> y el Fondo Nacional de Energía Eléctrica (FNEE) para contribuir a la financiación de los planes de electrificación<sup>8</sup>.

El Estado desplegó la política energética a través de grandes empresas integradas verticalmente: SEGBA, Hidroeléctrica Norpatagónica S.A. (HIDRONOR) y AyEE. Los Estados provinciales mantuvieron empresas provinciales como la Empresa Provincial de Energía de Córdoba (EPEC) y Energía de Misiones SA (EMSA).

La actividad estaba dirigida y organizada por estructuras de gestión estatales. En este período se concretaron múltiples obras hidráulicas alcanzando un apropiado equilibrio en la oferta hidrotérmica. Se creó el Despacho Unificado de Cargas (DUC).

La incorporación de generación hidroeléctrica de gran escala, definió una nueva estructura espacial con regiones geográficas exportadoras de energía y regiones importadoras.

---

<sup>7</sup> Creado en el año 1960 por ley 15.336 (BO 22/09/60) y Decreto Reglamentario N° 2073/60 tiene una doble responsabilidad. De administrador de fondos específicos cuyo destino único es el sector eléctrico y de asesor del Poder Ejecutivo Nacional y de los Gobiernos Provinciales en lo que se refiere a la industria eléctrica, los servicios públicos o privados de energía, las prioridades en la ejecución de estudios y obras, concesiones y autorizaciones, precios y tarifas del sector eléctrico. Debe también, aconsejar las modificaciones que requiera la legislación en materia de industria eléctrica

Se encuentra presidido por la Secretaría de Energía o el Subsecretario, en su reemplazo y dos representantes (un titular y un suplente) por cada una de las Provincias Argentinas. Estos últimos son propuestos por los Poderes Ejecutivos Provinciales y designados por el Poder Ejecutivo de la Nación.

<sup>8</sup> Creado también por la Ley 15.336, con el fin de contribuir a la financiación de los planes de electrificación. En la actualidad se encuentra integrado por un recargo por Kw/h sobre las tarifas que pagan los compradores del mercado mayorista, es decir las empresas distribuidoras y los grandes usuarios, como asimismo por los reembolsos más sus intereses de los préstamos que se hagan con los recursos del Fondo. La Secretaría de Energía tendrá la facultad de modificar el monto del referido recargo, hasta un veinte por ciento (20 %) en más o en menos, de acuerdo a las variaciones económicas que se operen en la industria con posterioridad a la fecha de entrada en vigencia de esta ley.

A los fines de la determinación del recargo que constituye el Fondo Nacional de la Energía Eléctrica (FNEE), se afectará el valor antes mencionado por un coeficiente de adecuación trimestral (CAT) referido a los períodos estacionales. Dicho coeficiente de adecuación trimestral (CAT) resultará de considerar la facturación neta que efectúan los generadores por los contratos a término y spot en el MEM correspondientes al trimestre inmediato anterior al de liquidación, dividido el total de la energía (en MWh) involucrada en esa facturación, y su comparación con el mismo cociente correspondiente al trimestre mayo/julio 2003 que se tomará como base. El Fondo es administrado por el Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE) y se destinará a:



#### Auditoría General de la Nación

En esta etapa se desarrollaron proyectos hidráulicos pioneros en integración energética continental, tal el caso de las represas hidráulicas de Salto Grande (1890MW; 1973; Uruguay) y Yacyretá (3200MW; 1983; Paraguay).

Esta división territorial del sector se consolidó en la década de 1980. En este proceso de diversificación se desarrolló fuertemente el sistema de transporte de energía eléctrica, dando lugar a un sistema interconectado en progresiva expansión, vinculando las distintas fuentes y regiones al principal centro de consumo eléctrico, con una traza radial.

En el desarrollo histórico del sector, se organizaron los tres segmentos eléctricos (generación, transporte y distribución), en dos arreglos institucionales:

- Prestadoras independientes de cada actividad: muchas empresas que presten el servicio de generación, con reglas de mercado y empresas monopólicas reguladas prestadoras del servicio de transporte y distribución.
- Empresas integradas verticalmente: una empresa que presta el servicio de generación, transporte y distribución a todos los usuarios, define sus políticas de expansión y ampliación del sistema, define las tarifas y administra el intercambio con los usuarios.

Este fue el esquema previo al ordenamiento de la ley 24.065.

#### **3.1.2. Nueva estructura del sector. Privatización y desintegración vertical**

Como se explicó en puntos anteriores, previo a la sanción del marco regulatorio vigente, el sector estaba conformado por tres empresas verticalmente integradas, de propiedad estatal. AyEE, con actividad en los tres segmentos, SEGBA S.E. con participación en la generación y distribución e Hidroeléctrica Norpatagónica SA (Hidronor S.A.) que integraba su actividad en generación y en transmisión eléctrica.

En la actualidad y a partir de las reformas del marco regulatorio implementado a principios de la década de 1990, el sector se encuentra desintegrado verticalmente en tres actividades eléctricas: i) generación, ii) transporte y iii) distribución.

Se estableció un nuevo modelo de organización estatal y un nuevo ordenamiento del sector energético signado por la privatización de las empresas



Auditoría General de la Nación  
energéticas estatales integradas, y un modelo regulatorio de tarifas e incentivos fijado en dólares<sup>9</sup>.

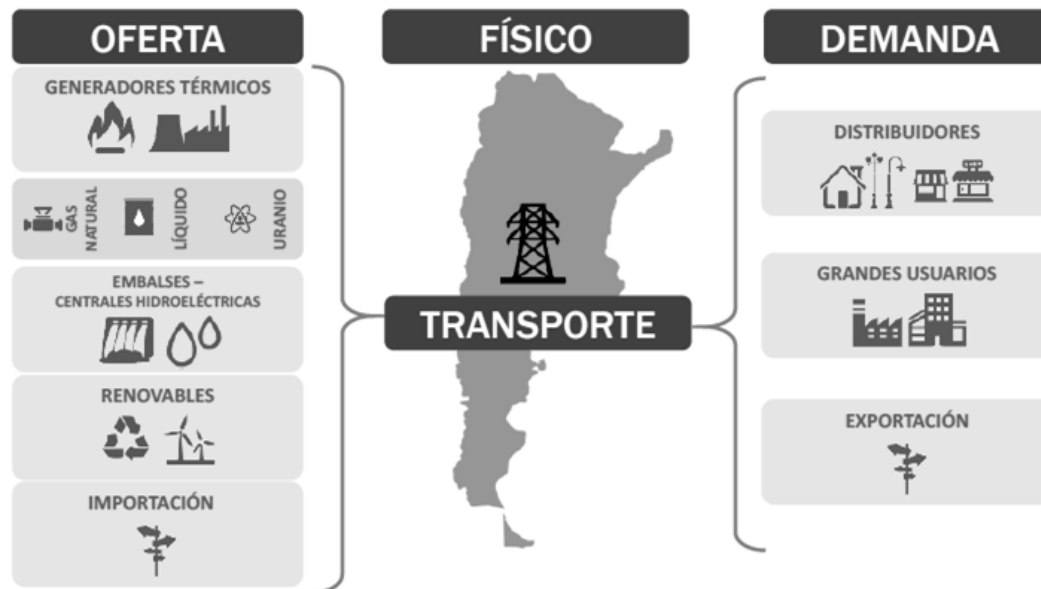
Sintéticamente se puede visualizar la organización del subsector en el cuadro e ilustración siguientes.

**Cuadro 1:** Organización del subsector eléctrico por tipo de actividad. Esquema de diferenciación de roles

Segmento	Tipo de Actividad	Jurisdicción	Costos de Referencia	Fijación de Costos de Referencia	Precios de Referencia (traslado a usuarios)	Fijación de Precios de Referencia	Alcance
Generación	Interés General	Nacional	Precio Monómico (Costo Pleno de Generación)	CAMMESA <sup>(1)</sup>	*Precio Estabilizado de la Energía *Precio de Referencia de la Potencia	Secretaría de Energía	Nacional/ Uniforme en todo el país (sólo admite discriminación por categoría de usuario)
Transporte Extra Alta Tensión	Servicio Público	Nacional	Valores Horarios a Aplicar al equipamiento regulado (en base a la determinación de la remuneración al Transportista)	ENRE	* Precio Estabilizado para el Transporte en Extra Alta Tensión	Secretaría de Energía	Nacional / Uniforme en todo el país
Transporte Distribución Troncal	Servicio Público	Nacional	Valores Horarios a Aplicar al equipamiento regulado (en base a la determinación de la remuneración al Transportista)	ENRE	*Precio Estabilizado para el Transporte por Distribución Troncal	Secretaría de Energía	Regional / Por Distribuidora
Distribución	Servicio Público	*EDENOR y EDESUR: Nacional *Resto: Provincial/Local	Valor Agregado de Distribución (en base a la determinación de la remuneración al Distribuidor)	ENRE (sólo en EDENOR y EDESUR)	*Valor Agregado de Distribución	ENRE (sólo en EDENOR y EDESUR)	Provincial / Local

(1) En base a la remuneración a los generadores, los Contratos de Abastecimiento vigentes y los costos de combustible.

**Ilustración 1:** Interacción entre oferta y demanda de energía eléctrica



Fuente: Presentación SSEE en las audiencias públicas del precio de la energía 2022.

<sup>9</sup> El sector gasífero tuvo un ordenamiento “en paralelo” de desintegración vertical, definido en la Ley 24.076





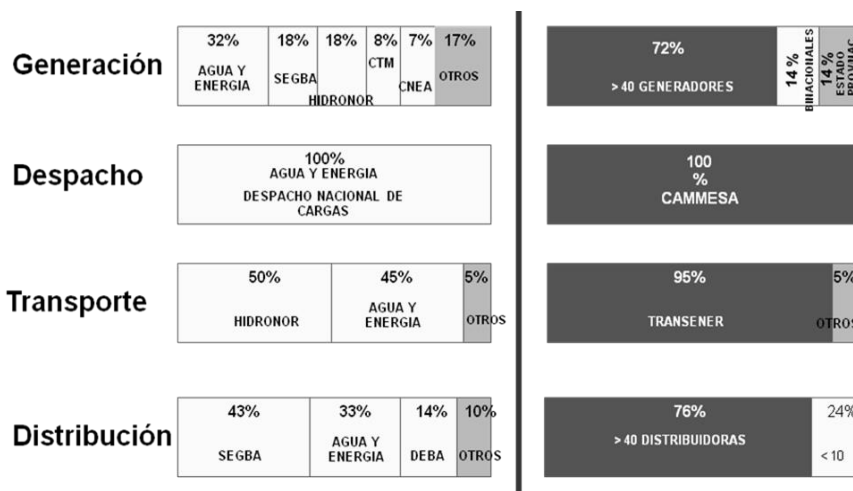
### Auditoría General de la Nación

La Ley 24.065 declaró sujeta a privatización las actividades a cargo de AyEE SE, SEGBA SE e HIDRONOR SA. Cada una de las empresas fue desarticulada en unidades de negocios independientes, siendo posteriormente concesionados las unidades vinculadas al transporte y distribución.

La estructura y personal del Despacho Nacional de Cargas que tenía a su cargo AyEE sirvió de base para la constitución de CAMMESA por Decreto 1192/92<sup>10</sup>. También aportó personal para integrar el ENRE, organismo creado para ejercer el poder de policía y control de la calidad, vigilancia, fomento de las prácticas competitivas y cuestiones tarifarias<sup>11</sup>.

El marco jurídico separó las actividades distinguiendo entre aquellas que podían reproducir un régimen de competencia de mercado (Generación), y aquellas que, por su naturaleza económica monopólica, requerían una regulación de servicio público (Transporte y Distribución), con un sistema tarifario de precios máximos que teóricamente induzca a los prestadores del servicio hacia la eficiencia en la operación y a las transferencias de las ganancias de eficiencia hacia los usuarios, desde un punto de vista sistémico.

**Ilustración 2:** resultado del proceso privatizador



Fuente: elaboración propia a partir de datos oficiales

El cambio de la configuración del sector, trajo asociado un nuevo conjunto de reglas y roles que materializaron el repliegue estatal de la producción de

<sup>10</sup> BO: 21/07/92. Fue creada por instrucción contenida en el artículo 35 de la Ley 24065. En esta sociedad anónima participan en partes iguales la Secretaría de Energía y los distintos actores del MEM a través de sus asociaciones (Generadores, Transportistas, Distribuidores y Usuarios)

<sup>11</sup> Para mayor detalle del proceso de privatización de AyEE, SEGBA e HIDRONOR consultar <https://www.argentina.gob.ar/obras-publicas/comision-ddhh/historia-organismos-nacionales>



### Auditoría General de la Nación

energía y de la prestación de los servicios, a un rol de planificador indicativo del sistema y de regulador de los segmentos eléctricos.

Se introdujo un esquema de diferenciación de funciones (Ver cuadro 1) con distinción entre los cometidos de planificación y establecimiento de políticas (autoridad desconcentrada con competencia específica en la materia), otorgamiento de los títulos habilitantes (Estado Nacional concedente), prestación de los servicios (empresas privatizadas), regulación de los servicios y control público sobre los actores del sistema (Ente regulador descentralizado).

La operación técnica del sistema, es decir, el despacho de cargas<sup>12</sup> y la administración económica del mercado quedaron a cargo de CAMMESA cuyas funciones más relevantes con las siguientes:

- a) Permitir la ejecución de los contratos libremente pactados entre las partes, entendiendo por tales a los generadores (con excepción de aquéllos comprendidos en el artículo 1° de la ley 23.696 y la parte argentina de los entes binacionales), grandes usuarios y distribuidores (mercado a término).
- b) Despachar la demanda requerida, en base al reconocimiento de precios de energía y potencia, que deberán comprometerse explícitamente a aceptar los actores del mercado, para tener derecho a suministrar o recibir electricidad no pactada libremente entre las partes.

La sociedad se conforma por un capital accionario presidido por la Secretaría de Energía como representante estatal nacional y dividido equitativamente con las asociaciones que agrupan a los distintos agentes del mercado eléctrico: la asociación de generadores (AGEERA), de distribuidores (ADEERA), de transportistas (ATEERA) y de grandes usuarios (AGUEERA).

Sus tareas comprenden la coordinación de las operaciones de despacho, la responsabilidad por el establecimiento de los precios mayoristas y la administración de las transacciones económicas.

---

<sup>12</sup> Si bien la participación del Estado Nacional en CAMMESA es del 20% del capital accionario, este es el responsable del despacho técnico bajo instrucciones de la Secretaría de Energía, que asume la representación del interés general y de los consumidores atendidos por los Agentes Distribuidores.



### Auditoría General de la Nación

Además del objeto principal del despacho técnico y económico del SADI, organizando el abastecimiento de la demanda al mínimo costo compatible con el volumen y la calidad de la oferta energética disponible, CAMMESA ha sido diseñada para:

1. Ejecutar el despacho técnico - económico para aportar economía y racionalidad en la administración del recurso energético
2. Coordinar la operación centralizada del SADI para garantizar seguridad y calidad.
3. Administrar el MEM asegurando transparencia por medio de la participación de todos los agentes involucrados y el respeto a las reglamentaciones respectivas.

Para ello, CAMMESA debe planificar la operación con distintos horizontes temporales, materializando dicha tarea en las programaciones estacionales semestrales, con el objetivo de estimar y prever la demanda, para organizar el despacho.

A partir de sus estimaciones, programa la generación óptima dada la disponibilidad de la potencia de los agentes generadores, los combustibles requeridos para producción de electricidad, y las restricciones de las redes de transporte que vinculan a los parques generadores con los centros de consumo y a los grandes usuarios. A mayor demanda de energía, se van agregando ordenadamente máquinas generadoras menos eficientes, ya sea por su tecnología, por su antigüedad, por el combustible disponible, por la capacidad exportadora de los nodos en los que estén localizados, o incluso por reglas que establecen prioridades de despacho.

La creación del ENRE respondió a la necesidad de controlar los servicios concesionados a partir de las premisas de justicia y razonabilidad tarifaria y protección de los derechos de los usuarios, conceptos que luego fueron incorporados a la Constitución Nacional en la Reforma de 1994.

La actividad regulatoria del Estado, se compone de cuatro elementos: i) Normativo: implica el dictado de normas por parte del regulador que se insertan en el marco regulatorio; ii) Control y correlativa sanción: esto es, verificación del hecho de que la conducta del regulado se ajuste a los patrones de comportamiento que se encuentran estipulados en las normas que componen el



### Auditoría General de la Nación

marco regulatorio; iii) Solución de conflictos: se alude a mediación en el supuesto de que se generen conflictos entre los regulados o entre éstos y los destinatarios de los servicios; iv) Incentivos: la política pública debe tender a lograr la conducta del regulado mediante el otorgamiento de beneficios o incentivos.

En los tres primeros supuestos estamos en presencia de lo que se denomina regulación por directivas, ya que su ejercicio es unilateral por parte del regulador, siendo obligatorias para el regulado y de contenido potestativo. El cuarto supuesto, es un claro ejemplo de regulación por incentivos, en tanto se apunta a la generación de conductas voluntarias o autónomas por parte del regulado.

Las funciones de regulación y fiscalización del sistema fueron asignadas al ENRE. Las siguientes son sus facultades principales

- a) Hacer cumplir la Ley 24.065 controlando la prestación de los servicios y el cumplimiento de las obligaciones fijadas en los contratos de concesión,
- b) Dictar reglamentos (productores, transportistas, distribuidores y usuarios de electricidad) en materia de seguridad, normas y procedimientos técnicos, de medición y facturación de los consumos, de control y uso de medidores, de interrupción y reconexión de los suministros, de acceso a inmuebles de terceros y de calidad de los servicios prestados,
- c) Prevenir conductas anticompetitivas, monopólicas o discriminatorias entre los participantes de cada una de las etapas de la industria,
- d) Aplicar las sanciones y,
- e) Resolver controversias del servicio público de transporte y distribución de electricidad entre agente.

Las empresas concesionarias son aquellas que poseen el título habilitante para prestar el servicio, como consecuencia de los procedimientos licitatorios desarrollados en su oportunidad.

La ley fijó restricciones a la participación de las empresas en otras actividades, como consecuencia de la desintegración vertical de la actividad eléctrica. La intención del marco regulatorio fue acotar el negocio empresario a un segmento, evitando la integración vertical privada, ya sea a través de la propiedad de otras empresas, empresas controladas y/o controlantes de otro servicio eléctrico. Por el contrario, la integración horizontal de dos o más



### Auditoría General de la Nación

transportistas, o de dos o más distribuidores, está condicionada a la previa aprobación del Ente regulador de la actividad.

Los concesionarios del transporte eléctrico tienen prohibido comprar o vender energía con el objetivo de prevenir la discriminación y poner en riesgo el principio de libre acceso a las redes.

#### **3.1.3. Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)**

El Sistema eléctrico presenta una realidad de índole técnico-económica de gran complejidad y constante evolución, relacionada con tres cuestiones principales:

- El desarrollo económico del país y la innovación tecnológica,
- Los cambios en los hábitos y localización del consumo eléctrico.
- La premisa de abastecer la mayor cantidad posible de usuarios en

condiciones de calidad sostenible.

La legislación del sector eléctrico refleja este proceso evolutivo con dos hitos fundamentales que constituyen el marco normativo:

- Años 60': conformación del Sistema Interconectado Nacional (SIN)<sup>13</sup>.
- Años 90': constitución del MEM<sup>14</sup> y redefinición del SIN cómo Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

Como puede apreciarse, primero se determinó la existencia de un “Sistema interconectado” y luego, sobre el mismo se estableció un sistema de intercambios económicos constituyendo un “Mercado Mayorista”.

Las particularidades del hecho técnico (instantaneidad de los procesos y la marcada interdependencia de los componentes del sistema) implican singularidades en la regulación que tienden a resguardar calidad y costos, así como la disponibilidad en todo momento

En el marco de los artículos 35 y 36 de la Ley 24.065, se fijaron las normas de despacho económico para las transacciones de energía y potencia en el MEM mediante la Resolución SEE 61/92<sup>15</sup> estableciendo los

---

<sup>13</sup> Ley 15.336

<sup>14</sup> Ley 24.065

<sup>15</sup> (B.O: 05/05/92)



## Auditoría General de la Nación

"Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios en el MEM"<sup>16</sup>.

La organización económica del MEM se compone de: i) un Mercado a Término con contratos por cantidades, precios y condiciones pactadas libremente entre vendedores y compradores ii) un Mercado Spot, con precios sancionados en forma horaria en función del costo económico de producción, representado por el Costo Marginal de Corto Plazo, medido en el Centro de Carga del Sistema y iii) un Sistema de Estabilización por trimestres de los precios previstos para el Mercado Spot, destinado a la compra de los Distribuidores.

Los puntos de intercambio físico del MEM se definen en las conexiones de las instalaciones de Generación con la red de Transporte y/o de Distribución; de la red de Transporte con las redes de Distribución, entre las distintas redes de Distribución, en las interconexiones internacionales y en la vinculación de los Grandes Usuarios entre sí o con instalaciones de Distribución, Transporte o Generación.

La oferta de producción está constituida por los generadores, los cogeneradores y los autogeneradores y la importación, mientras que la demanda está conformada por las distribuidoras, los grandes usuarios del MEM y la exportación. La red de transporte posibilita la optimización del sistema, de modo que en cada instante la demanda sea abastecida por la oferta más conveniente (Ver Ilustración 1 pág. 16).

### **3.1.3.1. Actores del mercado eléctrico (MEM)**

Son actores participantes del MEM, los siguientes:

a) Generadores: Se considera generador a quien, siendo titular de una central eléctrica adquirida o instalada en los términos de la Ley 24.065, o concesionarios de servicios de explotación de acuerdo con el artículo 14 de la Ley 15.336, coloque su producción en forma total o parcial en el sistema de transporte y/o distribución<sup>17</sup>. Los generadores podrán celebrar contratos de suministro directamente con distribuidores y grandes usuarios. Dichos contratos

---

<sup>16</sup> A partir de su dictado, anualmente se hace una actualización de toda la normativa que modifica o complementa esta Resolución y es compilada y publicada por CAMMESA en su sitio web como "Los Procedimientos", cuya versión disponible a la fecha de elaboración del presente es la Versión XXX.

<sup>17</sup> Ley 24.065, artículo 5º.



### Auditoría General de la Nación

serán libremente negociados entre las partes. Las centrales de generación disponibles en Argentina son de fuente térmica convencional, nuclear, hidroeléctrica y renovables, ofreciendo la mayor diversidad en la matriz de generación eléctrica.

b) Transportistas: Se considera transportista<sup>18</sup> a quien, siendo titular de una concesión de transporte de energía eléctrica otorgada bajo el régimen de la Ley 24.065, es responsable de la transmisión y transformación a ésta vinculada, desde el punto de entrega de dicha energía por el generador, hasta el punto de recepción por el distribuidor o gran usuario, según sea el caso.

c) Distribuidores: Se considera distribuidor<sup>19</sup> a quien, dentro de su zona de concesión es responsable de abastecer a usuarios finales que no tengan la facultad de contratar su suministro en forma independiente. Las concesiones de distribución son otorgadas por los poderes concedentes de cada área, pudiendo ser estas Nacionales (como en el caso de EDENOR y EDESUR), Provinciales (EDEA, EPEC, etc.), o Municipales (Trelew, Comodoro Rivadavia, etc.)<sup>20</sup>.

d) Grandes usuarios: Se considera gran usuario<sup>21</sup> a quien contrata, en forma independiente y para consumo propio, su abastecimiento de energía eléctrica con el generador y/o el distribuidor. La reglamentación establecerá los módulos de potencia y de energía y demás parámetros técnicos que lo caracterizan.

Autogeneradores (\*)<sup>22</sup>

Comercializadores (\*)

---

<sup>18</sup> Ley 24.065, artículo 7º.

<sup>19</sup> Ley 24.065, artículo 9º.

<sup>20</sup> Es importante resaltar que forman parte del MEM los sistemas de distribución de electricidad vinculados a la red que abastecen a los centros poblados. Son las empresas de distribución provinciales y las cooperativas eléctricas. Para completar el abastecimiento eléctrico del total del país existen sistemas aislados de generación y distribución de electricidad y no enlazados con el SADI (ejemplo, en la Pcia de Tierra del Fuego), y también aprovisionamientos de energía a la población rural dispersa, que se realizan mayoritariamente con pequeños equipos de distintas fuentes: eólica, solar, biomasa, microcentrales hidráulicas, pequeños grupos diesel.

<sup>21</sup> Ley 24.065, artículo 10.

<sup>22</sup> (\*) Se agregaron después de la fecha de vigencia de la Ley.



### 3.2. Sistema Argentino de Interconexión (SADI)

El funcionamiento de un sistema eléctrico está asociado a la existencia de un sistema de transmisión eficiente que permita vincular la oferta y la demanda de energía eléctrica, con un nivel de calidad aceptada por los participantes.

Para comprender el rol de la red de Transporte Eléctrico como parte fundamental del sistema nacional, es imprescindible abarcar, en primer lugar, una descripción del SADI en sus tres dimensiones: geográfica, normativa y operativa.

La dimensión geográfica está relacionada con la localización por un lado de los recursos naturales que constituyen las fuentes primarias de energía (oferta) y por otro, de los asentamientos poblacionales que definen la demanda. Esto configura determinada topología de sistema que condiciona los aspectos de diseño normativo/institucional y finalmente los aspectos operativos y económicos, asociados a los intercambios de energía entre agentes y sus respectivos valores económicos, incluyendo el uso de la red.

Esta lógica de “sistema” implica, por definición, que debe identificarse un “Conjunto de elementos que, relacionados entre sí, ordenadamente, contribuyen a determinado objeto y donde la variación de uno de ellos produce alteraciones en los demás”<sup>23</sup>.

Los elementos del sistema son los “Usuarios” que demandan energía eléctrica y las “Centrales generadoras” que ofrecen su energía a través de redes de transporte y distribución. El objeto es unir la demanda de los consumidores con la oferta disponible en los centros generadores, de la manera más eficaz, eficiente y económica posible, siempre respetando las normas operativas y de despacho para no poner en riesgo la seguridad de cada componente y del conjunto.

El sistema debe ser eficaz, eficiente y económico.

La eficacia del sistema consiste en llegar a toda la población con energía eléctrica de calidad. Esto determina el grado de electrificación de un país, que a

---

<sup>23</sup> Bunge M., en *Sistemas Sociales y filosofía*, Buenos Aires, 1995.





### Auditoría General de la Nación

su vez es un indicador de su desarrollo. El sistema es eficaz en tanto cumple el objetivo de proveer de energía eléctrica a todo usuario que la requiera.

También debe ser eficiente, que implica contar con equipos de generación confiables, de máximo rendimiento, con una adecuada provisión de combustibles, con líneas de transmisión y distribución con operación y mantenimiento adecuado, con el fin de minimizar los cortes o fallas de suministro.

Finalmente, el sistema debe ser económico, es decir, se debe lograr el abastecimiento con el menor costo posible, esto implica un proceso de optimización de cubrimiento de la demanda con la oferta de generación que ofrezca el mejor costo de provisión.

Las tres dimensiones son indispensables para que el sistema eléctrico pueda suministrar la energía demandada necesaria para el desarrollo económico del país. No se puede hablar de eficacia si existe una porción de la población sin acceso al suministro eléctrico, o si éste es muy deficiente en términos de calidad (cortes frecuentes, prolongados períodos con baja tensión), o que la provisión se realice a cualquier costo, lo que también incide en la accesibilidad socio-económica al servicio.

Estas premisas básicas deben estar contempladas en todo el proceso de suministro, desde la planificación hasta la implementación, y significa una fuerte interrelación entre todos los agentes intervinientes.

En la misma lógica sistémica, debe analizarse la interdependencia del sector eléctrico con el resto del sistema energético, particularmente con el sector de hidrocarburos (gas natural y combustibles líquidos).

En los inicios del desarrollo eléctrico las plantas generadoras se instalaban en las proximidades de los asentamientos urbanos donde se concentraba la demanda de electricidad.

En general la oferta era de tipo térmico, y requería de la disponibilidad de combustibles en los centros urbanos para posibilitar la generación. La aparición de la red de transporte posibilitó el aprovechamiento de otras fuentes de energía (como la hidroeléctrica), habitualmente localizada lejos de la demanda concentrada. Es decir, la *función primordial del transporte* es ofrecer a los consumidores y a los generadores la posibilidad de acceder al mercado de



## Auditoría General de la Nación

intercambios con la menor cantidad de restricciones posibles, de manera sostenida en el tiempo.

La disponibilidad de un sistema interconectado aporta una mayor cantidad de alternativas de generación, mejora los precios asociados a la optimización de su uso, y además proporciona mayores niveles de reserva ante la falla de alguna de las centrales disponibles. Como contraparte, al no estar la oferta localizada en el mismo punto que la demanda, existe la posibilidad de que falle el vínculo, o que la capacidad sea insuficiente, por lo que el sistema requiere de un afinado marco que asegure su correcta y oportuna expansión.

En la definición de la expansión es importante establecer si las empresas están o no integradas verticalmente, porque si bien en ambos casos los criterios de la planificación y la regulación de la transmisión son complejos, tienen diferentes objetivos y reglas de decisión.

### **3.2.1. Descripción de la Demanda**

La demanda está constituida por la sumatoria de energía que requieren los usuarios finales del sistema eléctrico nacional, más la exportación. Los usuarios pueden ser abastecidos directamente desde el SADI (Grandes usuarios), o por distribuidoras en áreas de distribución preestablecidas.

A su vez, puede clasificarse por el tipo de consumo que representa, ya sea residencial, comercial, industrial. Cada tipo de consumo tiene modalidades muy diferentes ya que su consumo depende fuertemente de múltiples variables, en especial la temperatura y el precio, como se verá en los próximos puntos.

Este comportamiento de la demanda determina una característica del “producto” energía eléctrica, que hace que su intercambio físico sea prácticamente instantáneo, teniendo en cuenta que no es factible<sup>24</sup> almacenarse. La demanda de energía se caracteriza por una marcada estacionalidad, tanto trimestral, como semanal, como diaria. Eso significa que las cantidades de energía varían en un rango dentro de un período, teniendo que cubrir picos y valles, obligando a modelizar los comportamientos típicos y adoptar programas de abastecimiento para garantizar su cubrimiento.

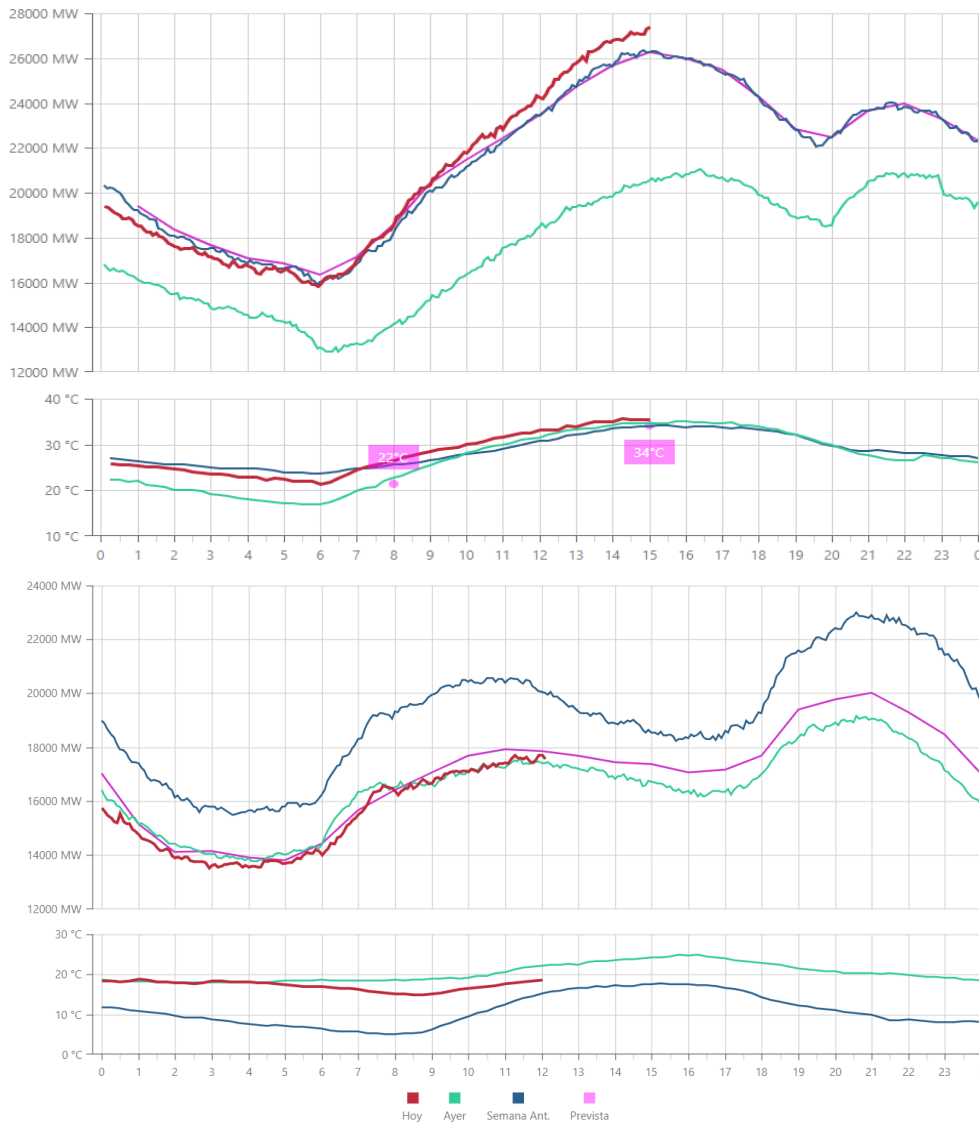
---

<sup>24</sup> La factibilidad se refiere tanto a cuestiones técnicas como económicas, de acuerdo al estado del arte



Auditoría General de la Nación

Gráfico 5: Curva de carga diaria del SADI (verano arriba – invierno abajo)



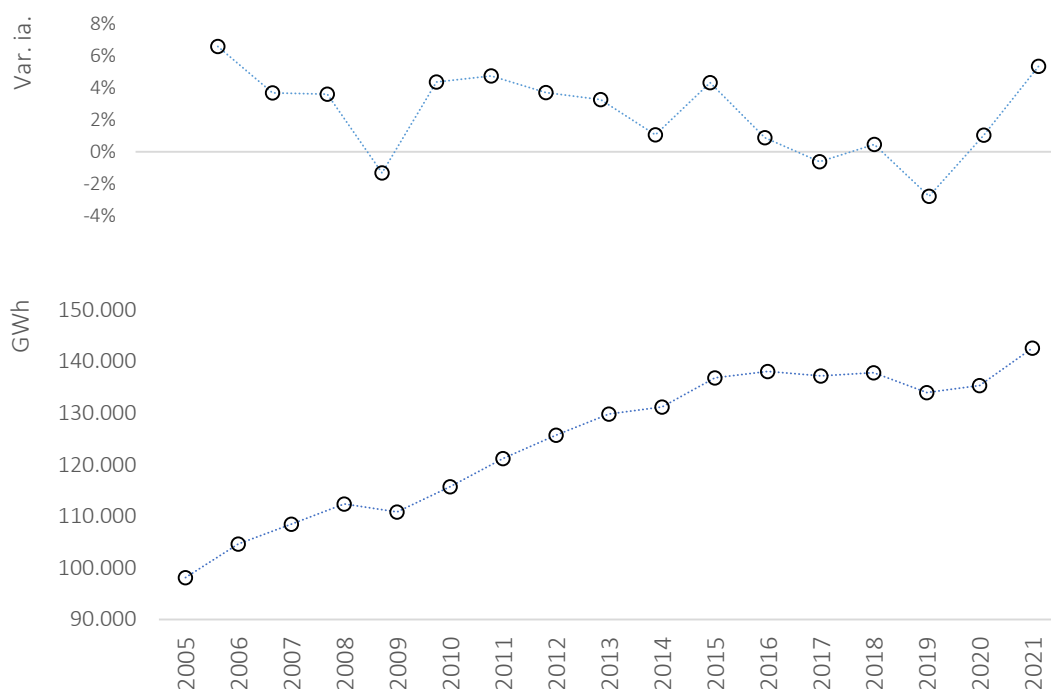
Fuente: CAMMESA

De los ejemplos expuestos en la imagen, se puede apreciar la amplitud entre los picos y los valles de la demanda, y las diferencias en sus distribuciones horarias de las curvas, según se trate de una demanda estival o invernal. En ambos casos, se aprecia el impacto de las temperaturas sobre la demanda.

Entre 2005 y 2021, la demanda total de energía creció de 98,2 a 142, 6 TWh anuales. Alrededor de 44,5 TWh acumulados entre las puntas del período, que representó un aumento cercano al 45%. La expansión de la demanda presentó una tasa de crecimiento heterogénea, mayormente positiva entre 2005 y 2016, y oscilante entre 2017 y 2020, como puede apreciarse en el siguiente gráfico.



**Gráfico 6:** Demanda de energía eléctrica

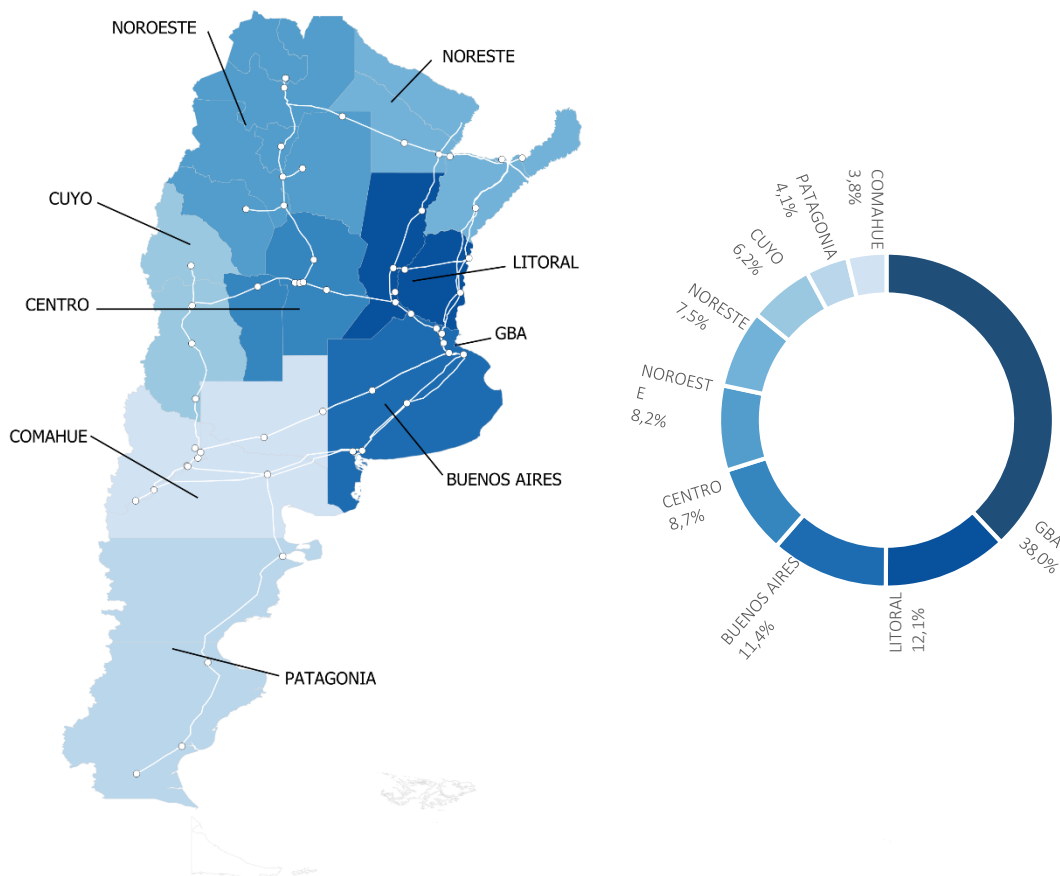


Fuente: elaboración propia en base a datos de CAMMESA

En términos geográficos, la demanda de energía eléctrica concentra en el área GBA-BA cerca del 50% (38% y 11,5% respectivamente) de la demanda total del país. Esta distribución geoespacial del consumo eléctrico, está estrechamente ligada a la distribución de la población, y a la concentración de actividades económicas en el territorio, que en definitiva son las variables explicativas de las configuraciones radiales (con centro en el área metropolitana de Buenos Aires), no sólo de la infraestructura energética, sino de los múltiples sistemas de transporte de pasajeros y cargas.



Auditoría General de la Nación  
**Gráfico 7:** Demanda de energía según región eléctrica



Fuente: Elaboración propia en base a GEOSADI, datos abiertos y datos de CAMMESA

El GBA constituye una región netamente deficitaria, es decir, que demanda más energía que la que produce y por ende netamente “importadora” de otras regiones. Por su parte, regiones como Comahue y NEA, presentan mayor oferta que demanda, constituyendo regiones típicamente superavitarias-exportadoras. La red de transporte eléctrico, es el sistema que habilita, posibilita, que existan estos intercambios entre regiones, interconectando déficits y excedentes a lo largo del territorio, permitiendo el aprovechamiento de múltiples fuentes de generación.

### 3.2.2. Descripción de la Oferta

La oferta de energía eléctrica está constituida por la sumatoria de producción de las centrales eléctricas instaladas en las distintas regiones del



### Auditoría General de la Nación

país, en función de los diversos recursos naturales disponibles, más la importación proveniente de países vecinos.

Las centrales o plantas eléctricas se clasifican por tipo, dependiendo fundamentalmente de la fuente energética primaria que utilizan para la transformación. Una primera clasificación sería distinguir por fuentes renovables o no renovables, y dentro de éstas, por tipo de fuente:

Esta configuración es lo que se conoce como matriz de generación eléctrica. Cada país, dependiendo de sus características geográficas y la disponibilidad de fuentes primarias, tiene una matriz de generación más o menos diversificada. Son muchas las ventajas de disponer de una matriz diversificada, no sólo por cuestiones operativas y económicas, sino también por cuestiones ambientales.

La oferta puede mensurarse en términos de potencia instalada (medida en MW) y/o en términos de generación (medida en MWh).

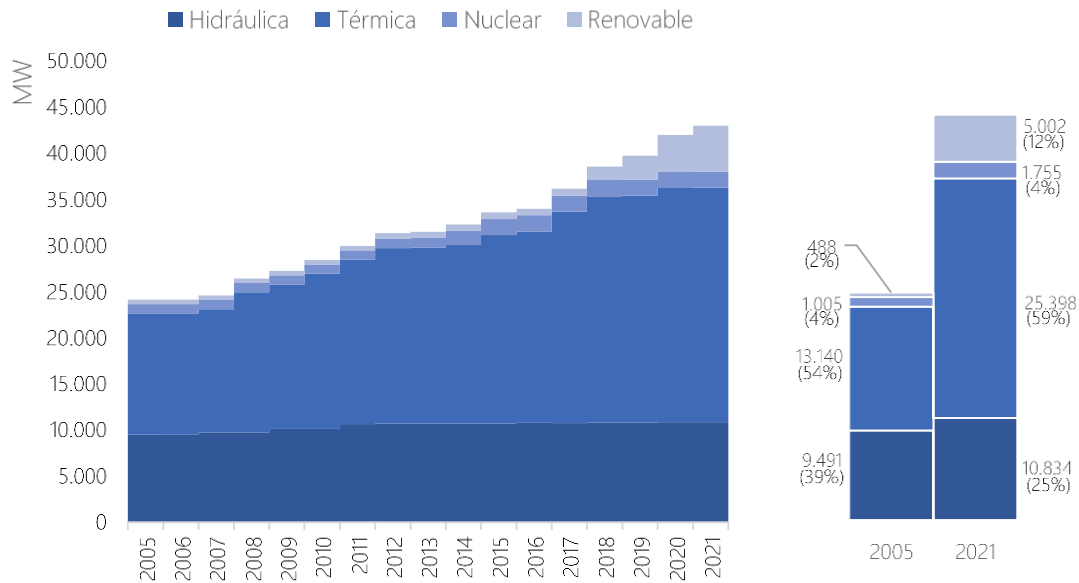
La potencia es un valor fijo, que se va incrementando con la incorporación o bajas de centrales de generación, y se mide por mes, o por año. Es la sumatoria de todos los equipos declarados como generadores, estén o no disponibles. Por eso, da una idea de la capacidad total, o máxima del sistema.

Entre 2005 y 2021, la potencia instalada se incrementó en 18,9 GW (78% acumulado), iniciando el período con una capacidad de generación de 24,1 GW y finalizándolo con una potencia cercana a 43 GW. La composición de esa potencia, ha variado a lo largo del desarrollo eléctrico nacional, y específicamente en el período comprendido en el estudio.



## Auditoría General de la Nación

**Gráfico 8:** Potencia instalada según fuente de generación



Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA

La generación, por su parte, está definida por la demanda a abastecer y es medida como la cantidad de energía producida por la capacidad operativa en un período de tiempo<sup>25</sup>. La generación depende mucho de la estacionalidad de la demanda (es decir, de la temperatura y de la actividad económica del país), por lo que podría suceder que, aunque la potencia aumente de un año a otro, la generación anual sea inferior.

La evolución de la potencia según fuente de generación, muestra que la expansión se explicó mayoritariamente por la incorporación de equipamiento térmico. Por su parte, la potencia hidráulica (convencional) y nuclear permanece casi sin variantes, y recién en los últimos años hay ingresos significativos de fuentes renovables, fundamentalmente eólica y fotovoltaica.

Analizando estos mismos datos en términos de participación respecto al total anual, se observa la participación decreciente de la potencia instalada hidráulica convencional y nuclear, en contraposición de la mayor incidencia de la generación térmica de mayor rendimiento (Ciclos Combinados), como así

<sup>25</sup>  $(E = P \times t)$

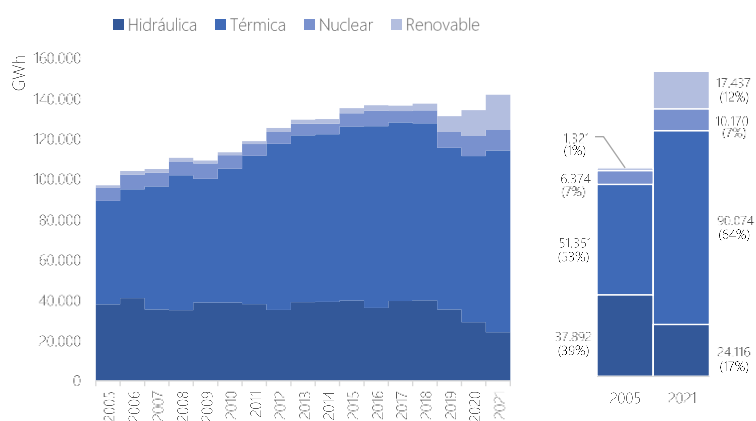


### Auditoría General de la Nación

también la fuerte penetración que están alcanzando las centrales de fuentes renovables a partir del Renovar<sup>26</sup> y el desarrollo del MATER<sup>27</sup>.

Estos cambios en el parque generador produjeron, lógicamente, una transformación de la matriz de generación. En el gráfico 9, se aprecian las siguientes tendencias: i) el crecimiento de la participación de la generación térmica, ii) el estancamiento del aporte hidráulico convencional, con un retroceso en la energía aportada hacia el final del período explicado mayormente por una hidrología desfavorable y iii) la penetración acelerada de energía renovable no convencional, principalmente impulsadas por las fuentes eólicas y solares fotovoltaicas.

**Gráfico 9:** Generación de energía eléctrica según fuente de generación



Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA

La producción de energía eléctrica nacional entre 1990 y 2020 pasó de 51 TWh a alrededor de 144 TWh, actualmente es aproximadamente 2,8 veces, la energía generada en 1990. Para comprender la escala de la generación eléctrica, se comparó con un conjunto reducido de economías, para poner en perspectiva su dimensión y su escala.

En el siguiente gráfico, se aprecia que para el año 2020, Brasil produjo 4,3 veces la energía generada por Argentina, mientras que Chile representó un 0,6, Estados Unidos casi 30 veces y China alrededor de 54 veces.

Entre ambos años, el crecimiento de la generación nacional, es similar al crecimiento de Brasil, ambos próximos a la media de América Central y del

<sup>26</sup> Rondas 1, 1.5, 2, MiniRen y resolución 202/2016.

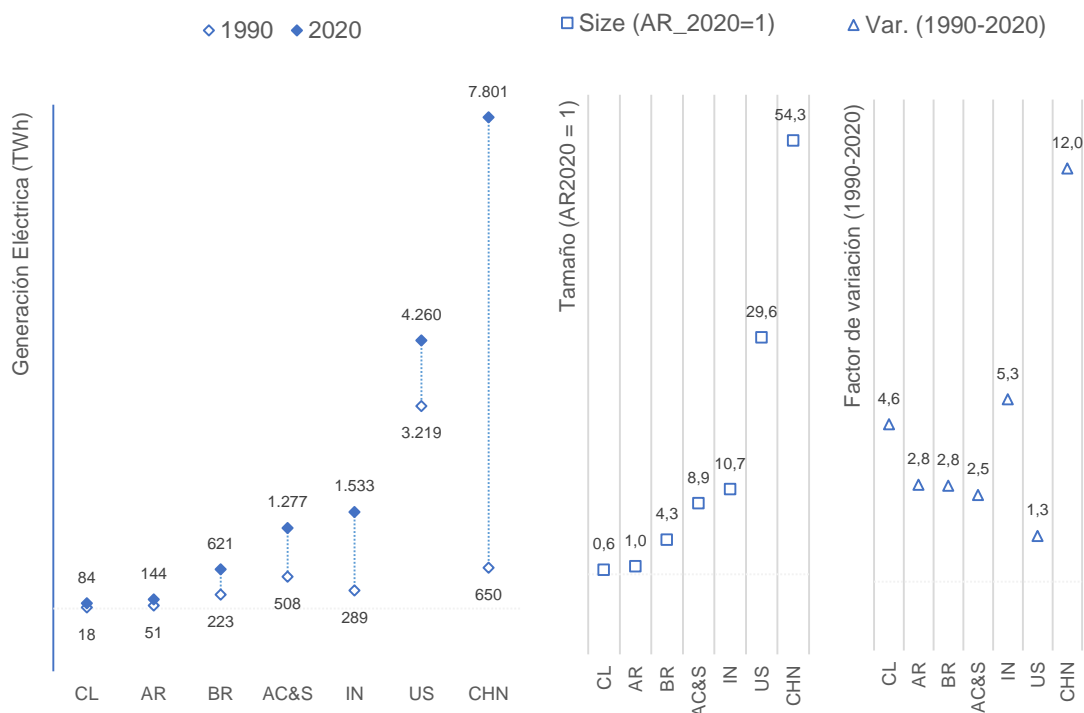
<sup>27</sup> MATER: Mercado a término de energías renovables.





Auditoría General de la Nación  
Sur, e inferiores al crecimiento de la matriz eléctrica de Chile (x4,6) o a la China (x12).

**Gráfico 10:** Comparación de la generación eléctrica respecto a otras economías<sup>2829</sup>



Nota: i) Generación de energía para los años 1990 y 2020; ii) Tamaño de la generación 2020, tomando como escala de referencia la generación eléctrica nacional para el año 2020 (144TWh) y iii) cuántas veces representa la generación eléctrica en 2020, dimensionada en la generación del año 1990 (AR: 144TWh / 51TWh = 2,8 veces)

Fuente: Elaboración propia en base a datos de IEA (2022)

### 3.2.3. Despacho Unificado de Cargas (DUC)

Es importante describir el Despacho Unificado de Cargas (DUC), con el fin de comprender de qué manera se realizan las transacciones entre la oferta y la demanda de energía, e identificar el rol del transporte eléctrico en el abastecimiento. Los aspectos económicos y técnicos de estas transacciones fueron establecidos en el diseño normativo y operativizados por el OED (CAMMESA)

#### 3.2.3.1. Principios económicos y operativos del despacho eléctrico

<sup>28</sup> Referencias: Chile (CL), Argentina (AR), Brasil (BR), América Central y del Sur (AC&S), India (IN), Estados Unidos (US) y China (CHN).

<sup>29</sup> IEA Electricity Information 2022 <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/electricity-information>



### Auditoría General de la Nación

El despacho eléctrico busca el abastecimiento óptimo del conjunto, es decir:

- a) Satisfacción de la demanda en todo momento, con la calidad adecuada.
- b) Minimización de los costos de operación del sistema

El despacho consiste en buscar la mejor operación posible (óptima) de los medios de producción que constituyen la oferta, teniendo en cuenta las aleatoriedades (disponibilidad hidráulica, eólica, solar) y respetando las exigencias de calidad de servicio preestablecidas.

Definido el parque generador, el criterio económico es la minimización de los costos de operación y de falla. El sistema debe operar de modo que se mantenga dentro de los límites impuestos por los parámetros de calidad ante perturbaciones previsibles. O sea, la frecuencia y la tensión en todo el sistema debe mantenerse dentro de los límites establecidos de la reglamentación (tensión en 500 KV: +/- 3% y en 132 kV +/- 5%).

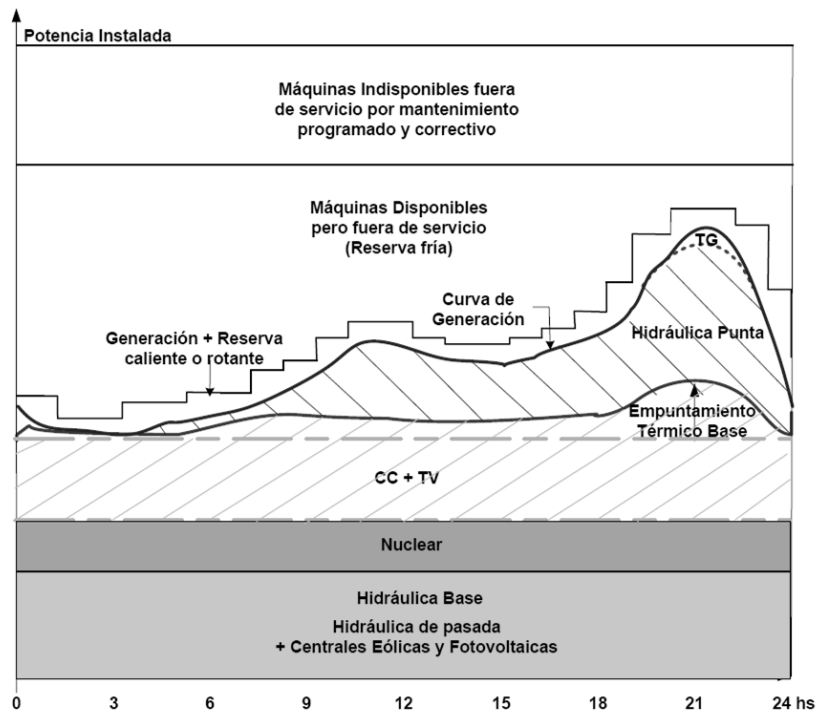
El proceso de optimización de la oferta para satisfacer la demanda se descompone en tres subprocesos: 1) análisis de la oferta, 2) previsión de la demanda y 3) optimización de la operación.

La diversidad de las fuentes trae múltiples beneficios a los usuarios del sistema. Las distintas tecnologías existentes y desarrolladas en la matriz de generación, si bien todas cumplen un propósito idéntico en el suministro, tienen una jerarquía en el ordenamiento del despacho, dado por características técnico-económicas de su operación.

En función de la modalidad de producción, las centrales de generación de energía se diferencian entre aquellas denominadas de "base" que generan en forma continua durante todo el día, de las denominadas "de punta" en las que la potencia instalada, conforme sus parámetros de diseño, está direccionada a funcionar a pleno sólo durante los períodos diarios de mayor demanda.



Auditoría General de la Nación  
Ilustración 5: Cubrimiento de la curva diaria. Despacho típico



Fuente: Elaboración propia con datos del BEN

El ejemplo típico de las primeras es el de las centrales nucleares, cuya puesta en régimen requiere complejas operaciones y cuya parada diaria es directamente inviable. Las centrales hidroeléctricas de pasada y algunas centrales térmicas comparten, si bien en menor medida y según el tipo, estas características.

Las hidroeléctricas con una capacidad de embalsamiento limitada, no tienen otras alternativas a la generación (dependiendo del grado de acumulación factible), que el vertimiento. Es el caso de las centrales de llanura como lo son Yacyretá y Salto Grande. También operan en la base de la curva de carga las centrales eólicas y fotovoltaicas, que dependen de la disponibilidad del recurso generar todo el tiempo que el recurso está disponible, debido a que no existe la posibilidad de acumulación de energía en la escala necesaria.

Por el contrario, algunas centrales hidroeléctricas han sido concebidas con una capacidad de generación adicional que permite, acumulando en sus reservorios los volúmenes de agua suficientes, aplicar los mismos a la generación en determinadas horas del día para cubrir los picos de demanda. Estas centrales, denominadas por tal razón “empuntadas” cumplen un rol



### Auditoría General de la Nación

esencial en el abastecimiento eléctrico. También funcionan en la punta las centrales TG que tienen tiempos cortos de arranque y parada.

En el caso de centrales de montaña, con grandes embalses (Chocón, Piedra del Águila), su gran capacidad permite, incluso, su uso “interanual”.

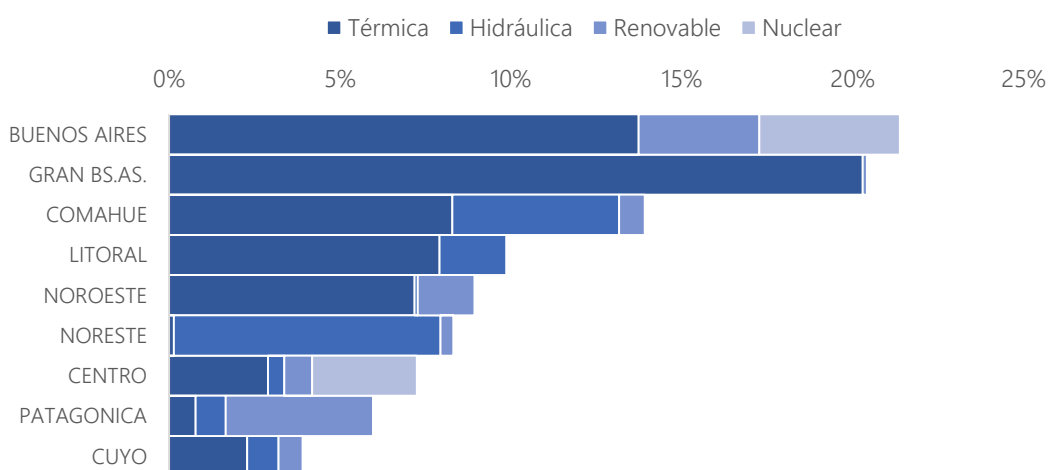
Cabe señalar además que - a diferencia de las centrales térmicas o nucleares – las centrales hidroeléctricas tienen la capacidad de entregar energía al sistema pocos minutos después de serles requerida.

#### 3.2.3.2. Utilidad social de la interconexión

La interconexión de los sistemas eléctricos se ha evidenciado como una necesidad, tanto desde el punto de vista técnico como económico. La demanda diaria de electricidad no es lineal, ya que exhibe “puntas” y “valles”, vale decir, períodos en los que los requerimientos del sistema se incrementan con relación al promedio diario y momentos en que dicha demanda decrece.

Las grandes distancias entre los distintos centros de producción y consumo, la necesidad de asegurar el abastecimiento y la conveniencia de optimizar la utilización de las principales fuentes de energía eléctrica<sup>30</sup> (térmica convencional, hidráulica y nuclear) obligan a construir redes para el transporte de la electricidad en altas tensiones.

**Gráfico 11:** Generación de energía eléctrica según fuente y por región de generación



Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA

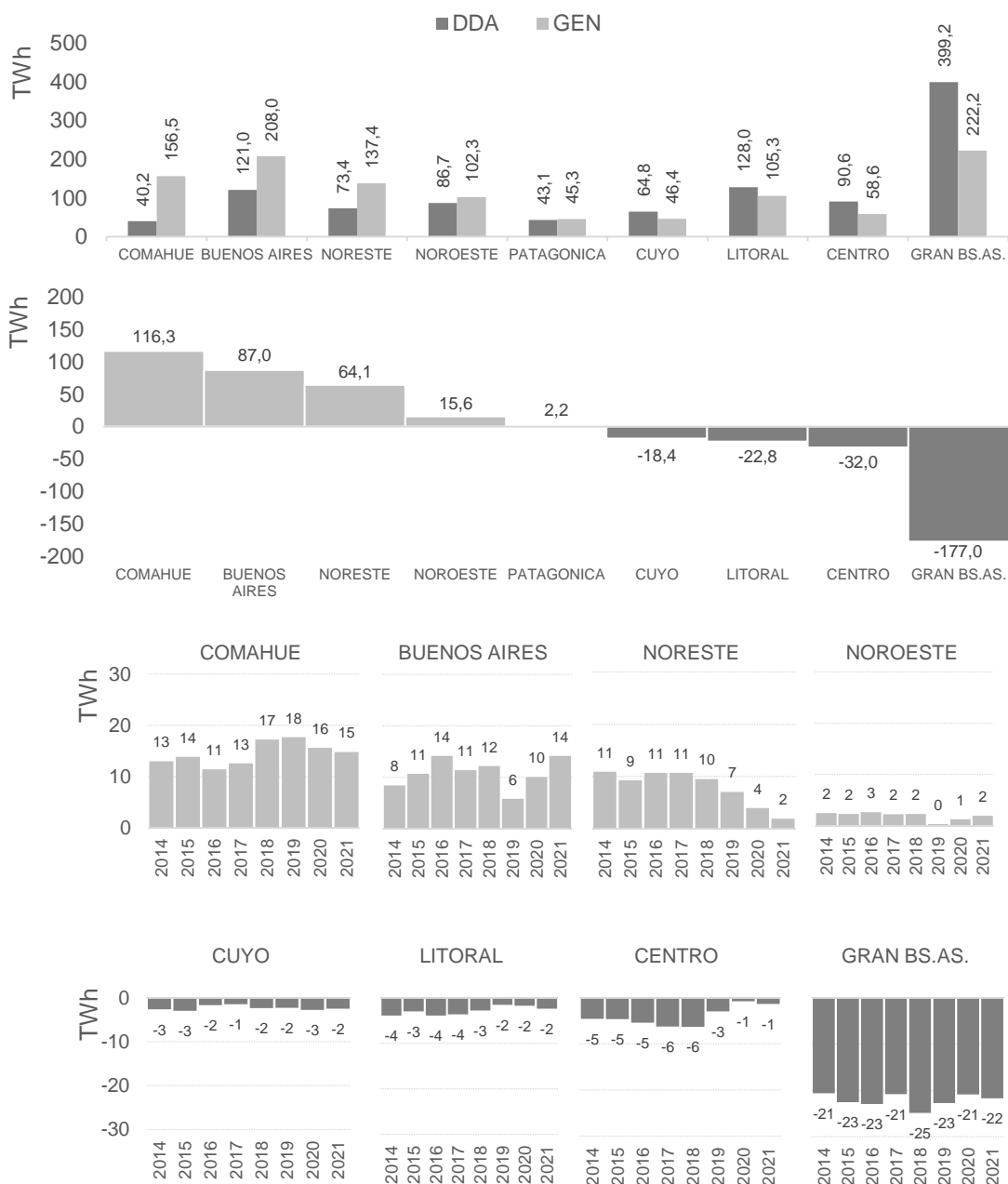
<sup>30</sup> Como fue mencionado en los principios técnicos y económicos del despacho eléctrico.



### Auditoría General de la Nación

La energía eléctrica que se produce en un lugar casi nunca está balanceada con un consumo local similar al de la producción. En función de la desigual distribución geográfica de los recursos energéticos y de las políticas adoptadas para su explotación, existen en el país regiones exportadoras e importadoras de electricidad. Las modalidades de producción y consumo pueden invertir los roles en determinados horarios.

**Gráfico 12:** Relación Demanda/Generación y déficits/superávits por región



Fuente: Elaboración propia sobre datos de CAMMESA y BEN



#### Auditoría General de la Nación

La interconexión eléctrica se manifiesta, en consecuencia, como una necesidad técnica que hace no sólo al abastecimiento eficiente en condiciones normales sino también al cubrimiento de los baches producidos por la salida de servicio de unidades, sea programada (mantenimiento) como no programada (salidas de servicio por contingencias en las centrales generadoras o en los sistemas de transporte asociados).

#### **3.2.4. Subsistema de transporte de energía eléctrica**

En el marco regulatorio se denomina “Servicio Público de Transporte de Energía Eléctrica” a la actividad, sujeta a concesión, que tiene por objeto vincular eléctricamente, desde un punto de entrega hasta un punto de recepción, a los Generadores con los Distribuidores, los Grandes Usuarios, o los nodos frontera, utilizando para ello instalaciones propiedad de transportistas o de otros agentes del MEM.

A diferencia de la distribución de energía eléctrica, los planes de inversión del Transporte Eléctrico no incluyen la ampliación de la capacidad de la red. Esta diferencia entre los segmentos eléctricos, se visualiza claramente al comparar el diseño de los dispositivos regulatorios de transferencia de eficiencia de la operación hacia los usuarios.

Dada la complejidad técnica de la materia que conlleva un alto riesgo inherente, combinado a la multiplicidad de actores que intervienen en el sector eléctrico, a los múltiples dispositivos regulatorios que encauzan la inversión en infraestructura eléctrica, a las continuas modificaciones de los órganos ejecutivos con competencia, y las distintas instancias de transición y renegociación de los contratos que rigen la prestación del servicio, resulta indispensable obtener un acabado conocimiento del funcionamiento del negocio y del subsector.

Para que el servicio de transporte eléctrico cumpla con los requisitos de calidad que le exige el sistema debe atender dos cuestiones principales: cómo se operan y mantienen las instalaciones existentes (O&M), y cómo se resuelve la expansión. Ambas requieren una planificación detallada con un horizonte de mediano y largo plazo.



## Auditoría General de la Nación

El marco regulatorio eléctrico argentino caracteriza a la actividad de transporte como un servicio público por su naturaleza monopólica y por lo tanto sujeto a concesión en el área de prestación. Su naturaleza monopólica viene dada dos características fundamentales:

a) Las empresas muestran economías de escala: en general, en el tramo relevante de las curvas de producción, sus costos medios y marginales decrecen al aumentar su producción. Por lo tanto, la empresa monopólica puede cobrar un precio más bajo si un competidor intenta entrar al mercado, ya que este tendrá por lo general inicialmente un tamaño menor y costos medios mayores que el monopolista.

b) La especificidad de los activos: una vez que ha ingresado en el mercado un nuevo competidor, en caso de tener que salirse no podrá recuperar la inversión que hizo en activos, porque son inutilizables en otros sectores.

El servicio de Operación y Mantenimiento de las redes de transmisión es regulado, y la remuneración se establece de forma que la concesionaria pueda prestar el servicio con la calidad suficiente. Sin embargo, la concesionaria no es responsable de la expansión del sistema de transporte, es decir, el marco regulatorio establece que las ampliaciones se harán bajo reglas propias del mercado.

Para el ámbito regulado se ha definido que cada 5 años se realice el proceso de Revisión Tarifaria Integral (RTI). Sin embargo, a partir de 2005 se impulsó la celebración de Actas Acuerdo a fin de ordenar la relación entre las partes, en miras de una nueva Revisión Tarifaria, concretada recién en 2017<sup>31</sup>, cuyo análisis fue el objeto del Informe de auditoría<sup>32</sup>.

Específicamente, la regulación del transporte de eléctrico determinó que i) el transporte de electricidad es un servicio público, ii) la red de transporte es de libre acceso para los usuarios de las instalaciones que la componen, iii) el transportista no puede comprar ni vender energía, iv) generadores, distribuidores o grandes usuarios no pueden ser controlantes de una empresa de transporte, v) la operación y mantenimiento del sistema es una actividad monopólica sujeta a regulación tarifaria, vi) la calidad es la variable que determina las sanciones a

---

<sup>31</sup> Resolución ex MINEM 196/16 y resolución ENRE 524/16.

<sup>32</sup> Informe de auditoría de inversiones RTI de Transporte Eléctrico. Resolución AGN 114/23



#### Auditoría General de la Nación

los concesionarios y vii) la expansión del sistema de transporte es una actividad sujeta a competencia y reglas de mercado.

Este último punto es central, y es una característica distintiva del marco regulatorio eléctrico argentino. La ampliación de la capacidad de la red de transporte no es responsabilidad de las empresas transportistas, sino que está librada a los acuerdos y arreglos entre agentes del sistema para realizar las ampliaciones necesarias. La mayoría de los mercados eléctricos latinoamericanos definió la ampliación de la transmisión eléctrica como una actividad regulada, incorporada a las responsabilidades de las empresas transportistas concesionarias de la actividad. Por ende, las inversiones se deciden mediante una planificación centralizada en el segmento<sup>33</sup>.

Como se dijo, el transporte de energía eléctrica cumple con la función de vincular la oferta con la demanda de energía eléctrica, a una calidad determinada, partiendo de la premisa que en sistemas socio-productivos complejos, la energía no siempre puede producirse en el lugar donde se consume, e incluso que eso no sea conveniente económica o ambientalmente.

La caracterización de un sistema eléctrico depende fundamentalmente de la ubicación de las fuentes primarias disponibles para la generación y la ubicación de los asentamientos humanos que requieren de esta energía. En este sentido, la red de transporte asegura el abastecimiento de la demanda de la manera más eficaz, eficiente y económica posible.

#### **3.2.4.1. Funciones del equipamiento**

Las funciones a cumplir por el equipamiento de transmisión pueden resumirse entonces en transporte, interconexión y repartición:

- Transporte: para la energía que no se puede producir en el lugar de consumo.
- Interconexión: la red que une a diferentes tipos de fuentes de producción con el consumo, de manera tal que se pueda asegurar el abastecimiento con uso más económico posible de los medios de producción. Al mismo

---

<sup>33</sup> Estudio de expansión del sistema de Transporte de Energía Eléctrica - Análisis Regulatorio. SGE 2019.





### Auditoría General de la Nación

tiempo debe reducirse el riesgo de falla del sistema por medio del apoyo mutuo entre zonas en función de una compensación de áreas.

- Repartición: Función destinada a encaminar y repartir la energía proveniente de la red de transporte hacia las redes de distribución (reducción de tensión).

Para una calidad del servicio preestablecida, las ventajas de la interconexión son<sup>34</sup>:

- a) Menores inversiones en equipamiento de generación debido a la no simultaneidad de las cargas máximas de los distintos subsistemas, recordemos que:

$$P_{max} < \sum_{j=1}^n P_{max j}$$

Siendo  $P_{m\acute{a}x}$  la carga máxima simultánea del sistema interconectado y  $P_{m\acute{a}x,j}$  la correspondiente a cada subsistema "j".

- b) Obtención de economías de escala debido a la adopción de módulos de potencia mayor, sin incrementar la necesidad de reserva, dada por la relación:

$$\frac{\text{Potencia de la mayor unidad}}{\text{Carga máxima de sistema}}$$

- c) El hecho de introducir módulos mayores implica, además, una disminución de los gastos de combustible y costos de operación y mantenimiento. También permite en ciertos casos, poder retirar del servicio las unidades más antiguas y de peor rendimiento, obteniéndose un ahorro adicional de combustible.
- d) Disminución de las necesidades de reserva, dado que un centro de consumo no está alimentado en general por un único centro de generación, debido a la configuración mallada del sistema.
- e) La diversificación temporal de las indisponibilidades de los equipos de los distintos subsistemas posibilita una mejor utilización de los mismos, dada por la relación:

---

<sup>34</sup> Fuente ventajas de la interconexión:



- f) La interconexión agrega también una disminución adicional en los costos operativos al permitir un despacho económico de cargas, brindando, además, mayor flexibilidad de explotación.
- g) La interconexión integra diagramas de carga y permite una mejor ubicación de centrales hidráulicas haciendo mejor uso de la potencia garantida.
- h) Al interconectarse centrales hidroeléctricas con regímenes hidrológicos distintos, como normalmente ocurre en la práctica, la hidraulicidad conjunta se presenta con ciclos más atemperados.

Sin embargo, también existen desventajas tales como el mayor riesgo de inestabilidad cuando crecen los sistemas, la calidad de servicio diferencial por área que puede exigir ciertas reservas locales para no hacer demasiado vulnerables a determinados subsistemas. Particularmente, tales desventajas se observan en países de gran extensión y con bajas densidades de carga, lo que exige evaluaciones técnicas y económicas para determinar la oportunidad de la interconexión, las potencias, las tensiones y las características de los sistemas de protección y control.

Todas estas cuestiones deben ser tenidas en cuenta al momento de la planificación del sistema de transmisión, tanto en lo que hace a su operación como a la expansión, y pueden citarse además otras complejidades tales como:

- a) El número de elementos del equipamiento es muy grande (líneas, transformadores, interruptores, capacitores, entre otros.)
- b) La evolución de las redes debe ser estudiada sobre un período muy largo (la vida útil de éstas es de 30 a 40 años)
- c) Incertidumbres de todo tipo que afectan el futuro (sobre la previsión de demanda, su distribución geográfica, el costo de los equipos e insumos, los cambios tecnológicos).
- d) Dificultad de prever los problemas de explotación con anticipación.



### 3.2.4.2. Configuración de las redes

Las redes de transporte atraviesan el territorio nacional y se diferencian por los niveles de tensión. Las líneas se unen a través de Estaciones Transformadoras que definen los nodos<sup>35</sup> del sistema y modifican los niveles de tensión.

La actividad de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión (500 y 220 kV) entre las distintas regiones eléctricas del MEM es un servicio público dado en concesión a la Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión TRANSENER S.A. en los términos de la Ley 24.065, y consiste en un conjunto de instalaciones de transmisión, de tensiones iguales o superiores a 220 kV, incluyendo el equipamiento de compensación, transformación, maniobra, control y comunicaciones, destinado a la actividad de transportar energía eléctrica entre regiones eléctricas.

#### 3.2.4.2.1. Sistema de transporte de Alta Tensión (STAT)

La empresa TRANSENER S.A. tiene a su cargo la operación y mantenimiento de 12.383 km de líneas de transmisión de la red argentina, comprendiendo 11.815 km de 500 kV, 568 km de 220 kV y un total de 47 estaciones transformadoras de 500 kV. Adicionalmente, en función de sus obligaciones supervisa 2.106 km de líneas de 500 kV y 7 estaciones transformadoras de 500 kV de Transportistas Independientes<sup>36</sup>.

La figura del transportista independiente (TI) se vincula a las ampliaciones del sistema (previa intervención del ENRE), bajo un contrato de construcción, operación y mantenimiento (COM)<sup>37</sup>.

El TI es propietario y operador de instalaciones de transporte de energía eléctrica, que bajo las condiciones establecidas por una licencia técnica otorgada por una transportista (titular de la concesión de transporte), pone a su disposición dichas instalaciones, sin adquirir el carácter de agente del MEM. Las empresas titulares ejercen sobre ellas una supervisión de la operación por la cual perciben

---

<sup>35</sup> Los nodos son los puntos físicos a los cuales se conectan los diferentes actores del sistema eléctrico. El precio de la energía se establece en cada nodo de la red en función de su distancia al centro de cargas.

<sup>36</sup> Guía de Referencia TRANSENER (2020 - 2027)

<sup>37</sup> SE (2019) Estudio de Expansión del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica. Sección II

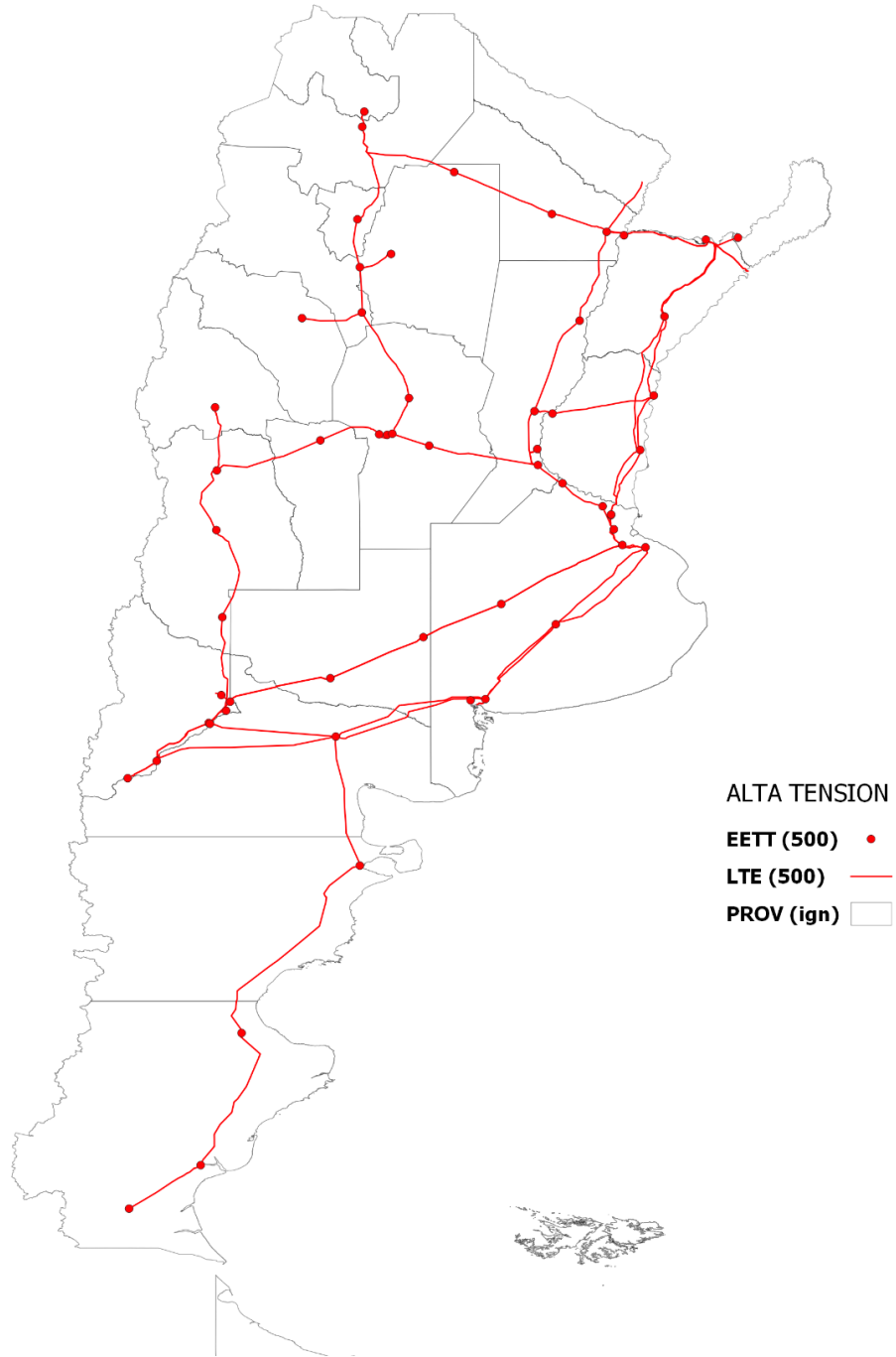


*Auditoría General de la Nación*  
del Transportista Independiente una tarifa cuya determinación está sujeta a regulación. Esta supervisión tiene su explicación por el carácter monopólico de la actividad de operación del sistema de transporte, en la que las concesionarias son responsables en su ámbito. Alternativamente, el constructor de la expansión de transporte puede libremente vender/ceder la línea al titular, o bien contratar la operación y mantenimiento con el titular

**Ilustración 6:** Red de Alta Tensión (TRANSENER)



Auditoría General de la Nación



Fuente: Elaboración propia en QGIS en base a datos abiertos de la SE, guías de referencia (TNER) e IGN.



**Cuadro 2:** Ordenamiento de la red de transporte de extra alta tensión

<b>Red Extra Alta Tensión</b> Concesionaria: TRANSENER S.A.	
Transportistas Independientes	Yacylec S.A. LITSA Líneas de Transmisión del Litoral S.A. Enecor S.A. TIBA S.A. Transportista Independiente de Buenos Aires IV Línea INTESAR S.A. Integración Eléctrica Sur Argentina S.A. (Choele Choel – P. Madryn) (C. Elía – Rodríguez) (P. Madryn – Cruz Norte) (Bracho – Cobos – M. Quemado – S. Juancito) (Cruz Norte – Esperanza) Cuyana S.A. Transportadora Cuyana S.A. Transportadora del Norte S.A. (A. Cajón – R. Diamante) Transportel Minera 2 S.A. LINSa Líneas del Norte S.A. LIMSA Líneas Mesopotámicas S.A. LICCSA Líneas del Comahue Cuyo S.A. CATE Compañía Americana Transporte Eléctrico Esperanza Cobra TI La Rioja Sur Trafo.
Transportistas Internacionales	TESA Transportadora de Energía S.A. CTM S.A. Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.

Fuente: Elaboración propia en base a información del ENRE.

### 3.2.4.2.2. Sistema de transporte de distribución troncal (STDT)

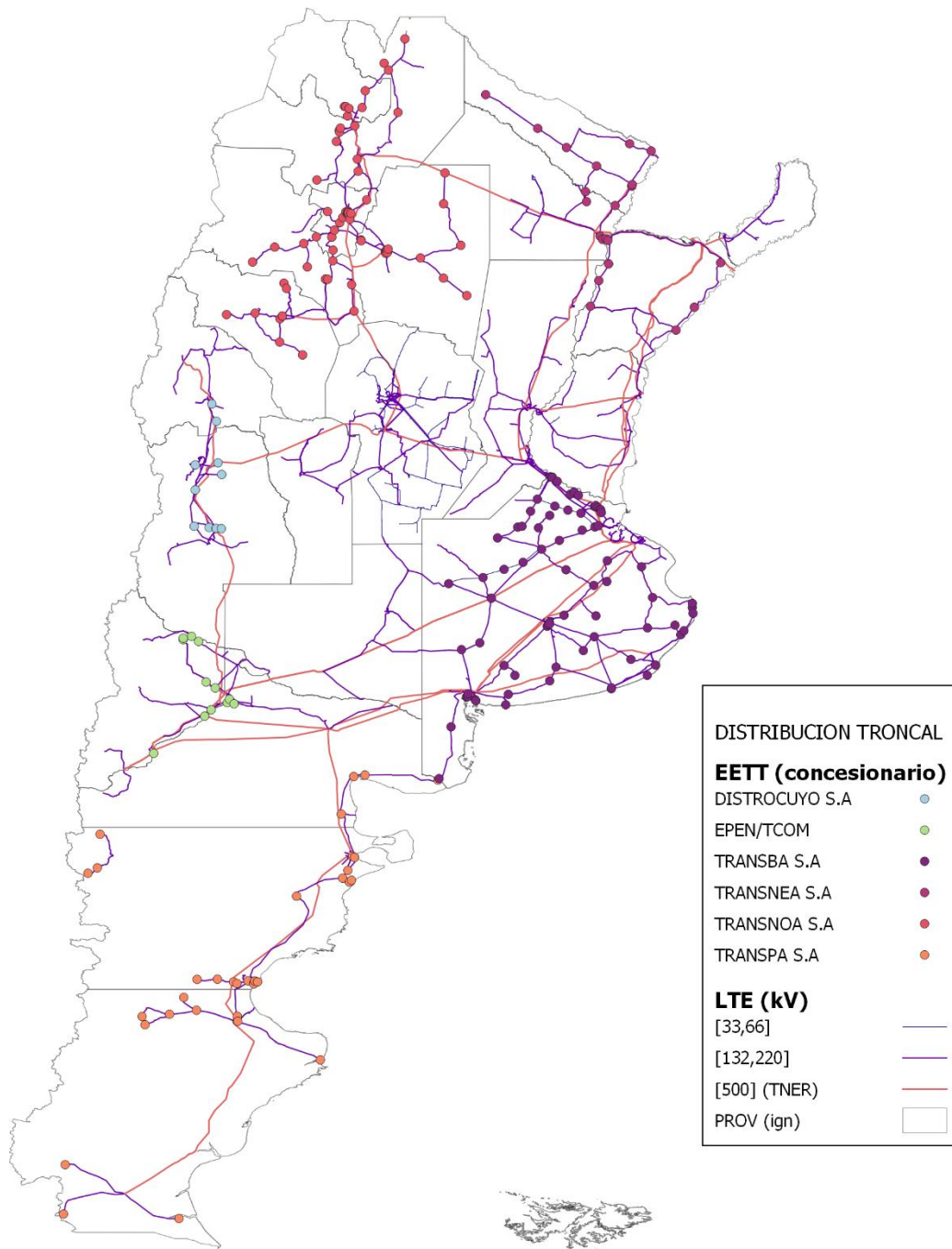
El Transporte de Energía Eléctrica dentro de una misma región eléctrica y la vinculación de esta al Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión, se denomina Sistema de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal, e incluye instalaciones de transmisión de tensiones mayores o iguales a 132 kV e inferiores a 400 kV.

Este servicio público fue dado en concesión a Empresas de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal (DISTROs) en los términos de la Ley 24.065: TRANSNOA SA, TRANSNEA SA, TRANSBA SA, DISTROCUYO SA, TRANSPA SA, TRANSCOMAHUE SA y EPEN<sup>38</sup>.

<sup>38</sup> Para ver con detalle la conformación de toda la red, se sugiere consultar el sitio web de CAMMESA donde se dispone del mapa geográfico del SADI actualizado de manera permanente: <https://cammesaweb.cammesa.com/download/geografico-del-sadi/>



Auditoría General de la Nación  
**Ilustración 7:** Referenciación de las transportistas en el sistema de transporte.



Nota: Se exponen las líneas troncales según nivel de tensión, y las EETT bajo concesión de las DISTRO. Se filtraron los elementos georreferenciados sin datos respecto a la concesión.

Fuente: Elaboración propia en base a datos abiertos de la SE, Auditoría ENRE-RTI, Guías de Referencia (DISTROS) e IGN.



## Auditoría General de la Nación

**Cuadro 3:** Configuración de la red de transporte de distribución troncal

<b>Red de Distribución Troncal</b>	
Concesionaria	Transportista Independiente
<b>DISTROCUYO S.A.</b>	LICCSA Líneas del Comáhue Cuyo S.A.
<b>TRANSNOA S.A.</b>	EDESA Empresa de Electricidad de Salta S.A. Transportel La Rioja Sur
<b>TRANSNEA S.A.</b>	DPEC Dirección Provincial de Energía de Corrientes ENECOR S.A. Electroingeniería S.A.
<b>TRANSPA S.A.</b>	EDERSA Empresa de Energía de Río Negro S.A. SPSE Servicios Públicos Sociedad del Estado Transacue S.A. Eclesur La Esperanza – Calafate Transportel Patagónica S.A.
<b>TRANSCO S.A.</b>	
<b>TRANSBA S.A.</b>	
<b>EPEN</b> Ente Prov. de Energía de Neuquén	

Fuente: Elaboración propia en base a información del ENRE.

Como se mencionó, el transporte en extra alta tensión tiene la función de vincular eléctricamente las distintas regiones del país y está a cargo de TRANSENER. Este sistema interregional es la columna vertebral del sistema de transporte y en él se insertan las redes regionales de distribución troncal.

En cada una de estas regiones, la distribución troncal es desarrollada monopólicamente por una transportista diferente. En general, el transporte en extra alta tensión entre las diferentes regiones tiene líneas en 500 kV. La distribución troncal tiene líneas en 132 kV a 330 kV.

El sistema de transporte ha crecido en forma considerable desde 2004. En ese período el ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios (MINPLAN) implementó el Plan Nacional de Energía, que permitió la evolución del sistema de un sistema radial (desde Buenos Aires) a un sistema mallado.



**3.2.5. Evolución de las redes de transporte eléctrico**

Conforme se explicó en el punto previo, la red de transporte eléctrico se distribuye en dos redes principales, interconectadas entre sí. La red de Extra Alta Tensión (STAT), compuesta principalmente por líneas de 500kV, y la red de distribuidoras troncales (STDT - DISTROS), que integran las regiones de Cuyo, Comahue, Buenos Aires, noreste (NEA), noroeste (NOA) y la región patagónica. La mayor parte de la red de las DISTROS la explican líneas de 132 kV. Se muestra en el siguiente cuadro las longitudes de líneas por nivel de tensión y región para el año 2021.

**Cuadro 4:** Extensión de líneas por nivel de tensión y región

	500 kV	345 kV	330 kV	220 kV	132 kV	66 kV	33 kV	TOTAL
<b>Alta Tensión</b>	14.197			556	166			<b>14.919</b>
<b>Distribución Troncal</b>		273	1.116	1.112	18.548	398	24	<b>21.472</b>
Cuyo				641	673			1.314
Comahue					1.380			1.380
Buenos Aires				177	6.196	398		6.771
NEA				30	2.159		24	2.212
NOA		273			5.824			6.098
Patagonia			1.116	264	2.317			3.698
<b>Sistema de Transporte</b>	14.197	273	1.116	1.668	18.715	398	24	<b>36.391</b>
Alta Tensión	95,2%			3,7%	1,1%			100,0%
Distribución Troncal		1,3%	5,2%	5,2%	86,4%	1,9%	0,1%	100,0%
Sistema de Transporte	39,0%	0,8%	3,1%	4,6%	51,4%	1,1%	0,1%	100,0%

Fuente: elaboración propia en base a datos de CAMMESA

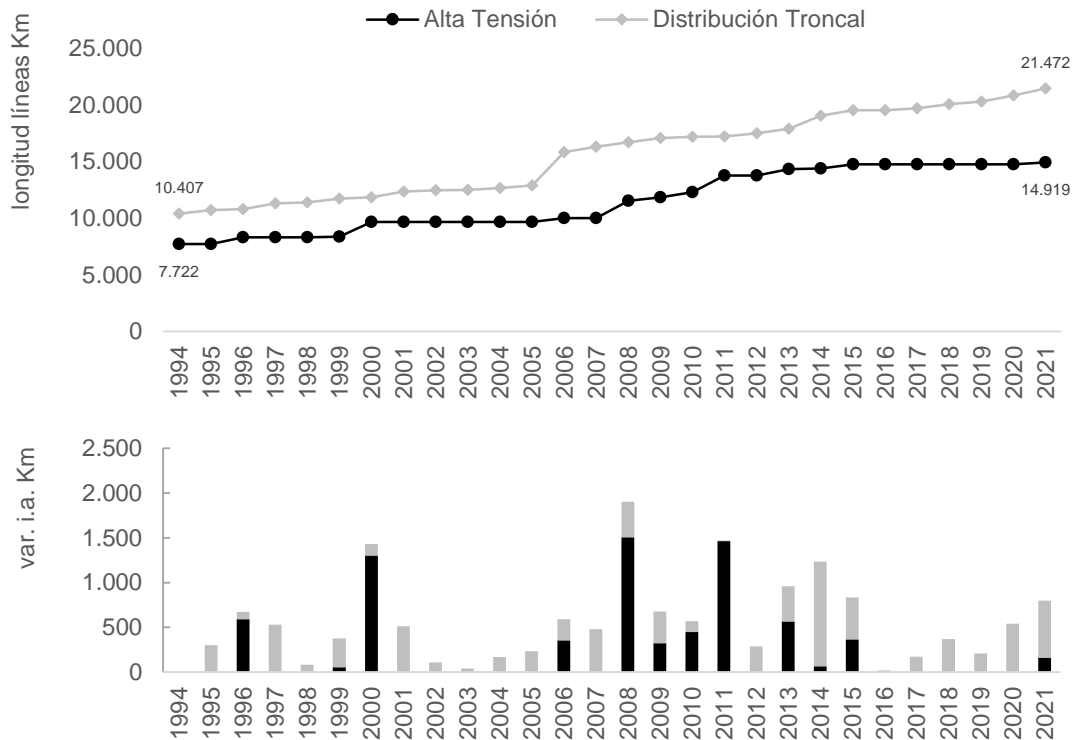
La evolución del sistema de transporte, está íntimamente ligado al crecimiento demográfico y económico de las distintas regiones argentinas. La extensión de las líneas de transmisión y la capacidad de transformación del sistema de transporte son dos formas de analizar la evolución de la red y la capacidad del transporte eléctrico.

A continuación, se exponen los gráficos de evolución de longitud de las líneas troncales y de alta tensión.



Auditoría General de la Nación

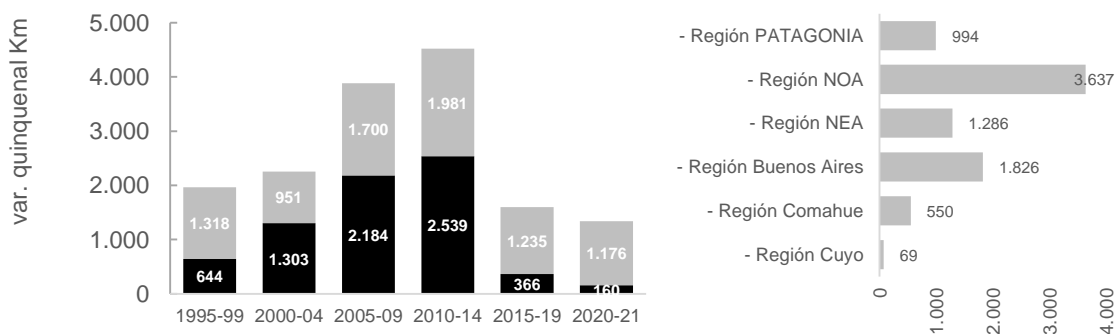
**Gráfico 13:** Evolución de la extensión de las líneas por tipo de red



Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA

Del análisis de las series de datos publicadas por CAMMESA, que contiene información respecto a la longitud de las líneas, desde 1994, la expansión de las redes de transmisión durante ese período fue del orden de los 7.200 km (93%) para el STAT, y de 8.360 km (80%) para el STDT). Durante el período, el ritmo de expansión fue heterogéneo, como puede apreciarse en los gráficos de la variación interanual y quinquenal.

**Gráfico 14:** Evolución de la extensión de las líneas por tipo de red



Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA



### **3.3. Ampliaciones del sistema de transporte**

Para que el servicio de transporte eléctrico cumpla con los requisitos de calidad exigidos, el sistema debe atender al mantenimiento de las instalaciones existentes y a la expansión del sistema de conformidad con las necesidades generadas.

Ambas cuestiones requieren una planificación detallada con un horizonte de mediano y largo plazo, que ha variado a lo largo del tiempo dependiendo del sujeto que toma las decisiones de inversión.

Previo a la reforma del sector a través de la Ley 24.065, donde se concesionó la actividad a empresas privadas y se reorganizó la configuración del transporte en subredes bajo un criterio de delimitación de áreas geográficas exclusivas, la red se desarrolló mediante inversiones planificadas, definidas y ejecutadas por el Estado Nacional quien, a su vez, operaba y mantenía las redes existentes, de acuerdo a determinados criterios de calidad y seguridad.

Especialmente desde la década del '60 en que se definió el SIN, el Estado Nacional invirtió en desarrollar la red troncal de transporte de extra y alta tensión (500, 330 y 132 kV) a través de las empresas públicas integradas, mencionadas en puntos precedentes

La particularidad del nuevo esquema resultante, fue que la expansión de las redes de transporte, a diferencia del modelo previo, quedaron a cargo del "sistema" en su conjunto, quien se encuentra encargado de determinar las necesidades expansión y de incorporación de capacidad de transporte, mediante mecanismos de mercado.

En el área concesionada, la empresa sólo es responsable de realizar las inversiones necesarias para operar y mantener la red existente y aquellos elementos que se incorporen a lo largo de la vigencia de su concesión.

La ampliación del sistema quedó entonces a cargo de quienes requieran y se beneficien de las obras de ampliación y de la capacidad incremental.

#### **3.3.1. Mención de los instrumentos de expansión**

Las diversas agencias estatales que intervienen en las instancias de ampliación del sistema (Autoridad de Aplicación, ENRE, Consejo Federal de



## Auditoría General de la Nación

Energía Eléctrica), tienen competencia para el dictado de normas específicas, regulatorias de los procedimientos de ampliación.

La primera norma en este sentido, luego de la privatización del servicio, fue el Decreto 2743/92 (BO 28/01/93) que, además de disponer la constitución de TRANSENER SA, aprobó el primer Reglamento de acceso a la capacidad existente y ampliación del sistema de transporte de energía eléctrica, luego modificado por Resoluciones SE 175/00 (BO 11/07/00) y SE 178/00 (BO 14/11/00)

Las modalidades de ampliación fueron variando en el tiempo a los fines de su adecuación al marco regulatorio y a las normas dictadas como consecuencia de los períodos de emergencia económica y tarifaria que tuvieron lugar a partir de la primera década de este milenio, resultando en todos los casos necesario el procedimiento de audiencia pública, según lo dispuesto por el artículo 11 del marco regulatorio<sup>39</sup>.

Las modalidades concurso público<sup>40</sup>, acuerdo entre partes<sup>41</sup> y ampliaciones menores<sup>42</sup>, se encuentran incluidas en el Anexo 16: "Procedimientos para la programación de la operación del despacho de cargas y el cálculo de precios," CAMESA. Versión: 30-jun-2022, que incluye la normativa original Resolución ex SEE N 61/1992 y sus sucesivas modificaciones y ampliaciones.

En cada caso, la decisión de la ampliación se construye de una manera específica. Para las ampliaciones menores, por ejemplo, la ampliación queda a cargo de la transportista y el costo recae en los usuarios directos de la obra. A diferencia de este mecanismo, el contrato entre partes implica un acuerdo entre generadores, distribuidores y/o grandes usuarios, para contratar a un transportista (titular o independiente) para la construcción de la ampliación

---

<sup>39</sup> Artículo 11: Ningún transportista o distribuidor podrá comenzar la construcción y/u operación de instalaciones de la magnitud que precise la calificación del ente, ni la extensión o ampliación de las existentes, sin obtener de aquél un certificado que acredite la conveniencia y necesidad pública de dicha construcción, extensión o ampliación. El ente dispondrá la publicidad de este tipo de solicitudes y la realización de una audiencia pública antes de resolver sobre el otorgamiento del respectivo certificado.

<sup>40</sup> Los actores que impulsan las obras de ampliación, Iniciadores y no Iniciadores deben concertar una oferta de contrato COM, con un canon anual máximo. Se determina en esta modalidad la necesidad de determinar zonas de demanda, estaciones de la transportista y áreas de influencia, para calcular los porcentajes de pago del canon según el aporte y beneficio que realizan y esperan.

<sup>41</sup> Esta presenta un Régimen General y un Régimen Especial con financiamiento del FEDEI.

<sup>42</sup> Esta modalidad de ampliaciones queda a cargo de las transportistas la cual puede transferir el costo de la amortización a los usuarios del servicio. En la actualidad se rige por las resoluciones ENRE 33/14 y 122/14.



Auditoría General de la Nación  
mediante un contrato COM. Aquí la decisión y el costo de la inversión recae en los agentes que contratan la obra.

Por último, en el concurso público, las obras de ampliación son propuestas por un conjunto de usuarios, y su realización se somete a voto de la totalidad de agentes alcanzados de acuerdo a la proporción de su “uso” de la nueva capacidad a construir. En este caso, a diferencia de los anteriores, la decisión y el costo de la inversión es mediado por la definición del área de influencia de la obra de ampliación. A continuación, se resumen los pasos del concurso público<sup>43</sup>:

- i. Presentación del proyecto por parte de beneficiarios que representen al menos un 30% de los votos; que incluya el canon anual y el período de amortización de la obra;
- ii. Identificación de los beneficiarios y su participación en la votación de la ampliación (CAMMESA);
- iii. Evaluación del proyecto por parte del ENRE;
- iv. Audiencia Pública a fin de emitir el certificado de conveniencia pública extendido por el ENRE;
- v. Votación de los beneficiarios; con opción de veto por cualquier grupo de beneficiarios que alcance un mínimo de 30% de los votos y
- vi. Licitación pública del proyecto.

Esta modalidad es la empleada para las obras de mayor escala, y que presenta mayor relevancia a la hora de estudiar la evolución del transporte eléctrico.

La convocatoria abierta con aportes del FFTEF, si bien se instrumenta con las herramientas del acuerdo de partes y del concurso público se incorporan diversos requisitos para asegurar su mayor transparencia en el uso de estos fondos. Surgió como necesidad a partir de la creación del FFTEF por Resolución SE 657/99, modificada por su similar 174/00<sup>44</sup>.

La mejora de calidad, seguridad y especiales prevista en el Anexo 34 de Los Procedimientos, es una modalidad destinada a incorporar mejoras

---

<sup>43</sup> Informe ENRE, ampliaciones de la red de transporte. (1993)

<sup>44</sup> Posteriormente se dictaron las resoluciones 175/00 178/00 y 182/00, que incorporaron reglamentaciones de acceso a la capacidad de transporte, modificaciones al sistema de financiamiento de inversiones y especificaciones sobre los métodos a utilizar para implementarlas. Estas normas fueron ratificadas la por Ley 25.822.



### Auditoría General de la Nación

adicionales de calidad y de seguridad. Asimismo, incorpora una variedad de mejoras generales especiales que mejoren la red de transporte.

El otorgamiento de una conexión de transporte de energía eléctrica de interconexión internacional y ampliación comprende la actividad de transporte de energía eléctrica entre una instalación de transporte de interconexión internacional y el sistema eléctrico de un país limítrofe<sup>45</sup>

Por último, Las Ampliaciones de la Capacidad de Transporte del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica, bajo el régimen de la Ley 27.328 (Asociación Público Privada – PPP-) se especifica en el Anexo 19 de los procedimientos<sup>46</sup>.

Se volverá en puntos siguientes sobre las regulaciones que resultan trascendentes en el marco del objeto del presente trabajo.

### **3.3.2. Etapas desde la sanción del marco regulatorio a la actualidad**

#### **3.3.2.1. Funcionamiento temprano del nuevo marco regulatorio (1992/2001)**

El Marco Regulatorio de los Servicios Públicos de Energía se sancionó durante la denominada “Convertibilidad” de la economía, que estableció entre sus aspectos centrales la paridad peso-dólar. Los servicios públicos regulados estaban dolarizados y se indexaban acorde a los precios de inflación de los Estados Unidos.

En el segmento de la generación eléctrica se produjo un proceso de expansión a partir de las privatizaciones, sobre todo en la zona sur del GBA dada la accesibilidad y bajo costo en la provisión de fuentes de gas. Sin embargo, el incremento de esta capacidad en materia de generación no tuvo su correlato en la expansión de la transmisión eléctrica.

Los proyectos de inversiones en redes de gas beneficiaron a los generadores locales de Buenos Aires, pero las expansiones en transmisión eléctrica tuvieron mayores dificultades de concreción, en cuando a los mecanismos de decisión habilitados para impulsar inversiones de expansión.

En esta etapa coexistieron dos mercados eléctricos mayoristas, el SADI que conforma el Mercado Mayorista (MEM) con alcance en todo el país, con la

---

<sup>45</sup> Res SEE 21/1997 modificatoria de la Res 61/1992

<sup>46</sup> Anexo 19: Ampliaciones de la Capacidad de Transporte bajo el Derecho Público Régimen PPP (Ley 27.328) Pág. 226  
Versión: 30-Jun-2022



#### Auditoría General de la Nación

excepción de la Patagonia y el Mercado Eléctrico Mayorista Sistema Patagónico (MEMSP) con alcance en toda la Patagonia, menos en el área más austral.

En el ámbito de las concesiones de transporte eléctrico se establecieron las siguientes reglas generales: i) derechos exclusivos para la operación de los activos de transmisión existente; ii) la prohibición de comprar o vender energía; iii) la libre accesibilidad a las redes de transporte y iv) un esquema de regulación basado en incentivos sobre precios y calidad del servicio.

El Sistema Eléctrico Mayorista, estableció un sistema de precios nodales como referencia del precio de la energía para compradores y vendedores, los cuales varían acorde a las restricciones totales o parciales que se registran en la capacidad de transporte. Estos determinan los costos y rentas de congestión, que se calculan como un diferencial entre costos marginales de generación y las áreas afectadas por la congestión. Las empresas no perciben rentas por congestión, el cálculo de las mismas realizado por CAMMESA pasaba a engrosar las denominadas cuentas SALEX. Estos fondos surgen del cálculo de la diferencia de precios nodales cuando una línea está congestionada, descontando la diferencia correspondiente a las pérdidas de energía.

Los fondos SALEX conforman la denominada “Sub-cuenta de Excedentes por Restricciones a la Capacidad de Transporte”, que es utilizada para acumular fondos para financiar inversiones en transmisión. El objetivo del fondo es colaborar en el financiamiento de una parte de las inversiones en transmisión, y las restantes erogaciones quedan bajo responsabilidad de los beneficiarios de la ampliación.

En cada corredor de transmisión se constituye una subcuenta y esta es entonces utilizada para reducir el pago de los cargos de los usuarios en una nueva línea. Los fondos son asignados a sub-cuentas por corredor. En función de la disponibilidad de fondos que presenta cada subcuenta, los beneficiarios pueden evaluar si los beneficios esperados, para cubrir los costos de la ampliación son suficientes y en consecuencia votar a favor o en contra del proyecto.



## Auditoría General de la Nación

Las cuentas "SALEX", si bien continúan existiendo, no reciben aporte y/o asignación alguna desde hace más de 15 años<sup>47</sup>.

El marco regulatorio del sector eléctrico, estableció que en los contratos de concesión la remuneración de las empresas transportistas debía atender sus costos de operación y mantenimiento, sin contemplar responsabilidades adicionales para financiar las ampliaciones del sistema que se consideren necesarias. Esto es, que las inversiones de estas concesionarias deben atender exclusivamente la operación y mantenimiento de las redes existentes que gestionaban. Consecuentemente, las ampliaciones quedaban a cargo de los interesados directos, esta regla iba a favorecer los incentivos de mercado, esto es la competencia entre privados interesados en las ampliaciones, y por ende una expansión eficiente del sistema.

### **3.3.2.1.1. Planificación del sistema**

Las funciones de planificación energética fueron asignadas como competencia exclusiva de la Secretaría de Energía (SE). Se considera que el planeamiento es un proceso de largo plazo prospectivo donde se evalúan los escenarios más probables, posibles y deseables. A su vez, las obras de transmisión que requieren concretarse, si bien se planifican a largo plazo (15 años aproximadamente) requieren plazos más acotados de ejecución.

La SE era la responsable preparar y publicar entre los interesados, planes indicativos sobre las condiciones de oferta y demanda del SADI, con la finalidad de orientar a los actores existentes y a las potenciales inversiones del MEM sobre el estado del SADI y las alternativas de despacho, (art. 38 Ley 24.065).

El nuevo ordenamiento de roles asignó al EN un criterio de planificación sobre la expansión del sector meramente indicativa, abandonando el rol de planificación centralizada e integral de la cadena que desempeñaba antes de la sanción del marco regulatorio.

Si bien no formulaba planes de expansión, sí realizaba análisis de prospectiva del funcionamiento y evolución del sistema, a fin de prever

---

<sup>47</sup> Según CAMMESA, Nota N° B-158099-1 13 de octubre de 2021 en respuesta a requerimiento de la AGN.





### Auditoría General de la Nación

eventuales problemas de abastecimiento. Si bien esos estudios y guías estatales aportaron mayor transparencia al sistema, no alcanzaron mayor incidencia en modificar la dinámica y preferencias de los actores<sup>48</sup>.

Las ampliaciones del sistema quedaban a cargo de privados interesados en base a un conjunto de incentivos y fondos destinados a impulsar nuevos proyectos. Tales ampliaciones tuvieron diferentes modalidades de ejecución acorde al tipo y tamaño de los proyectos considerados.

#### 3.3.2.1.2. Financiamiento de las ampliaciones

Con posterioridad al dictado del Decreto 2743/92, que aprobó el primer Reglamento de acceso a la capacidad existente y ampliación del sistema de transporte de energía eléctrica, fueron dictándose normas complementarias<sup>49</sup> con regulaciones vinculadas a finalidades específicas de las ampliaciones como mejoras en materia de calidad, seguridad y aumento de capacidad de transporte. Se habilitó también a las provincias el uso de recursos provenientes del Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior (FEDEI)<sup>50</sup>, actualmente administrado por el CFEE, para financiar ampliaciones en los sistemas de transporte regional de energía.

Adicionalmente, para el STAT se incluyó a través de la Resolución SE 543/99 el criterio de Línea de Riesgo a la reglamentación de acceso a la capacidad existente y ampliación del sistema de energía eléctrica. Se ampliaron

---

<sup>48</sup> Pistonesi, Héctor (2000) "Sistema eléctrico argentino: los principales problemas regulatorios y el desempeño posterior a la reforma" CEPAL, SERIE 10 Recursos naturales e infraestructura. Santiago de Chile, julio de 2000. División de Recursos Naturales e Infraestructura. Proyecto OLADE/CEPAL/GTZ "Energía y desarrollo sustentable en América Latina y el Caribe".

<sup>49</sup> Por ejemplo, Resolución SE 208/98 (BO: 25/06/98)

<sup>50</sup> El FEDEI surgió también de la Ley 15.336 que unificó el Fondo de Reserva de Energía Eléctrica y el de Electrificación Rural en un solo Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior (Artículo 32). Se integra: a) Con los excedentes de las tarifas y recargos que establezca el Poder Ejecutivo en la Capital Federal y Gran Buenos Aires; b) Con los aportes del Tesoro de la Nación que correspondan a los compromisos del Fondo de Restablecimiento Económico y otros que se determinen en la ley de presupuesto; c) Con el diez por ciento (10 %) del producido del Fondo Nacional de la Energía y d) Con el veinte por ciento (20%) (artículo 31, inciso b) del Fondo Nacional de Energía Eléctrica. (Inciso sustituido por art. 53 de la Ley N° 23.110 B.O. 9/11/1984). El FEDEI se aplica a: a) Aportes y préstamos a las provincias para sus planes de electrificación, siempre que se encuadren en los planes aprobados con intervención del Consejo Federal de la Energía Eléctrica y no graven el consumo de electricidad para otros fines que no sean exclusivamente de desarrollo de energía eléctrica. Para acogerse a estos beneficios, las provincias deberán establecer tarifas que contemplen la amortización de tales aportes. Las sumas recaudadas en tal concepto deberán destinarse exclusivamente a la renovación, ampliación de plantas existentes o a la ejecución de redes de electrificación, o al reintegro, en su caso, de los respectivos préstamos; b) Préstamos a municipalidades, cooperativas y consorcios de usuarios de electricidad para sus obras de primer establecimiento, construcción y ampliación de centrales, redes de distribución y obras complementarias; c) Préstamos a empresas privadas de servicios públicos de electricidad para ampliación y mejoras de sus servicios en centrales de capacidad no superior a 2.000 kilovatios instalados.

Al cierre de cada ejercicio los saldos anuales no utilizados se transferirán al ejercicio siguiente del mismo fondo (Artículo 33)



### Auditoría General de la Nación

así los mecanismos disponibles en el sistema de transporte, habilitando que uno o varios interesados (los iniciadores), fueran o no agentes del mercado, puedan ingresar al sistema de transporte.

El Fondo Nacional de la Energía Eléctrica (FNEE) creado por la Ley 15.336 estableció inicialmente para cada operación de compra de energía en el Mercado Eléctrico Mayorista un cargo fijo \$3/MWh, siendo atribución de la Secretaría de Energía modificar este monto en un rango preestablecido.

En 1991 la SE disminuyó el monto a \$2,4/MWh en el entendimiento de que el modelo de inversiones descentralizadas a cargo de privados, se postulaba por entonces como viable para satisfacer las necesidades de expansión del sistema por sí sólo.

Ante la evidencia que los incentivos de mercado y el comportamiento de los inversores privados, resultaban insuficientes para asegurar nuevas ampliaciones, en diciembre del año 1999, las 23 provincias en el Consejo Federal de la Energía Eléctrica reclamaron ante la SE que se restableciera el monto al valor original y que esa suma fuera direccionada para ayudar a financiar el transporte en Alta Tensión.

La SE hizo lugar a la solicitud de las provincias y por Resolución SE 657/99, con vigencia a partir del mes de mayo de 2000, se volvió al valor base original, destinando estos 0,6 \$/MWh adicionales al transporte de Alta Tensión<sup>51</sup>.

Hacia el final del régimen de convertibilidad, y ante la necesidad de concretar obras necesarias, el Estado Nacional creó el Fondo Fiduciario del Transporte Eléctrico Federal (FFTEF), destinándolo a coparticipar con inversores interesados privados, el pago del canon de ampliaciones del sistema de transporte que sean dedicadas al abastecimiento de la demanda o a la interconexión de regiones eléctricas para mejora de calidad y/o seguridad de servicio.

En efecto, por Resolución SE 174/00 (modificada por resolución SE 228/00), se aprobó el Estatuto del FFTEF destinado al financiamiento de las obras que la Secretaría de Energía identificó como elegibles para ampliaciones

---

<sup>51</sup> La norma citada (modificada por Resolución S.E. N° 174/2000), estableció las condiciones que deben reunir las ampliaciones para participar del financiamiento del FFTEF: a) obras con beneficio para el Sistema Eléctrico por mejoras en calidad y/o seguridad y/o menores costos de despacho; b) obras no previsibles que sean realizadas exclusivamente por privados, por razones de escala y c) adelanto de inversiones para una expansión de carácter federal.



### Auditoría General de la Nación

del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión. A su vez, se definió el modelo de contrato de fideicomiso con el Banco Nación y enumeró las obras a financiar por el Estado. También creó el Comité Administrador del Fondo (CAF).

Posteriormente se dictaron normas complementarias<sup>52</sup> que incorporaron reglamentaciones de acceso a la capacidad de transporte, modificaciones al sistema de financiamiento de inversiones y especificaciones sobre los métodos a utilizar para implementarlas.

Como se explicó en puntos precedentes, el régimen de ampliaciones vigente es el que surge de la Resolución SE 178/00, (y modificatorias) que estableció normativas específicas para no iniciadores de obras que fueran beneficiarios de ampliaciones, definió el reglamento de acceso a la capacidad existente y ampliación del sistema de transporte de energía eléctrica, entre los cuales se incluyó el procedimiento de concurso público con aportes del FFTEF, previendo cargar los aportes del financiamiento a todos los agentes que sean reconocidos como beneficiarios del área de influencia de la ampliación.

El Poder Ejecutivo Nacional, autorizó la financiación de ampliaciones del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica de alta tensión, afectando el incremento del Fondo Fiduciario para el transporte eléctrico federal.

En las normativas señaladas se describen los organismos de aplicación, Secretaría de Energía, CAMMESA, ENRE que intervienen según sus competencias de diferentes fases de cada etapa de proyectos de inversión.

El cuarto actor de relevancia al cual se han delegado facultades de supervisión es TRANSENER, la empresa encargada del transporte en Alta Tensión a la cual se le asigna una remuneración por la supervisión tanto de sus instalaciones, como de los transportistas independientes que ingresen a la red.

La falta de resultados en las ampliaciones, pese a los beneficios potenciales de apelar a fondos de financiamiento específicos para estas, generó un ensayo de desregulación del Marco Regulatorio que se expresó en el Decreto 804/01 (21/06/2001), que incorporó un conjunto de modificaciones a la Ley

---

<sup>52</sup> Resoluciones SE 175/00; 178/00; y 182/00.



#### Auditoría General de la Nación

24.065, desregulando el marco regulatorio en favor del mercado y la iniciativa privada.

A partir de dicha norma, se pretendió reducir la intervención estatal en materia de formación de precios, para alentar inversiones privadas de riesgo y así obtener una mayor competitividad para asegurar el suministro eléctrico. Se eliminó la administración de los precios mayoristas, los cálculos de precios estacionales y la remuneración por potencia. Se impulsó un despacho por declaraciones diarias de precios fijado en forma horaria, en el entendimiento de que esta modalidad reflejaría mejor el costo de oportunidad en las transacciones que se celebren en el mercado.

De los considerandos surge que la que la regulación de las ampliaciones del sistema existente no acompañó el ritmo de las inversiones, y que los ensayos de diferentes modalidades de ampliaciones no brindaron los resultados esperados para el adecuado crecimiento del sistema de transporte.

También se explicitó que la medida adoptada por Decreto 1135/00 que impulsó el denominado Plan Federal de Transporte en 500 Kv (denominado luego Plan Federal I) para fomentar ampliaciones, punto sobre el que se volverá a continuación, tampoco había dado resultado, en tanto las convocatorias a la realización de ampliaciones en ese marco, habían requerido un desproporcionado nivel de participación estatal en la financiación y realización de las inversiones, sin justificación a la luz de los objetivos fijados como política nacional en el sector.

De este modo, la construcción de un gran número de ampliaciones del sistema existente podía concretarse en buena parte según las reglas de mercado, y por lo tanto dejaba en la libre iniciativa y el propio riesgo las inversiones de expansión necesarias. Por esta razón dejaba de tener sentido evaluar la emisión de certificados de necesidad y conveniencia pública de su realización.

El Decreto objetó las regulaciones vigentes, basadas en socializar las rentas económicas a partir de la diferencia de precios entre los nodos, la que es superior a los costos de transmisión, ante los supuestos de congestión de la capacidad.



#### Auditoría General de la Nación

El mecanismo vigente asignaba tales rentas a fondos específicos denominados cuenta de excedentes (SALEX) por restricciones a la capacidad de transporte. La norma objetaba esta regulación por no haber sido suficientemente eficaz para atraer las inversiones referidas, demorando el desarrollo de las inversiones en el transporte eléctrico. En sustitución proponía asignar dichas rentas a quienes asumieran riesgos en las inversiones a través de los derechos específicos conocidos como derechos de congestión, los cuales podrán comercializarse total o parcialmente para conferir mayor flexibilidad y dinamismo a la inversión en transporte.

Las medidas desregulatorias que impulsó el Decreto 804/2001 no tuvieron consenso, los mecanismos de mercado para impulsar por si mismos ampliaciones no habían dado resultados y profundizar dicha opción no aseguraba los incentivos para inversiones. El decreto fue derogado sin llegar a cumplimentar cuatro meses de vigencia por ley 25.468 (16/10/2001).

#### **3.3.2.1.3. Resultados del nuevo marco regulatorio. Surgimiento del Plan Federal**

Durante el período analizado, se realizaron dos grandes obras de expansión en los sistemas de interconexión Comahue-GBA y Yacyretá-GBA. En el primero de ellos, la obra conocida como la IV línea Comahue-GBA, fue objeto de análisis y diagnóstico de los problemas tempranamente identificados en el marco regulatorio, en lo atinente a los mecanismos de expansión del sistema de transporte.

En efecto, el ENRE<sup>53</sup> enumeró un conjunto de dificultades vinculadas a Los Procedimientos entre las que se destacan:

- a) Fallas en la metodología para la determinación de los beneficiarios, basada en el criterio de área de influencia. Produjeron inequidades que se manifestaron en disparidades al cotejar un método de ingeniería de diseño (“uso de la ampliación”), con otro que mensione a los beneficiarios a partir beneficios económicos.

---

<sup>53</sup> Informe anual del ENRE (1996)



#### Auditoría General de la Nación

- b) Indefiniciones entre los distintos roles de los actores participantes del proceso de decisión de la ampliación (beneficiarios, solicitantes, comitentes, ente regulador).
- c) Imprecisiones entre los derechos y obligaciones de los beneficiarios-solicitantes y beneficiarios-no solicitantes de las ampliaciones. El procedimiento previsto, según el ENRE, permitió que los solicitantes, se arroguen derechos en desmedro de los beneficiarios-no solicitantes, teniendo en cuenta que ambos al ser beneficiarios, están alcanzados en el pago del costo de la inversión.

El propio Ente<sup>54</sup> señaló que la Cuarta Línea del Comahue, había sido proyectada por HIDRONOR en la década del 80', y que contaba con un amplio consenso respecto a su necesidad y su impacto positivo para el sistema. Pese a ello, no logró su aprobación en 1995, recién en 1997 alcanzó el acuerdo entre los beneficiarios que habilitó su ejecución. Finalmente, su entrada en servicio ocurrió en diciembre de 1999. El ENRE concluyó que existe un consenso respecto a las dificultades propias del diseño "a priori" de Los Procedimientos, y la necesidad de revisarlos y mejorarlos para agilizar la toma de decisiones.

En el mismo sentido, se sintetizó<sup>55</sup> que el sistema para tomar las decisiones de expansión de la red de transporte fue ineficaz a la hora de llevar a cabo inversiones socialmente deseables. *"La red de transmisión es actualmente un cuello de botella que no permite que los beneficios obtenidos por la competencia del mercado de generación alcancen totalmente a los consumidores finales. Esto es así debido a que energía barata proveniente de áreas lejanas no resulta despachada por restricciones de capacidad de transporte. Un ejemplo de esta situación se observa en el caso del corredor Comahue-Buenos Aires"*.

En esta etapa surgieron evidencias donde las instalaciones de transporte, en particular en las redes de distribución troncal, tuvieron exigencias crecientes que llevaron tanto a funcionar con niveles de tensión fuera de las bandas permitidas, como a obligar al despacho de generación forzada local de

---

<sup>49</sup> Informe anual del ENRE (1999)

<sup>55</sup>Romero Carlos Adrián: Regulación e Inversiones en el Sector Eléctrico Argentino – CEPAL/CEER (1998)



## Auditoría General de la Nación

bajo rendimiento, a fin de compensar faltantes tanto de potencia activa como de reactiva.

En el Informe de Prospectiva 1999, la Secretaría de Energía relevó la situación descrita por el ENRE, en su informe sobre el Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal, elaborado por el Ente en diciembre de 1998, donde señalaba que: *“en varias regiones, en las estaciones transformadoras de 132 kV, debe operarse con tensiones fuera del rango convenido en los contratos de concesión. Este hecho se debe en general al no cumplimiento del nivel del factor de potencia comprometido por los usuarios conectados al sistema de distribución troncal. El control de tensión y la no adecuada provisión de potencia reactiva genera serios problemas que atentan contra la eficiente operación de los sistemas involucrados.”*

El informe indicó que las empresas transportistas no eran las responsables de las inversiones necesarias para mejorar la confiabilidad del suministro o la adecuación de las instalaciones para satisfacer el incremento de la demanda. Sin embargo, las empresas distribuidoras troncales proponían la realización de las obras que entendían necesarias para un adecuado funcionamiento de su sistema, aunque no se advertían iniciativas que pudieran atender las obras referenciadas.

Asimismo, la SE indicaba que más allá del punto de vista de las transportistas, *“los usuarios utilizando tendencias, quizás, diferentes de evolución de las variables, y aplicando métodos de costo-beneficio, pueden arribar a conclusiones no coincidentes con lo previsto por los responsables de la distribución troncal. De allí la importancia de la actividad en los comités regionales y los acuerdos que a nivel zonal puedan lograrse”*.

Además de los comités regionales debían concertarse los intereses en juego con el Ente Regulador Provincial, el ENRE, el Consejo Federal de la Energía y la Secretaría de Energía.

Los diagnósticos del ENRE y la SE evidenciaron que el cálculo individual de los usuarios potenciales del sistema, no aseguraba la concreción de las obras consideradas necesarias. En este sentido se evaluaba que podían darse situaciones donde por *“razones de conveniencia social podrían aconsejar la*



*Auditoría General de la Nación  
realización de ciertas obras, no consideradas económicamente convenientes por los usuarios del sistema”.*

Dado este riesgo regulatorio, se dictaron normas (Resolución SE 208/98) para regular el Régimen Especial de Ampliaciones de los Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica con Recursos provenientes del Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior (FEDEI). En esta modalidad las provincias podían solicitar los fondos del FEDEI para la realización de obras en los términos de “contrato de partes” según lo pautado en Los Procedimientos de CAMMESA<sup>56</sup>.

En el año 2000, ante las deficiencias de ampliaciones en el sistema de transporte<sup>57</sup>, la SE lanzó un conjunto de normas y procedimientos para expandir el sistema de transporte eléctrico en Alta Tensión para el abastecimiento de la demanda o la interconexión de regiones eléctricas para mejora de calidad y/o seguridad del sistema.

Este conjunto de normas y procedimientos fue denominado luego Plan Federal de Transporte Eléctrico. La norma inaugural fue la Resolución SE 657/99 que modificó el valor del recargo sobre las tarifas que pagan los compradores en el MEM, creado por el artículo 30 de la Ley 15.336, destinado al Fondo Nacional de Energía Eléctrica (FNEE) y dispuso la constitución de un Fondo Fiduciario para el transporte eléctrico federal (FFTEF), según Resolución SE 174/00.

Las obras a financiar incluían el cierre en anillo Comahue Cuyo, NOA y NEA, la interconexión con la Patagonia y la “línea minera” desde Cuyo a NOA<sup>58</sup>

Frente a problemas de demora en las obras necesarias para el sistema, se justificó el Plan Federal I incorporando mejoras en el campo regulatorio y una

---

<sup>56</sup> “Se entiende que una apropiada aplicación a la expansión del transporte zonal de parte de los recursos que las provincias reciben como fondos del FEDEI, solucionaría falencias en los sistemas que los actores privados aducen no estar en condiciones de encarar. Los estudios que conducen a la actitud a tomar por los diferentes actores relacionados con las obras analizadas, deberían ser expuestos en las reuniones de los comités regionales, a fin de hallar formas de participación que permitan arribar a la solución buscada.” (Prospectiva 247:1999).

<sup>57</sup> Entre las razones de la falta de desarrollo de las ampliaciones, pueden señalarse las de economías de escala, dado que las expansiones resultaban solamente convenientes a grupos importantes de unidades, a la metodología de identificación de beneficiarios, a que la demanda no fuera beneficiaria, las dificultades metodológicas para traducir en tarifas los costos de las ampliaciones, tanto para los usuarios finales, como con los diferentes mecanismos de regulación con las distribuidoras.

<sup>58</sup> El listado de líneas de transporte de energía eléctrica que integraban el PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE en quinientos kilovoltios (500 kv): a) Interconexión Comahue Cuyo; b) Interconexión Noroeste Noreste; c) Interconexión Cuyo Noa (minera); d) Interconexión MEM-MEMSP (Patagónica); e) Interconexión Región Atlántica Provincia de Buenos Aires.





### Auditoría General de la Nación

mayor intervención del estado para crear condiciones para el desarrollo de las obras<sup>59</sup>.

En materia regulatoria se trató de mejorar la metodología de identificación de los beneficiarios, de permitir la participación de la demanda en los cargos resultantes y de facilitar el financiamiento de obras de interés general a partir del FFTEF, entre otros aspectos. Asimismo, se priorizaron obras donde por razones de escala era previsible que no estarían a cargo de privados y que significaran mejoras de calidad y seguridad para todo el sistema.

Como se verá en puntos siguientes, el Plan Federal recién fue impulsado en la post convertibilidad, a través del Congreso, y con una intervención más decidida del Estado en asegurar la expansión del sistema.

El intento de profundizar medidas desregulatorias (Decreto 804/01) tendientes a favorecer la iniciativa privada a propio riesgo, pese a los incentivos de financiamiento otorgados en el Plan Federal, evidenciaban la reiteración de los problemas existentes y no su solución sustentable para el sistema. El escaso lapso de vigencia del decreto ilustra la falta de consenso existente a partir de dichas estrategias.

#### **3.3.2.2. Crisis económica y período de intervención estatal (2001/2015)**

El colapso de la convertibilidad y la pesificación consecuente, dio lugar a la sanción de la Ley 25.561 de Emergencia Económica que, entre sus múltiples aspectos, definió como objetivo la renegociación de los contratos con las licenciatarias y concesionarias de servicios públicos.

Como consecuencia del proceso, se pesificaron las tarifas, se prohibieron mecanismos indexatorios y el Estado intervino desacoplando los precios internos de los internacionales, se renegociaron los contratos de concesión con las transportistas que derivaron en Actas y Acuerdos Instrumentales de implementación. Este proceso estuvo centrado en las inversiones renovación, operación y mantenimiento de las empresas.

---

<sup>59</sup> Husson G: "Puesta en marcha del Plan Federal en 500 kV como alternativa para el desarrollo del sector" Ponencia en Jornada del Transporte de la Energía Eléctrica "El desafío de su expansión" 27-09-2000 Universidad Argentina de la Empresa (UADE) Buenos Aires. Argentina



### Auditoría General de la Nación

Las Actas incorporaron una nueva modalidad a las ya vigentes, para las ampliaciones al Sistema de Transporte, denominada “Contrato exclusivo de construcción de ampliaciones (CECA)”, basado en la determinación del “Constructor de la Ampliación”, quien debe tramitar un contrato de Construcción de la Ampliación o una licencia de Constructor de la Ampliación con el Concesionario.

Las construcciones de las ampliaciones bajo esta modalidad, pasaron a ser aquellas encuadradas dentro del Servicio Público de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión, y/o las que corresponda que el Concesionario supervise, opere y mantenga, con exclusión de las ampliaciones de estaciones transformadoras existentes operadas y mantenidas por este o por transportistas independientes.

En este último caso la operación y mantenimiento, puede quedar a cargo del Concesionario o del Transportista Independiente, con los derechos y obligaciones establecidos en el contrato de concesión para el primer caso y según los que oportunamente determine el ENRE para cada Transportista Independiente.

Acorde al Reglamento de Acceso a la Capacidad existente y Ampliación del sistema de Transporte de Energía Eléctrica, se debe realizar un concurso público. El Concesionario debe emitir una licencia técnica con las pautas y los criterios técnicos para la construcción de la ampliación a quien resulte ganador de la licitación. El Constructor de la Ampliación, deberá pagar al Concesionario, durante el período de construcción, un cargo por supervisión conforme lo determinado en “Los Procedimientos para la Programación de la Operación el Despacho y el Cálculo de Precios”.

Una vez finalizada la construcción de la ampliación y que sea aprobada por el Concesionario para la habilitación comercial de la ampliación, las instalaciones comprendidas serán transferidas al Concesionario o al Transportista Independiente, según corresponda, para que éste las opere y mantenga conforme los derechos y obligaciones establecidos en los contratos.

La remuneración sobre las instalaciones que incorpore el Concesionario, producto de las modificaciones al Régimen de Ampliación de la Capacidad Existente y Ampliaciones del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica, serán



#### Auditoría General de la Nación

reducidas en un 40% respecto de las remuneraciones vigentes durante el período comprendido entre su incorporación a la explotación comercial y la siguiente revisión tarifaria.

El ENRE al evaluar la RTI quinquenal, para la determinación de la remuneración, considerará el efecto de economía de escala que las ampliaciones genera en los costos totales del Concesionario.

#### **3.3.2.2.1. Implementación del Plan Federal de Transporte Eléctrico**

Dadas las necesidades de atender inversiones en el sector transporte de energía, se implementó en 2003, el denominado "Plan Federal de Transporte Eléctrico" aprobado por Ley 25.822<sup>60</sup> que ratificó las Resoluciones SE N° 174/2000; 175/2000; 178/ 2000; y 182/2000.

A través del Decreto de promulgación 1196/03<sup>61</sup> el PEN observó los artículos 2°, 3° y 4° del proyecto referidos la utilización de los fondos "SALEX".

Las objeciones para vetar estos artículos se justificaron en las necesidades derivadas de la Ley de Emergencia Económica<sup>62</sup>, donde la salida de la convertibilidad requirió una adecuación con las normas a aplicar en el MEM adaptando Los Procedimientos.

Se objetó: i) La falta de flexibilidad de la norma respecto a la utilización de los fondos de la cuenta "Excedentes por Restricciones a la Capacidad de Transporte", establecida en los artículos 2°, 3° y 4° del Proyecto de Ley, cuyas consecuencias previsibles eran la posible disminución de la capacidad de reacción frente a situaciones que la emergencia imponía; ii) que la norma generaba una indisponibilidad de fondos que no facilitaba la ejecución de obras que impulsaba el Plan Federal.

*La Ley 25.822 establecía que los recursos correspondientes al Fondo Nacional de la Energía Eléctrica percibidos y a percibir a través de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico, con destino al Plan Federal de Transporte Eléctrico, y aquellos que la ley 24.065 coloca bajo la administración del CFEE serán depositados, inmediatamente de percibidos, conforme a las*

---

<sup>60</sup> BO: 10/12/03

<sup>61</sup> BO: 10/12/03

<sup>62</sup> Ley 25.561 y sus renovaciones sucesivas hasta 2016



#### Auditoría General de la Nación

*instrucciones que el Consejo Federal de la Energía Eléctrica emita, en las cuentas correspondientes del Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal (FFTEF) y a la orden del Comité Administrador del Fondo Fiduciario (CAF) y en las cuentas recaudadoras que dispondrá el CFEE, respectivamente, no pudiendo aplicarse a los mismos descuentos o detracciones de ninguna naturaleza (Artículo 5º).*

Asimismo, se instruyó “a la Secretaría de Energía de la Nación para realizar todas las adecuaciones necesarias al régimen regulatorio a fin de lograr la puesta en marcha de las obras que componen el Plan Federal del Transporte Eléctrico. En particular, dispondrá de un plazo de ciento ochenta (180) días para dictar los instrumentos que resulten pertinentes para adecuar la actual "convocatoria abierta" o efectuar una nueva convocatoria abierta, con el objeto de constituir el Comité de Ejecución de las líneas Comahue-Cuyo y del primer tramo Mendoza-San Juan de la Línea Minera, posibilitando la incorporación en las convocatorias de las provincias interesadas en las obras” Artículo 6º).

En la creación del Plan Federal de Transporte Eléctrico por Ley N° 25.822, se eliminaron todos los impuestos sobre el FNEE y el Comité de Administración del Fondo (CAF) fue encargado de administrar el FFTEF, asignado como receptor de los fondos y de implementar las licitaciones de las expansiones de transmisión.

#### **3.3.2.2.2. Constitución de la Comisión de Obras**

En el marco inicial del Plan Federal se constituyó la Comisión Obras Resolución SE 1/03, creada por Resolución SE 86/03<sup>63</sup>, presidida por el Subsecretario de Energía Eléctrica, la cual debía integrarse por profesionales especializados en la materia de la SE, del ENRE y de CAMMESA (Artículo 3º).

Esta Comisión se definió como un órgano asesor y ejecutor en el ámbito de la Secretaría de Energía y presidido por la Subsecretaría de Energía Eléctrica<sup>64</sup> sus funciones incluían los siguientes temas:

---

<sup>63</sup> BO: 06/02/03

<sup>64</sup> La Comisión estaba facultada para efectuar gestiones de adquisición de materiales y equipos mayores, así como aportar servicios de estudios, ingeniería, construcción y montaje a ser suscriptos por CAMMESA, por cuenta y orden del ESTADO NACIONAL, y las tareas de inspección y certificación de los contratos.



Auditoría General de la Nación

a) Evaluación sobre “la pertinencia los anteproyectos de ingeniería, la factibilidad técnica y económica, y la prioridad de las Ampliaciones sometidas a su consideración en los términos de la citada Resolución SE 1/03, previo análisis del informe a remitir por parte del ENRE.

b) Determinación de los costos asociados a ingeniería, montaje, equipos y provisiones de las Ampliaciones, a los fines de la previsión presupuestaria...”

c) Procedimientos de contratación más adecuados para la concreción de las Ampliaciones indicadas en el apartado a) de este artículo a efectos de preservar las responsabilidades de los actores del MEM, realizar el seguimiento de los mismos para garantizar la debida publicidad y transparencia del proceso y obtener el máximo provecho de los recursos disponibles.

d) Ejecutar todas las tareas e instrumentos requeridos para efectuar las adquisiciones de Equipos Mayores y Servicios de Estudios, Ingeniería, Construcción y Montaje a ser realizadas por CAMMESA, por cuenta y orden del Estado Nacional” (...), incluido “el llamado a licitaciones públicas y/o concursos de precios, la confección de documentos licitatorios, órdenes de compra y/o documentos contractuales, y toda otra gestión requerida para lograr el perfeccionamiento de la adquisición correspondiente, atendiendo la debida preservación de las responsabilidades y obligaciones de los concesionarios de transporte o distribución de energía eléctrica en donde se implanten las obras.”

Una vez cumplimentados todos los requisitos pertinentes, la Comisión debía remitir los instrumentos necesarios a CAMMESA para formalizar su suscripción (Inciso incorporado por el artículo 5º de la Resolución SE 1192/05<sup>65</sup>).

La Resolución SE 1/03<sup>66</sup>, estableció los criterios y procedimientos para identificar y habilitar la realización de inversiones en el sector, para promover ampliaciones en los Sistemas de Transporte. Inicialmente se definieron dos tipologías de obras: de Adecuación y de Seguridad de Abastecimiento.

Posteriormente a partir del dictado de la Resolución SE 821/06<sup>67</sup> se incorporaron las Obras de Adecuación de Requerimiento de Demanda, tal como se expone en el cuadro siguiente.

---

<sup>65</sup> BO: 12/10/05

<sup>66</sup> BO: 08/01/03

<sup>67</sup> BO: 14/06/06



## Auditoría General de la Nación

Esta nueva modalidad supuso un cambio en la metodología vigente para las ampliaciones del Sistema de Transporte en Alta Tensión tendiente a la adecuación de demanda o suficiencia, al distribuir de manera substancial (70%) los costos de realización de las mismas al conjunto de la demanda del SADI, mientras el 30% restante quedaba a ser distribuido entre los beneficiarios identificados mediante la metodología habitual.

### Cuadro 5: Tipos de obra y objetivos

Tipo de Obras	Objetivos a cumplimentar
<b>Obras de Adecuación:</b>	<p>Su objeto fue <b>adecuar las instalaciones a los criterios y normas del “Reglamento de Diseño y Calidad” de los Sistemas de Transporte.</b></p> <ul style="list-style-type: none"><li>a) <b>Mejorar la calidad del producto entregado a los usuarios</b>, operando con niveles de tensión uniformes y dentro de una banda más estrecha haciendo más estable las condiciones de alta transmisión.</li><li>b) <b>Disminuir las posibilidades de fallas que pueden afectar a los usuarios</b> con cortes parciales de suministro eléctrico en todo el SADI, operando con mayor seguridad algunas estaciones transformadoras de la red de Alta Tensión.</li><li>c) <b>Disminuir las maniobras de desconexión y conexión de líneas</b> que se deben realizar diariamente en las horas de madrugada cuando el sistema de transmisión transfiere bajos niveles de energía eléctrica.</li><li>d) <b>Mejorar las condiciones de transmisión</b> y disminuir los niveles de Desconexión de Generación (DAG) ante contingencias, y como consecuencia también se reducirán los niveles de corte de demanda, otorgando mayor calidad de suministro.</li><li>e) <b>Evitar el apagón total de algunas zonas</b> ante fallas en equipos pertenecientes a estas redes.</li></ul>
<b>Obras de Seguridad de Abastecimiento:</b>	<p>Estas obras tendían a minimizar las posibilidades de desabastecimiento prolongado en zonas específicas, permitiendo evitar, ante fallas eléctricas importantes, largos períodos (de varios días) de falta de servicio a áreas del país que no cuentan con reemplazo o vías alternativas de abastecimiento ante falla simple del equipamiento, tomando como criterio 30% de energía no suministrada (ENS) durante un plazo de 10 días.</p>
<b>Obras por Requerimiento de Demanda</b>	<p>Estas obras apuntaron a dotar las instalaciones necesarias y suficientes para atender el crecimiento vegetativo de la demanda. El criterio de elegibilidad para estas obras se definió en base a las proyecciones de demanda y los índices de disponibilidad de generación previstos al momento requerido de entrada en servicio de la obra, de forma tal de verificar que la porción de energía no suministrada durante las cincuenta (50)</p>



horas de mayor demanda en escenarios de invierno y verano, sin la incorporación de la obra candidata, supere el cinco por ciento (5%) de la energía total abastecida en ese punto de alimentación.

### **3.3.2.2.3. Reconfiguración del rol del Estado**

A partir del año 2003, se evidenció la necesidad de encarar un plan de obras, para concretar las inversiones necesarias tendientes a asegurar el abastecimiento y eliminar restricciones en los Sistemas Regionales de Transporte Eléctrico. Este fue el sentido de la implementación de los Planes Federales de inversión en la red de transporte eléctrico, para lo cual se crearon y/o redefinieron fondos específicos para financiar tales obras.

Ante la necesidad de resolver los cuellos de botella existentes en la red de transporte, el estado centralizó decisiones para implementar las obras previstas en el Plan Federal de Transporte Eléctrico.

Las obras identificadas, tuvieron su fundamentación en estudios detallados para evaluar su viabilidad, atributos y justificación técnica. Asimismo, se seleccionaron las obras regionales prioritarias tendientes a resolver los problemas de abastecimiento y de restricciones de transporte. Las obras resultantes fueron a su vez clasificadas según un orden de prioridades acorde al nivel de severidad de las consecuencias que acarrearía su postergación.

Como se dijo, en el diseño institucional de gestión del Plan Federal se conformó la Comisión de Obras, integrada por la Secretaría de Energía, el ENRE y CAMMESA. Por su parte, en materia de financiamiento del Plan, el CAF pasó a administrar el FFTEF, como receptor de los fondos y a cargo de implementar las licitaciones de las expansiones de transmisión. Esta instancia concentraba las decisiones en la SE y daba participación a dos vocales en representación del CFEE.

Los principales actores estatales con intervención en el sistema eléctrico articularon planes conjuntos en escala multinivel, en tanto se coordinaron regiones y demandas de provincias para asegurar una intervención determinante en la expansión del sistema.



### **3.3.2.2.4. Transición de un sistema radial a un sistema mallado**

En 2004 el Estado Nacional, a través de la SE (con el asesoramiento del CFEE), decidió promover la construcción de una serie de líneas de transmisión de 500 kV destinadas a mejorar la calidad y/o seguridad y/o reducir costos de despacho, instrumentando nuevos mecanismos de financiación y viabilidad de las obras, conformando el Plan Federal de Transporte en 500 kV (PFI). Para ello se instrumentó el FFTEF, cuya administración corresponde al CAF.

El mecanismo impulsor de estas ampliaciones comprendió la convocatoria abierta a la participación de interesados del sector privado y público, con una asignación particularizada de aportes del FFTEF y otros recursos del sector público nacional o provincial según los casos. Asimismo, se utilizó la figura de la asignación de los derechos de congestión de las líneas por construirse, a favor de los participantes de la ampliación.

Complementariamente, era necesario resolver algunas asimetrías existentes en el desarrollo de las redes regionales de transporte que daban lugar a restricciones físicas que impedían dar plena garantía de abastecimiento a los consumidores, razón por la cual el CFEE se abocó al análisis y la definición de un Plan de Obras prioritarias para el resto del sistema de transporte para el período 2004-2008, que permitiera resolver estos problemas de abastecimiento y contribuyera a eliminar las restricciones en el corto y mediano plazo.

Cabe destacar además que la configuración de la red hasta el 2002 era radial, es decir, las líneas se iniciaban en las regiones generadoras (Comahue, NEA, Cuyo y NOA), y confluían hacia el centro de carga del sistema ubicado en GBA, núcleo de la mayor concentración de demanda. Los proyectos de “cierre de anillo” que permitirían la configuración mallada del sistema para dar solución a los problemas estructurales de la red de transporte en alta tensión, y permitirían un desarrollo armónico del mercado, asegurando el abastecimiento de energía a las diferentes regiones eléctricas, habían sido concebidos muchos años antes, pero con la metodología de expansión implementada no habían sido viables.

Desde la vigencia del esquema regulatorio hasta la crisis de la convertibilidad, se realizaron dos expansiones mayores en líneas de 500 kV, una en la Interconexión Comahue-GBA y la otra en la Interconexión Yacyretá.





### Auditoría General de la Nación

Bajo esta nueva organización, se desarrollaron los siguientes sistemas de transmisión<sup>68</sup>: 1) Interconexión Yacyretá, 2) Interconexión patagónica, 3) Interconexión Cuyo, 4) Interconexión Comahue-Cuyo y 5) Interconexión NOA-NEA.

La interconexión patagónica, permitió la integración del sistema patagónico al SADI, región que actualmente es el centro de la incorporación de proyectos de generación eólica, junto con la zona sur de la provincia de Buenos Aires.

La planificación de la interconexión NOA-NEA, complementó el tendido de 500 kV con obras necesarias de subtransmisión, principalmente en líneas de 132kV. La combinación de ambas, mejoró el abastecimiento de la región norte del país, y al igual que en la región patagónica, facilitó el desarrollo renovable, en este caso de proyectos solares fotovoltaicos, principalmente en el noroeste argentino.

Las obras realizadas, ya sea a través de nuevas LEAT o nuevas estaciones transformadoras, permitieron que las provincias mejorasen su conexión al SADI, al integrarse a través de LEAT de 500kV, situación que previamente sucedía a través de líneas de menor tensión<sup>69</sup>, como puede apreciarse en el siguiente gráfico en dónde se expone geográficamente la expansión del STAT (líneas azules).

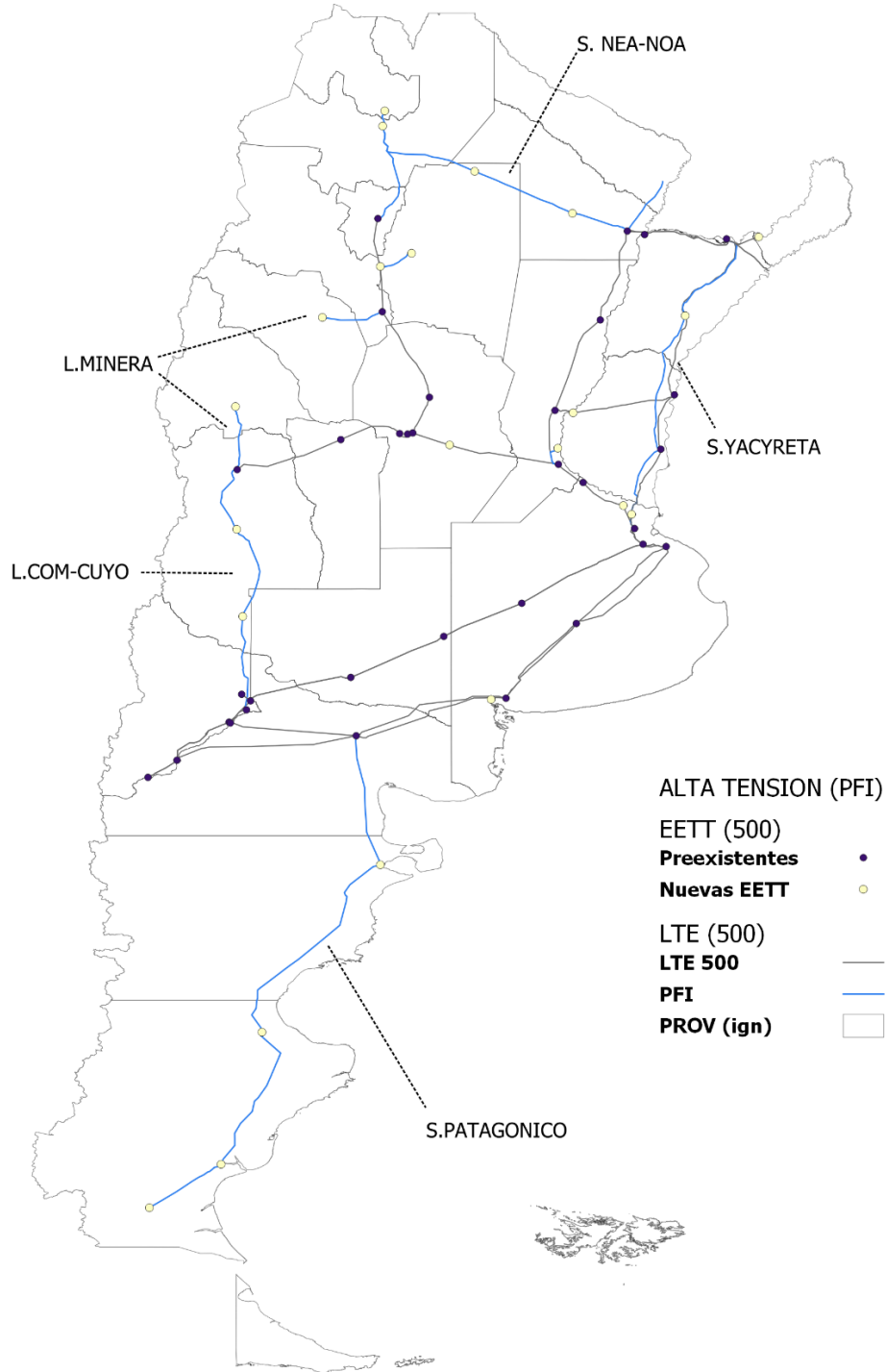
---

<sup>68</sup> Ver Anexo de Obras del Plan Federal I.

<sup>69</sup> SE (2019) Estudio de Expansión del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica. Sección II.



Auditoría General de la Nación  
**Gráfico 15:** Obras ejecutadas del Plan Federal de Transporte Eléctrico en 500kV (PFI)



Fuente: Elaboración propia en base a datosabiertos.gob.ar, CFEE, CAMMESA y Guías de Referencia

La ejecución de los planes de expansión<sup>70</sup>, posibilitaron y mejoraron la vinculación de las distintas regiones del país al sistema interconectado, al

<sup>70</sup> Sistema de Interconexión Patagónico 500 kV



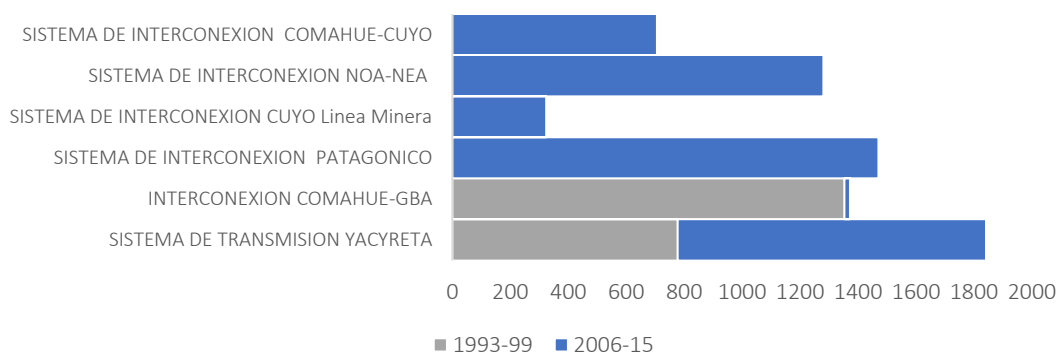
### Auditoría General de la Nación

complementar las conexiones preexistentes en niveles de tensión mayores. Adicionalmente, seccionó tramos preexistentes con nuevas estaciones transformadoras, mejorando la seguridad del abastecimiento en las LEAT y aumentando las conexiones con los sistemas de subtransmisión.

A su vez, reforzó la capacidad de transformación en los distintos nodos del STAT mediante la ampliación de estaciones transformadoras preexistentes en nodos cuyo requerimiento aumentó con el crecimiento de la demanda de energía.

La expansión del STAT entre 2006 y 2015, fue cercana a los 4.800 kilómetros de línea en 500kV, distribuida principalmente entre las cinco interconexiones mencionadas.

**Gráfico 16:** Expansión del STAT (longitud en km. de línea 500kV)



Fuente: Elaboración propia en base a CFEE y Guías de Referencia

### 3.3.2.3. Emergencia energética y reestructuración del sector

La emergencia energética, declarada por Decreto 134/15 durante la vigencia de la Ley 25.561, señaló los problemas que afectaban a la distribución eléctrica, que abarcaba en su descripción a todo el sistema de energía, y detalló los déficits existentes en materia de generación y también del transporte. Se estableció un período de transición con aumentos tarifarios a los segmentos eléctricos regulados, previos al proceso RTI.

En el caso del Transporte Eléctrico, el ENRE llevó a cabo los procesos de Renegociación Tarifaria con las concesionarias entre 2016 y 2017 con duración quinquenal. Estableció los ingresos tarifarios para la prestación del servicio de transporte. Sobre este proceso y la definición de las inversiones de



## Auditoría General de la Nación

las concesionarias, se invita a revisar el informe de auditoría<sup>71</sup> realizado por la AGN

A fines de 2017, se modificó el esquema de remuneración al Sistema de Transporte en Extra Alta Tensión y al sistema de transporte por distribución troncal. Se estableció, mediante resolución SEE 1085/2017, la asignación de costos mediante un “estampillado” por el cual los costos del servicio se dividen entre los usuarios en forma proporcional a su demanda o aporte de energía.

El objetivo de la norma fue que los costos asociados al transporte en extra alta tensión de 500 kV pasaran a distribuirse de manera uniforme entre la sumatoria de las demandas de energía del MEM, traduciéndose en una tarifa uniforme. Los costos asociados al transporte por distribución troncal pasaron a distribuirse uniformemente entre la sumatoria de las demandas de energía y los aportes de generación relacionados con cada región.

Surge del BGE 2016/2019 que *“Las metodologías para la asignación de los costos del Servicio de Transporte a sus usuarios (en ese caso, referido a los costos de operación y mantenimiento), previstas en los Anexos 18 y 19 de Los Procedimientos correspondientes, respectivamente, a los Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión y por Distribución Troncal, fueron originalmente establecidas considerando que las líneas y otras instalaciones estaban destinadas, mayoritariamente y en dicha instancia, a alimentar cargas o conectar generación en disposición radial, es decir, operando como único vínculo con el resto del SADI. Ante un sistema de transporte de electricidad con una importante cantidad de enlaces radiales, resultaba posible y conveniente identificar a los usuarios que se beneficiaban con el uso de las instalaciones existentes y sus expansiones, en cuyo contexto, dichas metodologías propiciaban asignar, a cada potencial beneficiario, los costos correspondientes en forma específica. De acuerdo al procedimiento de asignación de costos del transporte eléctrico, usualmente denominado de “estampillado”, los costos del servicio (operación y mantenimiento) se dividen entre los usuarios, en orden a su respectiva demanda o aporte de energía, a nivel del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión o de los*

---

<sup>71</sup> Resolución AGN 114/23



*Auditoría General de la Nación*  
*Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal, según sea el caso*<sup>72</sup>.

Esta medida buscaba incentivar las inversiones en transporte para integrar sistemas eléctricos aislados con el SADI, haciendo que no sean ellos solos los que deben soportar los costos de la inversión, sino que la misma se reparta conjunta y uniformemente entre todos los usuarios del sistema de transporte<sup>73</sup>.

La expansión del sistema mallado permitió que los costos de las ampliaciones fueran distribuidos entre los usuarios del sistema, reduciendo los riesgos inherentes de la modalidad de las áreas de influencia y de los bloqueos que eventualmente podían presentarse cuando quienes participaban en las ampliaciones resolvieran ejercer su capacidad de veto respecto a la conveniencia o no de una expansión.

También se definió la metodología de distribución del costo de expansión de las instalaciones afectadas al Servicio Público de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión y al Servicio Público de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal, en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI), mediante la cual tales costos de expansión se dividen entre los usuarios, en orden a su respectiva demanda o aporte de energía, a nivel del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión o de los Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal, según sea el caso. De esta manera, el canon correspondiente a la realización de la obra se traslada a la demanda, durante su período de amortización, permitiendo recuperar los costos del financiamiento de las inversiones requeridas para la expansión del sistema eléctrico<sup>74</sup> (BGE, p. 143).

Se planteó como objetivo avanzar gradual y progresivamente en la regularización del sistema de precios, cobros y pagos en el MEM, para lo cual actualizó una adecuación del cargo destinado al Fondo Nacional de la Energía Eléctrica (FNEE), sobre la base del valor resultante de la aplicación del CAT, calculado según lo dispuesto en la Ley 25.957, reducido en función de la decisión

---

<sup>72</sup> Balance de Gestión en Energía 2016-2019 p.31

<sup>73</sup> Balance de Gestión en Energía 2016-2019" p. 31/32

<sup>74</sup> Balance de Gestión en Energía 2016-2019" p. 143



#### Auditoría General de la Nación

prudencial de la Autoridad Regulatoria de graduar su incidencia sobre la facturación final de la energía eléctrica. El nuevo valor del gravamen (80 ARS/MWh) (Res. 366/2018) destinado al FNEE, se inició en febrero de 2019. Esta adecuación tendió a incrementar gradualmente el financiamiento del fondo y de las obras de infraestructura eléctrica a las que se destinaban sus recursos.

#### **3.3.2.3.1. Avances de los Planes Federales I y II**

Las obras encuadradas inicialmente dentro de los programas denominados Plan Federal de Transporte I y II, incorporadas entre el período 2010-2011 e iniciadas entre los años 2013 hasta 2015 sin finalizar, se encontraban según el BGE, en proceso de paralización y ante una eventual suspensión.

El aporte de fondos canalizado desde el Tesoro Nacional permitió dar continuidad a obras relevantes en estaciones transformadoras para mejorar la seguridad del abastecimiento.

Para 2019, a través de modificaciones señaladas en la gestión de la administración del FFTEF, el incremento de recursos destinados al FNEE, los aportes de organismos multilaterales de crédito y fondos provinciales específicos, se destinaron fondos necesarios para la concreción de las siguientes obras, prioritariamente<sup>75</sup>:

- LAT 132 kV Henderson – Pehuajó – Villegas (144 km; 30 MVA).
- LAT 500 kV Rincón-Santa María (271 km).
- LAT 500 kV Vivoratá-Bahía Blanca (442 km).
- ET Vivoratá 500/132 kV (900 MVA, 185 km/132 kV).
- ET La Rioja Sur 500/132 kV (300MVA; 1 km/500 kV; 2 km/132 kV).

A partir de la información suministrada por el CFEE, se expone el detalle de las obras con ejecución durante el período, distinguiendo entre las finalizadas, en ejecución con grado de avance y las paralizadas<sup>76</sup>.

---

<sup>75</sup> BGE 2016-2019: Estación Transformadora 25 de mayo, la Estación Transformadora Neuquén Norte, las ampliaciones de las Estaciones Transformadoras Rodríguez, Chaco, Rosario Oeste y Macachín, banco de transformadores en la Estación Transformadora Ezeiza, entre otras.

<sup>76</sup>CFEE - estado de las obras a diciembre de 2021.



Auditoría General de la Nación  
Cuadro 7: Obras pertenecientes al Plan Federal I.

PROGRAMA	OBRAS	FINANC	PERIODO		AVANCE
PF I OBRAS 500kV	INTERCONEXIÓN SAN JUAN-RODEO LEAT 500 kV - 2º Tramo Línea Minera	PROV, PRIV y FNEE	2018		EJECUCION ( 91,22%)
	INTERCONEXIÓN RINCÓN SANTA MARÍA-RESISTENCIA LÍNEA II	CAF y ATN	2014		EJECUCIÓN (92,66%)
	INTERCONEXIÓN BAHÍA BLANCA - MAR DEL PLATA, VINCULACIÓN 132 KV A V. GESELL Y OBRAS COMP. -TRAMO NORTE	ATN y FNEE	2014		EJECUCIÓN (99,7%)
	INTERCONEXIÓN BAHÍA BLANCA - MAR DEL PLATA, VINCULACIÓN 132 KV A V. GESELL Y OBRAS COMP. -TRAMO SUR	ATN y FNEE	2014		EJECUCIÓN (81,64%)
	AMPLIACIÓN E. T. LA RIOJA SUR Y OBRAS COMPLEMENTARIAS	ATN y FNEE	2015	12/2020	TERMINADO
PFI I	LAT 132 KV SAN JULIÁN – GDOR. GREGORES	ATN y FNEE	2011	-----	PARALIZADA
ACTA ACUERDO Santa Cruz-Nación	INTERCONEXIÓN SANTA CRUZ NORTE – CALETA OLIVIA	FNEE y PROV.	2019	06/2021	TERMINADO
PF I NEA – NOA Programa de Subtransmisión Eléctrica Regional	LAT CANDELARIA – ROCA – MINERAL y ET ROCA, PROV.MISIONES	BID y ATN	2011	11/2016	TERMINADO
	LAT 132kV ET MERCEDES – ET GOYA OESTE	BID y ATN	2011	01/2021	TERMINADO
	LAT 132kV PARA VINCULACIÓN ET PUERTO MINERAL – ET 132kV EL DORADO II – AMPLIACIONES ET	BID y ATN	2012		EJECUCION (85,08%)
	AMPLIACION LAT 132 kV PUERTO MINERAL – A. DEL VALLE; CONST. ET A. DEL VALLE Y ET SAN VICENTE Y OBRAS COMP.	BID y ATN	2013		EJECUCION (70,16%)
	CONSTRUCCIÓN ET 132/33/13,2 kV EL COLORADO	ATN	2013	04/2018	TERMINADO
	ET 132/33/13,2 Kv ORAN	BID y ATN	2014	12/2016	TERMINADO
	PROV.SUMINISTRO TRANSF TRIF ET ORAN 132/33/13,2 Kv	BID y ATN	2015	01/2017	TERMINADO
	NUEVA ET OBERA	BID y ATN	2014	05/2017	TERMINADO

Fuente: elaboración propia en base a datos provistos por el CFEE del PF I

La información suministrada expone la culminación de obras en estaciones transformadoras, el avance de obras en LEAT lanzadas previamente y el inicio de dos interconexiones: San Juan – Rodeo y Santa Cruz Norte – Caleta Olivia. A fines de 2021, estaban pendientes 5 interconexiones iniciadas entre 2012 y 2014 y la LAT San Julián – Gdor. Gregores paralizada.



Auditoría General de la Nación

La mayor parte de las ampliaciones concretadas en el período, están asociadas al STDT. En el siguiente cuadro se detallan las obras del Plan Federal II iniciadas o con algún grado de ejecución.

**Cuadro 8:** Obras pertenecientes al Plan Federal II

PROGRAMA	OBRAS	FINANC	PERIODO		AVANCE	
PLAN FEDERAL II  Abastecimiento eléctrico en las distintas regiones del país	LAT 132 KV HENDERSON - PEHUAJÓ Y NUEVA E.T. PEHUAJÓ 132 KV Y LAT 132 KV PEHUAJÓ - GRAL VILLEGAS Y NUEVA E.T. GRAL. VILLEGAS (BUENOS AIRES; TRAMO I)	BID, CAF, ATN y PROV	2013	12/2016	TERMINADO	
	LAT 132 KV HENDERSON - PEHUAJÓ NUEVA E.T. PEHUAJÓ 132 KV Y LAT 132 KV PEHUAJÓ - GRAL VILLEGAS Y NUEVA E.T. GRAL. VILLEGAS (BUENOS AIRES; TRAMO II)		2013	10/2021	TERMINADO	
	LINEA 132 KV TRES ISLETAS - J.J CASTELLI Y NUEVA E.T. JJ CASTELLI 132 KV (CHACO)		2014	05/2018	TERMINADO	
	E.T. VILLAGUAY, 132/34,5/13,8 kV (ENTRE RIOS)		2012	12/2016	TERMINADO	
	LAT 132 KV ENTRE CENTRAL M. MARARANZANA Y E.T. GRAL. LEVALLE y adecuación E.T. Gral. Levalle 132/66 kV, (CORDOBA)		2013	12/2018	TERMINADO	
	CONSTRUCCIÓN LAT DT 132kV ET LUJAN – ET PARQUE INDUSTRIAL (SAN LUIS)		2014	07/2016	TERMINADO	
	CONSTRUCCIÓN ET 132/33/13,2 kV PICHANAL Y OBRAS COMP.		2015	03/2021	TERMINADO	
	SUMINISTRO DE TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DE POTENCIA PARA LA ET A1 COMODORO RIVADAVIA		2015	12/2017	TERMINADO	
	PROVISION DE REPUESTOS Y SUPERVISIÓN DE MONTAJE TRANSFORMADOR ET ALTO PADILLA		2017	10/2017	TERMINADO	
	SUMINISTRO DE TRANSFORMADOR PARA ET SAN MARTIN LPI 13/14		2017	04/2018	TERMINADO	
	LAT 132kV LOS DIVISADEROS - E.T. VALLE VIEJO Y OBRAS COMP.		ATN y FNEE	2015	12/2020	TERMINADO
	CONSTRUCCIÓN DE AMPLIACION ET ALTO PADILLA – LAT 132 ALTO PADIILLA – EL VOLCAN – CONSTRUCCIÓN ET EL VOLCAN		ATN, FNEE y PROV	2017	-----	PARALIZADA EJECUCION (11%)-

Fuente: elaboración propia en base a datos provistos por el CFEE del PF II

El detalle provisto por el CFEE es consistente con los datos expuestos previamente de CAMMESA. En este período, se expandieron mayormente las líneas de distribución troncal, y se completaron obras que aumentaron la capacidad de transformación en distintos nodos, sin embargo, no lograron concretarse obras en LEAT de 500kV.





### 3.3.2.3.2. Unidad Especial Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica

En 2019 se aprobaron las modificaciones adicionales a la regulación del transporte eléctrico<sup>77</sup> que establecieron, entre otros ejes, la necesidad de la elaboración de un Plan de Expansión del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica de corto, mediano y largo plazo.

Se facultó a la Unidad Especial Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica (UESTEE) a actuar en carácter de Iniciador Institucional y/o Ente Contratante del Sector Público Nacional en el marco de los procesos de ampliaciones del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión y Distribución Troncal del Marco Regulatorio Eléctrico.

La UESTEE pasó a unificar y coordinar distintos estudios, procesos y funciones, tendientes a integrar el trabajo de conjunto de diversos actores institucionales.

El Plan de Desarrollo de Ampliaciones del Sistema de Transporte Eléctrico se constituyó a partir de una instancia conjunta de los equipos técnicos de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico (SRRyME), la Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista (CAMMESA), la Unidad Especial Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica (UESTEE) y el Consejo Federal de Energía Eléctrica (CFEE).

Mediante la Resolución SRRyME 50/2019, se aprobó la metodología para la elaboración del Plan Director “Programa Transportar”. En relación con el financiamiento de los proyectos a incluir en el Plan Director de Transporte de Energía Eléctrica, se incluyó el financiamiento público y privado. Los fondos públicos provenían del financiamiento con diversos fondos y programas de uso específico de origen nacional, provincial o regional: FFTEF, el Fideicomiso Obras de Transporte para el Abastecimiento Eléctrico (FOTAE), y de aportes del Tesoro Nacional, de las provincias, de gestiones ante organismos multilaterales de crédito y de entidades crediticias en general.

Los fondos privados previstos eran el Contrato de Construcción, Operación y Mantenimiento (Contrato COM) del Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación y, los Contratos de Participación Público –

---

<sup>77</sup> Resoluciones SRRYME 7/2019, 22/2019, 41/2019, 45/2019, 50/2019 y SGE 293/2019.



### Auditoría General de la Nación

Privada regulados por la Ley 27.328, que era la nueva modalidad incorporada al financiamiento de obras públicas.

Se modificó el Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte, incorporándose la figura del Órgano Iniciador Institucional de Ampliaciones (OIA), con capacidad para solicitar el inicio de Ampliaciones de los Sistemas de Transporte a realizar por Concurso Público y Contratos de Construcción, Operación y Mantenimiento o Contratos de Participación Público-Privada, requiriéndose para ello que la Ampliación estuviese comprendida en el Plan de Expansión del Sistema de Transporte, elaborado, aprobado y publicado por la Autoridad Regulatoria del MEM.

En el Programa Transportar, se definía para el corto plazo, el llamado a licitación de dos obras de alta prioridad como la Estación Transformadora Comodoro Rivadavia Oeste 500/132 kV (450 MVA; 64 km/132 kV) y la línea de alta tensión 500 kV Río Diamante–Charlone (490 km).

Adicionalmente se dieron a conocer las obras de una primera etapa del plan denominada “Transportar 1” a ser licitadas en los primeros meses de 2020. Entre ellos, se encontraban la Nueva Estación Transformadora Plomer 500/220/132 kV (1.300 MVA) y líneas de alta tensión 146 hacia Ezeiza y Belgrano con apertura en Rodríguez, en la provincia de Buenos Aires, las líneas de alta tensión Vivoratá – Plomer (350 km), Choele Choel – Pto. Madryn (355 km), la línea Rodeo – La Rioja Sur (300 km) y Capacitores en serie en Estación Transformadora Monte Quemado. (BGE, 145/146)

Las etapas siguientes para completar el plan de corto, mediano y largo plazo (Transportar 2, 3 y subsiguientes), incluían obras tales como la Estación Transformadora Escobar 500/220 kV (800 MVA); la línea de alta tensión 500 kV Escobar – Belgrano – Atucha (135 km); la línea de alta tensión 500kV Charlone – O’Higgins – Plomer ( 420 km), la Estación Transformadora O’Higgins 500/132kV (450MVA) con líneas complementarias 132 kV hacia Junín y Chacabuco; la línea de alta tensión 500 kV Plomer – Atucha (100 km).

El Plan planteaba también, la revisión de los proyectos en estudio que correspondan a las regiones eléctricas y corredores de transmisión: áreas CABA-Buenos Aires, NEA-Centro, NOA-Cuyo y Comahue-Patagonia, alguno de los cuales se encontraban en análisis de prefactibilidad, como la estación



### Auditoría General de la Nación

transformadora San Francisco, las líneas de alta tensión Santo Tomé–San Francisco-Malvinas, la estación transformadora Chumbicha, la línea de alta tensión La Rioja Sur– Chumbicha; la línea de alta tensión Choele Choel – Bahía Blanca (3ra. Línea) y el estudio del Corredor Buenos Aires-Comahue-Patagonia. Ninguna de estas obras fue ejecutada en el período considerado.

#### 3.3.2.3.3. Implementación de la iniciativa público privada

El Régimen de PPP fue sancionado por la Ley N° 27.328 en noviembre de 2016. Esta normativa alentaba la inversión privada y brindaba importantes garantías en la contratación pública.

Dicho régimen consiste en una modalidad de contratación que habilita una asociación entre el sector público y privado, con una distribución de riesgos contractuales específicos, alternativo a las modalidades preexistentes de la obra pública, apuntado a brindar un nuevo marco jurídico a las inversiones privadas, principalmente para el desarrollo de infraestructura.

En el informe N° 115 de la JGM ante el Senado de la Nación<sup>78</sup>, se expuso un cronograma de proyectos de inversión proyectados bajo la modalidad PPP. En dicha presentación se listaron un conjunto de obras ordenadas en tres etapas, como se aprecia en el siguiente cuadro<sup>79</sup>:

**Cuadro 9:** Cronograma de Proyectos PPP de Transporte Eléctrico

<b>Líneas de Transmisión Eléctrica</b>			
ETAPA			
I	1	LEAT 500kV vinculación entre ET Río Diamante - ET Charlone y ampliaciones EETT Buenos Aires, Mendoza	4T/2018
II	1	Nueva ET 500/200kV Plomer y vínculo ET Ezeiza y complementarias Buenos Aires	1T/2019
	2	LEAT 500kv vinculación ET Charlone - ET Plomer Buenos Aires	
	3	LEAT 500kv vinculación ET Vivotatá - ET Plomer - Atucha II y ampliaciones EETT Buenos Aires	
III	1	Nueva ET 500/200kV O.Smith y LEAT O.Smith - ET Belgrano Buenos Aires	2T/2019
	2	LEAT 500kV vinculación ET Atucha II - ET Belgrano y ampliaciones EETT Buenos Aires	
	3	LEAT 500kV vinculaciónn ET Rodeo - ET La Rioja y ampliaciones EETT La Rioja y San Juan	

Fuente: elaboración propia en base a datos de OPC y presentaciones JGM ante HCDN

<sup>78</sup> [https://argentina.gob.ar/sites/default/files/informe\\_115\\_.pdf](https://argentina.gob.ar/sites/default/files/informe_115_.pdf)

<sup>79</sup> OPC(2018): Impacto fiscal de los proyectos de participación público privada.



El atractivo de esta modalidad, es que permite gestionar proyectos de inversión de interés público, incorporando el financiamiento y la gestión de los activos por parte de los privados. Los principales riesgos para el contratista pasan a ser el costo financiero asociado, las garantías para asegurar las inversiones y el impacto en los costos de los servicios en los que dicha infraestructura operaría.

La Secretaría de Coordinación de la Política Energética SCPE en 2018 impulsó la Convocatoria al Procedimiento Transparente de Consulta PPP Transmisión Eléctrica - Etapa I, para la realización de la obra “Línea de Extra Alta Tensión en 500 kV E.T. Río Diamante - Nueva E.T. Charlone, Estaciones Transformadoras y obras complementarias en 132 kV”.

En los informes técnicos preliminares<sup>80</sup>, y en el dictamen<sup>81</sup> del proyecto, se observaron múltiples puntos relevantes. La vinculación y el condicionamiento de la política de energías renovables a la concreción de las obras de expansión del sistema de transmisión, el impacto beneficioso de las ampliaciones en el costo de la energía, la reducción de fallas y cortes en un conjunto específico de usuarios eléctricos y por último, el alcance de las obras a gestionar mediante esta nueva modalidad de contratación.

Mediante la resolución SGE 81/2019 se llamó a licitación para la obra contemplada en la primera etapa del cronograma “Línea de Extra Alta Tensión en 500 kV E.T. Río Diamante - Nueva E.T. Charlone, Estaciones Transformadoras y obras complementarias en 132 kV”.

El proyecto PPP fue diseñado con una duración total de quince años; y en lo atinente a su ejecución, se dividió en dos etapas: i) construcción de la obra y ii) prestación de la operación y mantenimiento. Esta última etapa se inicia con la habilitación comercial de la obra hasta el plazo mencionado, en el que el contratista prestaría los servicios de operación y mantenimiento. El proyecto fue planeado para realizar las siguientes ampliaciones:

---

<sup>80</sup> IF-2018-14311747-APN-SCPE#MEM

<sup>81</sup> Proyecto PPP Líneas de Transmisión ETAPA I- Dictamen previsto en el Artículo 13 de la Ley 27.328.



Auditoría General de la Nación

- a) Construcción de 487 km. de LEAT 500kV entre ET Río Diamante existente (Mendoza) y nueva ET Charlone (Provincia de Buenos Aires).
- b) Ampliación ET existente Río Diamante 500/220 kV.
- c) Construcción ET Cnel. Charlone 500/132 kV.
- d) Construcción de 442 km. en 132 kV de 5 LAT que vincularán la nueva estación transformadora Cnel. Charlone 500/132 kV con los sistemas de subtransmisión provinciales, a saber:
  - LAT simple terna, a la localidad de Gral. Villegas (Buenos Aires).
  - LAT doble terna, a la localidad de Rufino (Santa Fe).
  - LAT simple terna, a la localidad de Realicó (La Pampa).
  - LAT simple terna, a la localidad de Gral. Pico (La Pampa).
  - LAT 132 kV simple terna, a la localidad de Laboulaye (Córdoba).

Durante el transcurso de 2019, la licitación se postergó en tanto las condiciones macroeconómicas de alta volatilidad cambiaria demoraron el proceso de adjudicación. Ya en marzo de 2020, con condiciones crediticias deterioradas, y en el marco de un proceso de renegociación de deuda soberana, el riesgo financiero, tornó inviable la modalidad debido al impacto de los costos de financiamiento implícitos en la obra y en los servicios de operación y mantenimiento resultantes.



### 3.3.3. Análisis de las inversiones en la ampliación del sistema

El estudio de la dinámica de las inversiones realizadas en la ampliación del sistema se valió del relevamiento de la estadística publicada por el ENRE hasta 2020.

Los indicadores del monto de las inversiones fueron discontinuados, principalmente, por no contar con información fidedigna del monto de los gastos ni con información de referencia del valor de las obras. Esto revela la falta de información de ciertos segmentos eléctricos no regulados, en los que el control y el seguimiento estatal, presentó déficits para planificar e intervenir en la corrección de problemas del sistema. Esta estadística no pudo ser suplementada por otra fuente de información, motivo por el cual se incluyó, a modo de ilustrar la evolución de las obras y de las inversiones en la expansión eléctrica.

El relevamiento era realizado anualmente por el Área de Análisis Regulatorio y Estudios Especiales (AAREE) e incluía las obras de ampliación realizadas en el marco del punto 2 del Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica del Anexo 16. Involucraba las obras habilitadas y en operación dentro del sistema de transporte.

El análisis excluía las obras de ampliación iniciadas por las predecesoras estatales de las actuales concesionarias, incorporadas posteriormente en sus contratos de concesión.

Metodológicamente<sup>82</sup>, el ENRE explicitó que la ejecución de los gastos de una ampliación se extiende a lo largo de un período que estimó entre 24 y 30 meses, los montos de cada año han sido distribuidos mediante la aplicación de la siguiente fórmula:

$$\text{Valor anual} = (t-2) * 0,20 + (t-1) * 0,60 + (t0) * 0,20$$

El ENRE expresó la serie en valores constantes en pesos de 2001, para lo cual utilizó como deflactor el Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM), publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC).

Como puede apreciarse en el gráfico N.º 16, la inversión en ampliaciones de la capacidad, muestra una alta concentración de las inversiones,

---

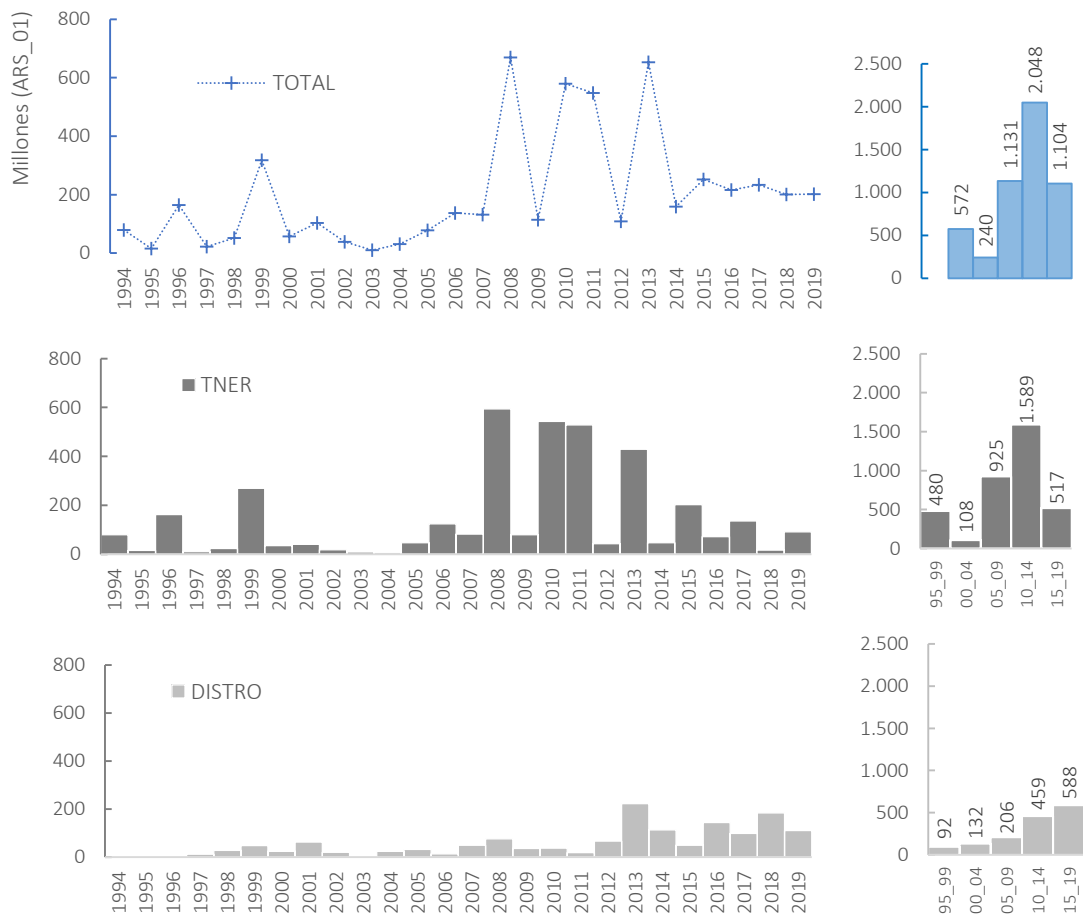
<sup>82</sup> Criterios para la cuantificación de obras de ampliación de la capacidad de Transporte. Anuario ENRE 2016.



Auditoría General de la Nación  
especialmente entre los años 2008 y 2013, que coincide con las grandes obras de ampliación de la red, impulsadas por el Plan Federal I (500kv).

Durante los primeros años del marco regulatorio, 1994-1999 y la crisis del modelo de convertibilidad 2000-2004, se observó un nivel relativamente bajo de inversiones, exceptuando algunas obras importantes en el STAT, entre las que se destaca la construcción de la cuarta línea del Comahue. Esos dos quinquenios se caracterizaron por un ritmo lento de expansión de ambas redes, especialmente en la red de distribución troncal.

**Gráfico 17:** Monto de las inversiones en ampliaciones de la red de transporte



Fuente: elaboración propia en base a datos de anuarios del ENRE.

A partir del 2006, se inició un período de expansión acelerada de la red de extra alta tensión, y se desplegaron múltiples obras que lograron dos objetivos: i) la integración del sistema aislado patagónico al SADI y ii) el



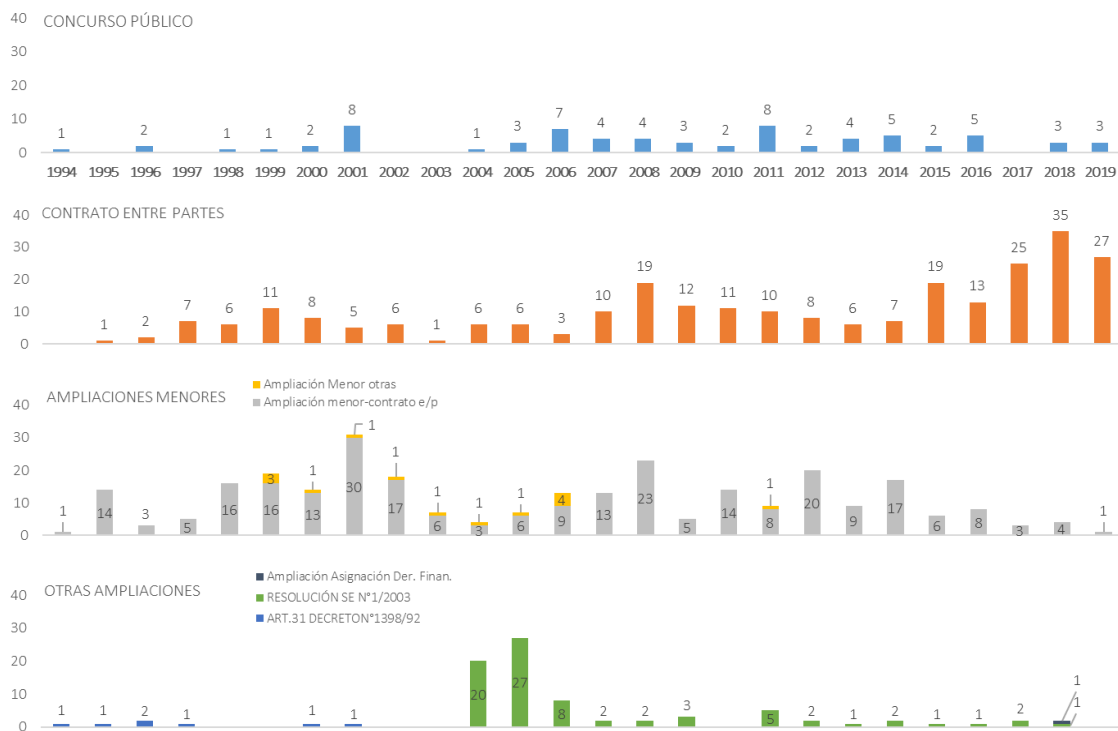
**Auditoría General de la Nación**  
 progresivo mallado de la red, transformando la configuración eminentemente radial del sistema de transporte.

Desde el 2015 se redujo y estabilizó el volumen de inversiones desplegado, en un nivel superior respecto al inicio del marco regulatorio, e inferior al de los años inmediatamente previos, debiendo destacarse que, a partir de marzo de 2020 hasta diciembre de 2021, rigió en el país, en distintas modalidades durante su período de vigencia, el denominado “aislamiento social, preventivo y obligatorio” (ASPO), con fundamento en la pandemia mundial por coronavirus – COVID19.

Se observa un cambio del destino de las inversiones, la tendencia previa de concentrar las inversiones en el STAT es revertida, observándose un aumento de las inversiones en la expansión de las redes troncales.

Como fue mencionado, existen múltiples mecanismos que encauzan las obras de ampliación (gráfico obras según régimen), sin embargo, como puede apreciarse en el gráfico N X, la mayor parte de las inversiones en ampliaciones son explicadas básicamente por dos mecanismos: El concurso público y el acuerdo entre partes.

**Gráfico 18:** Obras en ampliaciones de la red de transporte



Fuente: Elaboración propia en base a datos de anuarios del ENRE.

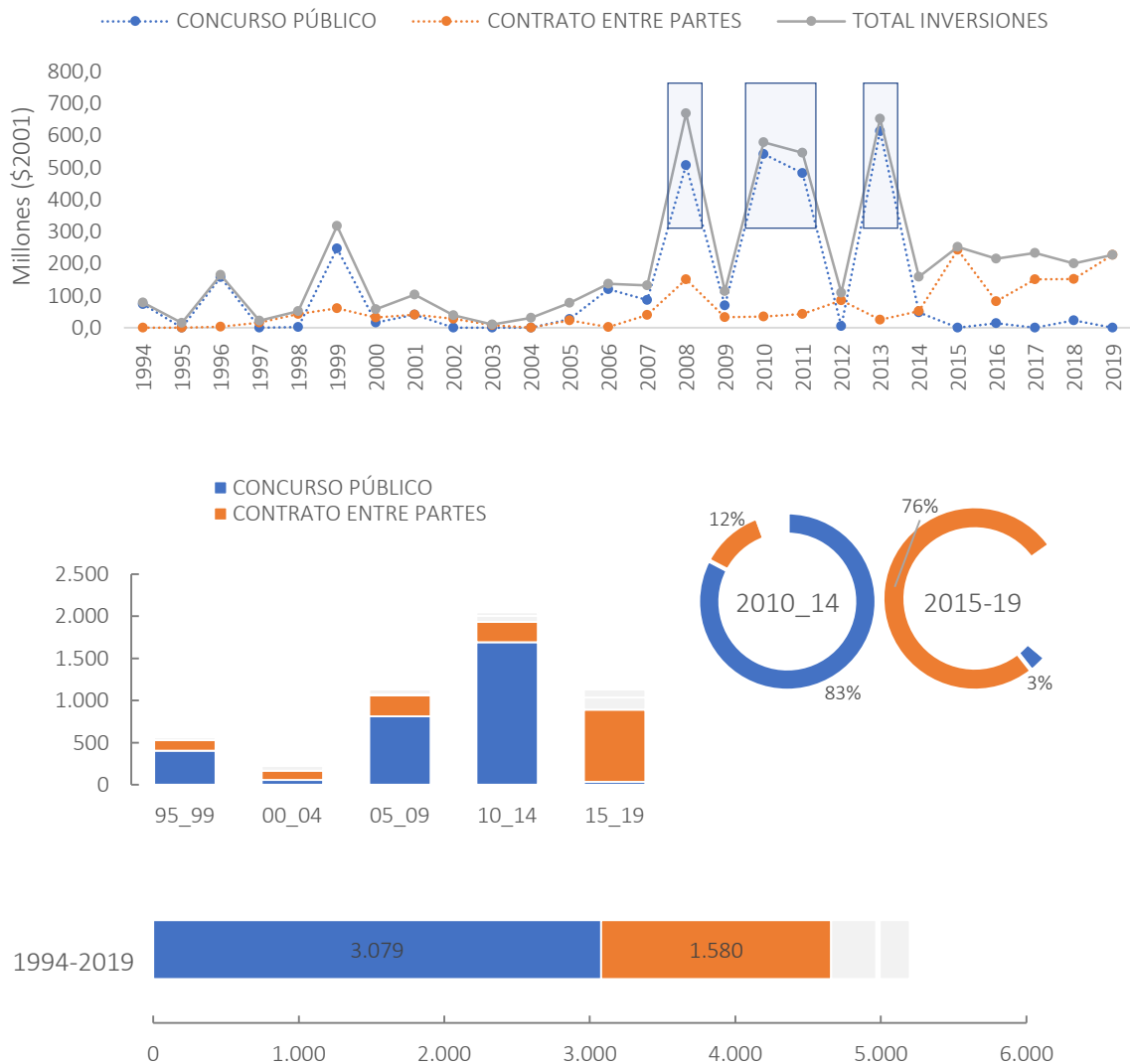




## Auditoría General de la Nación

Si bien en cantidad de obras se observa que los tres mecanismos originales fueron utilizados para ampliar la red, al complementar el análisis con el monto de las inversiones, los dos regímenes mencionados muestran una relevancia superior.

**Gráfico 19:** Monto de las inversiones en ampliaciones de la red de transporte



Fuente: Elaboración propia en base a datos de anuarios del ENRE.

En las obras se aprecia el declive de las ampliaciones menores y el aumento de los acuerdos entre partes. En las inversiones, se visualiza que un conjunto menor de obras encaradas mediante el concurso público, representan una porción significativa de las inversiones realizadas en todo el período. Este



#### Auditoría General de la Nación

mecanismo fue el aplicado para desarrollar las obras más importantes del período.

Los puntos máximos de la serie [total inversiones], son explicados por erogaciones bajo la modalidad de concurso público. A su vez, las señaladas corresponden a las ejecutadas en el marco del Plan Federal I de 500kv.

La fase de mayor expansión del sistema sucedió bajo un tipo de mecanismo, a través de un proceso de planificación y financiación estatal (PFI).

A partir de 2015, se aprecia un cambio en la importancia relativa de los mecanismos de ampliación.

En los quinquenios 2005/09 y 2010/14 la inversión se concentró en un conjunto menor de obras, de gran tamaño, impulsadas bajo mecanismos de concurso público, mientras que en 2015/19, esta modalidad, tiene una importancia marginal, siendo desplazada por las modalidades de contratos entre partes. De acuerdo al ENRE, este mecanismo representó el 76% de las inversiones del quinquenio, en valores constantes. Las inversiones en términos agregados disminuyeron considerablemente, y la escala de las obras se redujo en promedio. Durante este período se estancó la expansión de las líneas del STAT y se dio impulso a obras de las redes troncales, principalmente en la región NOA y en la Provincia de Buenos Aires.

Durante la crisis, y previo a la caída del régimen de convertibilidad, el Estado Nacional definió un conjunto de obras necesarias para el funcionamiento del sistema, y distintas modalidades para financiarlas. Si bien, estas definiciones datan de los años 1999 y 2000, no fue hasta 2005 y 2006 que las primeras obras fueron iniciadas.

El Estado Nacional, progresivamente, intervino directamente en distintas variables que determinaron la expansión del sistema: En primera medida, la definición de un conjunto de obras, para lo cual articuló el CFEE y las Provincias con los distintos actores del sector para definir un conjunto de prioridades para el desarrollo del sistema de transporte. Adicionalmente, introdujo modificaciones a los mecanismos regulatorios para permitir que el EN pueda constituirse en iniciador de los proyectos de las obras, involucrándose a través de distintos proyectos, en el diseño y orden de las nuevas expansiones del sistema.



#### Auditoría General de la Nación

Para ello, se concentraron recursos de distintas fuentes de financiamiento, desde el direccionamiento de los fondos del FNEE, la utilización de los fondos SALEX, la creación del Fondo Fiduciario del Transporte Eléctrico Federal, hasta préstamos del BID, la CAF y transferencias del Tesoro Nacional.

##### **3.3.3.1. Análisis del gasto en Inversión Pública Energética (IPE)**

En un análisis general del gasto primario del Estado Nacional (entre 2010 y 2020), la Inversión Pública (IP), entendida como las transferencias de capital y la inversión real directa, redujo su participación. Su menor relevancia, implicó una transformación en su composición, en la que paulatinamente se destinaron más recursos a erogaciones corrientes.

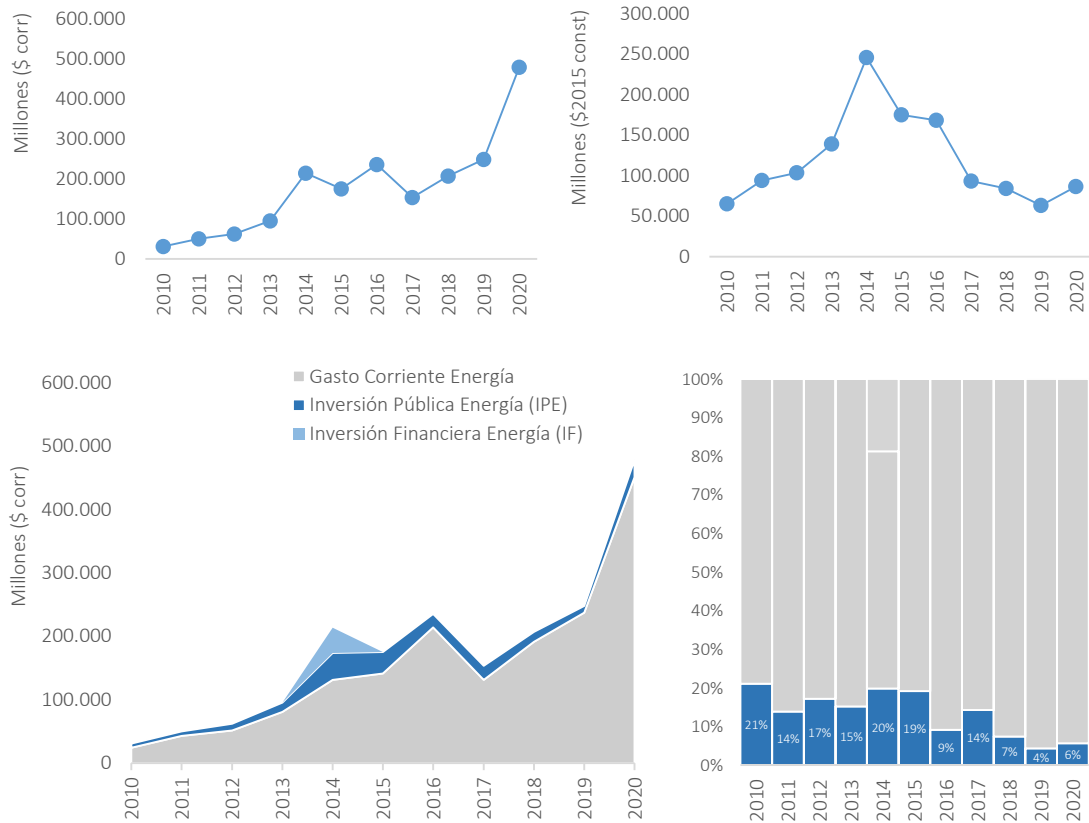
El gasto en política energética, identificado como aquel ejecutado en la función presupuestaria “Energía, Combustibles y Minería”, si bien aumentó en términos nominales, disminuyó en valores monetarios constantes. Se redujeron tanto los gastos corrientes como los de capital, aunque estos últimos disminuyeron más que proporcionalmente.

La Inversión Pública Energética (IPE), se estimó contabilizando exclusivamente los gastos en IP, destinados a la función económica energética.



## Auditoría General de la Nación

**Gráfico 20:** Gasto primario en la función “Energía, Combustibles y Minería”.



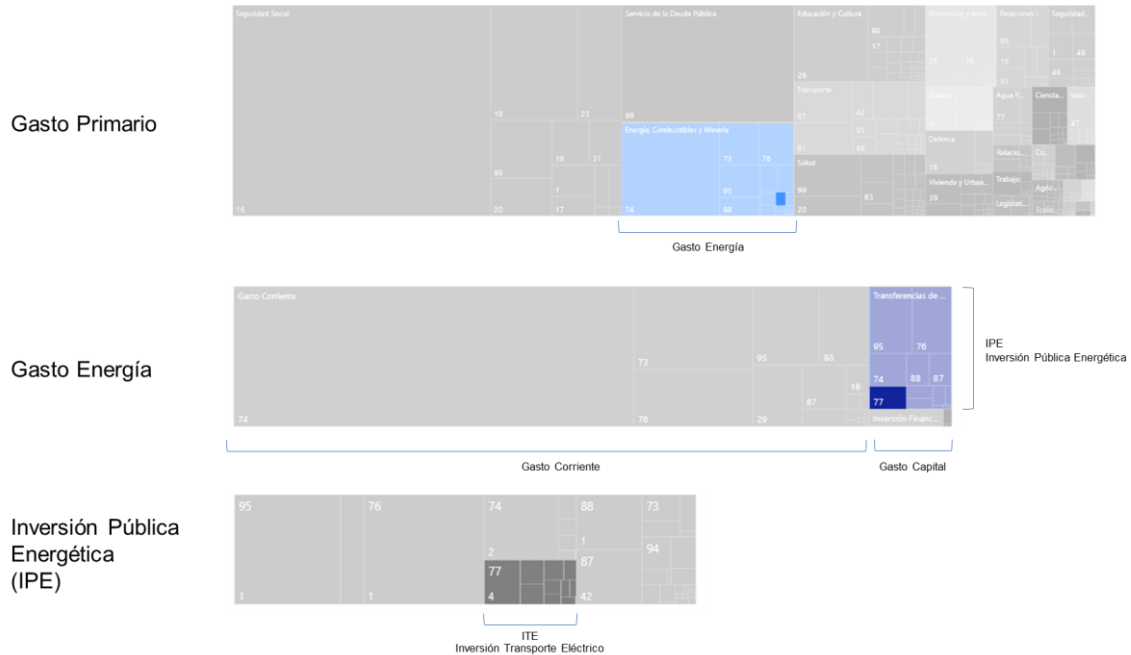
Fuente: Elaboración propio a partir de datos abiertos del presupuesto nacional.

Se visualiza en los gráficos la reducción en términos reales del gasto energético en su conjunto, a partir de 2015-2016, y adicionalmente, la menor participación de la IPE. Al comparar la IPE con otros agregados del gasto, mostró una etapa de fuerte expansión entre 2010 y 2014, alcanzando el 30,5% de la Inversión pública total. Entre 2018 y 2020, no superó el 10%, alcanzando su mínimo en 2019 (4,2%). Dentro del conjunto de gastos de la IPE, se identificó específicamente aquel destinado a Inversiones en Transporte Eléctrico (ITE).



## Auditoría General de la Nación

**Gráfico 21:** Mapa del conjunto de gastos energéticos, IPE e ITE.



Fuente: Elaboración propio a partir de datos abiertos del presupuesto nacional.

Este gasto fue presupuestado y ejecutado en el programa, “Acciones para la Ampliación de las Redes de Transporte Eléctrico de Alta Tensión” (Programa 77). El gasto del programa se ordenó en las siguientes actividades:

- Línea Alta Tensión (LAT) NEA-NOA
- LAT500kv Pico Truncado - R. Turbio - R. Gallegos – Calafate
- LAT Rincón Santa María - Resistencia
- Interconexión Comahue - Cuyo
- Ejecución de Obras de Abastecimiento de Energía Eléctrica
- Ejecución de Obras de Transmisión de Energía
- Obras Complementarias de Baja y Media Tensión

En valores corrientes, lo ejecutado osciló entre los 2.000 y 3.700 mil millones de pesos, en el período 2010 y 2017. A partir de 2018 y 2019, la ejecución se redujo, con una recuperación en 2020, en un contexto crecientemente inflacionario.

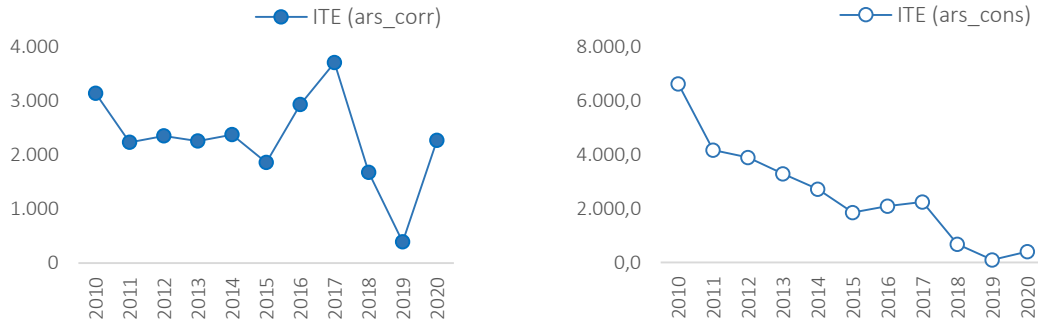
Al deflactar la serie, y expresar las magnitudes en valores monetarios constantes (IPIM2015), se observó una trayectoria decreciente. Al igual que la IPE, el Estado Nacional destinó menos recursos para financiar la expansión de



### Auditoría General de la Nación

las redes, observándose que los gastos en ITE para los años 2018-2020, son los mínimos del período.

**Gráfico 22:** Mapa del conjunto de gastos energéticos



Fuente: Elaboración propio a partir de datos abiertos del presupuesto nacional.

El financiamiento de los Planes Federales, explica la relevancia de la ITE en el gasto energético y en la inversión energética estatal. La ITE fue un componente de la inversión energética que, al inicio del período, concentró gran parte de la IPE, y la finalizó con una participación marginal. En 2018, el gasto en expansión de las redes, representó cerca del 10% del valor destinado en 2010.



## 4. CONCLUSIONES

### 4.1. Definición y causas del problema del sector

En el presente trabajo se ubicó al transporte eléctrico dentro de la cadena de abastecimiento, se describió su composición, su interrelación con el resto de sus segmentos, y se explicitó su función y su utilidad. Luego se analizó el marco regulatorio, sus modificaciones, los actores intervinientes, los diagnósticos y acciones estatales y su evolución histórica, con el fin de comprender y fundamentar cuáles son los problemas salientes que surgen del análisis, habida cuenta del consenso existente sobre el estado de situación del sector.

En primer lugar, se identificó la existencia de un problema en la regulación del segmento de transporte eléctrico durante los primeros años de vigencia del marco regulatorio y se concluyó que el sistema de reglas y las inversiones necesarias para el desarrollo del sistema eléctrico, presentaban falencias e insuficiencias, manifestadas en el retraso de expansiones largamente planeadas, aunque dilatadas en su concreción.

La línea del Comahue y la segunda línea de Yacyretá, son ejemplos concretos de las dificultades mencionadas. A lo largo del estudio especial, se citaron fuentes de los órganos competentes y de bibliografía académica al respecto. Las coincidencias entre ambas fuentes al diagnosticar el desempeño de la reforma, concernientes específicamente a ampliaciones de transporte eléctrico, es lo que permite concluir que las causas de los problemas son originarias desde el diseño del sector eléctrico inaugurado con la Ley 24.065.

La introducción de un sistema competitivo para el desarrollo de las ampliaciones implicó una descentralización de la planificación y financiamiento de las obras a desarrollarse en el segmento. Este diseño persiguió la mejora a partir de la competencia, buscando eficiencias y reducciones de costos en el desarrollo de las obras. Sin embargo, significó un inconveniente para la concreción de obras de gran escala, con beneficios para el conjunto del sistema.

En ese sentido, la subdeterminación de la demanda de energía en los esquemas de votación de las ampliaciones, y la sobredeterminación de los actores usuarios contemplados bajo la lógica de “área influencia” de las



#### Auditoría General de la Nación

ampliaciones, combinado con un criterio de ponderación “físico” por sobre uno “económico”, son los puntos que pueden destacarse de las conclusiones respecto a los diagnósticos, tanto estatales como académicos.

Este análisis se agrava si se consideran las complejidades de un sistema de votación en donde los actores con participación en la toma de decisiones, tienen interés o actividades en otros segmentos o sectores energéticos, pudiendo beneficiar a potenciales competidores en otros segmentos.

En el caso de la Línea de Comahue, la demora de su obra, implicó una restricción en el corredor que vinculaba una región con excedentes de energía a bajo costo (Comahue) con el mayor centro de consumo eléctrico, región deficitaria (GBA).

Previo a la crisis de la convertibilidad, se instrumentaron mecanismos normativos para impulsar obras de gran escala, delimitando un conjunto de interconexiones necesarias y concentrando recursos para su financiamiento, tendiendo nuevamente hacia cierta centralidad. Esta iniciativa recién se impulsó hacia 2004, y concretó las primeras interconexiones a partir de 2006.

Su efectividad se alcanzó mediante un nuevo ordenamiento que, a través de distintas agencias, concertó las obras a desarrollar (planificar) y concentró recursos por intermedio de fondos eléctricos, préstamos internacionales y aportes directos del Tesoro Nacional (financiamiento).

La mayor centralidad en la decisión y en el financiamiento, facilitó la concreción de obras, aunque requirió de un gasto estatal sostenido que, en vista de los distintos escenarios macroeconómicos transcurridos, y específicamente las restricciones fiscales, presentaron un riesgo para la sostenibilidad del modelo de gestión.

Posteriormente, el Estado Nacional abordó el problema a partir de un enfoque diferente, vinculado a los principios del marco regulatorio. Bajo esta mirada entendió que la causa de los problemas del sector energético en general, fue que los precios, y con ellos, las señales de incentivos, estaban distorsionados por una participación no sustentable de subsidios en el cubrimiento de los costos.

Así, la liberación de los precios de los segmentos desregulados y una readecuación de las tarifas redeterminarían las ecuaciones económicas de los





## Auditoría General de la Nación

distintos segmentos, y con ello aumentarían las inversiones, y se reestablecerían los mecanismos de competencia.

En este período, se verificó un importante desarrollo de los segmentos no regulados, tanto en el sector hidrocarburífero, como en el eléctrico. Se completaron las RTI en ambos casos para los tramos regulados, y en términos generales, el costo de la energía eléctrica no tuvo reducciones significativas. Si bien el aumento de la producción de gas natural, redujo los requisitos de combustibles líquidos, el aumento del precio del gas, morigeró la reducción del costo esperable por el desplazamiento de combustibles caros y contaminantes.

Por otro lado, la reducción de los subsidios, en un contexto en donde el costo de la energía eléctrica osciló entre 69 y 76 USD/MWh<sup>83</sup>, encontró un límite socio-económico, en un contexto que reabrió la discusión respecto al costo energético que pueden enfrentar los establecimientos productivos y los hogares, y los alcances de las ganancias empresarias justas y razonables.

Ni el aumento de recursos para los tramos regulados, establecidos en las revisiones tarifarias, ni los incentivos a la producción de hidrocarburos y de la generación eléctrica, fueron acompañados por la incorporación de infraestructura para evacuar los mayores volúmenes de gas y los mayores flujos de carga, respectivamente. Ambos segmentos (producción de gas y generación eléctrica), durante el período recibieron mayores recursos y expandieron la capacidad de producción, sin embargo, enfrentaron restricciones físicas por restricciones y déficits de capacidad para evacuar sus excedentes.

Tanto el gasoducto que refuerza el vínculo entre el complejo “Vaca Muerta”, como las nuevas líneas eléctricas y estaciones transformadoras proyectadas en los últimos planes estatales, vuelven a ser proyectados centralizadamente, con injerencia estatal en el diseño y financiación.

La planificación estatal durante ese período<sup>84</sup>, analizó comparativamente las alternativas en los esquemas regulatorios de la región, especificando las particularidades de la regulación vernácula. Planteó una planificación para la expansión del Transporte eléctrico de largo plazo, contemplando 72 escenarios, a partir de la parametrización de tres variables primarias: i) crecimiento de la

---

<sup>83</sup> Estadísticas Anuales CAMMESA 2005-2020. Costo monómico total en USD.

<sup>84</sup> (2019) Informe Final: Estudio de la Expansión de la Transmisión en el Largo Plazo en la Argentina. Sección I.



Auditoría General de la Nación

demanda, ii) costo de desarrollo de nuevas tecnologías y iii) estrategias de generación.

Pueden apreciarse las interrelaciones señaladas previamente: en la segunda variable se contempla el precio del gas como valor determinante de la matriz energética y en las dos variables restantes se modelaron comportamientos y estrategias para los componentes eléctricos complementarios al transporte.

**Gráfico 23:** Variables del plan de expansión del sistema de transporte eléctrico

Variables de planificación SGE 2019 Modelo de expansión del sistema de transporte		
CRECIMIENTO DEMANDA	COSTOS DESARROLLO NUEVAS TECNOLOGÍAS	PLAN ESTRATÉGICO GENERACIÓN
1 <b>Base</b> Escenario medio	1 <b>Base</b> Precio gas convergiendo 4 US\$/Mbtu	1 <b>Base</b> Incluye hidroeléctricas: Ana Cuá, repotenciación Yaciretá, Condor Cliff, La Barrancosa
2 <b>Demanda Baja</b> Crecimiento bajo de la demanda	2 <b>Fuerte competitividad (EOL)</b> Base+precio gas alto	2 <b>HIDRO (CUY,COM)</b> Base +Chiuídos, Los Blancos, Cordón del Plata, Portezuelo Sin Condor Cliff, La Barrancosa
3 <b>Demanda Alta</b> Crecimiento alto de la demanda	3 <b>Fuerte competitividad (SFV)</b> Base+reducción costo SFV	3 <b>Desarrollo HIDRO (NEA)</b> Base+Garabí
	4 <b>Demora cump. L27.191</b> Base retraso 1,5 Renovar 2 retraso 3 años resto (objetivo 2028)	4 <b>Desarrollo EOL (PAT)</b> Base+EOL patagonia reemplazan EOL en BSAS.
		5 <b>Desarrollo NUCLEAR</b> Base+dos centrales nucleares en LIT.
		6 <b>Desarrollo TERMOSOLAR</b> Base+cambio SFV post renovar por termosolar.

Fuente: Estudio de la Expansión de la Transmisión en el Largo Plazo en la Argentina (2019)

La propuesta del documento mencionado, consistió en un “Plan de Expansión Coordinado”, que revalorizó la centralidad de la planificación en detrimento de la descentralización propiciada originalmente por el marco regulatorio. Contuvo los elementos a modificar de la normativa vigente, los horizontes temporales a considerar, los supuestos y la organización institucional idónea bajo esos criterios para impulsarlo. Esta propuesta fue plasmada en la estructuración de la UESTEE como unidad planificadora e iniciadora de las obras de expansión en 2019.



## Auditoría General de la Nación

Complementariamente, el mecanismo de financiamiento propuesto fue el de la modalidad PPP. La incorporación de la iniciativa público-privada como mecanismo novedoso para ampliar las redes, no logró ejecutar ninguna de las fases planeadas por el plan "TransportAr". La primera fase licitada bajo este esquema, no logró adjudicarse.

Entendiendo este eje como una variable relevante para revertir la situación del transporte, el financiamiento externo en condiciones de inestabilidad macroeconómica interna (y global), ejerce un efecto de penalización en el costo financiero, aumentando los costos de las obras necesarias, mientras que las restricciones fiscales presentan un escenario de debilidad para el Estado Nacional para comprometer recursos adicionales en la expansión de las redes.

La causa de los persistentes déficits del transporte eléctrico, explicados por la subinversión en la expansión del segmento, pueden resumirse en los siguientes ejes problemáticos: diseño del marco regulatorio que estableció los mecanismos para ampliar las redes, descentralización de la planificación y de la toma de decisiones para ampliaciones de gran escala necesarios para el desarrollo eléctrico del conjunto del sistema, y las persistentes y transversales dificultades para financiar y costear el mantenimiento y expansión de la infraestructura requerida.

### **4.2. Efectos de la subinversión en el sector.**

La subinversión en la expansión de transporte eléctrico es un problema que como fue explicado, data del inicio del nuevo marco jurídico.

Desde 2018, ese problema se agravó con la inestabilidad macroeconómica y un escenario de endeudamiento y restricciones fiscales, que limitaron aún más las inversiones de los agentes del MEM y deterioraron la capacidad del Estado Nacional para direccionar recursos para el financiamiento y la concreción de obras necesarias.

En 2016 se inició un período de rápida incorporación de nueva potencia en el mercado eléctrico, tanto térmica como renovable no convencional. Se destacó el Programa Renovar, que a través de distintas rondas licitatorias persiguió el objetivo de alcanzar la cobertura del 20% de la demanda eléctrica



Auditoría General de la Nación  
para el año 2025. A través de las sucesivas rondas<sup>85</sup>, se adjudicaron alrededor de 5.200 MW de potencia en diversas regiones del SADI.

Para la adecuada ejecución de la política energética renovable, era necesario el aumento de la capacidad de transporte eléctrico en los nodos donde se concentraron los clústers de proyectos eólicos (Patagonia y PBA) y solares (NOA y Cuyo), que representaron cerca del 93% de la potencia adjudicada en el Programa.

El informe realizado por esta auditoría sobre el Programa Renovar, expuso que la falta de capacidad de transporte fue un condicionante para el desempeño del programa y la continuidad de la política renovable. La capacidad de transporte resultó un componente escaso, y tuvo que ser administrado, mediante distintas medidas que prioricen la energía renovable respecto a otras fuentes, en los distintos nodos.

En efecto, la ronda 3, última ronda licitada conocida como “MiniRen”, ante los déficits de capacidad en el STAT, buscó introducir proyectos renovables en las redes de distribución, reduciendo la escala de los proyectos para adecuarse dichas redes, aumentando el costo de la energía esperable de los parques generadores.

La resolución SE 1260/21<sup>86</sup>, evidencia la persistencia del problema señalado, al buscar la salida del programa de proyectos demorados o parados para descongestionar la saturación de los principales corredores que conectaban las regiones eólicas y solares con el centro de la demanda eléctrica.

Se evidenció en este período, que la expansión del segmento de generación eléctrica, fue obturado por las dificultades de desarrollar oportuna y armónicamente el sistema de transporte. La falta de capacidad de transmisión y transformación del SADI, frenó el ritmo de expansión de las energías renovables.

En los meses de invierno y verano, y en las horas de mayor requerimiento del sistema, el sistema eléctrico es exigido integralmente para alcanzar a abastecer un pico de demanda horaria. La falta de inversiones para adecuar el transporte eléctrico y aumentar su capacidad de respuesta ante mayores requerimientos, aumenta la presión sobre los equipos instalados, obliga

---

<sup>85</sup> Rondas 1, 1.5, 2, 3 (MiniRen) y resolución 202/2016.

<sup>86</sup> BO: 29/12/21



### Auditoría General de la Nación

a operar parte de los componentes fuera de sus parámetros de diseño, y por ende aumenta la probabilidad de fallas forzadas, daño de instalaciones, desgaste acelerado del equipo, y de energía no suministrada en horas de alta demanda.

Un ejemplo de estos déficits en el sistema de transporte, es la falta de potencia reactiva en los picos de demanda del sistema. Éstos son compensados a través de lo que se conoce como “generación forzada”. Ante la falta de potencia reactiva en las redes de transmisión, el sistema eléctrico compensó esos faltantes con unidades generadoras, de bajo módulo, y mayormente abastecidas con combustibles líquidos que compensan déficits de las redes en nodos débiles de la red.

La pandemia mundial por coronavirus – COVID19 – y el denominado “aislamiento social, preventivo y obligatorio” (ASPO), no puede soslayarse en el período comprendido desde marzo de 2020 hasta finales de 2021

En 2022, la SE impulsó a través de la Resolución SE 330/22<sup>87</sup> el Programa RenMDI (Manifestaciones de interés en la incorporación de energías renovables), para reemplazar generación forzada fósil por parque de generación de energía renovable no convencional en áreas del SADI identificadas como débiles, con persistentes faltantes de potencia reactiva.

#### **4.2.1. Vulnerabilidad del abastecimiento**

El colapso de un sistema eléctrico conlleva una secuencia de eventos de alta intensidad que se denomina fallo en cascada, donde la mayoría de los elementos del sistema salen de operación desconectando parcial o completamente un sistema eléctrico, que tiene por resultado la pérdida de suministro de energía eléctrica.

Los eventos de indisponibilidad pueden tener diversas causas, entre las principales se pueden mencionar las siguientes:

- el desequilibrio entre la generación y la demanda entre áreas, por grandes transferencias de energía entre áreas;

---

<sup>87</sup> BO: 09/05/22



### Auditoría General de la Nación

- la pérdida de potencia entregada por los generadores o el aumento de la demanda por parte de las cargas;
- déficits en la infraestructura de transmisión operando al límite de sus capacidades;
- fallas humanas;
- elevado tiempo de restauración del sistema;
- fallas intempestivas en componentes de una línea de transmisión o estaciones transformadoras (a menudo asociadas con condiciones climáticas extremas o incendios forestales) que dan como resultado que el sistema funcione fuera de los límites técnicos definidos como tensión y frecuencia.

#### **Evento 16/06/19**

El día 16 de junio de 2019, alrededor de las 7:06, se produjo una falla eléctrica en el corredor NEA que originó la pérdida de la línea Colonia Elía-Manuel Belgrano-Campana y derivó en una sucesión de eventos que llevaron a la pérdida total del SADI por primera vez en su historia.

El deterioro de las torres del cruce fluvial de la ET Campana y Colonia Elia por erosión de las bases, demandaba una intervención de reparación donde correr la traza levemente y montar nuevas torres iba a demorar 70 días. Provisoriamente, mientras se realizaba la obra se consintió hacer un bypass (una T) con la línea Colonia Elía - General Belgrano con CAMMESA. La ET Campana se encontraba vinculada en T a la línea Colonia Elía-Manuel Belgrano, conformando la línea Colonia Elía-Campana/Manuel Belgrano.

De acuerdo a la presentación de la SE<sup>88</sup> del evento ante el Senado de la Nación, la secuencia del apagón fue la siguiente:

---

<sup>88</sup>“Acerca del evento eléctrico del 16/06/2019” Presentación de Gustavo Lopetegui (SE) ante el Honorable Senado de la Nación. (julio 2019)



**Cuadro 10:** Secuencia del evento de colapso del SADI (SE-2019)

<b>Secuencia del evento eléctrico</b> COLAPSO SADI 16/06/19		
<b>1</b>	07:06:24	Cortocircuito monofásico Colonia Elía—Belgrano: Desenganche y caída de demanda.
<b>2</b>	07:06:25	Falla de DAG por 1.200 MW. Señal no llegó a generadores: Exceso de generación
<b>3</b>	07:06:26	Pérdida sincronismo Yacyretá y S. Grande Respecto de SADI por falta de DAG: oferta > demanda
<b>4</b>	07:06:26	Separación del SADI (isla) de Yacyretá, Salto Grande, Misiones y Uruguay. Pérdida de 3.200 MW de la generación. Mayor desbalance y descenso de frecuencia del SADI.
<b>5</b>	07:06:24/ 07:06:30	Distribuidores: Alivio de carga por subfrecuencia menor al previsto (1.500 MW).
<b>6</b>	07:06:30/ 07:06:36	Desenganches prematuros de oferta x 1.500 MW menor al previsto (Nuclear Embalse + Térmicos)
<b>7</b>	07:06:30/ 07:06:53	El SADI quedó desbalanceado fuera de rango operativo por más de 20 segundos.
<b>8</b>	07:06:54	Desenganches de máquinas para protección: cortes totales en el SADI

Fuente: Presentación SE (julio 2019)

La exposición mencionada sintetizó que se produjo la desconexión imprevista de una línea, y que la no actuación del mecanismo de DAG de la empresa transportista TRANSENER, que en esta circunstancia debería haber desconectado algunos generadores, provocó que se desconectarán otras dos líneas, produciendo una perturbación mayor. Si no hubieran salido indebidamente los generadores y se hubiese desconectado la carga prevista (interrumpir demanda), no se hubiese alcanzado la condición de colapso total.

La caída posterior de las líneas que vinculaban Yacyretá con el SADI, ocasionó que la principal fuente de generación operativa determinada por CAMMESA, junto con parte de las provincias de Misiones, Corrientes y Entre Ríos, formasen una isla eléctrica con Uruguay, apartadas del resto del SADI, desestabilizando el sistema y conduciendo al colapso general.

La distribución de las responsabilidades primarias del evento, de acuerdo a la SE fue concurrente entre: 1) TRANSENER, por la no actuación de DAG-NEA; 2) un subconjunto de generadores, por la desconexión de generación



### Auditoría General de la Nación

fuera del rango previsto; y 3) un subconjunto de distribuidores, por la insuficiente actuación de alivio de carga.

La SE solicitó al Instituto de Investigaciones Tecnológicas para Redes y Equipos Eléctricos de la UNLP<sup>89</sup> y a la Facultad de Ingeniería de la UBA<sup>90</sup>, evaluar los eventos ocurridos para determinar las causas que llevaron al colapso total del SADI, el comportamiento del sistema durante el evento, las responsabilidades de cada agente en cada fase del evento, y para recomendar las acciones conducentes para evitar la recurrencia de fallos similares. Se resume en este punto las principales conclusiones de esos análisis.

Los informes técnicos del primer evento, remiten a evaluar el grado de responsabilidad concurrente de todos los agentes intervinientes al momento de ocurrir el evento, una vez ocurrida la perturbación, hasta el apagón, y luego hacia la recomposición del sistema. En cada fase se evidencia la necesidad de ajustes regulatorios, de coordinación entre los agentes, de previsión de fallas, así como de las protecciones pertinentes para evitarlas. Los informes de evaluación sobre el corte de junio de 2019 evidenciaron que fallaron los mecanismos de protección exigidos por la normativa vigente. En algunas simulaciones del evento, surgió que en casos de subfrecuencias pudieron darse situaciones donde aun aplicando dispositivos de prevención como la DAG, no se hubiera podido evitar el encadenamiento de sucesos que derivaron en el fallo de colapso. Las recomendaciones de las evaluaciones encargadas a las Universidades citadas, indican la necesidad de actualizar los procedimientos vigentes para atender combinaciones de imprevistos para los cuales el sistema de seguridad no está diseñado.

A pesar de la existencia de normativa para atender estos eventos extremos, las mismas registraron diversas falencias. Estos eventos han evidenciado la necesidad de fortalecer las modalidades de ampliaciones en la transmisión y la adecuación de la normativa regulatoria para atender a

---

<sup>89</sup> IITREE-LAT (2019) "Evaluación de los Eventos Ocurridos el 16-06-19" Instituto de Investigaciones Tecnológicas para Redes y Equipos Eléctricos/Laboratorio de Alta Tensión. Facultad de Ingeniería. Universidad Nacional de la Plata. Julio 2019.

<sup>90</sup> FIUBA (2019) "Estudio del evento ocurrido el 16 de junio de 2019 en instalaciones del SADI. Comportamiento de los agentes del mercado en el evento". Informe solicitado por el ENRE. Informe: N° 2019-DE-FIUBA-IN-001\_1 20 de Julio de 2020





### Auditoría General de la Nación

combinación de eventos imprevistos y garantizar la seguridad del sistema en su conjunto:

El esquema de regulación y control de calidad antes fallas normales y extraordinarias, remite a los procedimientos aplicados a las transportistas para atender emergencias de *blackout*. El diseño de la seguridad del conjunto del sistema requiere aplicar medidas preventivas de mitigación y resolución de emergencias ante sucesos de alta intensidad que afectan a generadores, transportistas y a la demanda.

La modalidad de ampliaciones previstas para incorporar mejoras adicionales a la calidad del transporte, la seguridad y las capacidades especiales de transporte, pueden gestionarse por concurso público o por ampliaciones menores. Los beneficiarios del sistema son los que deben abonar los cargos de inversión, operación y mantenimiento resultantes. La seguridad del sistema depende de la coordinación de iniciativas privadas que deben incorporar los sistemas de protecciones para responder a eventos de colapso total o parcial. Esta opción regulatoria, se revela insuficiente para asegurar ampliaciones, que hacen a la seguridad del sistema en su conjunto.

Los sistemas de comunicaciones tienen por misión brindar soporte al desarrollo de las Islas Eléctricas (SCADA, PLC, Teleprotección), estos componentes forman parte de la O&M de las transportistas y por lo tanto entran en los planes de inversiones resultantes de la RTI. Dado que la antigüedad del sistema de comunicaciones evidencia una obsolescencia de la infraestructura, relevada en los informes citados, que puede afectar la capacidad operativa de las transportistas para atender emergencias como la ocurrida. Los planes inversiones que se corresponden con la O&M de las transportistas, evidencian incumplimientos notorios, una baja participación de los sistemas de protecciones y comunicaciones en las inversiones y bajos estándares de calidad, de acuerdo a los informes relevados, para asegurar seguridad al sistema en caso de falla.

Se registra una frontera difusa entre las inversiones para O&M y las inversiones para ampliaciones en materia de seguridad. Estas últimas presentan escasos registros para identificarlas y escasos fondos para asegurar este tipo de ampliaciones. Cuestión que se vuelve crítica ante la ocurrencia de 2 eventos de colapso.



## Auditoría General de la Nación

La planificación coordinada entre diversas agencias para atender la gestión de riesgos graves como un colapso eléctrico, resulta materia de análisis permanente que excede este informe. No obstante, es evidente la necesidad de incorporar mejoras en la coordinación de agencias estatales y de las diversas instancias de regulación y control para tornar más eficientes los procedimientos existentes e incorporar las innovaciones necesarias para asegurar la sostenibilidad del sistema.

### **Evento 01/03/23**

El otro evento de colapso acaecido el 1 de marzo de 2023, está fuera del período de análisis del presente estudio, y los informes<sup>91</sup> emitidos por CAMMESA son todavía preliminares. No obstante, se señalan algunos parámetros que permiten componer el cuadro de situación presente para atender fallos graves.

En marzo 2023 se produjo una Falla Triple por incendio de campos que produjo cortocircuitos y la desconexión secuencial de las tres líneas de Alta Tensión, que desengancharon la línea 500 kV Atucha II-Rodríguez, estando fuera de servicio previamente las líneas Rodríguez y Belgrano-Rodríguez.

La demanda global del SADI a las 15.59 hs era de 26.434 MW (93,5% respecto al récord global), y en GBA de 10.455 MW (habiendo marcado el récord de verano minutos antes en esa región).

El informe indicó que el sistema operaba en condición normal, se contaba con generación y reservas suficientes, tanto las rotantes como reserva parada, para atender la alta exigencia, y, asimismo, se cumplían todos los límites de transmisión en las regiones del SADI. Sin embargo, en condiciones de alta demanda, la triple perturbación con la salida del último vínculo con la ET Rodríguez, generó oscilaciones en el Sistema y la apertura de vínculos adicionales a los anteriores, que resultó en la separación del SADI en dos islas principales en condiciones operativas y otras regiones que tuvieron afectación

---

<sup>91</sup> CAMMESA (2023) "Falla Triple por incendio de campos: Desenganche de Línea 500 kV Atucha II Rodríguez estando previamente f/s líneas Campana Rodríguez y Belgrano Rodríguez. Miércoles 01/03/2023". Informe Preliminar 02/03/2023.



Auditoría General de la Nación  
en el funcionamiento de la totalidad del sistema<sup>92</sup> sin llegar en este caso al colapso total.

La demanda abastecida pasó de unos 26.500 a unos 15.000 MW, con una afectación de un 43% aproximadamente, con zonas con afectaciones parciales y totales, y otras sin afectación.

Las secuencias de fallas produjeron una pérdida de oferta por salidas intempestivas del orden de 7.000 MW, de los cuales 6.000 eran térmicos y unos 1.000 MW nucleares. Del total, unos 4.500 MW quedaron indisponibles y se recuperaron parcialmente con el paso de las horas. Progresivamente se fue recuperando el sistema y alrededor de las 19hs, la transmisión en 500 kV se encontraba operativa, quedando los transportistas trabajando por la normalización definitiva de los sistemas regionales afectados.

El informe preliminar señaló que durante el pico nocturno las condiciones de operación fueron muy ajustadas, especialmente en el área GBA, por la alta demanda y la oferta de generación afectada por el evento. Los desenganches del resto de las líneas a posteriori de la falla triple se originaron por pérdidas de sincronismo y sobretensiones producto de la gran perturbación. Los sistemas de protección funcionaron, partiendo el Sistema en 2 islas. Sin embargo, el área de Centro, Cuyo y NOA-SUR tuvo una pérdida total de demanda.

El Informe concluyó que la respuesta del sistema permitió soportar una falla triple de gran magnitud, baja probabilidad y en un escenario de alta demanda, para la cual no está diseñado. Agrega que la recuperación del sistema fue satisfactoria, se recuperaron del orden de 9.000 MW en aproximadamente 3 horas.

#### **4.3. Corolario**

El análisis efectuado buscó explicitar las variables determinantes del problema, que tiene una dimensión histórica que se remonta al surgimiento del

---

<sup>92</sup> NORTE: La región NEA, Litoral, NOA norte y Provincia de Buenos Aires Norte (sin afectación a su demanda). SUR: GBA, Provincia de Buenos Aires SUR, Comahue y Patagonia Norte (con cortes por actuación de alivio de carga por subfrecuencia, que CAMMESA ordenó reponer en forma inmediata). Adicionalmente, se produjo la desvinculación de la línea Santa Cruz Norte Río Santa Cruz del sistema de 500 kV., por sobre tensión según lo informado. Regiones Cuyo, Centro y NOA Sur con afectación total.



### Auditoría General de la Nación

diseño regulatorio, con aristas coyunturales como las recurrentes dificultades presupuestarias y de financiamiento.

En el contexto doméstico y global de transición energética, los problemas para adecuar y modernizar la red de transporte, intermedia entre los segmentos de generación y distribución, son un obstáculo para avanzar en las metas de eficiencia energética y de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

Desde los inicios del Sistema Interconectado Nacional, uno de los objetivos del transporte eléctrico fue conectar la demanda con fuentes eficientes, de gran porte y menos contaminantes, para aprovechar los recursos naturales y diversificar la matriz eléctrica.

En vista de los problemas mencionados, el retraso y mantenimiento de las restricciones de las redes de interconexión y la falta de capacidad de transmisión entre las regiones del SADI, afectan a todos los actores eléctricos y a la transformación de la matriz energética hacia configuraciones más sustentables.

La ralentización de la incorporación de energías renovables a menor costo, la subutilización de los recursos eólicos y solares de gran potencial en las regiones mencionadas, repercutieron en el costo de la energía y en la sustitución de generadores más ineficientes y costosos.

Es también condición necesaria para la expansión de la producción y el cubrimiento de una demanda con tendencias hacia la electrificación de nuevos consumos. El crecimiento del producto bruto interno, y las perspectivas de la electrificación paulatina de la movilidad y el transporte urbano, implican demandas crecientes de energía.

Del análisis de las Guías de Referencia (GR) de las transportistas eléctricas, se observó que las obras propuestas para un adecuado suministro eléctrico en prospectiva, no se concretaron en los plazos esperados, y que la urgencia por su realización aumentó, complejizando las tareas e incrementando los costos para su realización.

A medida que se saturan las líneas y las estaciones transformadoras, el tiempo que requieren las obras de ampliación, dificultan la operación e incrementan los riesgos de fallas en las áreas a intervenir.



### Auditoría General de la Nación

Al comparar la GR17-24 con la GR21-28 de TRANSENER, respecto a las proyecciones de expansión de la red de 500kV, para el año 2022, se observó el rezago de las ampliaciones de las líneas y de la construcción de nuevas estaciones transformadoras.

En la primera GR, se proyectaron las LEAT i) Chocón Oeste - Chuiido – Río Diamante (Comahue-Cuyo); ii) Río Diamante - Charlone - Plomer (Cuyo-GBA), iii) Puerto Madryn - Choele Choel - Bahía Blanca (Patagonia-BA), iv) Bahía Blanca - Vivoratá - Abasto (BA-GBA), v) anillado AMBA (GBA), vi) Atucha – Río Coronda (BA-Litoral), vii) Santo Tomé - Malvinas Argentinas (Litoral-Centro) y viii) Rincón SM - Resistencia (Yacyretá-NEA).

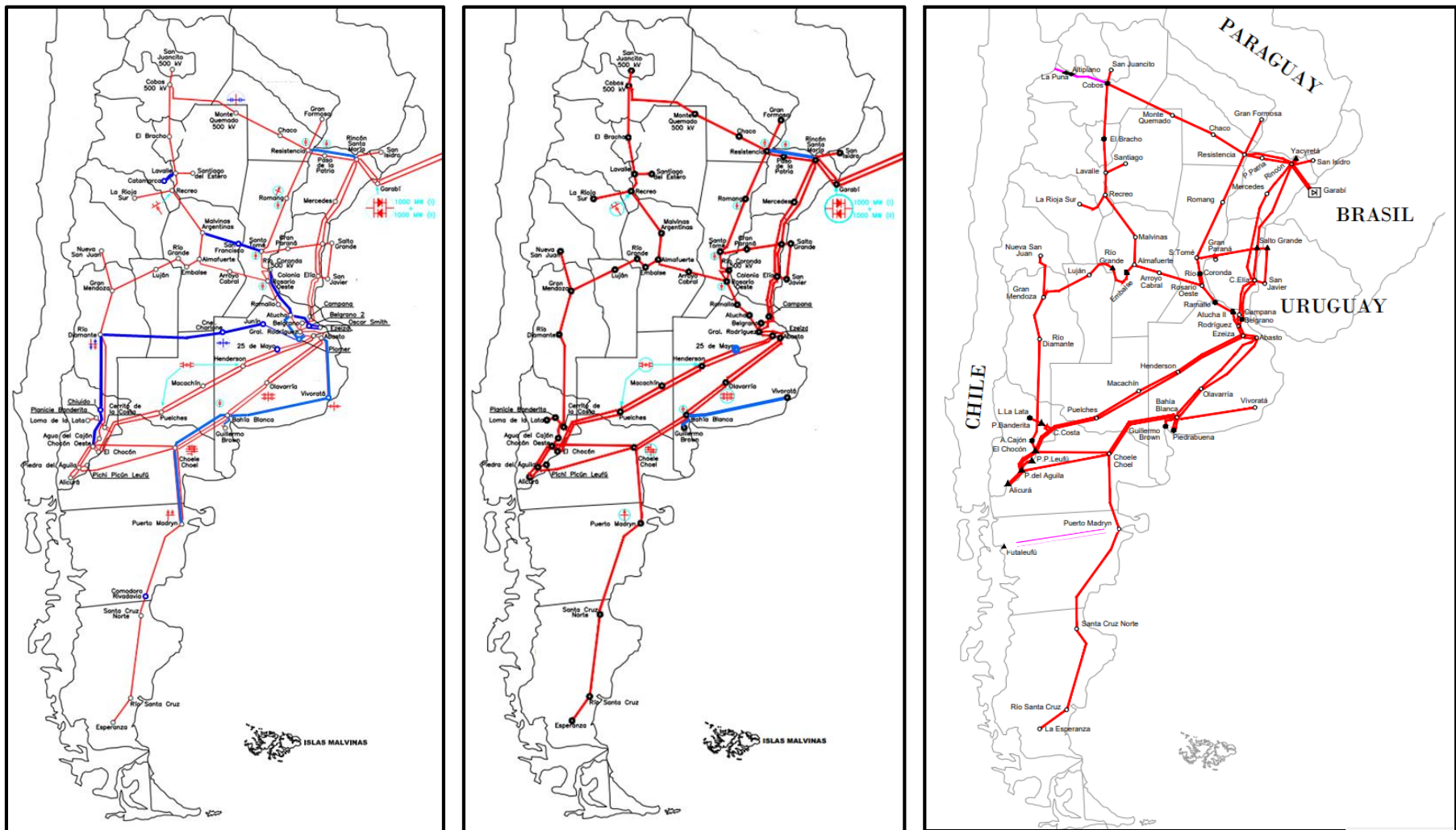
En la GR21-28, las hipótesis de incorporaciones para 2022, se limitaron a iv) Bahía Blanca - Vivoratá y viii) Rincón SM - Resistencia, líneas que efectivamente ingresaron, como puede apreciarse en el siguiente gráfico.

A la izquierda, se muestra la proyección realizada en la guía de referencia publicada en diciembre de 2016, en el centro la publicada en diciembre de 2020 y a la derecha, el estado de la red en 2023.



Auditoría General de la Nación

Gráfico 24: Proyecciones de las Guías de Referencia (año 2022) comparado a la red actual de 500kV (año 2023).



Fuente: Elaboración propia en base a información de las Guías de Referencia de Transener y datos publicados por CAMMESA.



## Auditoría General de la Nación

El sector energético es altamente interdependiente, y su desempeño depende de un crecimiento y una relación armónica entre sus distintos componentes y segmentos. Durante el período de desarrollo de los planes federales, ocurría concomitantemente un declino de la producción de gas natural doméstico y por ende, un creciente requerimiento de combustibles líquidos<sup>93</sup> para cubrir las brechas, agravadas por un producto bruto nacional en expansión, y por ende, una demanda creciente de energía.

La generación eléctrica es producida preponderantemente por generadores térmicos que insumen estos hidrocarburos, para transformar este energético en electricidad. La situación descrita generó una presión mayor sobre los costos de la producción de la energía eléctrica, cubiertos mediante crecientes transferencias corrientes.

Esta tensión entre subsidios e inversiones, en un contexto de restricciones presupuestarias, es una cuestión central en el desarrollo de la política energética, toda vez que el marco normativo establece como objetivo de la política tarifas justas y razonables, y por ende un costo razonable para los usuarios y hogares. A su vez, las obras más importantes se han concretado a través de planificación y financiamiento estatal.

Nuevamente, el esquema de financiación es un problema no resuelto, que presentó dificultades desde el inicio de la implementación del marco regulatorio. Los segmentos desregulados y competitivos, y los regulados bajo el sistema de precios máximos, requieren un ambiente macroeconómico estable de largo plazo, en especial para las inversiones y el financiamiento de las expansiones del sistema, con largos períodos de amortización. Desde el origen de la reforma eléctrica, el contexto macroeconómico ha sido caracterizado por su inestabilidad y de la dependencia de recursos fiscales y financiamiento externo.

La conceptualización de la energía como un bien económico estratégico, es una discusión que se planteó en el origen del marco normativo. Su consideración en ese sentido, explica las variantes regulatorias impulsadas y los distintos alcances de la intervención estatal en su abastecimiento, reseñados en

---

<sup>93</sup> Estadísticas Anuales CAMMESA 2005-2020. Consumo combustible para generación.



### Auditoría General de la Nación

el estudio especial. Actualmente existen consensos, en el desarrollo estratégico de la industria energética, en la necesidad de una centralidad en la planificación, y en el impacto que su producción tiene en la transición energética y en el cambio climático.

Tanto en los escenarios energéticos, como en las planificaciones estatales recientes, el transporte eléctrico juega un rol fundamental en el proceso de transición energética nacional.

La configuración en prospectiva de las redes, está íntimamente ligada con las decisiones de políticas productivas, climáticas, de hidrocarburos y de generación renovable no convencional. Estos vínculos materializados en las proyecciones, tienen una escala que trasciende el nivel de los planes de los agentes individuales, o de un mercado en particular. Representan un desafío de coordinación y complementación territorial e intersectorial, que requieren de una visión centralizada, con distintos horizontes temporales.

El condicionante a la política renovable, evidenció la necesidad de coordinar los distintos segmentos eléctricos, ya que su estancamiento, impidió el ingreso de nuevos generadores, en general menos costosos, con incorporación de nuevas tecnologías, que hubieran reportado beneficios a los usuarios de la energía, y reducido el costo de la energía renovable<sup>94</sup>.

El evento de colapso del sistema puso en agenda la necesidad no sólo de expandir las redes, sino de adecuar los procedimientos y modernizar la infraestructura existente.

El transporte eléctrico cuenta con distintos indicadores técnicos de desempeño, para medir la calidad del servicio y el funcionamiento del sistema. Uno de ellos es la Energía No Suministrada (ENS). A continuación, se expone la serie de ENS, medida en MWh y en minutos de operación del sistema, para dimensionar la magnitud del evento de 2019, y el impacto en la energía no suministrada.

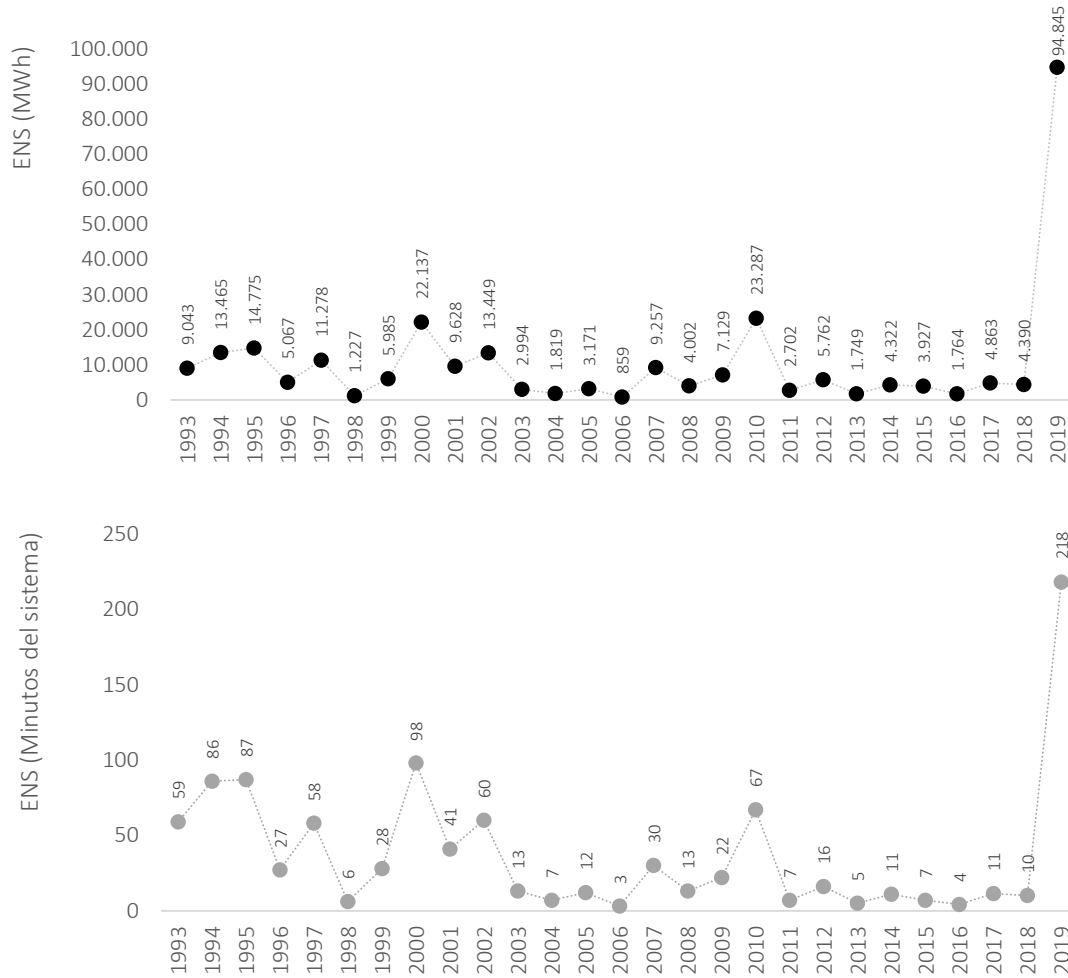
---

<sup>94</sup> Conclusiones del informe AGN sobre el Renovar (Act. AGN 217/21)





Auditoría General de la Nación  
**Gráfico 25:** Serie del Indicador Técnico ENS.



Fuente: Guía de Referencia Transener 2021-2028

Los problemas de infraestructura de la transmisión eléctrica traen asociados restricciones y riesgos para el adecuado y seguro abastecimiento eléctrico. Se sostuvieron períodos de subinversión, donde algunas líneas y nodos funcionaron al borde de sus límites técnicos, afectando la capacidad de reserva de cada corredor. Este problema remite a las ampliaciones del sistema, que se encuentran previstas en el régimen de calidad y seguridad de obras que se deben encarar para asegurar el funcionamiento del sistema.

La ocurrencia del colapso de junio de 2019, la recurrente postergación de obras de gran escala para mejorar la vinculación eléctrica y seguridad del abastecimiento y la falta de capacidad de transmisión de las regiones con potencial renovable, le confieren al problema estudiado una materialidad que no puede ser subestimada.



**SIGLARIO** (Por orden de aparición de las siglas)

PI: Planes de Inversión

SE: Secretaría de Energía

ENRE: Ente Nacional Regulador de la Electricidad

SADI: Sistema Argentino de Interconexión

RTI: Revisión Tarifaria Integral

CAMMESA: Compañía Argentina del Mercado Eléctrico Mayorista SA

PBI: Producto Bruto Interno

MEM: Mercado Eléctrico Mayorista

BEN: Balance Energético Nacional

AyEE: Agua y Energía Eléctrica

SEGBA: Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires

STDT: Sistema de Transporte de Distribución Troncal

CNEA: Comisión Nacional de Energía y Agua

CFEE: Consejo Federal de Energía Eléctrica

FNEE: Fondo Nacional de Energía Eléctrica

EPEC: Empresa Provincial de Energía de Córdoba

EMSA: Energía de Misiones

HIDRONOR: Hidroeléctrica Norpatagónico SA

DUC: Despacho Único de Cargas

AGEERA: Asociación de Generadores de Energía Eléctrica

ADEERA: Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica

ATEERA: Asociación de Transportistas de Energía Eléctrica

AGUEERA: Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica

SIN: Sistema Interconectado Nacional

TI: Transportista independiente

MINPLAN: Ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios

STAT: Sistema de Transporte de Alta Tensión

NEA: Noreste Argentino

NOA: Noroeste Argentino

MEMSP: Mercado eléctrico mayorista Sistema Patagónico



*Auditoría General de la Nación*

FEDEI: Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior

FFTEF: Fondo Fiduciario del Transporte Eléctrico Federal

CAF: Comité de Administración del Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal

CECA: Contrato Exclusivo de Construcción de Ampliaciones

UESTEE: Unidad especial Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica

SRRyME: Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico

FOTAE: Fideicomiso Obras de Transporte para el Abastecimiento Eléctrico

OIA: Iniciador Institucional de Ampliaciones

SCPE: Secretaría de Coordinación de la Política Energética

AAREE: Área de Análisis regulatorios y Estudios Especiales

IP: Inversión Pública

IPE: Inversión Pública Energética

ITE: Inversiones en Transporte Eléctrico

ENS: Energía no suministrada

LAT: Línea de Alta Tensión

INDEC: Instituto Argentino de Estadísticas y Censo

BID: Banco Interamericano de Desarrollo

RenMDI: Manifestaciones de interés en la incorporación de energías renovables

GR: Guías de Referencia

DAG: Desconexión de Generación