

//// **ENERGÍA** ////
ELÉCTRICA

INVERSIONES NECESARIAS PARA EL CRECIMIENTO SOSTENIDO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

Mtr. Ing. Andrés Ghia

CONTENIDOS

 01	05	07	1 09
	RESUMEN EJECUTIVO	INTRODUCCIÓN	ANÁLISIS DE LA DEMANDA
2 17	3 23	4 27	27
PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA EXISTENTE	AMPLIACIÓN DE INFRAESTRUCTURA	GENERACIÓN
28	31	5 35	36
GENERACIÓN CONVENCIONAL	GENERACIÓN RENOVABLE Y ENERGÍA DISTRIBUIDA	RED DE TRANSPORTE	PROYECCIÓN DE INVERSIONES RED DE TRANSPORTE
6 39	7 41	41	42
INVERSIONES	FONDOS DE FINANCIAMIENTO	FONDO FIDUCIARIO PARA EL SECTOR ELÉCTRICO	IMPUESTOS/FONDOS DE AFECTACIÓN ESPECÍFICA
42	8 45	9 47	
TARIFAS	CONCLUSIONES	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	

RESUMEN EJECUTIVO

En este trabajo se propone realizar un análisis general del sector eléctrico como acompañante de políticas energéticas de seguimiento al crecimiento de Argentina. El análisis de 10 años lleva la frontera del estudio y proyección al año 2029, donde la demanda prevista en todos los sectores del mercado, residenciales, industriales y comerciales, deben ser satisfecha en tiempo real y con calidad de servicio, para que pueda considerarse cumplidos los objetivos planteados. La infraestructura energética necesaria condice con áreas específicas del mercado eléctrico, conforme a su división reglamentaria de Generación, Transporte y Distribución.

Se analizaron en forma general los requerimientos de inversión necesarios en materia de generación para satisfacer la demanda del sistema eléctrico nacional en el mediano plazo, observando los objetivos de energías renovables y diversificación de la matriz energética planteada. Para esto se realizó una actualización de las proyecciones de demanda y planteos de planes de generación presentados por diversas organizaciones y elaboración de proyecciones propias. Se consideraron los nuevos planes y políticas sobre el desarrollo de energías renovables y diversificación de la matriz energética.

La existencia de proyectos de generación hidráulica que ingresarán en los próximos años, servirán para permitir la diversificación de la matriz energética y recuperar participación dentro de la misma, que paso de tener un 60 % de participación hace 25 años, a una participación cercana al 30 % en la actualidad. Se plantea cubrir el crecimiento de la demanda propuesta con generación térmica convencional de alta

eficiencia haciendo uso del gas proveniente del yacimiento "Vaca Muerta".

Los proyectos de energía renovables presentados en el informe, corresponden a los llevados a cabo hasta la fecha en las Licitaciones Renovar y en el desarrollo del mercado entre privados denominado MATER. Los mismos están en crecimiento y están recién por debajo del 50 % de lo planteado a cubrir hasta el año 2025. Se espera instalar 12 GW de potencia de origen renovable para cubrir la demanda del año 2029.

Las redes de alta tensión de 500 KV están a menor capacidad para poder transportar la energía proveniente de las diferentes fuentes de energía primaria que integran el sistema nacional, con cargas concentradas en el nodo de Buenos Aires y el Litoral. Para ello se han planteado las nuevas redes a través de los contratos tipos PPP de participación netamente privada. No se descarta la aparición nuevamente de los PPA, más atractivos para los inversores internacionales.

El financiamiento que tiene el sector, más allá del mecanismo de remuneración que se pretenda establecer, siempre la "tarifa" es la que debe remunerar gran parte o todos los costos que se incurren para llevar la energía desde su ubicación y origen primario, hasta la disposición final del usuario energético.

Se concluye que, para los próximos años, el mercado estará abocado a la inserción de fuentes de energía renovable, que aportan un gran alivio al consumo de los combustibles y un aprovechamiento de energía

primaria disponible, que no ha sido utilizada dentro de la matriz hasta el día de hoy en forma importante. Será muy importante la gestión de los encargados y responsables del MEM, para que el crecimiento de fuentes renovables no desequilibre el ingreso de

fuentes de generación firme, para el sostenimiento del equilibrio instantáneo de la oferta y la demanda de corto, mediano y largo plazo, con el objetivo de la eficiencia, confiabilidad, economía y sostenimiento del mercado eléctrico argentino.

INTRODUCCIÓN

En este trabajo se propone realizar un análisis general del sector eléctrico como acompañante de políticas energéticas de seguimiento al crecimiento de Argentina. El análisis de 10 años lleva la frontera del estudio y proyección al año 2029, donde la demanda prevista en todos los sectores del mercado, residenciales, industriales y comerciales, deben ser satisfecha en tiempo real y con calidad de servicio, para que pueda considerarse cumplidos los objetivos planteados.

La infraestructura energética necesaria condice con áreas específicas del mercado eléctrico, conforme a su división natural y reglamentaria de Generación, Transporte y Distribución.

El sector de **Distribución** necesita claramente de tarifas justas y razonables, para que las empresas inviertan en infraestructura que permitan mejorar la calidad del servicio, disminuir los cortes y acortar las horas de energía no suministrada a los clientes. Además, el sector deberá enfrentar el desafío de permitir que sus usuarios comiencen con inversiones en generación renovable minorista, lo que hará que el comportamiento de sus redes cambie y deban adecuarse sin afectar la calidad de los demás usuarios que no participan de estos nuevos comportamientos. Las empresas no están preparadas para redes que tienden a añadir generación en forma distribuida y la necesidad de incorporar inteligencia artificial, hará que tendamos a redes inteligentes (Smart Grid), situación que deberá plantearse el sector, que ha mantenido y conservado redes con comportamientos “pasivos” con estaciones que solo se han limitado a distribuir la energía solicitada en un solo sentido, pero no a evaluar flujos bidireccionales cambiantes en los distintos horarios del día, que harán

cambiar los comportamientos a “activos” y ante ello una necesidad de inversión no prevista en la actualidad, en las políticas de las empresas.

En el sector de **Transporte**, se necesita que se aumenten las líneas de Extra Alta Tensión que comunican las áreas que poseen abundancia de recursos energéticos, con las áreas de grandes consumos. La implementación de contratos del tipo PPA y PPP, son necesarios para que las inversiones se realicen en dicho sector. Nuevamente, la tarifa debe permitir la inversión del sector en infraestructura eléctrica, de acuerdo al crecimiento planteado. Además, el sector va a tender a tener más participantes, ya que al haber constructores que participan con contratos privados e intereses puestos en sus inversiones, ellos deberán tener una participación más activa dentro del sector, solo limitado hoy día a transportistas troncales-regionales y transportistas nacionales-intrarregionales.

En el sector de **Generación**, si bien hay una ley objetivo a cumplir al año 2025, de instalar potencia de origen renovable, no se debe olvidar la seguridad de abastecimiento, ya que no se debe descuidar al sector de energía convencional a que siga invirtiendo en plantas tradicionales, garantizándoles la participación en el mercado con tarifa adecuada, para que no se descuide el suministro. Se analizarán alternativas de financiamiento que permitan el crecimiento sostenido de las inversiones del sector de generación que impacten positivamente, de manera que las tarifas de los usuarios no paguen los sobrecostos del sector por externalidades ajenas a los mismos. En esta área, se necesita de políticas claras de media y largo plazo que favorezcan a los usuarios finales, puesto que

es la que aporta seguridad de abastecimiento en un sector de competencia que solo puede participar el estado como planificador y moderador.

Es importante el seguimiento de la nueva figura de Prosumidores (consumidores que generan renovable a nivel residencial en forma instantánea sin almacenamiento), que pueden disminuir las necesidades del crecimiento concentrado como hasta ahora, pero que nuevamente en el horario nocturno donde escasea la generación solar de dichos actores, el sector de demanda necesita que todo siga como siempre, con un seguimiento planificado y organizado, de tal manera de que no se descuide la seguridad eléctrica y la necesidad de abastecimiento continuo.

Por lo descripto previamente, el **Abastecimiento Energético** es fundamental en la proyección del sector, puesto que cualquiera que sea la perspectiva, proyectiva y vector del crecimiento sostenido del país hasta dicha frontera en el tiempo, será necesaria la Energía Eléctrica como eslabón fundamental de esta cadena. Las mayores inversiones necesarias para el abastecimiento energético se concentran en el parque de generación, que debe hacer frente a una demanda creciente, con los niveles de confiabilidad y economía de operación esperados. Claramente los sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica también juegan un papel fundamental en el suministro a los usuarios.

La matriz energética de la Argentina se ha venido transformando en los últimos quince años. En efecto, la nueva generación incorporada al sistema ha sido fundamentalmente de origen térmico convencional, incrementado la participación de esa fuente de generación en la producción total de energía. No obstante, eso, en los últimos años se ha comenza-

do con una planificación sistemática para la incorporación de **generación renovable**, con metas bien definidas. La ley 27.191 promulgada en octubre de 2015, establece como objetivo lograr una contribución de las fuentes de energía renovables hasta alcanzar el 8 % del consumo de energía eléctrica nacional a diciembre de 2018, incrementándose el abastecimiento hasta el 20 % del consumo de energía eléctrica nacional, a diciembre de 2025. Sumado a este esfuerzo por diversificar la matriz energética y reducir la dependencia de los combustibles fósiles se debe prestar especial atención a proyectos hidroeléctricos de envergadura que puedan disminuir aportar grandes potenciales de reservas. Si bien las energías renovables, incluyendo la hidráulica convencional, van a tener un papel importante en la futura matriz energética del país, se seguirá necesitando de generación térmica para poder satisfacer la demanda de los usuarios y dotar al sistema del nivel de confiabilidad y calidad requerido. Para ello Argentina cuenta con importantes reservas de gas no convencional, que permitirán mantener al sistema con seguridad y calidad eléctrica.

En este trabajo se analizan en forma general los requerimientos de inversión necesarios en materia de generación para satisfacer la demanda del sistema eléctrico nacional en el mediano y largo plazo (2019 - 2029), observando los objetivos de energías renovables y diversificación de la matriz energética planteada. Se analizarán también las ampliaciones de las redes de transporte de alta tensión, que serán necesarias para seguir interconectando el país conforme al crecimiento de la demanda, como también para permitir la integración de generación renovable y reducción de los niveles de congestión de la red para optimizar el despacho de generación y reducir el costo total de producción de energía.

1

ANÁLISIS DE LA DEMANDA

La demanda de energía ha seguido una tendencia creciente a lo largo del tiempo, con oscilaciones estacionales pero con pendiente positiva. Es cierto también que ha habido años en donde la energía ha manifestado caídas interanuales, debido a factores sociopolíticos, pero que superada la crisis, se han recuperado e inclusive han crecido tendiendo a la media pronosticada.

La Figura 1 muestra la demanda de energía del sistema eléctrico nacional para el periodo 2002-2018. Los datos de demanda son obtenidos del último informe anual del mercado eléctrico mayorista elaborado por CAMMESA, correspondiente al año 2017, y del informe mensual correspondiente al mes de abril de 2019 que recopila la información anual. La demanda representada en el gráfico es la originada por agentes propios del mercado eléctrico mayorista (MEM), como ser empresas Distribuidoras, Grandes Usuarios Mayores (GUMA), Grandes Usuarios Menores (GUME), Grandes Usuarios Particulares (GUPA).

La demanda eléctrica en este periodo ha tenido un crecimiento sostenido en la mayor parte de este periodo, excepto en el año 2009, donde debido a la crisis económica global registró una caída significativa del nivel de actividad, provocando una disminución sostenida de la demanda, especialmente de la industrial. En el año 2014 la demanda no se incrementó

respecto al año anterior, y posteriormente en 2015 se produce una recuperación de la tasa de crecimiento. No obstante ello, el nivel de crecimiento en el año 2016 vuelve a ser bajo, presentando un crecimiento de solo 0,8% con respecto al valor registrado en 2015.

En el año 2017 también se da una reducción de la demanda total. Según el informe anual 2017 de CAMMESA, ese decrecimiento marginal de la demanda total de -0,4% con respecto al 2016 se debe a una reducción de la demanda residencial que representa el 40% de la demanda total del país. Gran parte del comportamiento de la demanda residencial está ligada a la temperatura. El 2017 fue un año relativamente cálido, con temperaturas por encima de la media esperada para ese periodo. Esto tiene influencia directa en la demanda eléctrica en los meses de invierno. En los meses de verano, por el contrario, el aumento de la temperatura media provoca un aumento importante de la demanda eléctrica, principalmente por el uso de medios de refrigeración y aire acondicionado. El 2017 fue el año con menor cantidad de días fríos en el periodo invernal, y con mayor cantidad de días calurosos en el verano, comparado con el perfil histórico de temperaturas medias. El impacto negativo sobre la demanda eléctrica de un clima menos severo en invierno fue mayor que el impacto positivo de un verano más extremo, lo que resultó en una leve reducción de demanda total anual.

EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Demanda de Energía [TWh]

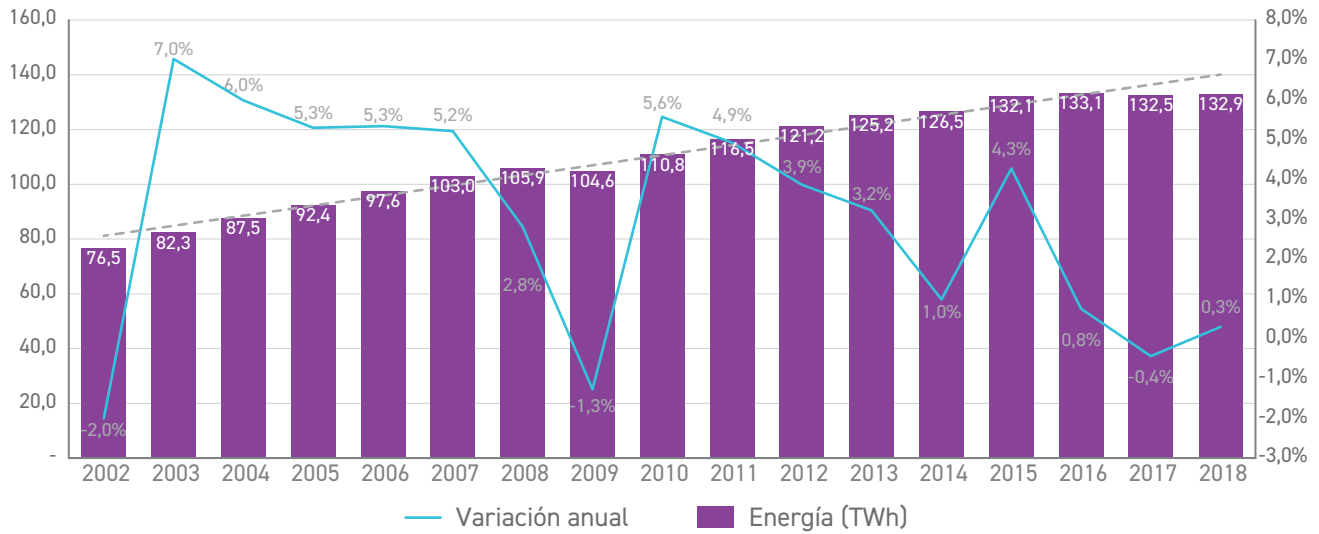


Gráfico 1. Fuente: CAMMESA y elaboración propia.

Si se toma el promedio de los últimos 5 años, se obtiene un valor de crecimiento interanual de la demanda de energía de 1,2%, incluyendo el efecto del decrecimiento del año 2017.

Para analizar el comportamiento de la demanda del periodo 2018-2019 (mes corriente), analizamos las demandas mensuales desde enero de 2016, hasta abril 2019.

En la figura 2 se observa el comportamiento de la demanda que oscila mes a mes, conforme a la línea de tendencia de color azul, representando la estacionalidad del clima. Pero también se observa una marcada tendencia a la baja interanual de la demanda, como se observa en la figura 3.

La línea recta de tendencia de color rojo tiene una marcada pendiente negativa demostrando que la demanda

EVOLUCIÓN MENSUAL DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Demanda de Energía mensual (GWh)

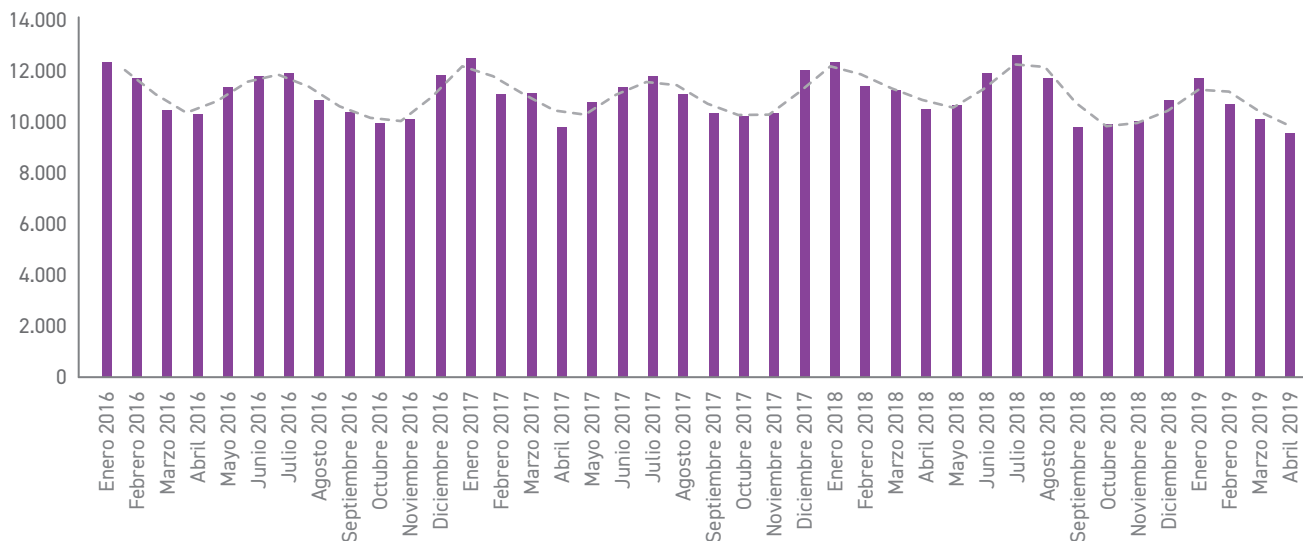


Gráfico 2. Fuente: CAMMESA y elaboración propia.

DISMINUCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Demanda de Energía mensual (GWh)

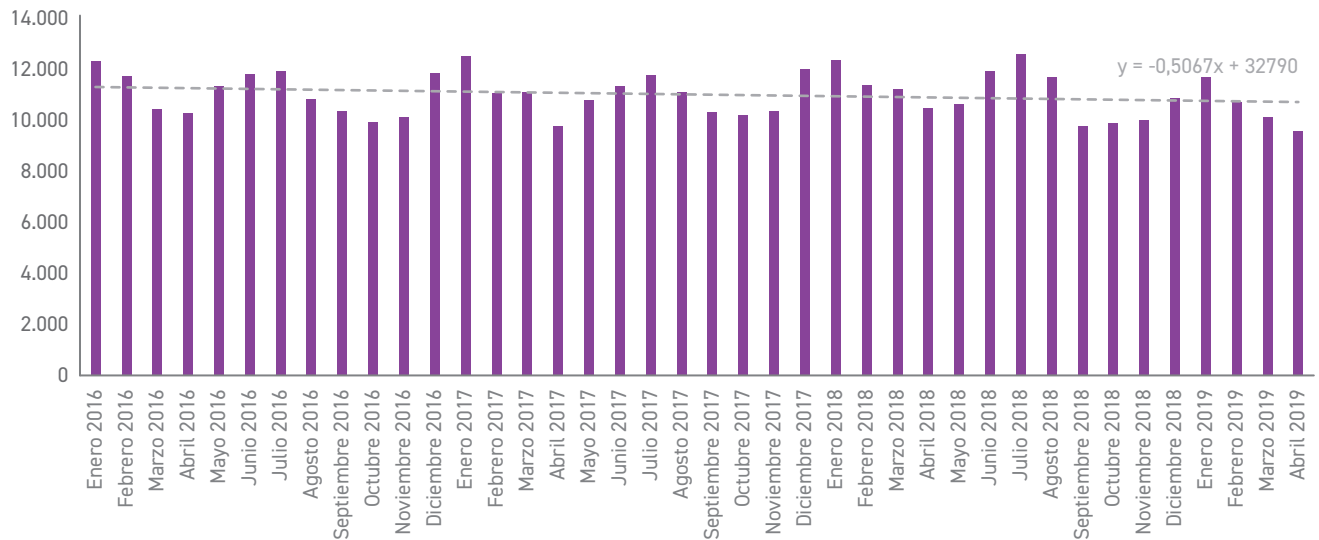


Gráfico 3. Fuente: CAMMESA y elaboración propia.

interanual ha decrecido, significando una marcada respuesta de la demanda al aumento de las tarifas y a la situación de la economía.

Para un análisis técnico más detallista de dicha situación, se toman los últimos 8 meses de demanda, septiembre 2018 – abril 2019.

De los reportes mensuales de CAMMESA, se extraen los resúmenes operativos siguientes:

SEPTIEMBRE 2018

Potencia Instalada: 38.228 (MW)

Potencia Máxima Bruta: 19.541 (MW)
01/09/2018 20:30

Potencia Máxima Historica: 26.320 (MW)
08/02/2018 15:35

Demanda Total: 9.774 (GWh)
-5,6% vs. Igual mes 2017
2,2% Año Móvil

Costo Monómico medio mes: 2864,9 (\$/MWh)
Monómico medio año móvil: 1777,9 (\$/MWh)

OCTUBRE 2018

Potencia Instalada: 38.302 (MW)

Potencia Máxima Bruta: 18.952 (MW)
17/10/2018 20:32

Potencia Máxima Historica: 26.320 (MW)
08/02/2018 15:35

Demanda Total: 9.875 (GWh)
-3,4% vs. Igual mes 2017
1,7% Año Móvil

Costo Monómico medio mes: 2669,3 (\$/MWh)
Monómico medio año móvil: 1901,5 (\$/MWh)

NOVIEMBRE 2018

Potencia Instalada: 38.299 (MW)

Potencia Máxima Bruta: 21.190 (MW)
21/11/2018 21:10

Potencia Máxima Historica: 26.320 (MW)
08/02/2018 15:35

Demanda Total: 10.029 (GWh)
-3,2% vs. Igual mes 2017
1,3% Año Móvil

Costo Monómico medio mes: 2444,4 (\$/MWh)
Monómico medio año móvil: 2005,6 (\$/MWh)

DICIEMBRE 2018

Potencia Instalada:	38.538 (MW)
Potencia Máxima Bruta:	23.100 (MW) 26/12/2018 15:15
Potencia Máxima Historica:	26.320 (MW) 08/02/2018 15:35
Demanda Total:	10.808 (GWh) -10,1% vs. Igual mes 2017 0,3% Año Movil
Costo Monómico medio mes:	2543,5 (\$/MWh)
Monómico medio año móvil:	2117,5 (\$/MWh)

ENERO 2019

Potencia Instalada:	38.539 (MW)
Potencia Máxima Bruta:	26.113 (MW) 29/01/2019 14:25
Potencia Máxima Historica:	26.320 (MW) 08/02/2018 15:35
Demanda Total:	11.693 (GWh) -5,3% vs. Igual mes 2018 0,0% Año Movil
Costo Monómico medio mes:	2286,7 (\$/MWh)
Monómico medio año móvil:	2188,0 (\$/MWh)

FEBRERO 2019

Potencia Instalada:	38.609 (MW)
Potencia Máxima Bruta:	25.897 (MW) 20/02/2019 15:15
Potencia Máxima Historica:	26.320 (MW) 08/02/2018 15:35
Demanda Total:	10.702 (GWh) -6,2% vs. Igual mes 2018 -0,8% Año Movil
Costo Monómico medio mes:	2577,4 (\$/MWh)
Monómico medio año móvil:	2277,4 (\$/MWh)

MARZO 2019

Potencia Instalada:	38.801 (MW)
Potencia Máxima Bruta:	22.426 (MW) 07/03/2019 15:32
Potencia Máxima Historica:	26.320 (MW) 08/02/2018 15:35
Demanda Total:	10.121 (GWh) -10,0% vs. Igual mes 2018 -1,7% Año Movil
Costo Monómico medio mes:	2723,5 (\$/MWh)
Monómico medio año móvil:	2382,1 (\$/MWh)

ABRIL 2019

Potencia Instalada:	38.922 (MW)
Potencia Máxima Bruta:	18.876 (MW) 03/04/2019 20:12
Potencia Máxima Historica:	26.320 (MW) 08/02/2018 15:35
Demanda Total:	9.574 (GWh) -8,8% vs. Igual mes 2018 -2,9% Año Movil
Costo Monómico medio mes:	2924,9 (\$/MWh)
Monómico medio año móvil:	2499,4 (\$/MWh)

Gráfico 4: Resultado operativo mensual. Fuente: CAMMESA.

La demanda de **septiembre 2018** presentó un decrecimiento del orden del **-5,6%**, siendo 9.774 GWh para este mes, contra 10.349 GWh para el mismo periodo de año anterior (2017).

En general todos los tipos de consumo presentaron una baja en su demanda. La demanda de distribución (compra estacional que incluye a los grandes usuarios bajo distribuidor) decreció aproximadamente un **-5,5%**, y la gran demanda (**GU** compra directa al MEM), presentó una caída respecto al mismo mes del año anterior de alrededor de **-5,8%**.

La demanda de **octubre 2018** presentó un decrecimiento del orden del **-3,4%**, siendo 9.875 GWh para este mes, contra 10.227 GWh para el mismo periodo de año anterior (2017).

La demanda de distribución (compra estacional que incluye a los grandes usuarios bajo distribuidor) decreció aproximadamente un **-2,5%**, y la gran demanda (**GU** compra directa al MEM), presentó una caída respecto al mismo mes del año anterior de alrededor de **-7,0%**.

La demanda de **noviembre 2018** presentó un decrecimiento del orden del **-5,2%**, siendo 10.029 GWh para este mes, contra 10.578 GWh para el mismo periodo de año anterior (2017).

La demanda de distribución decreció aproximadamente un **-2,0%**, y la gran demanda **GU** presentó una caída respecto al mismo mes del año anterior de alrededor de **-8,0%**.

La demanda de **diciembre 2018** presentó un decrecimiento del orden del **-10,1%**, siendo 10.808 GWh para este mes, contra 12.025 GWh para el mismo periodo de año anterior (2017).

La demanda de distribución decreció aproximadamente un **-9,8%**, y la gran demanda **GU** presentó una caída respecto al mismo mes del año anterior de alrededor de **-11,5%**.

La demanda de **enero 2019** presentó un decrecimiento del orden del **-5,3%**, siendo 11.693 GWh para este mes, contra 12.350 GWh para el mismo periodo de año anterior (2018).

La demanda de distribución decreció aproximadamente un **-4,6%**, y la gran demanda **GU** presentó una caída respecto al mismo mes del año anterior de alrededor de **-9,1%**.

La demanda de **febrero 2019** presentó un decrecimiento del orden del **-6,2%**, siendo 10.702 GWh para este mes, contra 11.404 GWh para el mismo periodo de año anterior (2018).

La demanda de distribución decreció aproximadamente un **-5,3%**, y la gran demanda **GU** presentó una caída respecto al mismo mes del año anterior de alrededor de **-10,2%**.

La demanda de **marzo 2019** presentó un decrecimiento del orden del **-10,0%**, siendo 10.121 GWh para este mes, contra 11.247 GWh para el mismo periodo de año anterior (2018).

La demanda de distribución decreció aproximadamente un **-9,8%**, y la gran demanda **GU** presentó una caída respecto al mismo mes del año anterior de alrededor de **-10,8%**.

La demanda de **abril 2019** presentó un decrecimiento del orden del **-8,8%**, siendo 9.574 GWh para este mes, contra 10.493 GWh para el mismo periodo de año anterior (2018).

La demanda de distribución decreció aproximadamente un **-8,7%**, y la gran demanda **GU** presentó una caída respecto al mismo mes del año anterior de alrededor de **-9,0%**.

En la figura 5 se representa la variación de la demanda por tipo de usuario: Grandes Usuarios (**GU**) y Residenciales y la variación promedio del mercado de los 8 meses tomados como ventana de estudio, entre los meses de septiembre de 2018 al mes de abril de 2019.

Todos los valores son negativos, denotando que ha habido una contracción en la demanda de energía interanual en general, y también por sectores del tipo de uso de la energía.

Los motivos son varios, entre los que podemos mencionar, están las condiciones climáticas que han sido más benignas comparadas con años anteriores, la tarifa a los usuarios a aumentado y por lo tanto hay contracción por dicho motivo también. Otro motivo es las medidas de eficiencia que se vienen implementados, que permiten mantener el servicio, pero con mejor rendimiento, ejemplo es la iluminación led, equipos de climatización de mejor eficiencia, etc. Lo llamativo del análisis, es la contracción en la demanda de la industria, que ha decrecido en promedio un 10%, dando a entender que dicho sector está experimentando alguna situación económica que ha hecho que se contraiga con tanta velocidad. Un motivo puede ser tanto el aumento de la tarifa como el movimiento de la cotización del dólar con respecto al peso.

Del Gráfico 4 “Resultado operativo mensual”, otro detalle a tener en cuenta, es la evolución del precio monómico de la energía. En la figura 6, se presenta la “Variación del precio monómico” para el periodo de análisis de septiembre 2018 – abril 2019.

El costo monómico medio de generación del mes de **septiembre de 2018** alcanzó los 2.865\$/MWh, frente a los 1.180\$/MWh de igual mes del año anterior. Para el Año Móvil este costo se encuentra en 1.778\$/MWh. Se observa un incremento del **142,8%**.

El precio monómico estacional alcanzó los 1.348\$/MWh según los nuevos precios en vigencia de la Disposición SSEEN°75/2018, frente a los 578\$/MWh medios vigentes en Septiembre 2017 según la Resolución MEyMN°6/2016. La diferencia del **precio vs costo es de 112,5%**.

El costo monómico medio de generación del mes de **octubre de 2018** alcanzó los 2.669\$/MWh, frente a los 1.172\$/MWh de igual mes del año anterior. Para el Año Móvil este costo se encuentra en 1.902\$/MWh. Se observa un incremento del **127,7%**.

El precio monómico estacional alcanzó los 1.351\$/MWh según los nuevos precios en vigencia de la

VARIACIÓN DE LA DEMANDA POR TIPO

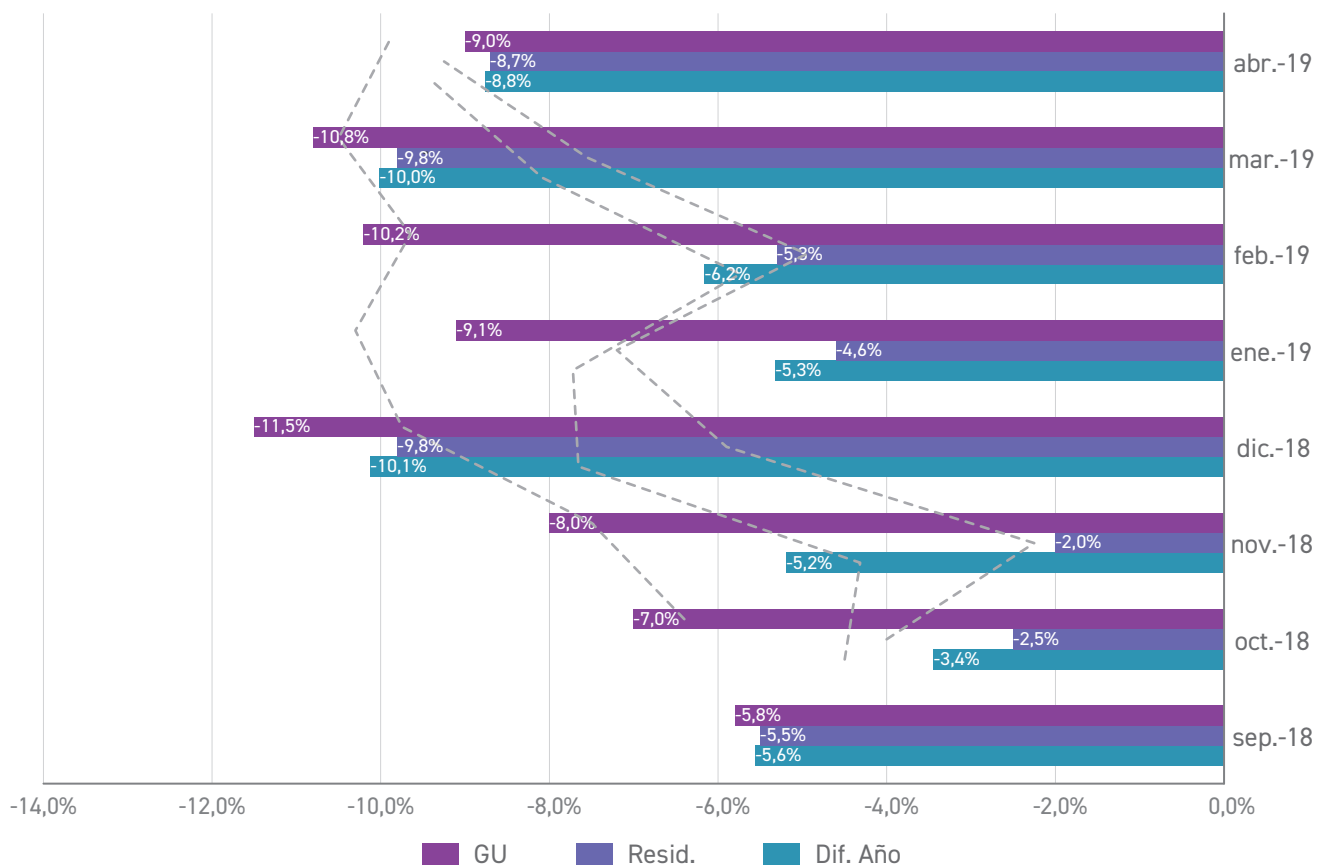


Gráfico 5. Fuente: Elaboración propia.

Disposición SSEEN°75/2018, frente a los 598\$/MWh medios vigentes en Octubre 2017 según la Resolución MEyMN°6/2016. La diferencia del **precio vs costo es de 97,6%**.

los 1.441\$/MWh de igual mes del año anterior. Para el Año Móvil este costo cerró en 2.188\$/MWh. Se observa un incremento del 58,7%. La diferencia del precio vs costo es de 53,9%.

El costo monómico medio de generación del mes de **noviembre de 2018** alcanzó los 2.444\$/MWh, frente a los 1.195\$/MWh de igual mes del año anterior. Para el Año Móvil este costo se encuentra en 2.005\$/MWh. Se observa un incremento del **104,5%**. La diferencia del **precio vs costo es de 79,8%**.

El costo monómico medio de generación del mes de febrero de 2018 alcanzó los 2.577\$/MWh, frente a los 1.504\$/MWh de igual mes del año anterior. Para el Año Móvil este costo cerró en 2.277\$/MWh. Se observa un incremento del 71,3%. La diferencia del precio vs costo es de 23,7%.

El costo monómico medio de generación del mes de **diciembre de 2018** alcanzó los 2.543\$/MWh, frente a los 1.203\$/MWh de igual mes del año anterior. Para el Año Móvil este costo cerró en 2.118\$/MWh. Se observa un incremento del **111,4%**. La diferencia del **precio vs costo es de 88,8%**.

El costo monómico medio de generación del mes de marzo de 2018 alcanzó los 2.723\$/MWh, frente a los 1.464\$/MWh de igual mes del año anterior. Para el Año Móvil este costo cerró en 2.382\$/MWh. Se observa un incremento del 86,0%. La diferencia del precio vs costo es de 30,9%.

El costo monómico medio de generación del mes de enero de 2018 alcanzó los 2.287\$/MWh, frente a

El costo monómico medio de generación del mes de abril de 2018 alcanzó los 2.925\$/MWh, frente a los

VARIACIÓN DEL PRECIO MONÓMICO

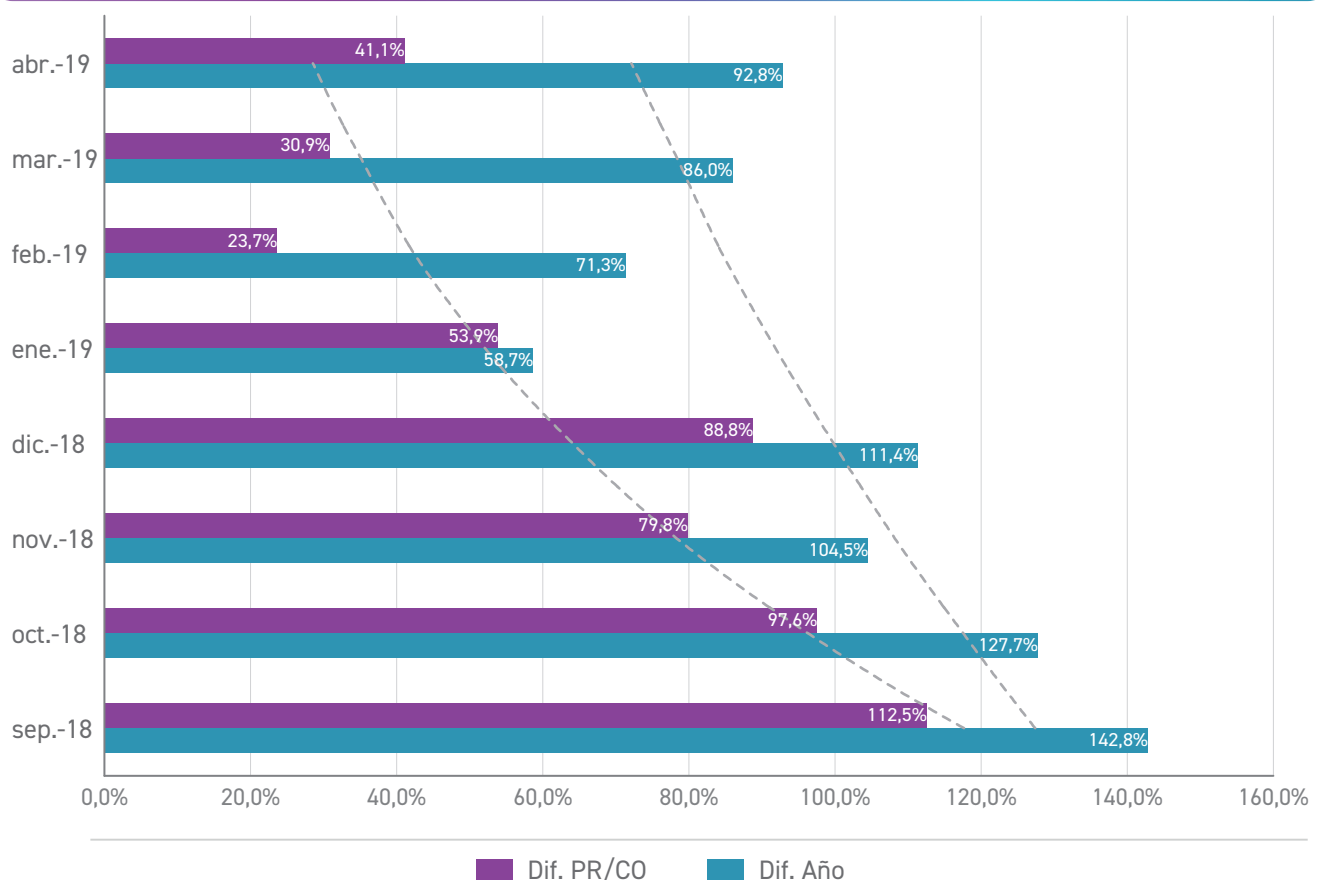


Gráfico 6. Fuente: Elaboración propia.

1.517\$/MWh de igual mes del año anterior. Para el Año Móvil este costo cerró en 2.500\$/MWh. Se observa un incremento del 92,8%.

El precio monómico estacional alcanzó los 2.073\$/MWh según los precios en vigencia de la Resolución N°366/2018, sin los descuentos por Tarifa social y relacionado con menores consumos frente a otros periodos para la demanda Residencial, frente a los 970\$/MWh medios vigentes en abril 2018 según la Resolución MEyM N°1091 /2017. La diferencia del precio vs costo es de 41,1%.

Del Gráfico 6, se observa como las barras de color azul que representa las diferencias interanuales de costos del monómico van decreciendo hasta diciembre de 2018 y luego vuelve a crecer esa diferencia

a abril 2019. La tendencia de la línea debería haber sido cercana al valor de la inflación interanual del mes en cuestión.

Las barras de color violeta que representa la diferencia entre el precio publicado contra el costo real del monómico resultante de la operación del periodo. Hasta febrero 2019 se observa un acercamiento entre ambos, llegando a una diferencia del 23,7% de mínima, pero a partir de marzo, nuevamente se observa un alejamiento del mismo al 41,1%. La tendencia de la línea debería ser cercana a un +/- 10% de diferencia entre costos y precios. Dichas diferencias se reparan en un fondo de compensación entre periodos trimestrales sucesivos de tal manera de absorber las oscilaciones del mercado de ofertas, para que no impacten en forma directa sobre la tarifa a usuario final.

2

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

La demanda de energía tiene una fuerte correlación con el crecimiento del PBI (producto bruto interno), ligado a la producción y crecimiento demográfico de un país. La correlación no es a través de valores absolutos, sino a través de la derivada del comportamiento de una tendencia respecto a otra.

Basado en este precedente, y bajo la hipótesis de 2 escenarios de proyección de recuperación y crecimiento del PBI, se realiza la proyección de la demanda.

En el gráfico 8 se presentan ambas series con tasas de crecimiento del 2,5% y 3,5%.

En el Gráfico 7 se observa la variación año a año del PBI y su fuerte correlación con la demanda de energía que ha tenido a lo largo del tiempo.

VARIACIÓN DEL PRECIO MONÓMICO

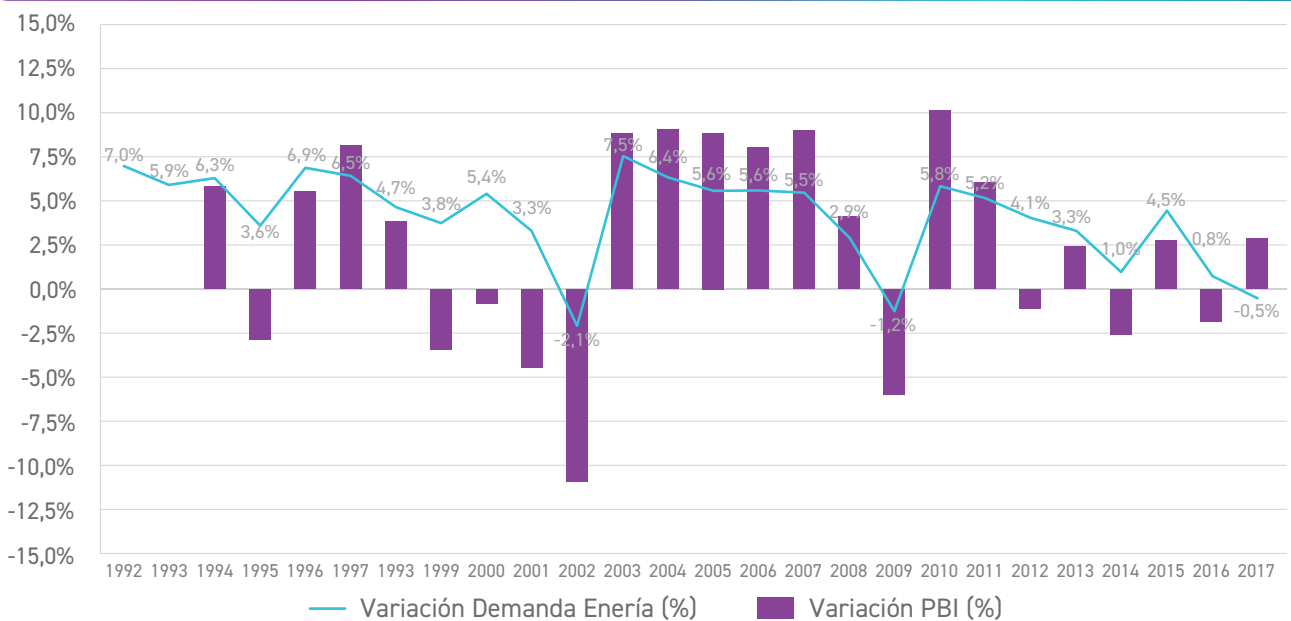


Gráfico 7. Variación Interanual Demanda vs PBI. Fuente: CAMMESA.

PROYECCIÓN CRECIMIENTO PBI - HIPOTESIS DE POSIBLES ESCENARIOS

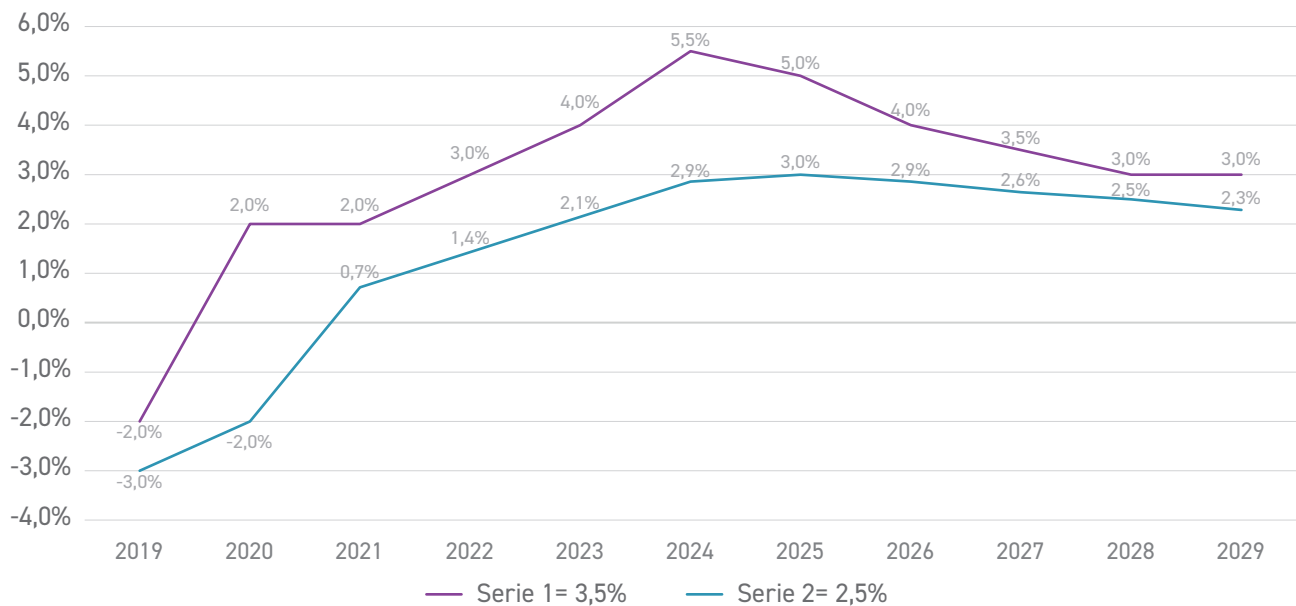


Gráfico 8.

En el Gráfico 9, se presenta la evolución en la demanda de energía eléctrica registrada desde el año 2002 hasta el 2018.

En el Gráfico 10, se presenta la evolución en la demanda de potencia máxima registrada desde el año 2002 hasta el 2018.

EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Demanda de Energía (TWh)

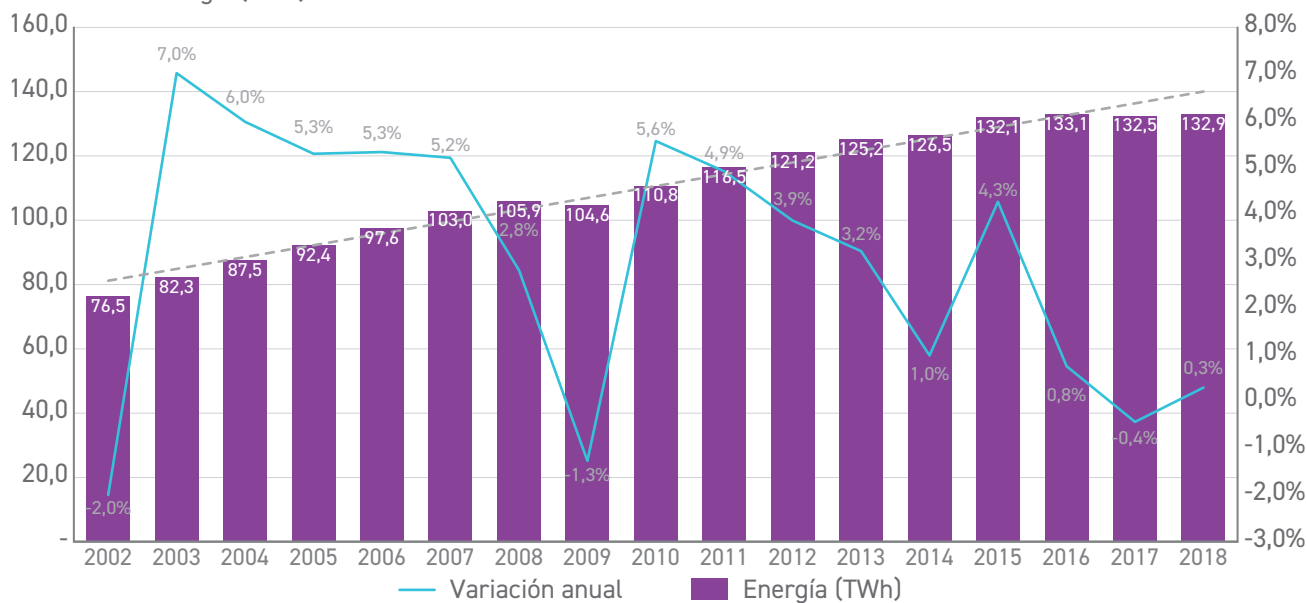


Gráfico 9.

EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE POTENCIA MÁXIMA

Demanda de Potencia (GW)

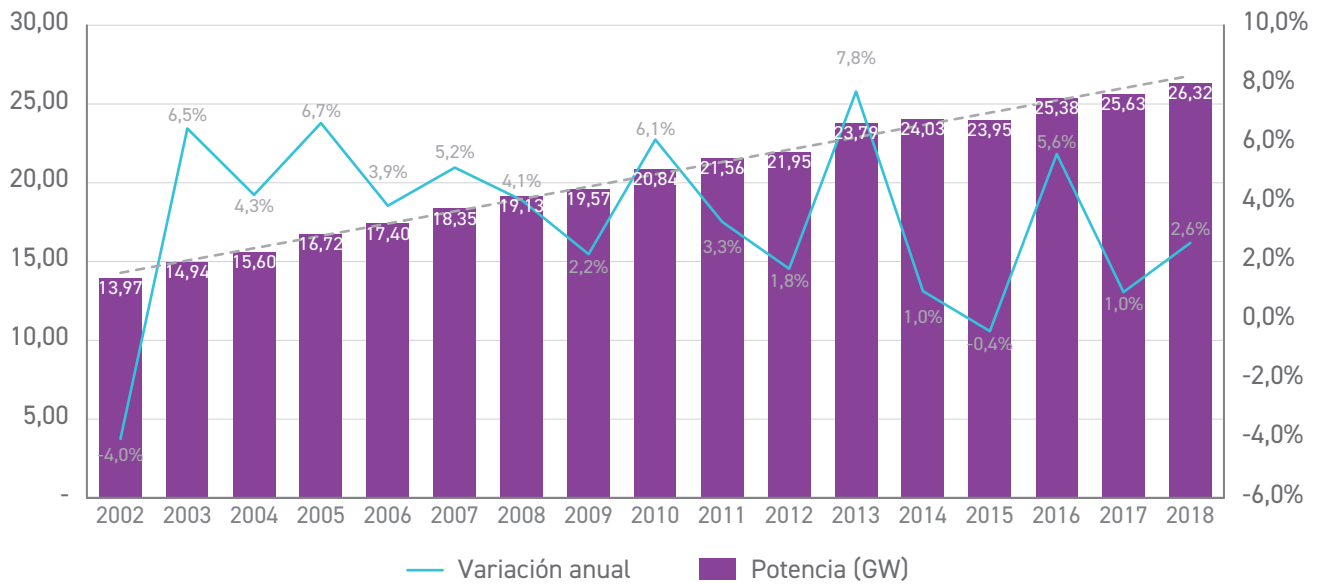


Gráfico 10.

Conforme a la hipótesis de crecimiento de PBI planteado para los 2 escenarios de las series de 2,5% y 3,5%, la energía tenderá a recuperarse y lograr estabilizarse.

En el Gráfico 11, se presenta el escenario de crecimiento de energía para la serie 2,5%.

PROYECCIÓN DE LA ENERGÍA. SERIE 2,5% DE CRECIMIENTO DEL PBI

Demanda de Energía (TWh)



Gráfico 11.

En el Gráfico 12, se presenta el escenario de crecimiento de energía para la serie 3,5%.

Conforme al factor de carga medio anual, se proyecta la potencia máxima más probable que pueda suceder para un comportamiento de la demanda de

energía que tiene una fuerte correlación y seguimiento a un crecimiento del PBI estimado, de acuerdo a la hipótesis planteada bajo ambos escenarios.

A continuación, se presentan las tablas y figuras que corresponden a ambos escenarios.

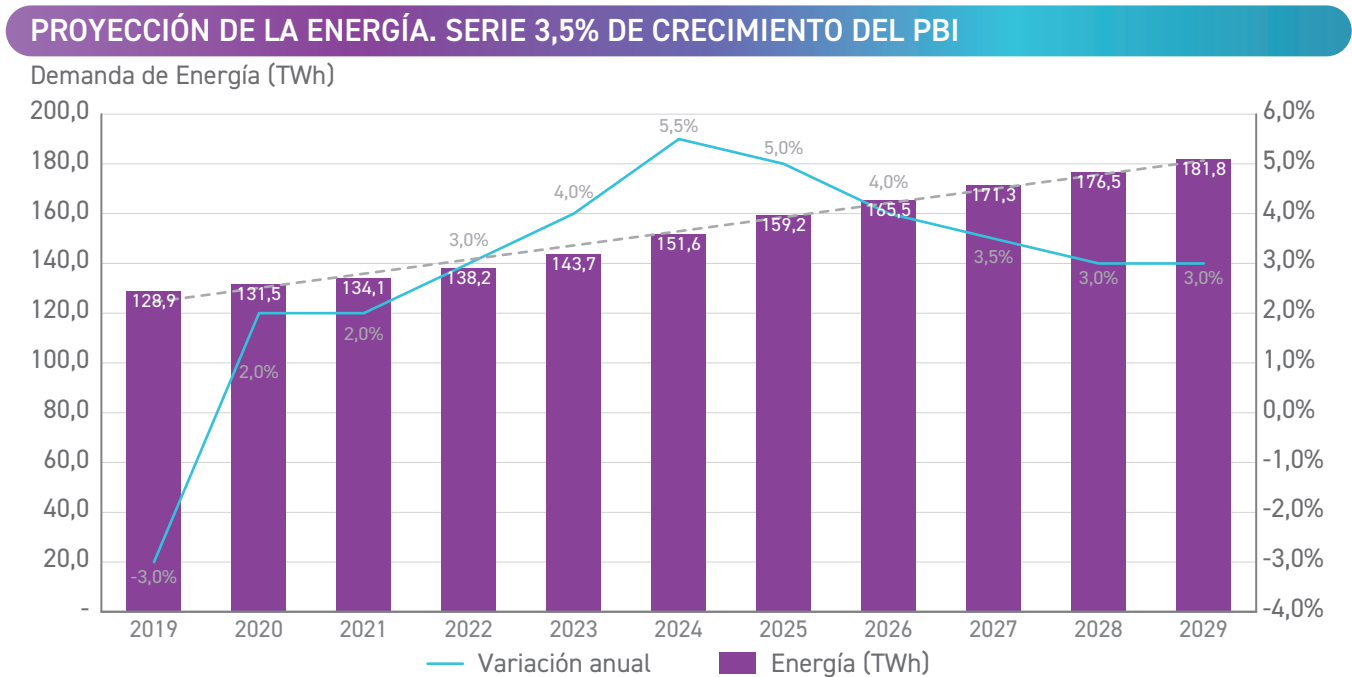


Gráfico 12.

ESCENARIO DE PROYECCIÓN DE LA POTENCIA MÁXIMA ESTIMADA, SERIE 2,5%

DEMANDA DE POTENCIA	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
P. MAXIMA (MW)	26.157	25.634	25.817	26.186	26.747	27.511	28.337	29.146	29.917	30.665	31.365
P. INSTALADA (ABRIL 19)	38.924	38.924	38.924	38.924	38.924	38.924	38.924	38.924	38.924	38.924	38.924
RESERVA ACTUAL (MW)	12.767	13.290	13.107	12.738	12.177	11.413	10.587	9.778	9.007	8.259	7.559
RESERVA NECESARIA(%)	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%
ADICIONAL (MW)	-	-	-	-	-	1.369	2.973	4.458	5.796	7.032	8.136
P. INSTALADA FUTURA	38.924	38.924	38.924	38.924	38.924	40.293	41.897	43.382	44.720	45.956	47.060
P. A INSTALAR (MW)	-	-	-	-	-	1.369	1.604	1.485	1.338	1.235	1.104

Tabla 1.

ESCENARIO DE PROYECCIÓN ESTIMADA "2,5%"

DEMANDA DE POTENCIA	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
P. MAXIMA (MW)	26.157	26.680	27.214	28.030	29.152	30.755	32.293	33.584	34.760	35.803	36.877
P. INSTALADA (ABRIL 19)	38.924	38.924	38.924	38.924	38.924	38.924	38.924	38.924	38.924	38.924	38.924
RESERVA ACTUAL (MW)	12.767	12.244	11.710	10.894	9.772	8.169	6.631	5.340	4.164	3.121	2.047
RESERVA NECESARIA(%)	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%
ADICIONAL (MW)	-	-	767	2.389	4.468	7.177	9.523	11.327	12.853	14.122	15.355
P. INSTALADA FUTURA	38.924	38.924	39.691	41.313	43.392	46.101	48.447	50.251	51.777	53.046	54.279
P. A INSTALAR (MW)	-	-	767	2.389	4.468	2.709	2.346	1.804	1.526	1.270	1.233

Tabla 2.

PROYECCIÓN DE LA POTENCIA MÁXIMA ESTIMADA, SERIE 2,5%

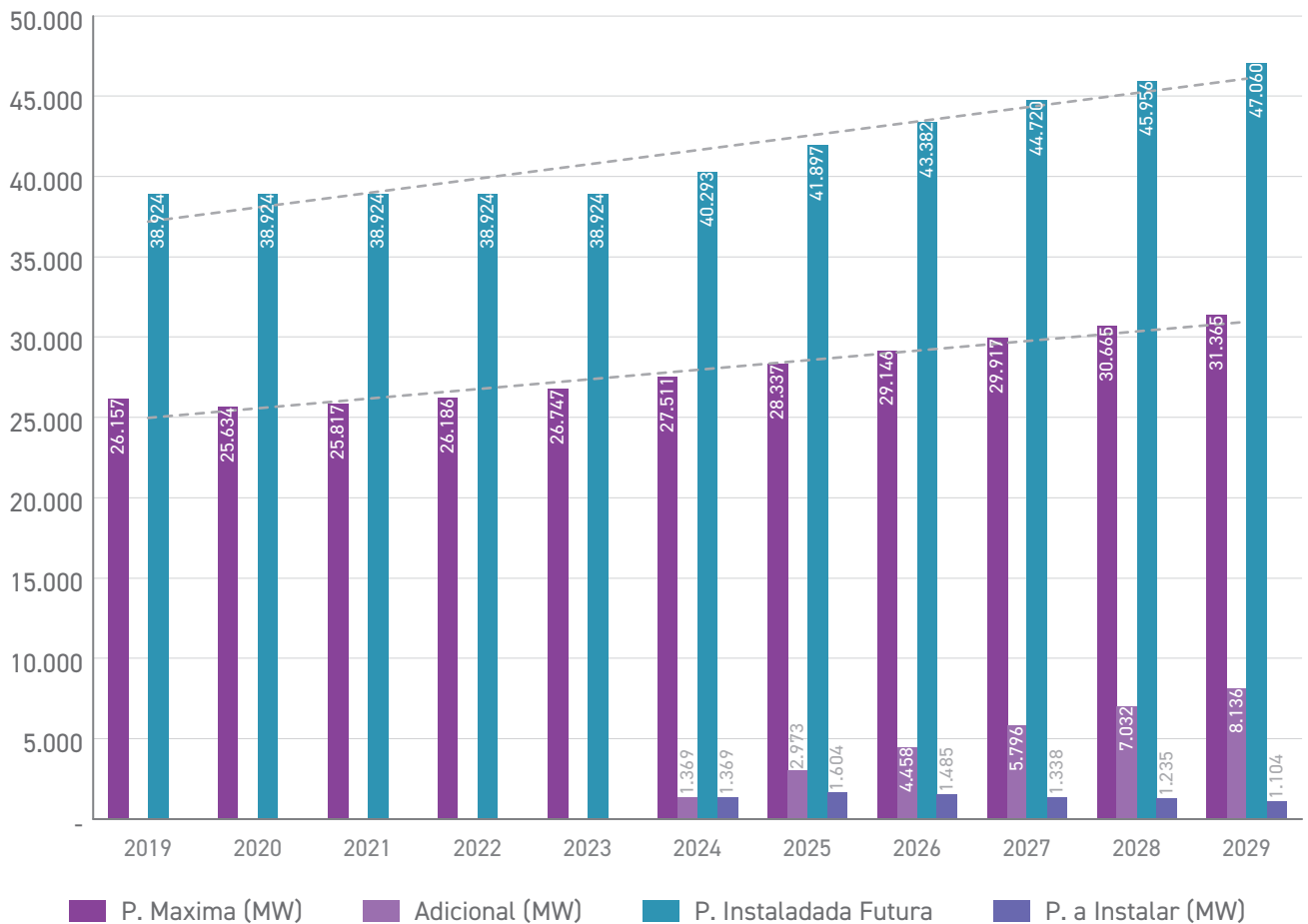


Gráfico 13.

PROYECCIÓN DE LA POTENCIA MÁXIMA ESTIMADA, SERIE 3,5%

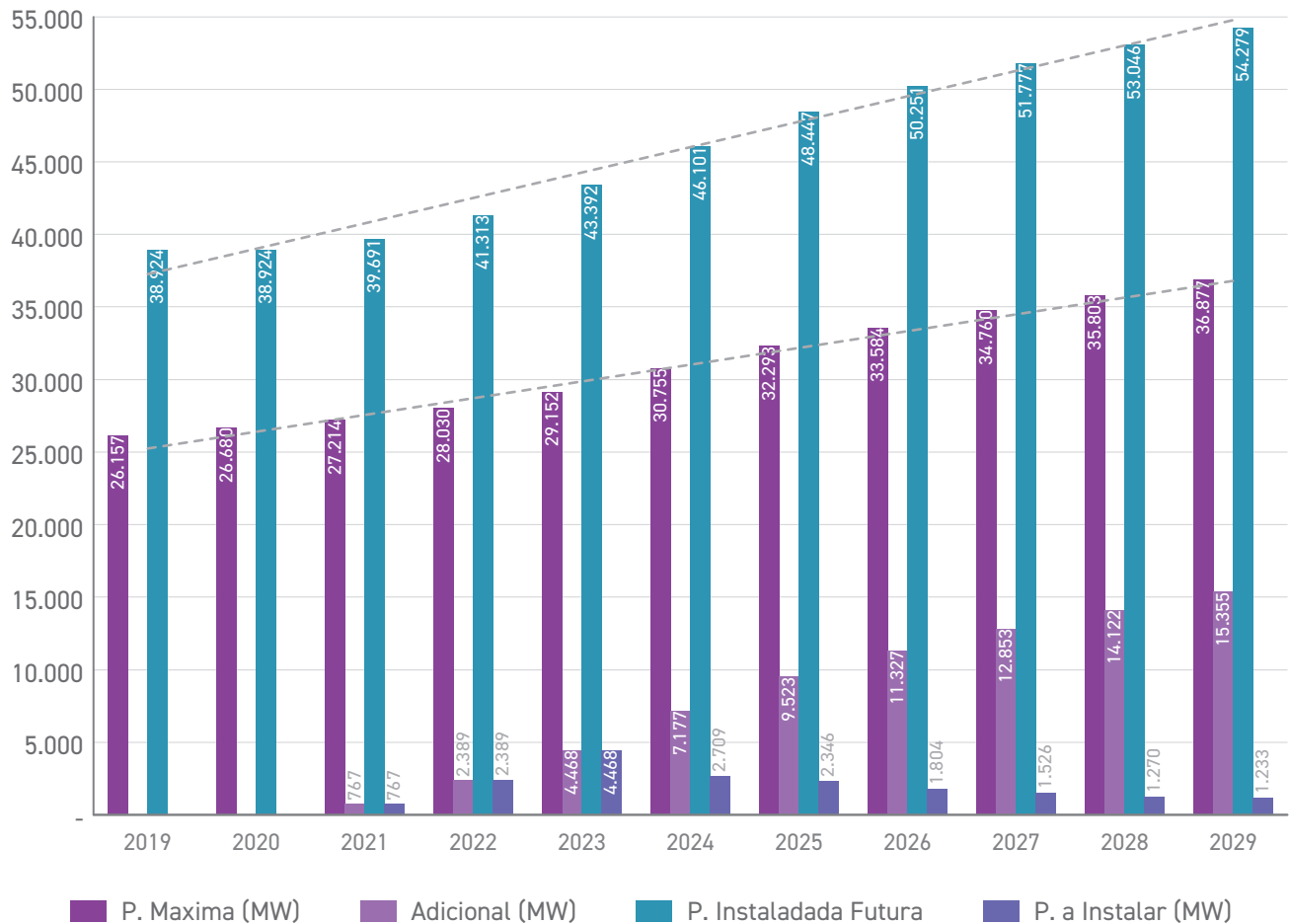


Gráfico 14.

Se observa que para la proyección correspondiente a la serie 2,5%, la recuperación del mercado y la necesidad de nueva generación, se presenta recién para el año 2024, mientras que para el escenario de la serie 3,5%, la necesidad de nuevo equipamiento

aparece en el año 2021. Prácticamente, la diferencia más importante entre ambos escenarios es el retraso en la necesidad de incorporación de nueva generación para mantener la reserva, performance, respuesta y estabilidad del sistema eléctrico.

3

INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA EXISTENTE

La potencia instalada por región y por tipo de generación actualizada a abril de 2019 es la que se presenta en la tabla siguiente en MW de capacidad instalada. La potencia instalada es la suma de la potencia efectiva de los agentes generadores, cogeneradores y autogeneradores.

El significado de las abreviaciones y siglas en la tabla anterior es el siguiente:

- *TV = Turbo Vapor.*

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

POTENCIA INSTALADA POR REGIÓN Y TIPO DE GENERACIÓN [MW] – ACTUALIZADA

REGIÓN	TV	TG	CC	DI	TÉRMICO TOTAL	HIDRA-ULICA	NUCLEAR	SOLAR	EÓLICA	HIDRO < = 50 MW	BIOGAS	RENO. TOTAL	TOTAL
CUYO	120	90	374	40	624	957	-	172	-	172	-	344	1.925
COM	-	501	1.487	92	2.080	4.725	-	-	40	44	-	84	6.889
NOA	261	991	1.472	394	3.118	101	-	94	58	119	-	271	3.490
CENTRO	200	815	534	101	1.650	802	648	51	48	116	6	221	3.321
GBA-LIT-BAS	3.870	4.391	7.039	895	16.195	945	1.107	-	256	-	30	286	18.533
NEA	-	33	-	286	319	2.745	-	-	-	-	-	-	3.064
PATA	-	271	301	-	572	516	-	-	567	47	-	286	1.702
U.Móviles	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	4.451	7.092	11.207	1.808	24.558	10.791	1.755	317	969	498	36	1.820	38.924
% TÉRMICO	18%	29%	46%	7%	100%								
% TOTAL					63,1%	27,7%	4,5%					4,7%	100,0%

Tabla 3. Fuente: Informe Mensual de Cammesa de abril de 2019.

En la tabla 3 se observa que el 63,1 % de la potencia instalada es de origen térmico en sus formas turbo vapor, turbo gas, ciclos combinados y diésel. En cuanto a la generación hidráulica con potencias mayores a 50 MW, la matriz está compuesta por un 27,7 % solamente, a diferencia de hace 20 años que el peso porcentual era cercano al 60 %. Este cambio corresponde netamente a que todo el crecimiento de la demanda ha sido cubierto prácticamente por generación térmica y muy poco con hidráulico. El 4,5 % lo cubre lo térmico-nuclear y el restante 4,7 % es cubierto con generación del tipo renovable. El 100 % de la matriz corresponde a una potencia instalada a abril de 2019 de 38.924 MW.

Si se compara con la situación a fines de 2017, se observa que la participación de la potencia hidráulica disminuyó del 32 % al casi 28 % actual, mientras que la generación térmica convencional aumentó del 61 % al 63 %. La participación de la generación renovable también se incrementó, aunque en menor medida, pasando su participación del 2 % a fines de 2017 al casi 5 % de la situación actual.

Esta es en realidad una tendencia que se viene manifestando en los últimos diez años. Como puede verse del análisis realizado, desde el 2008 se ha incrementado en forma sostenida, tanto en valor absoluto como porcentual, la generación térmica convencional. En el mismo periodo la generación hidráulica de gran escala ha perdido terreno en cuanto a su participación en el parque de generación. Ha habido un incremento puntual de la generación nuclear por la entrada en servicio de la central Atucha II. La generación renovable ha experimentado un importante incremento en los últimos años debido a las políticas de incentivo de este tipo de generación. Si bien todavía su participación en el total de la generación es reducida hay una clara tendencia al alza y se espera un importante crecimiento en el mediano plazo, puesto que se espera que llegue a un 25 % al año 2025 y a un 30 % en el 2030 de potencia instalada.

Los Gráficos 16 y 17 ilustran la ubicación geográfica de la generación actual por región y tecnología.

EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA

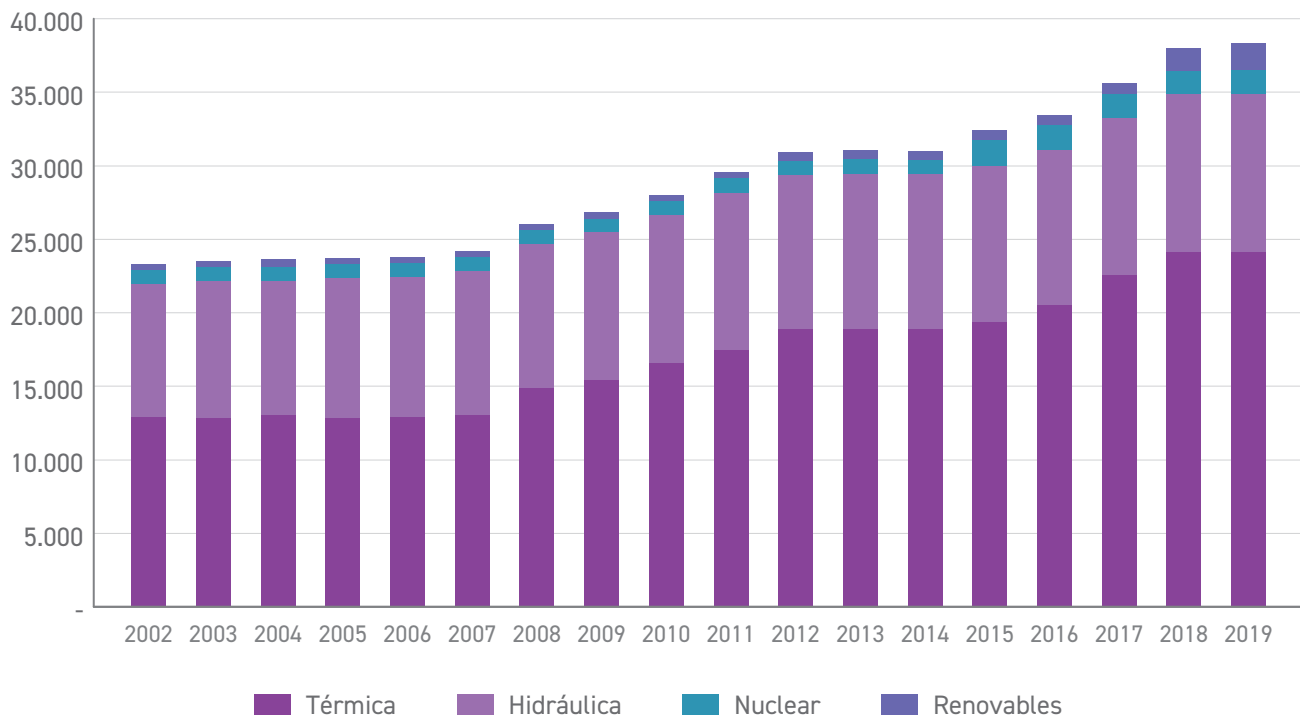


Gráfico 15. Fuente: elaboración propia con datos de CAMMESA

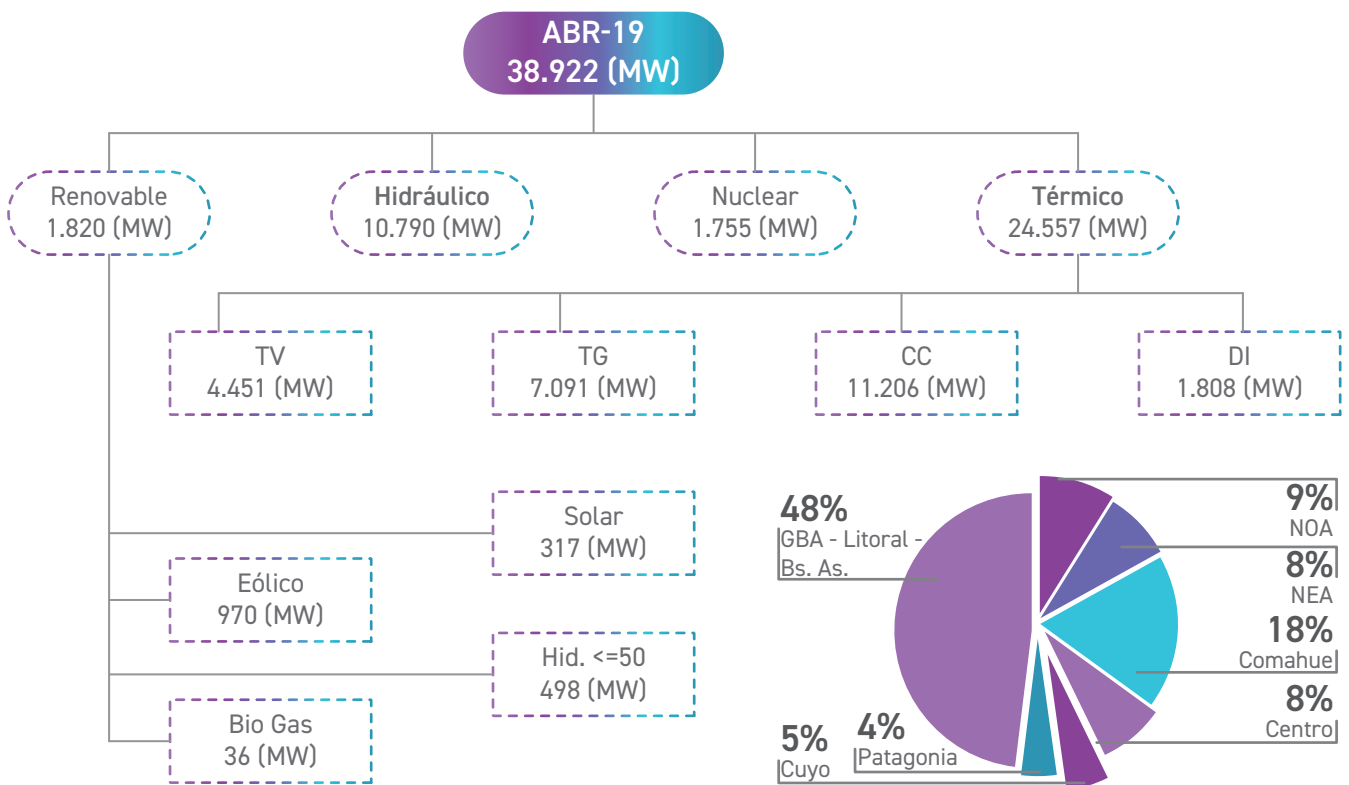


Gráfico 16. Distribución por región de la potencia instalada. Fuente: CAMMESA

Gráfico 17. Potencia instalada por tipo de tecnología. Fuente: CAMMESA

Los Gráficos precedentes muestran la evolución de la participación de los distintos tipos de generación en la producción total de energía. Se observa que desde el año 2015 se empieza hacer notable la contribución de la energía renovable. Sin embargo, hay que tener en cuenta que gran parte del total de generación renovable se debe a hidro-renovable (menos de 50 MW de potencia instalada), y con un menor porcentaje de participación, las nuevas tecnologías solar y eólica. En informes anteriores la generación de pequeñas plantas hidráulicas se la incluyó en el total hidráulico, de ahí que pueda haber discrepancia en los porcentajes de participación de renovables.

Los proyectos que se están construyendo y que van a ir ingresando a la matriz, de origen renovable, van a ir modificando la participación de los mismos en la matriz general. Esto es de esperar hasta el año 2025, conforme a la Ley de renovables, sin embargo, la realidad hará que los proyectos se sigan incorporando hasta años posteriores al año frontera del estudio, 2029, debido a los incentivos y gran potencial que tiene la Argentina en energía primaria de origen renovable.

Es de destacar, que el punto de equilibrio del sistema en cuanto a estabilidad todavía no ha sido probado en la práctica, pero se espera que esté comprendido entre el 20 % y el 30 %.

4

AMPLIACIÓN DE INFRAESTRUCTURA

4.1 GENERACIÓN

En el punto 3: "Proyección de la Demanda", en las figuras 11, 12, 13, 14, 15 y 16 se analizó y determinó la necesidad de potencia a instalar para los próximos 10 años, para abastecer el mercado eléctrico futuro, conforme a la proyección del PBI bajo 2 escenarios estimados.

En la tabla 4, se presenta la tabla resumen de los escenarios de 3,5 % y 2,5 %.



ESCENARIO DE PROYECCIÓN ESTIMADA "3,5%"

DEMANDA DE POTENCIA	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
P. MAXIMA (MW)	26.157	26.680	27.214	28.030	29.152	30.755	32.293	33.584	34.760	35.803	36.877
P. INSTALADA (ABRIL 19)	38.924	38.924	38.924	38.924	38.924	38.924	38.924	38.924	38.924	38.924	38.924
P. INSTALADA FUTURA	38.924	38.924	39.691	41.313	43.392	46.101	48.447	50.251	51.777	53.046	54.279
P. A INSTALAR (MW)		- -	767	2.389	4.468	2.709	2.346	1.804	1.526	1.270	1.233

ESCENARIO DE PROYECCIÓN ESTIMADA "2,5%"

DEMANDA DE POTENCIA	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
P. MAXIMA (MW)	26.157	25.634	25.817	26.186	26.747	27.511	28.337	29.146	29.917	30.665	31.365
P. INSTALADA (ABRIL 19)	38.924	38.924	38.924	38.924	38.924	38.924	38.924	38.924	38.924	38.924	38.924
P. INSTALADA FUTURA	38.924	38.924	38.924	38.924	38.924	40.293	41.897	43.382	44.720	45.956	47.060
P. A INSTALAR (MW)		- -	-	-	-	1.369	1.604	1.485	1.338	1.235	1.104

Tabla 4. Proyección de la Potencia necesaria a instalar.

Se observa que para los próximos años, hasta el año 2021, de reaccionar y recuperar el nivel de crecimiento que teníamos previamente al año 2018, el mercado de la generación podría abastecerlo sin perder capacidad de reserva ni tener problemas de suministro. A partir del año 2021 y bajo el escenario de 3,5%, se necesitaría incorporar 767 MW de generación. En el escenario de 2,5%, la potencia existente la puede abastecer sin problemas.

En el año 2024, se debe prever la incorporación de no menos de 1.369 MW para cubrir el crecimiento y se puede llegar a instalar hasta 2.709 MW, para no tener sobreoferta.

Y así sucesivamente, seguir el perfil de crecimiento de ambos escenarios, para establecer el rango de mínima y de máxima, bajo esta hipótesis planteada.

En el Gráfico 18, se ha graficado el rango de necesidad de instalación de potencia para sostener el crecimiento del mercado eléctrico.

Para el escenario de 2,5 % es necesario instalar **8.136 MW** acumulado al 2029, mientras que para el escenario de 3,5 % es necesario **15.355 MW**. Ver figuras 13 y 14. Y en la figura 22 está representado por el área bajo la curva.

Claramente esta estimación es totalmente dependiente del valor de crecimiento que se considere. En este

caso se ha adoptado valores de baja perspectiva de crecimiento, en base a la evolución observada en los últimos años. El valor de crecimiento interanual puede variar abruptamente como ha ocurrido en algunos años en el pasado, por lo que es necesario revisar y actualizar esta proyección en base a la evolución que muestre el sistema todos los años, para corregir la proyectiva e incorporar las nuevas variables que hacen al cambio. Ejemplo de esto fue, el desarrollo del mercado de renovables debido a políticas de incentivo que no pueden preverse en el mediano plazo.

Debe tenerse en cuenta además que en esta estimación no se ha considerado el posible retiro de unidades de generación por obsolescencia. En efecto, el parque turbo vapor instalado en nuestro país presenta más de 2.000 MW con una edad superior a los 40 años desde su instalación, mientras que más del 75% ha superado su vida útil. Múltiples unidades térmicas se encuentran ya en un nivel claro de obsolescencia, en esos casos es de esperar que, aunque se realicen importantes inversiones, eventualmente la confiabilidad de las unidades no puede mejorarse, lo que repercute en una mayor indisponibilidad del parque.

4.2 GENERACIÓN CONVENCIONAL

Se entiende como generación convencional a las plantas que está acostumbrado el mercado ar-

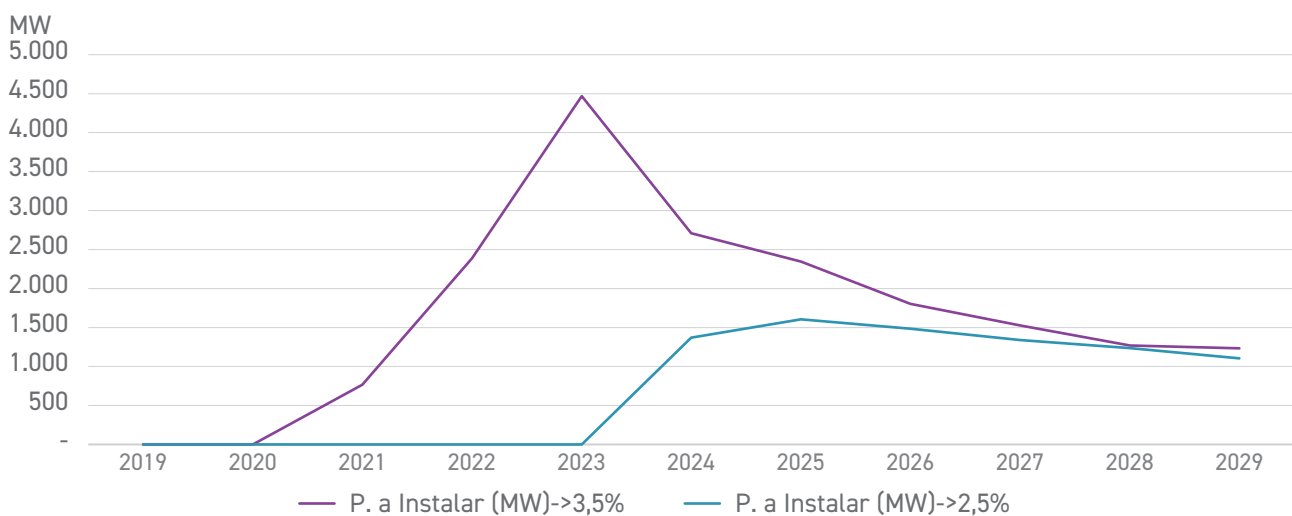


Gráfico 18. Rango de Potencia necesaria a instalar.

gentino, conforme a la disponibilidad de fuentes primarias de energía. Se conocen y se identifican a las **hidroeléctricas** con importante embalse para encausar el agua. A las **térmicas** de distinto tipo, dependiendo del combustible primario que la abastezca. Puede ser gas natural, gasoil, diésel, carbón y las de ciclo combinado que son de vapor producida por los excedentes térmicos que quedan disponibles al quemar los citados combustibles primarios. También se puede considerar de origen **térmico-nuclear**, a las que utilizan este combustible mineral enriquecido para producir calor-vapor y a través de esto generar energía eléctrica.

La Tabla 5 presenta la tabla que contiene los proyectos **hidroeléctricos** que están en ejecución.

PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS

EMPREDIMIENTO	PROVINCIA	P (MW)
Condor Cliff	Santa Cruz	950
Barrancosa	Santa Cruz	360
Garabi	Corrientes - Misiones	580
Chihuidos	Neuquen	637
Portezuelo del Viento	Mendoza	210
Aña Cua	Corrientes - Paraguay	276
Tambolar	San Juan	70
TOTAL	ARGENTINA	3.083

Tabla 5.

Las centrales hidroeléctricas Cóndor Cliff (950 MW) y Barrancosa (360 MW) de la provincia de Santa Cruz (presupuesto de inversión = 4.730 MMUSD), Garabí (580 MW) en la provincia de Corrientes-Misiones, Chihuidos (637 MW) en la provincia de Neuquén Portezuelo del Viento (210 MW) ubicado al sur de Mendoza (presupuesto de inversión = 1.100 MMUSD), el conocido proyecto de Aña Cua de la provincia de Corrientes-Paraguay (276 MW) y finalmente El Tambolar de la provincia de San Juan (70 MW), ingresarán entre los años 2023-2025, justo en el momento de necesidad de incorporación de nueva potencia, acumulando **3.083 MW** de potencia instalada. Se estima que las inversiones superan los **12.000 MMUSD**.

En el año que ingrese la energía hidráulica comentada de las centrales en construcción, a partir del año 2023, aliviará la necesidad del ingreso urgente de nuevas centrales térmicas de alta eficiencia, pero las mismas

si se mantienen en carpeta, como debería suceder, directamente pueden sustituir a las centrales de baja eficiencia de excesiva edad y uso dentro del sistema, permitiendo mejorar la eficiencia general integrada, disminuir el consumo de combustibles y también la emisión de gases de efecto invernadero.

A pesar del importante desarrollo fomentado desde el Estado, no está previsto el ingreso de una nueva generación nuclear en los próximos 5 años, según consta en el informe de proyectiva de la Secretaría de Energía del proyecto Atucha III de 1.000 MW. En escenarios de mayor tiempo de frontera y bajo un nuevo panorama del mercado de demanda, debe estar previsto incorporar este tipo de proyectos de gran envergadura y que, por la naturaleza del proyecto, se puede concentrar en cercanía de los grandes centros de demanda, como es el Gran Buenos Aires. Para el estudio, se considera que en el 2028 puede estar en carpeta el proyecto en condiciones de ejecución. A los fines prácticos, no se lo ha considerado como base.

El reingreso de la central nuclear de Embalse (683 MW) luego de un mantenimiento programado realizado en estos últimos años. La misma había salido de operación para un overhall y se aprovechó para realizar un revamping de aproximadamente un incremento del 6 % (antes era de 648 MW).

En la tabla siguiente se presenta la incorporación de proyectos de generación **térmica**, que están en construcción o con proyecto aprobado. La frontera de tiempo de estos proyectos se encuentra entre el 2019 y el 2022, puesto que son de rápida implantación y ejecución. Se prevé el ingreso de **2.250 MW** térmicos de turbinas a gas natural de alto rendimiento. Se estima un costo de inversión de más de **2.500 MMUSD**.

PROYECTOS DE GENERACIÓN TÉRMICA

CENTRALES TÉRMICAS	MW	2019	2020	2021	2022
LOMA DE LA LATA II	CCA	550			
BELGRANO II	CCA		550		
LOMA DE LA LATA II	CCA		300		
BELGRANO II	CCC			300	
CENTRAL PUERTO	CCA				550
TOTAL MW		550	850	300	550
TOTAL ACUMULADO	MW	550	1.400	1.700	2.250

Tabla 6. Proyectos de generación térmica. Fuente CADER

GENERACIÓN TÉRMICA

CCA: Ciclo combinado abierto. Turbo Gas.
CCC: Ciclo combinado cerrado. Turbo Vapor.

	FECHA	PROYEC. ADJUDICADOS	TECNOLOGÍA	POTEN. (MW)	
Res. ex SEE 21/2016	oct-16	29	Motogeneradores (7) Turbina de Gas (22)	3.163	41 PROYECTOS 4.973 MW ADJUDICADOS
Res. ex SEE 287/2017	nov-16	12	Cierres de CC (8) Cogeneración (4)	1.810	

Tabla 7. Proyectos de generación térmica. Fuente Secretaria de Energía. (11/2018).

Bajo la Resolución 21 del año 2016, el Ministerio de Energía y Minería seleccionó en dos etapas un total de 29 proyectos termoeléctricos por 3.163 MW. Además, bajo la Resolución SE N° 220/2007 y sus posteriores modificaciones, CAMMESA permitió ejecutar acuerdos de suministro en el MEM (Mercado Eléctrico Mayorista) con agentes generadores del MEM. En virtud de ello, durante el año 2017 entraron en operaciones 4 proyectos termoeléctricos por más de 510 MW, además de la ampliación de AES Paraná, de 25 MW.

Por otra parte, bajo la Resolución 287-E/2017 de la Secretaría de Energía Eléctrica del Ministerio de Energía y Minería adjudicó en octubre del año 2017, 12 proyectos por un total de 1.810 MW para incorporar nueva generación de energía eléctrica eficiente mediante el cierre de Ciclos Abiertos y Cogeneración.

Se pueden citar: 2 proyectos a Generación Mediterránea S.A. (cierres de ciclo en Ezeiza en la provincia de Buenos Aires por 138 MW y en Río Cuarto, provincia de Córdoba, por 113 MW); uno al grupo Pampa

Energía, por 370 MW (cierre de ciclo en Marcos Paz, provincia de Buenos Aires); dos a YPF (cogeneración en La Plata por 72 MW y cierre de ciclo en El Bracho, provincia de Tucumán, por 198 MW); tres al grupo MSU (dos cierres de ciclo en provincia de Buenos Aires, por 209 MW y un tercero en Villa María, provincia de Córdoba, por 99 MW); un último cierre de ciclo al grupo Araucaria Generación, por 105 MW en San Pedro, provincia de Buenos Aires.

Todos estos 41 proyectos de generación térmica que suman 4.973 MW de potencia están terminados o por terminar y preparados para entrar en la etapa de generación comercial, hasta el año 2020.

En la Tabla 8, se observa claramente que se necesitará entre 8.136 MW a 15.355 MW de instalaciones del tipo Térmica de alto rendimiento, para cubrir la demanda para los próximos 10 años. Esto siempre se prevé que se cubrirá con generación térmica apta para punta, de rápida implementación-construcción y seguridad de abastecimiento. Se estima que las inversiones del sector superarán los 16.000 MMUSD.

ESCENARIO DE PROYECCIÓN ESTIMADA "3,5%"

DEMANDA DE POTENCIA	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
P. MAXIMA (MW)	26.157	26.680	27.214	28.030	29.152	30.755	32.293	33.584	34.760	35.803	36.877
P. INSTALADA (ABRIL 19)	-	-	767	2.389	4.468	7.177	9.523	11.327	12.853	14.122	15.355
P. INSTALADA FUTURA	38.924	38.924	39.691	41.313	43.392	46.101	48.447	50.251	51.777	53.046	54.279
P. A INSTALAR (MW)	-	-	767	2.389	4.468	2.709	2.346	1.804	1.526	1.270	1.233

ESCENARIO DE PROYECCIÓN ESTIMADA "2,5%"

DEMANDA DE POTENCIA	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
P. MAXIMA (MW)	26.157	25.634	25.817	26.186	26.747	27.511	28.337	29.146	29.917	30.665	31.365
P. INSTALADA (ABRIL 19)	-	-	-	-	-	1.369	2.973	4.458	5.796	7.032	8.136
P. INSTALADA FUTURA	38.924	38.924	38.924	38.924	38.924	40.293	41.897	43.382	44.720	45.956	47.060
P. A INSTALAR (MW)	-	-	-	-	-	1.369	1.604	1.485	1.338	1.235	1.104

Tabla 8. Necesidad de generación térmica.

4.3 GENERACIÓN RENOVABLE Y ENERGÍA DISTRIBUIDA

En Argentina se ha implementado una serie de medidas destinadas a crear un marco legal apropiado para impulsar la adopción generalizada de generación renovable. La ley 27.191 promulgada en octubre de 2015, establece como objetivo lograr una contribución de las fuentes de energía renovables hasta alcanzar el 8% del consumo de energía eléctrica nacional, al 31 de diciembre de 2017, incrementándose hasta el 20% del consumo de energía eléctrica nacional, al 31 de diciembre de 2025. Esta ley ajusta la Ley 26.190 de "Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica". El Decreto 531/2016 reglamenta esta nueva ley y crea herramientas para el financiamiento y ejecución de proyectos.

La ley nacional N° 27.424 promulgada en diciembre de 2017, promueve la generación distribuida de origen renovable. Se crea la figura del usuario-generador

denominado Prosumidor, habilitando a usuarios residenciales a instalar generación renovable en sus hogares y vender sus excedentes al sistema.

El programa de subastas RenovAr lleva a cabo la mayor parte del plan para que Argentina consiga el objetivo de llegar a un 20 % de energías renovables en el consumo eléctrico para 2025. Se lanzó en mayo de 2016 y hasta el momento ha completado tres rondas de licitación realizando contratos con 147 proyectos, por una capacidad combinada de **4.466,50 MW**.

Se desarrolló el mercado de compra y venta de energía de origen renovable entre privados, denominado "MATER - Mercado a Término de Energía Renovable". En el MATER se negociaron 44 proyectos por una capacidad 1.080 MW de potencia a instalar en generadores de origen renovable.

PROYECTOS GANADORES DE LAS SUBASTAS DENOMINADAS RENOVAR

147	PROYECTOS	POTENCIA INSTALADA (MW)	PRECIO PROM. PONDERADO (USD)	MAXIMA (USD)	MINIMA (USD)
100%	Potencia Total	4466,50	US\$54,72	US\$117,85	US\$37,30
39%	Potencia Solar	1732,43	US\$50,35	US\$60,00	US\$40,44
55%	Potencia Eolica	2466,23	US\$50,07	US\$67,19	US\$37,30
2%	Potencia Biogas	77,98	US\$154,59	US\$177,85	US\$118,00
4%	Potencia Biomasa	157,72	US\$116,54	US\$145,86	US\$106,73
1%	Potencia Peq. Hidro	32,14	US\$101,05	US\$105,00	US\$89,00

Tabla 9.

PROYECTOS RENOVABLES DEL MEM

	FECHA	PROYEC. ADJUDICADOS	PRECIO MEDIO (USD/MWh)	POTENCIA (MW)	
RenovAr 1.0	oct-16	29	61,4	1.142	201 PROYECTOS 6.058 MW ADJUDICADOS
RenovAr 1.5	nov-16	30	54,0	1.286	
RenovAr 2.0	nov-17	88	41,2	2.050	
Res. Ex MINEM 202/2016	sep-16	10		500	
MATER	a Ago-18	44		1.080	

Tabla 10. Fuente Secretaría de Energía (11/2018).

Para calcular cual será la potencia total a instalar en generación renovable en el año frontera 2029, se debe cumplir con la consigna de la Ley que estipula un mínimo de 20% de aporte en energía de origen renovable.

Considerando un promedio de factor de capacidad de las fuentes renovables de 0,35, la potencia nominal renovable a incorporar al sistema será de:

ESCENARIO DE PROYECCIÓN ESTIMADA "3,5%"

AÑO	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
ENERGÍA (TWh)	128.937	131.516	134.146	138.171	143.698	151.601	159.181	165.548	171.342	176.483	181.777
ENERGÍA (GWh)	128,9	131,5	134,1	138,2	143,7	151,6	159,2	165,5	171,3	176,5	181,8

ESCENARIO DE PROYECCIÓN ESTIMADA "2,5%"

DEMANDA DE POTENCIA	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
ENERGÍA (TWh)	128.937	126.359	127.261	129.079	131.845	135.612	139.680	143.671	147.468	151.155	154.610
ENERGÍA (GWh)	128,9	126,4	127,3	129,1	131,8	135,6	139,7	143,7	147,5	151,2	154,6

Tabla 11. Tabla de proyección de la Energía.

De la Tabla 11 se observa que la energía demandada para los 2 escenarios oscilará en el año frontera entre:

154.610 GWH Y 181.777 GWH.

Por lo tanto, el aporte de generación renovable deber ser de:

$$1) 20\% * 154.610 \text{ GW} = 30.922 \text{ GW} \longrightarrow \text{Escenario 2,5\%}$$

$$2) 20\% * 181.777 \text{ GW} = 36.355 \text{ GW} \longrightarrow \text{Escenario 3,5\%}$$

$$\text{Renovable (MW)} = \frac{\text{Energía Renovable (MWh)}}{\text{Factor Capacidad} * 8.760 \text{ (horas)}}$$

$$\text{Renovable - 2,5\% (MW)} = \frac{30.922.000 \text{ (MWh)}}{0,35 * 8.760 \text{ (horas)}} = 10.085 \text{ MW}$$

$$\text{Renovable - 2,5\% (MW)} = \frac{36.355.000 \text{ (MWh)}}{0,35 * 8.760 \text{ (horas)}} = 11.858 \text{ MW}$$

Es decir que al año 2029, la capacidad nominal total de generación renovable debe ser cercano a **12.000 MW = 12 GW**, para cumplir con el objetivo de inserción

de renovables planteados en la Ley 27.191. Se estima que las inversiones superarán los **16.000 MMUSD** a las ya instaladas de casi **7.000 MMUSD**.

La potencia aportada por este tipo de tecnología de origen renovable, específicamente la solar fotovoltaica y la eólica, ambas son dependientes de los ciclos solares y no se las considera como aportante de potencia firme, por lo tanto, no es tenida en cuenta como parte de la potencia a integrar al sistema para su sostenimiento, que para las hipótesis de escenarios planteados, se ha previsto cubrir con potencia de origen térmico. Este tipo de centrales se las considera como centrales de pasada y su potencia puesta a disposición no se puede considerar como potencia

firme. Sin embargo y en la realidad, cuando las mismas están despachadas, la reglamentación les exige que cumplan con determinados requisitos semejantes a los generadores que aportan seguridad al sistema en sostenimiento de frecuencia y reactivo, además de la potencia activa puesta a disposición. Las oscilaciones en la disponibilidad de la potencia dependiente de la energía primaria sol y viento, al ser variables, no se las puede considerar en un 100% como firme, pero la realidad es que pueden seguir las oscilaciones de la red y por lo tanto pueden responder con parte de su potencia. Dicho porcentaje todavía no ha sido determinado y será cuestión de tiempo para que se lo conozca. Se estima que será cercano al 50%.

5

RED DE TRANSPORTE

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

La Tabla 12 muestra las longitudes de líneas por nivel de tensión y por región a diciembre de 2018, lo que incluye la transmisión en alta tensión (500 kV) y las redes de distribución troncal.

La Tabla 13 presenta la evolución de longitudes de líneas desde el año 2006 al 2018 segregado por región.

LONGITUD DE LÍNEAS POR NIVEL DE TENSIÓN Y POR REGIÓN

SISTEMA DE TRANSPORTE	500 KV	330 KV	220 KV	132 KV	66 KV	33 KV	TOTAL
Alta Tensión	14.195		556	6			14.757
Distribución Troncal		1.116	1.112	17.512	398	24	20.163
Región Cuyo			641	673			1.314
Región Comahue				1.368			1.368
Región Buenos Aires			177	5.880	398		6.455
Región NEA			30	2.230		24	2.284
Región NOA (*)				5.211			5.211
Región PATAGONIA		1.116	264	2.150			3.531

Tabla 12. Fuente: CAMMESA Informe Anual 2018.

EVOLUCIÓN DE LONGITUDES DE LÍNEAS POR REGIÓN (KM)

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Alta Tensión	10.024	10.024	11.532	11.853	12.299	13.762	13.762	14.326	14.392	14.756	14.756	14.756	14.756
Distribución Troncal	15.846	16.353	16.723	17.081	17.204	17.211	17.497	17.893	19.061	19.533	19.551	19.724	20.163
Región Cuyo	1.245	1.245	1.245	1.245	1.245	1.252	1.252	1.252	1.266	1.267	1.267	1.277	1.314
Región Comahue	929	1.213	1.213	1.213	1.215	1.215	1.215	1.215	1.369	1.367	1.368	1.368	1.368
Región Buenos Aires	6.005	6.044	6.107	6.108	6.110	6.110	6.158	6.158	6.158	6.158	6.158	6.172	6.455
Región NEA	1.402	1.449	1.449	1.449	1.460	1.460	1.460	1.538	1.915	2.187	2.202	2.202	2.284
Región NOA (*)	3.561	3.565	3.847	4.076	4.184	4.184	4.422	4.426	4.908	5.050	5.052	5.201	5.211
Región PATAGONIA	2.704	2.837	2.862	2.990	2.990	2.990	2.990	3.304	3.445	3.504	3.504	3.504	3.531

Tabla 13.

Se observa que ha habido un crecimiento notable de la cantidad de líneas en el total de las redes regionales, sin embargo tal crecimiento no ha sido uniforme en todas las distribuidoras troncales. En efecto, se observa un mayor crecimiento de la longitud de líneas en la región NOA, NEA y Patagonia, y un crecimiento poco significativo en las otras regiones.

La Tabla 14 presenta la evolución de la capacidad de transformación en MVA segregada por región.



EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA DE TRANSFORMADORES POR REGIÓN

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Alta Tensión	12.200	13.100	14.150	14.450	15.200	16.550	16.800	16.950	17.400	19.900	20.800	22.155	22.455
Alta Tensión en Reserva	1.200	1.200	1.250	1.250	2.150	2.750	3.350	3.450	3.500	4.016	3.900	4.485	4.485
Distribución Troncal	10.746	11.267	11.666	11.872	12.144	12.354	12.711	13.081	13.756	14.575	14.898	15.268	15.864
Región Cuyo	1.325	1.335	1.335	1.335	1.335	1.365	1.365	1.365	1.365	1.570	1.600	1.615	1.615
Región Comahue	510	550	550	550	550	550	550	550	595	625	640	700	745
Región Buenos Aires	4.813	4.937	5.107	5.132	5.277	5.277	5.397	5.509	5.549	5.585	5.700	5.765	5.911
Región NEA	864	902	947	947	962	1.012	1.094	1.132	1.222	1.297	1.395	1.395	1.440
Región NOA (*)	1.836	1.836	1.979	2.151	2.263	2.278	2.433	2.553	3.023	3.318	3.383	3.503	3.563
Región PATAGONIA	1.398	1.707	1.748	1.757	1.757	1.872	1.872	1.972	2.002	2.180	2.180	2.290	2.590

Tabla 14.

Se observa un crecimiento sostenido en el total de las redes regionales, pero no uniforme entre ellas. En la región de Buenos Aires se dio un crecimiento limitado de la cantidad de líneas, pero si hubo una adición importante de capacidad de transformación.

En el año 2018, según el informe anual de Cammesa, en el sistema de interconexión de alta tensión no hubo ningún ingreso de nuevas líneas y se incorporaron 300 MVA de transformación, mientras que en las redes regionales, hubo un ingreso de 439 km de línea y 596 MVA de transformación. Ver Figura 33.

	LONGITUD (Km)	TRANSFORMACIÓN (MVA)
Alta Tensión	0	300
Distribución Troncal	439	596

Tabla 15. Incrementos registrados durante 2018 en la capacidad de transporte.

5.1 PROYECCIÓN DE INVERSIONES RED DE TRANSPORTE

En cuanto a las inversiones necesarias en la red de transmisión, tal como se describió en un trabajo anterior de los autores [1], con motivo de la Revisión Tarifaria del Servicio Público de Transporte de Energía Eléctrica convocada por el Ente Nacional Regulador de Electricidad (ENRE) en 2016, las empresas de transporte elaboraron planes detallados de las inversiones necesarias para el corto plazo (2017-2021). Según esos planes, el monto total para inversiones para ese periodo correspondiente a las empresas que prestan el servicio de transporte de distribución troncal asciende alrededor de **USD 485 millones de dólares** (en referencia a la cotización del dólar en ese momento – aproximadamente 18 \$/USD). Se destacó que, en la mayoría de los casos, los mayores montos de inversión estaban relacionados con el reemplazo y adecuación de equipos por obsolescencia.

Un caso similar se presentaba para el sistema de interconexión de alta tensión (SADI), operado y mantenido por TRANSENER S.A. El monto total de inversión requerido ascendía a los **USD 194 millones de dólares**. En este caso, alrededor del 50 % correspondía a reemplazo por obsolescencia y el resto a ampliación de la capacidad de transporte, pero sin considerar las obras necesarias para integrar en su totalidad la nueva generación prevista en el mediano plazo.

En cuanto a los proyectos estratégicos para el sistema de transporte nacional, en 2017 el gobierno nacional lanzó una iniciativa bajo el esquema de Participación Público-Privada (PPP) para impulsar el financiamiento y ejecución de las obras. Se trata de un conjunto de ampliaciones de la red de interconexión de 500 kV y obras complementarias en las redes regionales, que en la mayoría de los casos incluyen líneas en 132 kV y las estaciones transformadoras vinculadas.

Las obras tienden a contribuir a la mejora de la calidad y la confiabilidad del servicio, así como permitir la evacuación de la energía proveniente de fuentes renovables. Asimismo, las obras van a permitir el abastecimiento eléctrico desde el SADI en áreas donde actualmente se deben disponer de unidades de generación de costos operativos mayores a los del mercado eléctrico mayorista. De ese modo se va a poder reemplazar, o reducir notablemente, el despacho de esas unidades de alto costo mejorando la economía de operación del sistema.

Los contratos PPP tendrán un plazo de 15 años y comprenden la fase de construcción, que termina con la habilitación comercial de la obra, y la fase de operación y mantenimiento. La contratación contempla la constitución de un fideicomiso financiero que tiene a su cargo la suscripción y ejecución del contrato hasta su terminación. Los fondos provienen de un cargo específico que lo abonarán los usuarios del sistema eléctrico. Ese cargo dependerá en parte del costo del financiamiento que tengan las obras.

El plan oficial contempla la construcción de al menos otras cinco obras de transporte eléctrico en 500 kV y las obras complementarias asociadas, las cuales se ejecutarán en tres etapas según el siguiente detalle¹:

ETAPA 1 - INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA EN 500KV RÍO DIAMANTE - CHARLONE

Incluye la construcción, operación y mantenimiento de la Línea Extra Alta Tensión 500 kV Vinculación entre E.T. Río Diamante – E.T. Charlone Ampliaciones ET - Provincias de Buenos Aires y Mendoza.

La longitud total de líneas de 500 kV es de 487 km, y de líneas de 132 kV de 422 km. Según el siguiente detalle:

- *Línea de 500 kV E.T. Río Diamante - Nueva E.T. Coronel Charlone – 487 km.*
- *Línea de 132 kV simple terna Coronel Charlone - Laboulaye – 71 km.*
- *Línea de 132 kV doble terna Coronel Charlone - Rufino – 78 km.*
- *Línea de 132 kV simple terna Coronel Charlone - General Villegas – 50 km.*
- *Línea de 132 kV simple terna Coronel Charlone - General Pico Sur – 127 km.*
- *Línea de 132 kV simple terna Coronel Charlone - Realicó – 96 km.*
- *Nueva E.T. Coronel Charlone 500/ 132 kV.*
- *Ampliación de la E.T. Río Diamante 500/ 220 kV.*

ETAPA 2 -

Esta etapa incluye la construcción de cuatro líneas de 500 kV por una longitud total de 835 km.

Línea de 500 kV Vinculación de la ET Atucha II – ET Belgrano y Ampliaciones ET. Provincia de Buenos Aires – 35 km.

- *Nueva Estación Transformadora 500/ 220 kV*

1. <https://www.argentina.gob.ar/jefatura/ppp/energia-y-mineria#3>

Oscar Smith y LEAT 500 kV O. Smith - Belgrano. Provincia de Buenos Aires – 40 km.

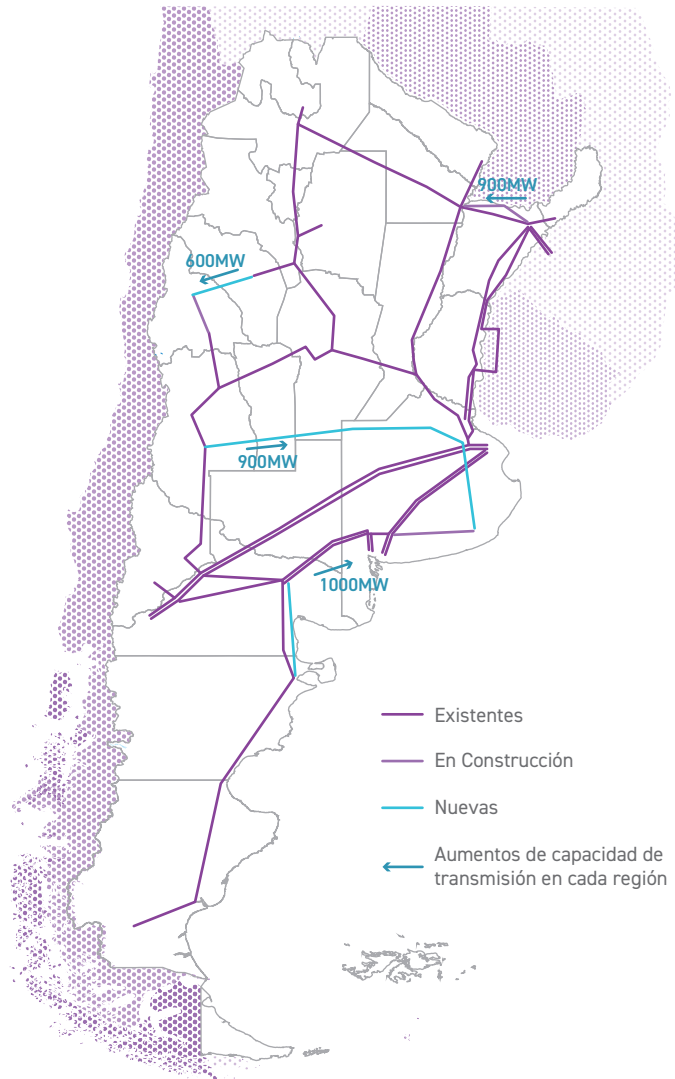
- *Línea de 500 kV vinculación ET Choele Choel - ET Puerto Madryn 2° Terna y Ampliaciones. Provincias Chubut y Rio Negro – 345 km.*
- *Línea de 500 kV vinculación de ET Nueva San Juan -ET Rodeo - ET La Rioja y Ampliaciones ET. Provincias de La Rioja y San Juan – 335 km.*

ETAPA 3 -

Esta etapa comprende la ejecución de 3 líneas de 500 kV por un total de 875 km. Las obras son las siguientes:

- *Línea de 500 kV vinculación de ET Vivoratá - ET Plomer; Atucha II - Plomer; Manuel Belgrano - Plomer y Ampliaciones. Provincia de Buenos Aires – 456 km.*
- *Nueva Estación Transformadora 500/220 kV Plomer y vinculo ET Ezeiza y obras complementarias. Provincia de Buenos Aires.*
- *Línea de 500 kV vinculación de ET Charlone - ET Plomer. Provincia de Buenos Aires – 400 km.*
- *Instalación Estación Transformadora 500/132 KV – 450 MVA Comodoro Rivadavia – Chubut.*

Cabe destacar que la información sobre las obras que componen las etapas dos y tres según la página oficial de Energía y Minería (<https://www.argentina.gob.ar/jefatura/ppp/energia-y-mineria#3>) difiere de la información en la presentación de la referencia [8]. No obstante, eso, lo más importante para este análisis, independientemente de las etapas o el cronograma de ejecución de las obras, es la magnitud de las obras y la importancia de las mismas. En efecto, estas ampliaciones involucran cerca de 2.200 km de líneas de 500 kV, 500 km de líneas de 132 kV y 11 estaciones



Mapa 1. Localización de las ampliaciones de la red de 500 kV y obras asociadas. Se muestra además el aumento de la capacidad de transmisión.

transformadoras (nuevas y ampliaciones). En monto total estimado es de **U\$S 2.500 millones** [8].

En el Mapa 1 se muestra ubicación geográfica de las ampliaciones de la red de 500 kV y obras asociadas. En esta figura también se presenta el aumento de la capacidad de transmisión debido al ingreso de estas obras.

6

INVERSIONES

Las inversiones en el sector eléctrico son fundamentales para la planificación de la demanda y la determinación de las tarifas que permitirán que dichas inversiones sean posibles, de tal forma de dar solidez a la propuesta de abastecimiento con calidad y cumplimiento, de las metas pautadas.

En la Tabla 16 se presenta un cuadro resumen con las inversiones mínimas previstas para todos los sectores que participan del abastecimiento eléctrico para el periodo 2019-2029.

En cuanto al sector térmico, suman un **27 %** entre lo que hoy está en construcción planificado, y lo que resultará de lo necesario para abastecer la demanda con tiempo de respuesta y conveniencia de cierre de ciclos combinados en los que hoy solo son turbinas de gas, completando con la etapa del aprovechamiento de la energía proveniente del calor de los gases en ciclos de vapor. Y por otro lado, el aprovechar el gas proveniente del yacimiento no convencional Vaca Muerta, que aportará seguridad de abastecimiento y una oportunidad de desarrollo del proyecto gasífero.

CUADRO DE INVERSIONES ESTIMADAS DEL SECTOR ELÉCTRICO

SECTOR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	TOTAL	%
	<i>(Mill. U\$D)</i>											
HIDRAULICO	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000					12.000	17%
TERMICA PLANIFICADAS	833	833	833								2.500	4%
TERMICA NECESARIAS		1.778	1.778	1.778	1.778	1.778	1.778	1.778	1.778	1.778	16.000	23%
RENOVABLES	1.600	1.600	1.600	1.600	1.600	1.600	1.600	1.600	1.600	1.600	16.000	23%
TRANSPORTE REGULADO	266	266	226								679	1%
TRANSPORTE NUEVO	833	833	833								2.500	4%
DISTRIBUCIÓN	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	20.000	29%
TOTAL ANUAL	7.493	9.271	9.271	7.378	7.378	7.378	5.378	5.378	5.378	5.378	69.679	100%

Tabla 16. Cuadro de Inversiones estimadas del Sector Eléctrico, en millones de dólares.

Las inversiones se encuentran en alrededor de los 7.000 MMUSD por año, aproximadamente.

Se observa que el sector hidráulico tiene una importante participación dentro de la planificación y se estima que será del **17 %** del total de las inversiones.

El sector de renovables tendrá una participación importante del **23 %**, para lograr el objetivo de la Ley de abastecer de un 20 % de energía al sector eléctrico mayorista en general.

El transporte regulado y los proyectos nuevos necesarios para el impulso del área solo pesan un **5%**, pero no por ser menor, dejan de ser uno de los más importantes, puesto que, sin el desarrollo de ellos, será imposible lograr metas en temas de generación con fuentes renovables.

Por último, en el sector de distribución, se deberá invertir el **29 %** restante previsto en este estudio, puesto que cada provincia, departamento o partido, posee un proveedor de energía para usuarios finales y grandes usuarios bajo la figura de empresas distribuidoras o cooperativas, que deberán desarrollar, mantener e invertir en nuevos activos para asegurar el abastecimiento con calidad y seguridad a los clientes de su área concesionada.

7

FONDOS DE FINANCIAMIENTO

7.1 FONDO FIDUCIARIO PARA EL SECTOR ELÉCTRICO

A partir de la promulgación de la Ley N°24.441, que estableció el marco normativo correspondiente al fideicomiso, se constituyeron Fondos Fiduciarios integrados, total o parcialmente, por bienes y/o fondos del Estado Nacional. Referencia [11].

Además, la Ley N°25.152 determinó la inclusión en la Ley de Presupuesto General de la Administración Nacional de los flujos financieros que se originen por la constitución y uso de los fondos fiduciarios, los que han adquirido creciente relevancia financiera. Dicho temperamento fue reiterado por el artículo 3° de la Ley N°25.917. En consecuencia, para el ejercicio 2019 se han incorporado los flujos financieros y usos de los fondos fiduciarios como un componente diferenciado del Presupuesto de la Administración Nacional.

Las áreas de aplicación son varias. Específicamente para el Sector Eléctrico se pueden nombrar los siguientes fondos:

7.1.1 FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELÉCTRICO FEDERAL. ARTÍCULO 74-LEY N°25.401

Para el ejercicio 2019 se han previsto Ingresos Corrientes por la suma de \$597,0 millones, originados por Ingresos no Tributarios que el fideicomiso proyecta percibir. Asimismo, se prevén Gastos de Capital por \$1.176,2 millones, los cuales se destinarán a financiar la construcción de líneas de interconexión eléctrica.

7.1.2 FONDO FIDUCIARIO DE ENERGÍAS RENOVABLES. LEY N°27.191

Este fondo tiene por objeto la aplicación de los bienes fideicomitados al otorgamiento de préstamos, la realización de aportes de capital y adquisición de todo otro instrumento financiero destinado a la ejecución y financiación de proyectos elegibles a fin de viabilizar la adquisición e instalación de bienes de capital o la fabricación de bienes u obras de infraestructura, en el marco de emprendimientos de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables. Para el ejercicio 2019, se prevén ingresos por \$638,7 millones y gastos por \$76,2 millones. Asimismo, se contemplan aplicaciones financieras por \$7.541,2 millones, financiadas fundamentalmente por el Estado Nacional a través de un incremento del patrimonio fideicomitado.

7.1.3 FONDO FIDUCIARIO PARA LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE ENERGÍAS RENOVABLES (FODIS). ARTÍCULO 16- LEY N°27.424

El Fondo tiene por objeto el otorgamiento de préstamos, incentivos, garantías, la realización de aportes de capital y adquisición de otros instrumentos financieros, todos ellos destinados a la implementación de sistemas de generación distribuida a partir de fuentes renovables. Durante 2019 se proyecta otorgar \$488,1 millones en concepto de Transferencias Corrientes.

7.2 IMPUESTOS/FONDOS DE AFECTACIÓN ESPECÍFICA

Estos fondos citados (entre muchos más que no aplican al sector eléctrico), se deben recibir como parte de impuestos específicos de aplicación en muchas áreas. Es importante recordar que constituyen recursos con afectación específica aquellos que por ley se disponga que deban financiar determinados gastos. Se caracterizan por constituir recursos para financiar instituciones, programas y actividades específicas de la Administración Nacional, Provincial o Municipal, de acuerdo a la ley que los establezca con afectación específica. Sobre el particular, existen varios impuestos que están sujetos a su distribución en forma de recursos con asignación específica.

Las tasas e impuestos aplicados al sector eléctrico en forma específica son:

7.2.1 IMPUESTO A LA ENERGÍA ELÉCTRICA. LEY N°24.065 ART. 70 Y LEY N°26.078

El Fondo Nacional de la Energía Eléctrica se constituye con un recargo sobre las tarifas que pagan los compradores del mercado mayorista y se destina:

- *0,70% a la energía generada por sistemas eólicos que se vuelquen a los mercados mayoristas y/o se destinen a la prestación de servicios.*
- *19,86% al Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal.*
- *79,44% al Fondo Subsidiario para compensaciones regionales de tarifas a usuarios finales y al Fondo para el Desarrollo Eléctrico del Interior.*

7.3 TARIFAS

Las tarifas que se establecen a los usuarios finales del servicio eléctrico, deben ser las necesarias y suficientes, como para financiar a todo el sector eléctrico, conforme a la ley 24.065/92. El mismo se

compone de dos sectores regulados (Transporte y Distribución) y uno que se basa en reglas del mercado competitivo (Generación), pero que, al estar vinculado a un sector regulado, se maneja bajo planificación y desarrollo y se establecen necesidades que se llevan a una licitación bajo determinadas características de remuneración por varios factores. A citar, se remunera la potencia, la energía, la regulación de frecuencia, etc.

Las tarifas deben remunerar el servicio técnico y comercial de las Distribuidoras y Cooperativas y las mismas se regulan a través de los organismos reguladores de cada provincia, denominados Entes Reguladores.

Ellos son los encargados de establecer en forma conjunta con las empresas, una tarifa que permita mantener todo el sistema funcionando. Para ello la tarifa debe contemplar las nuevas inversiones que necesita el sistema para sostener el crecimiento, desarrollo y renovación de los activos de las empresas. Además, debe contemplar operación y mantenimiento, administración y sector comercial. Todo este paquete de necesidades se denomina VAD = Valor Agregado de Distribución.

La tarifa a usuario contiene este valor y un cargo por la compra de la energía a los generadores y un cargo por transporte de dicha energía hasta el lugar de emplazamiento de la distribuidora denominada área de concesión.

El sector de Transporte también tiene una tarifa regulada que prevé un costo por operación y mantenimiento, renovación de activos y administración. La legislación prevé inversiones, pero en la práctica no alcanza la tarifa para dicha remuneración y por lo tanto se acumulan fondos especiales que sí prevén el desarrollo federal y de necesidad del sistema, conforme a planificación. Parte de dichos fondos son citados en el punto anterior.

En cuanto al sector de generación, se permite la competencia, pero las licitaciones establecen determinadas condiciones del sector, que está en cierta manera regulada por las necesidades de la Secretaría de Energía. Dichas licitaciones determinan el tipo de tecnología, combustible, ubicación y demás factores que están bajo la mira de la planificación del sector.

El precio de la energía y la potencia puesta a disposición se presenta al organismo de despacho (CAMMESA) y en base a una competencia de precios se establece quienes salen o no despachado por hora, día, semana y mes. De esa manera, como la energía no es acumulativa sale a demanda de las necesidades de los usuarios.

Este mecanismo, permite mantener al sistema equilibrado y cuando hay desfasajes de precios, el estado participa a través de la asignación de fondos especiales dedicados que alivian las necesidades del sector y no permiten que absolutamente todo se transfiera a tarifas, reconociendo a través de estos subsidios externalidades que no pueden ser transferidas en forma directa en tiempo real, ya que produce desequilibrios en todos los sectores de usuarios finales de la energía.

En el **capítulo 2, "Análisis de la Demanda", Figura 6: Variación del precio monómico**, se presentaron los precios resultantes del mercado y los desvíos entre el precio y el costo del mismo.

El Estado pretende cumplir con la disminución de emisiones de carbono a la atmósfera y lograr objetivos de eficiencia energética, por lo tanto, ha redactado leyes de incentivo a los capitales para que inviertan en generación de fuentes con características renovables. Para ello ha creado fondos de garantía, obtenido convenios de garantía con el Banco Mundial y ha aplicado contratos tipo PPA para llevar a cabo este desarrollo en el sector de generación.

Un **PPA (Power Purchase Agreement)** es un acuerdo o contrato de compraventa de energía entre un generador y un comprador, generalmente por un largo plazo de tiempo. El comprador es CAMMESA como organismo de despacho y que pondrá dicha energía a disposición de sus clientes finales.

Los contratos de **PPA** se caracterizan por definir todos los términos de la venta de la electricidad. El contrato fijará cuándo empezará la operación, los plazos de entrega de la electricidad o términos de pago, entre otros. Los generadores de energía buscan cerrar PPA's en las licitaciones públicas, porque se aseguran un precio de venta estable durante un periodo largo de tiempo y con ello garantizan ingresos con los que poder financiar sus proyectos, mientras que los compradores fijan sus costos de

aprovisionamiento de electricidad a largo plazo. Uno de los puntos clave de un PPA es que permite acceder a las productoras de energías renovables a una mayor financiación y así poder contribuir en la creación de instalaciones.

En el **capítulo 5.3. "Generación Renovable y Energía Distribuida", Figura 27**, se presentó el esquema de energía y potencia ofertada y el precio ganador por tipo de tecnología, que aplicará al sector de renovables a través de la aplicación del mecanismo de PPA, explicado.

Por último, y como se explicó en el **capítulo 6.1 "Proyección de Inversiones Red de Transporte"**, los proyectos estratégicos para el sistema de transporte nacional, en 2017 el gobierno nacional lanzó una iniciativa bajo el esquema de **Participación Público-Privada (PPP)** para impulsar el financiamiento y ejecución de las obras. Se trata de un conjunto de ampliaciones de la red de interconexión de 500 kV y obras complementarias en las redes regionales, que en la mayoría de los casos incluyen líneas en 132 kV y las estaciones transformadoras vinculadas. Las obras tienden a contribuir a la mejora de la calidad y la confiabilidad del servicio, así como permitir la evacuación de la energía proveniente de fuentes renovables.

Los contratos PPP tendrán un plazo de 15 años y comprenden la fase de construcción, que termina con la habilitación comercial de la obra y la fase de operación y mantenimiento. La contratación contempla la constitución de un fideicomiso financiero que tiene a su cargo la suscripción y ejecución del contrato hasta su terminación. Los fondos provienen de un cargo específico que lo abonarán los usuarios del sistema eléctrico. Ese cargo dependerá en parte del costo del financiamiento que tengan las obras.

Pero más allá del mecanismo de remuneración e incentivo que se pretenda establecer, siempre la "tarifa" es la que debe remunerar gran parte o todos los costos que se incurren para llevar la energía desde su ubicación y origen primario, hasta la disposición final del usuario energético.

8

CONCLUSIONES

En este trabajo se analizaron en forma general los requerimientos de inversión necesarios en materia de generación para satisfacer la demanda del sistema eléctrico nacional en el mediano plazo (2019 - 2029), observando los objetivos de energías renovables y diversificación de la matriz energética planteada. Para esto se realizó una actualización de las proyecciones de demanda y planteos de planes de generación presentados por diversas organizaciones y elaboración de proyecciones propias. Se consideraron los nuevos planes y políticas sobre el desarrollo de energías renovables y diversificación de la matriz energética.

El sistema argentino ha disminuido el crecimiento de su demanda debido a diferentes factores. A nombrar una puede ser la mejora de la eficiencia en el consumo de los usuarios, el cambio a otra fuente de energía, temas del tipo social y político que han disminuido la tasa de crecimiento.

La necesidad de inserción de no menos de 1.000 MW de potencia firme por año recién a partir del año 2023 es una realidad a tener en cuenta conforme a la proyección planteada. La misma solo es propuesta para cubrir el incremento de la demanda por crecimiento demográfico y basado en la proyección del PBI de Argentina, ya que tiene una fuerte correlación con la energía demandada.

La existencia de proyectos de generación hidráulica que ingresarán en los próximos años, servirán para permitir la diversificación de la matriz energética y recuperar participación dentro de la misma, que paso de tener un 60 % de participación hace 25 años, a una participación cercana al 30 % en la actualidad.

Se plantea cubrir el crecimiento de la demanda propuesta con generación térmica convencional de alta eficiencia y cerrando ciclos combinados de generadores de ciclo abierto existentes. Se hará uso del gas proveniente del yacimiento "Vaca Muerta".

Los proyectos de energía renovables presentados en el informe, corresponden a los llevados a cabo hasta la fecha en las Licitaciones Renovar y en el desarrollo del mercado entre privados denominado MATER. Los mismos están en crecimiento y están recién por debajo del 50 % de lo planteado a cubrir hasta el año 2025, según la Ley 27.191. Se espera instalar 12 GW de potencia de origen renovable para cubrir la demanda del año frontera del estudio.

Las redes de alta tensión de 500 KV están casi a capacidad para poder transportar la energía proveniente de las diferentes fuentes de energía primaria que integran el sistema nacional, con cargas concentradas en el nodo de Buenos Aires y el Litoral. Para ello se han planteado las nuevas redes a través de los contratos tipos PPP de participación netamente privada. No se descarta la aparición nuevamente de los PPA, más atractivos para los inversores internacionales.

Se presentó un resumen y explicación del financiamiento que tiene el sector, concluyendo que más allá del mecanismo de remuneración que se pretenda establecer, siempre la "tarifa" es la que debe remunerar gran parte o todos los costos que se incurren para llevar la energía desde su ubicación y origen primario, hasta la disposición final del usuario energético.

Se concluye que, para los próximos años, el mercado estará abocado a la inserción de fuentes de energía renovable, que aportan un gran alivio al consumo de los combustibles y un aprovechamiento de energía primaria disponible, que no ha sido utilizada dentro de la matriz hasta el día de hoy en forma importante.

Será muy importante la gestión de los encargados y responsables del MEM, que el crecimiento de fuentes renovables no desequilibre el ingreso de fuente de generación firme, para el sostenimiento del equilibrio instantáneo de la oferta y la demanda de corto, mediano y largo plazo durante las 24 hs del día y los 365 días del año, con el objetivo de la eficiencia, confiabilidad, economía y sostenimiento del mercado eléctrico argentino.

9

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Alberto Del Rosso y Andrés Ghia, "CAPACIDADES Y DESAFIOS DEL SECTOR ELÉCTRICO NACIONAL EN RELACIÓN A LAS NECESIDADES DE INFRAESTRUCTURA", Cámara Argentina de la Construcción. Área de Pensamiento Estratégico. Agosto de 2017.
2. CAMMESA – Informe Anual 2017.
3. Alberto Del Rosso y Andrés Ghia. "ANÁLISIS DE INVERSIONES EN EL SECTOR ELÉCTRICO NACIONAL PARA EL PERIODO 2016-2025". Cámara Argentina de la Construcción. Área de Pensamiento Estratégico. Mayo 2015.
4. CAMMESA. Informe Mensual abril 2019.
5. Andrés Ghia & Alberto Del Rosso. "INSERTIÓN DE GENERACIÓN RENOVABLE A GRAN ESCALA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO ARGENTINO". Cámara Argentina de la Construcción. Área de Pensamiento Estratégico. Julio 2016.
6. Alberto Del Rosso y Andrés Ghia. "Reducción de Pérdidas en Sistemas de Transmisión Y Distribución - Beneficios Económicos y Ambientales". Cámara Argentina de la Construcción. Área de Pensamiento Estratégico. Diciembre 2013.
7. Andrés Ghia & Alberto Del Rosso. "Energía Renovable Distribuida: Oportunidades y Desafíos a la Luz del Nuevo Marco Regulatorio". Cámara Argentina de la Construcción. Área de Pensamiento Estratégico. Septiembre 2018.
8. Gabriel Flores, "PLANIFICACION Y DESARROLLO DE MATRICES INTEGRADAS EN EL LARGO PLAZO", Secretaría de Energía, Ministerio de Hacienda de la Nación, Presentación, noviembre 2018.
9. Andrés Ghia & Alberto Del Rosso. Abastecimiento Energético 2030. Agosto de 2018.
10. AIREC WEEK. Congreso y Exposición. Octubre de 2018.
11. Fondos Fiduciarios e Impuestos con fines específicos. 2019. <https://www.boletinoficial.gob.ar>

Cámara Argentina de la construcción

INVERSIONES NECESARIAS PARA EL CRECIMIENTO SOSTENIDO

autor Andrés Ghia

diseño Hey, Baires!