



Secretaría de Gobierno de Energía  
Ministerio de Hacienda  
Presidencia de la Nación

# Balance de gestión en energía 2016—2019

Emergencia, normalización  
y bases para la transformación

Secretaría de Gobierno de Energía

Diciembre de 2019

BGE\_20191209\_dist\_ext

## Contenidos

CONTENIDOS.....	2
1. ACERCA DE ESTE DOCUMENTO.....	4
2. SÍNTESIS DE ASPECTOS DESTACADOS .....	8
3. ASPECTOS INSTITUCIONALES .....	20
A. NORMALIZACIÓN DE LOS ENTES REGULADORES.....	20
B. NORMALIZACIÓN DE PRECIOS Y TARIFAS DE LA ENERGÍA .....	21
C. GESTIÓN DE EMPRESAS DE PROPIEDAD ESTATAL.....	32
D. INFORMACIÓN AL CONGRESO DE LA NACIÓN .....	36
E. TRANSPARENCIA ACTIVA .....	36
F. HOJA DE RUTA PARA LA NORMALIZACIÓN DE LA REGULACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO ARGENTINO.....	36
4. ACUERDOS DE PRODUCTIVIDAD.....	38
A. ACUERDO DE PRODUCTIVIDAD PARA EL DESARROLLO DE VACA MUERTA .....	38
B. ACUERDO DE PRODUCTIVIDAD PARA LAS ENERGÍAS RENOVABLES.....	38
5. ASPECTOS GENERALES SOBRE PRECIOS, TARIFAS Y SUBSIDIOS .....	40
A. EVOLUCIÓN DE SUBSIDIOS, OFERTA Y DEMANDA DE ENERGÍA 2015-2019 .....	40
B. EVOLUCIÓN DE SUBSIDIOS Y COMPOSICIÓN DE OFERTA Y DEMANDA .....	40
C. GAS NATURAL: EVOLUCIÓN DE PRECIOS Y COBERTURA .....	44
D. ENERGÍA ELÉCTRICA: EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD, REMUNERACIÓN DE LA GENERACIÓN Y COBERTURA .....	48
E. PETRÓLEO: PRECIOS INTERNACIONALES VS. PARIDADES EXPORTACIÓN.....	57
6. PLANEAMIENTO ENERGÉTICO .....	65
A. EL ACUERDO FEDERAL ENERGÉTICO Y EL CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGÍA.....	65
B. EL CONSEJO CONSULTIVO DE POLÍTICAS ENERGÉTICAS.....	66
C. IMPLEMENTACIÓN DEL PLAN NACIONAL DE APERTURA DE DATOS.....	67
D. ESCENARIOS ENERGÉTICOS .....	68
E. PLATAFORMA ESCENARIOS ENERGÉTICOS 2040 Y EL PROCESO “HACIA UNA VISIÓN COMPARTIDA DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA ARGENTINA AL 2050” .....	70
F. LA MESA DE VACA MUERTA.....	73
G. INICIATIVA PARA LA TRANSPARENCIA DE LAS INDUSTRIAS EXTRACTIVAS .....	75
7. HIDROCARBUROS .....	77
A. PETRÓLEO.....	80
B. GAS NATURAL.....	92
8. BIOCMBUSTIBLES .....	102
A. BIOETANOL.....	102
B. BIODIÉSEL .....	103
9. ENERGÍA ELÉCTRICA.....	105
A. ASPECTOS REGULATORIOS.....	106
B. GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA .....	116

C.	GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA .....	119
D.	OTRAS ENERGÍAS RENOVABLES.....	121
E.	ENERGÍA NUCLEAR .....	128
F.	TRANSMISIÓN ELÉCTRICA.....	135
G.	DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA.....	146
10.	INTEGRACIÓN AL MUNDO.....	148
A.	EL GRUPO DE TRABAJO DE TRANSICIONES ENERGÉTICAS DE G20 .....	148
B.	ACUERDOS INTERNACIONALES.....	149
C.	INTERCAMBIOS COMERCIALES ENERGÉTICOS.....	154
11.	EFICIENCIA ENERGÉTICA.....	165
A.	SECTORES PRODUCTIVOS.....	167
B.	SECTOR TRANSPORTE .....	167
C.	SECTOR PÚBLICO.....	168
D.	SECTOR RESIDENCIAL.....	169
E.	EDUCACIÓN Y FOMENTO EN SUSTENTABILIDAD ENERGÉTICA .....	170
12.	ENERGÍA Y CAMBIO CLIMÁTICO .....	171
13.	ANEXO: OBRAS EJECUTADAS 2016—2019.....	

## 1. Acerca de este documento

En 2015, el sector energético se encontraba en una situación de emergencia, con profundos desequilibrios que trascendían a la energía y representaban un "peso muerto" para la economía.

Este documento describe sucintamente este punto de partida y señala las principales acciones llevadas adelante por esta administración para la normalización del sector energético, mostrando también sus principales resultados.

Entre 2003 y 2015 la producción de petróleo y gas había registrado caídas del 25% y 15% respectivamente, mientras que la demanda de gas natural crecía al 42% y el consumo eléctrico al 55%.

Para cubrir ese desbalance pasamos a depender cada vez más de las importaciones, al punto de que en 2011 el país perdió el autoabastecimiento y se convirtió en un importador neto de energía muy cara.

Entre 2006 y 2013, el superávit comercial energético de 6.100 millones de dólares anuales se transformó en un déficit de 6.900 millones, lo que implicó que en siete años perdiésemos un flujo genuino de 13.000 millones de dólares por año.

Los mercados mayoristas de energía estaban intervenidos y el congelamiento de las tarifas se sostenía con permanentes cortes de electricidad en verano, de gas en invierno y déficits financieros crecientes cubiertos por el Tesoro.

Al inicio de la administración del presidente Mauricio Macri nos propusimos asegurar el abastecimiento, diversificar la matriz energética, normalizar los mercados y las instituciones y garantizar un suministro confiable para los hogares y las empresas fomentando la competitividad y la producción de excedentes exportables, de manera fiscal y ambientalmente sostenible.

Con tal fin, avanzamos en la normalización regulatoria y de mercados, poniendo fin a la intervención de los entes reguladores del gas y de la electricidad. Con

mucho esfuerzo de parte de toda la sociedad, fue necesario actualizar las tarifas y los precios de la energía.

Todo esto redundó en un fuerte crecimiento de las inversiones y la producción. En 2019 registraremos equilibrio de la balanza comercial energética terminando con el déficit sistémico iniciado en 2011. Además, los subsidios al sector bajaron de 19.000 a 6.000 millones de dolares, una reducción del 69% (y del 3,0% al 1,4% del PIB).

Vaca Muerta es una realidad que está cambiando el balance energético y la situación macroeconómica del país. Logramos revertir la permanente caída de la producción de petróleo y gas, trabajando juntos: empresas, sindicatos y gobiernos, nacional y provinciales. Las últimas tecnologías fueron aplicadas — y mejoradas— por numerosas empresas nacionales y extranjeras, logrando importantes aumentos de la productividad.

Al mes de octubre de 2019, la producción de gas natural acumula 23 meses de crecimiento interanual ininterrumpido, y es la mayor de los últimos 11 años, mientras que en petróleo se revirtió la tendencia declinante, y acumula 20 meses de crecimiento interanual ininterrumpido. En 2019 las inversiones en exploración y producción de hidrocarburos habrán superado los 7.500 MMUSD anuales y se habrán generado miles de puestos de trabajo.

Adicionalmente, a través de un concurso público internacional adjudicamos doce permisos de exploración para la búsqueda de hidrocarburos en áreas costa afuera de jurisdicción nacional por primera vez luego de 30 años, totalizando una inversión de 724 MMUSD. El llamado a licitación para la segunda ronda está previsto para marzo de 2020.

En 2018 volvimos a exportar gas a Chile y este año comenzamos a exportar Gas Natural Licuado (GNL) por primera vez en nuestra historia, desde el mismo puerto en el cual hace más de una década comenzamos a importarlo.

En cuanto a la generación de energía eléctrica, en estos años se construyeron e inauguraron 29 centrales térmicas y se terminaron otras doce que estaban en obra. Las reservas del sistema en el pico de demanda pasaron del 1,5% en 2016

al 10,3% en 2018. Esto permitió cubrir la demanda récord de potencia con 100% de generación local y reducir en un 40% la cantidad de cortes en el servicio.

La Central Nuclear Embalse volvió a entregar energía e incrementó su potencia un 6%, tras haber salido de línea para realizar su extensión de vida útil en diciembre de 2015.

Promovimos la generación de energía limpia, aprovechando el potencial de recursos renovables, en especial el solar y el eólico. Reglamentamos la Ley de Energías Renovables, el Mercado a Término de Energías Renovables y la Ley de Generación Distribuida.

En 2015 prácticamente no había inversiones en energías renovables. Hoy contamos con 156 proyectos de generación renovable, distribuidos en casi todas las provincias que se encuentran en operación comercial o en construcción, de los cuales 62 ya entregan energía a la red, con una inversión total de más de 7.500 MMUSD.

Asimismo, desarrollamos ambiciosos programas de educación y capacitación en eficiencia energética, con el propósito de promover y concientizar a la sociedad en el uso responsable y eficiente de la energía.

En síntesis, el "peso muerto" comenzó a convertirse en un motor del crecimiento económico.

El potencial es muy grande, nos encontramos recién en el inicio del proceso y el desafío continúa. Debemos desarrollar nuestros vastos recursos energéticos, promoviendo la inversión privada nacional e internacional bajo condiciones de transparencia y competencia.

Son necesarios nuevos usos del gas y una mayor penetración de las energías renovables para dar cumplimiento a los compromisos asumidos de preservación del medio ambiente. Se requerirán importantes inversiones en infraestructura para incrementar la capacidad de transporte de gas y de transmisión eléctrica y las exportaciones energéticas a los países vecinos y al mercado internacional.

Hoy podemos afirmar que logramos cumplir con los objetivos iniciales que nos propusimos. Volvimos a tener energía, que importábamos masivamente en 2015, y ahora exportamos, generando empleo en todo el territorio nacional y divisas para nuestro país.

Partiendo de una situación de emergencia, normalizamos el sector, y podemos estar orgullosos de que, con el esfuerzo de todos, pudimos sentar las bases para la transformación.

Gustavo Sebastián Lopetegui  
**Secretario de Gobierno de Energía**

## 2. Síntesis de aspectos destacados

El sector energético que recibimos en diciembre de 2015 imponía condiciones sobre la macroeconomía general en términos del frente fiscal y externo. Por el lado fiscal, y como se verá en la cuarta sección con mayor detalle, el congelamiento de las tarifas de servicios públicos, sumado a la intervención del mercado de gas natural (y su correspondiente fijación de precios en PIST mediante la Ley 25.561, de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario) y otros planes estímulo a la producción de petróleo y a la cobertura de los costos de la electricidad, desencadenó que los subsidios energéticos equivalieran en 2015 a 3% del PIB. Estas transferencias fueron motorizadas principalmente por los subsidios a la electricidad (1,8% del PIB) y por los destinados al mercado de gas natural (0,9% del PIB). Luego de diversas rondas de correcciones tarifarias, y mediante la focalización a través de la tarifa social y otros instrumentos de redireccionamiento, los subsidios que en el pasado se otorgaban de manera generalizada e indiscriminada se redujeron hasta 1,4 puntos del PIB en 2019, reduciéndose en 69% medido en dólares.

**En 2015 los subsidios a la energía, generalizados e indiscriminados, equivalían a 3% del Producto Interno Bruto. En 2019 ascenderán a 1,4% del PIB, una reducción del 69% medido en dólares.**

En el frente externo, las políticas de congelamiento de precios del gas natural, sumadas a retenciones móviles a la exportación de petróleo, hicieron que la producción de gas natural y la de petróleo cayeran fuertemente entre 2002 y 2015, tal como se presenta en la figura 2-2.

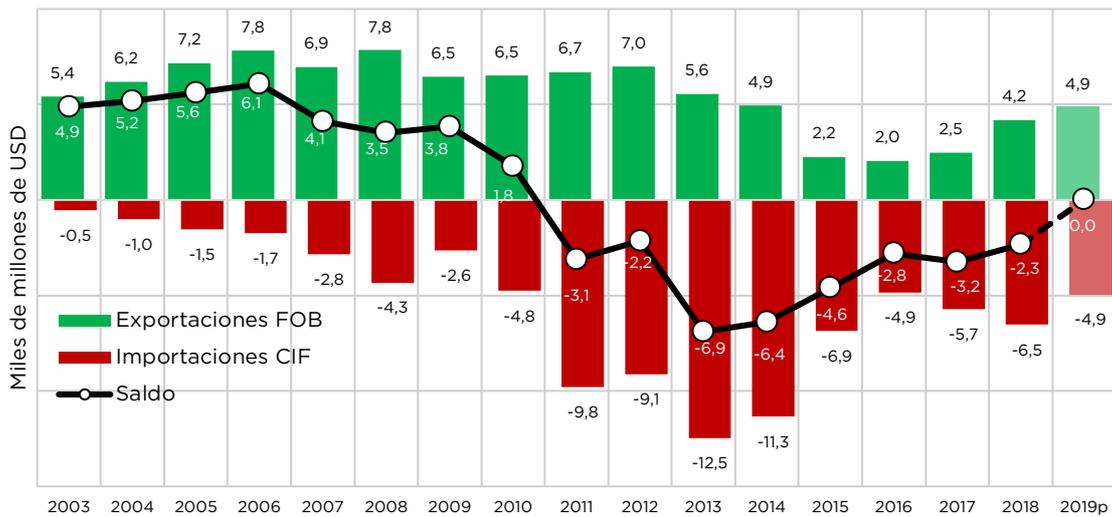
Esto desencadenó que la balanza comercial energética, presentada en la figura 2-1, pasara de tener un superávit de 6.100 MMUSD en 2006 a un déficit en 2015

**Luego de 8 años de ser deficitaria, la balanza comercial energética recuperó su equilibrio en 2019.**

de 4.600 MMUSD, encontrando su piso en 2013 con un déficit de 6.900 MMUSD. Como resultado de las políticas enfocadas en el

crecimiento de la producción de hidrocarburos, motorizado principalmente por la actividad en reservorios no convencionales, que viabilizaron un aumento de las exportaciones y una disminución de las importaciones, la balanza comercial recuperó su equilibrio en 2019.

Figura 2-1: Balanza comercial energética, 2002-2019



Fuente: SSPE — Secretaría de Gobierno de Energía, sobre la base de Intercambio Comercial Argentino (ICA)-INDEC



#### Datos públicos

Los datos que respaldan esta información se encuentran disponibles en <https://www.indec.gov.ar/indec/web/Nivel4-Tema-3-2-40>

La producción de petróleo en Argentina alcanzó su máximo, de 817 kbb/d, en el año 1998, momento desde el cual inició una pronunciada caída con pocas y ligeras interrupciones hasta alcanzar su valor mínimo, de 480 kbb/d, en 2017. 2019 terminará con una producción promedio de 509 kbb/d gracias al repunte de la producción, que se explica por el mayor incremento de la actividad en reservorios no convencionales.

Al mes de octubre, último dato disponible debido al cierre de las declaraciones juradas de las compañías operadoras, la producción había crecido 3,2% de manera interanual, alcanzando los 514 kbb/d y acumulando 20 meses de crecimiento interanual ininterrumpido. Como resultado de la recuperación de

la producción, hace 19 meses que la Argentina no debe recurrir a las importaciones de petróleo, algo que no ocurría desde 2012.

Asimismo, durante esta administración se produjo un importante crecimiento en la producción de gas natural (16,2% de incremento entre el promedio 2015 y 2019), motorizado principalmente por el crecimiento de la producción de gas no convencional (shale y tight), que se triplicó entre 2015 y 2019, explicando en el último año más del 45% de la producción.

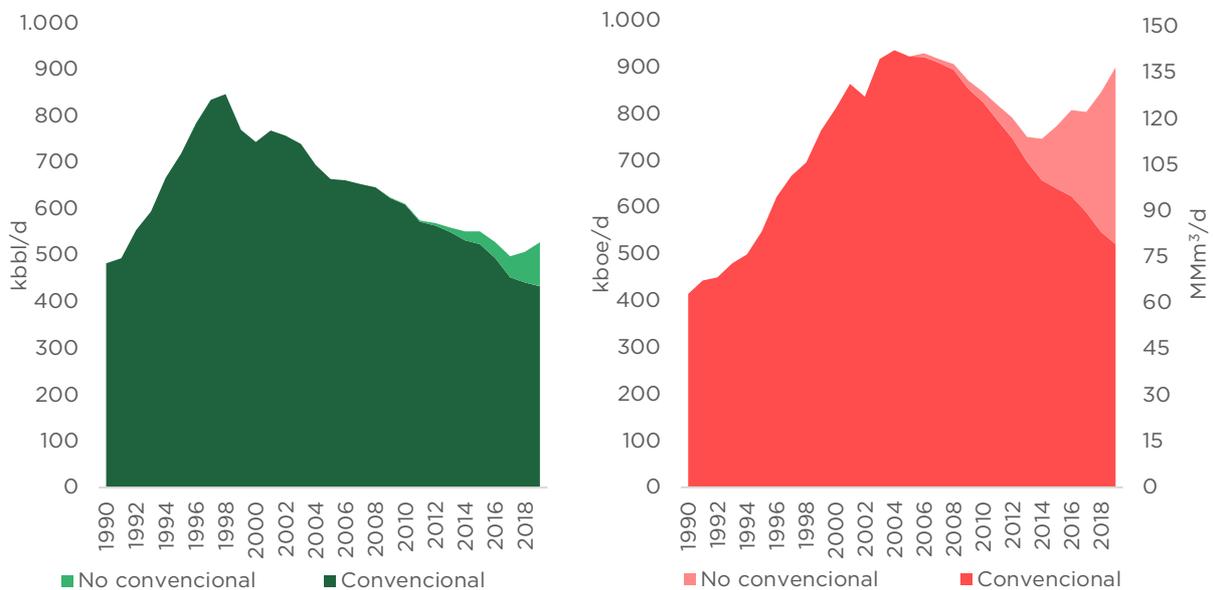
Al mes de octubre de 2019, la producción de gas natural acumula 23 meses de

**La producción de gas natural acumula 23 meses de crecimiento interanual ininterrumpido, y es la mayor de los últimos 11 años.**

crecimiento interanual ininterrumpido y creció 5,7% con respecto al mismo mes del año anterior, alcanzando los 140,7 Mm<sup>3</sup>/d. Así, con un promedio

anual de 137,3 Mm<sup>3</sup>/d, en 2019 la producción volvió a los niveles observados en 2008, siendo la mayor de los últimos 11 años.

Figura 2-2 Producción de petróleo y gas natural, 2002–2019



Fuente: Dirección Nacional de Información Energética — SSPE — Secretaría de Gobierno de Energía.



**Datos públicos**

Los datos que respaldan esta información se encuentran disponibles en <http://datos.minem.gob.ar/dataset/produccion-de-petroleo-y-gas-tablas-dinamicas>

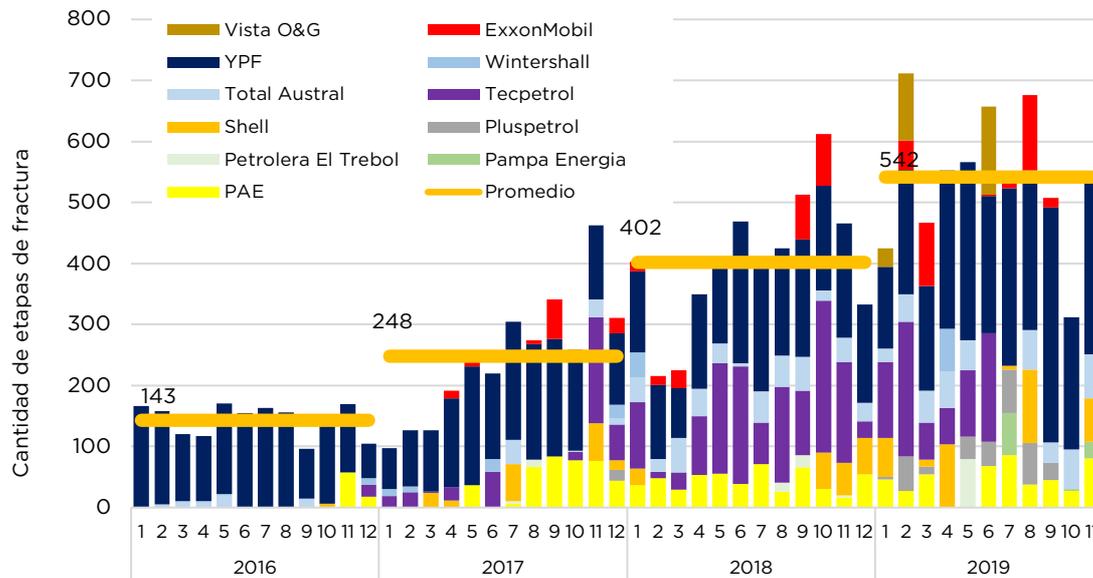
Como se presentó en la figura 2-2, el crecimiento de la producción de hidrocarburos estuvo motorizado por el incremento de la producción no convencional. El impulso de los estímulos otorgados mediante la Resolución 46/2017 y 419/2017 del entonces Ministerio de Energía y Minería, enfocados principalmente en el shale gas, sumado a la liberación de los mercados de petróleo, hizo que la actividad y la productividad del shale registraran un crecimiento notable, principalmente en la formación Vaca Muerta en la cuenca Neuquina.

Al mes de noviembre de 2019, Argentina ya contaba con 2.541 pozos terminados de explotación no convencional, duplicando los 1.254 pozos terminados a diciembre de 2015. En el caso del shale, ya alcanzaba los 1.196 pozos, 97% por encima de los 606 terminados hasta 2015, mientras que en el caso del tight alcanzaba los 1.345 pozos, 108% por encima de los terminados hasta diciembre de 2015.

En términos de actividad, la figura 2-3 muestra la cantidad de etapas de fractura mensuales realizadas por empresa. Como puede observarse, mientras que en 2015 se promediaron alrededor de 98 etapas de fractura mensuales, casi exclusivamente por cuenta YPF, el promedio entre enero y noviembre de 2019 ascendió a 542, más que quintuplicando la actividad con relación a 2015, involucrando a una mayor cantidad de compañías.

**La cantidad de etapas de fractura mensuales en *shale* pasó de 98 a 542, quintuplicándose en 2019 en comparación con 2015.**

Figura 2-3: Cantidad de etapas de fractura mensuales de shale por empresa, 2016-2019



Fuente: Luciano Fucello - Country Manager NCS Multistage.



#### Datos públicos

Si bien la fuente de la figura es privada, un nuevo conjunto de datos públicos proveniente de las declaraciones juradas de las compañías, disponible en <http://datos.minem.gob.ar/dataset/datos-de-fractura-de-pozos-adjunto-iv> provee información similar.

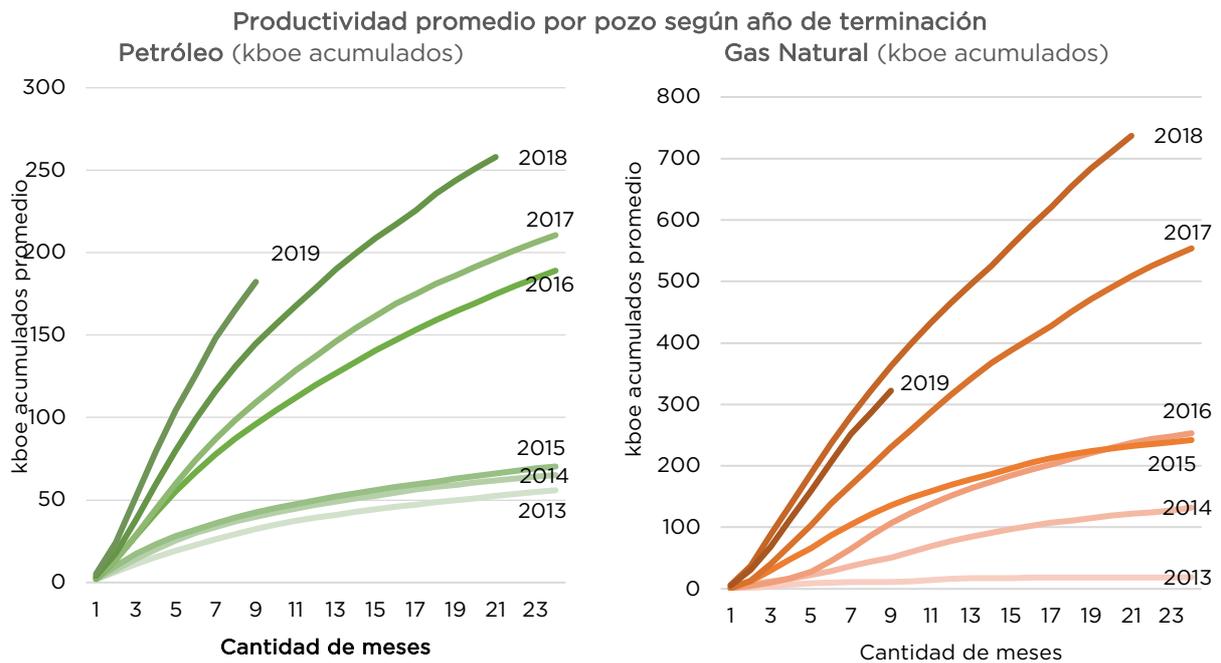
En términos de productividad, la figura 2-4 muestra el promedio de los pozos medida como producción acumulada. Como puede observarse, los pozos

**Gracias al aprendizaje asociado a una mayor actividad, la productividad de los pozos shale se cuadruplicó en el caso del petróleo y se triplicó en el caso del gas natural.**

petrolíferos cuadruplicaron su productividad en 2019 respecto de 2015, motorizados por el cambio de diseño de los pozos (de vertical a horizontal), por el incremento de la longitud de la rama horizontal y por la mayor cantidad de etapas de

fractura, con mayor densidad lineal por pozo. En 2019, dada la saturación de la demanda de gas natural, se cerraron diferentes pozos de shale, registrándose una productividad promedio que si bien se encontró ligeramente por debajo de la de 2018, triplicó la de 2015.

Figura 2-4: Productividad promedio en pozos petrolíferos y gasíferos



Fuente: SSPE – Secretaría de Gobierno de Energía.



**Datos públicos**

Los datos que respaldan esta información se encuentran disponibles en <http://datos.minem.gob.ar/dataset/produccion-de-petroleo-y-gas-por-pozo>

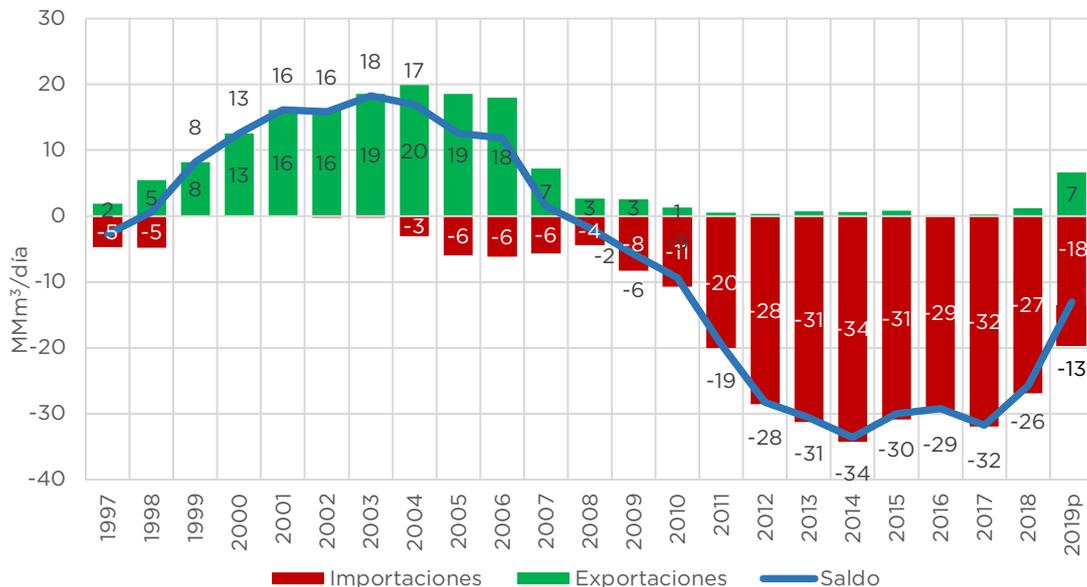
En términos de la exploración de hidrocarburos, esta administración realizó luego de más de 30 años el primer concurso público internacional para otorgar permisos de exploración costa afuera. El concurso licitó 38 áreas, por las cuales se recibieron 23 ofertas y resultaron adjudicadas 18 áreas en una superficie de 94.804,51 km<sup>2</sup>, para un total de 9 consorcios y con compromisos de inversión superiores a los 724 MMUSD. Ya se encuentra elaborada la normativa que permitirá lanzar la Ronda 2 durante el primer semestre de 2020, donde se ofrecerán 25 nuevas áreas en las Cuencas del Colorado, Malvinas Oeste, Argentina Norte y Argentina Sur.

**En 2019 Argentina realizó el primer concurso público internacional para la exploración costa afuera en más de 30 años.**

En el caso del gas natural, el crecimiento de la producción permitió una mejora considerable de la balanza comercial, tal como se muestra en la figura 2-5, con necesidades de importación que pasaron de 31 MMm<sup>3</sup>/d en 2015 (provenientes de Bolivia y de las terminales regasificadoras de Bahía Blanca y Escobar) a 18 MMm<sup>3</sup>/d estimados para 2019. Asimismo, a partir de octubre de 2018, y como se observa en la figura 2-6, se retomaron las exportaciones en escala a la región (principalmente a Chile) y comenzaron las pruebas piloto en la planta flotante de GNL que YPF tiene en Puerto Galván, Tango FLNG, que ya realizó dos exportaciones. Como resultado, se estima que las exportaciones alcanzarán los 7 MMm<sup>3</sup>/d en 2019, con una reducción del déficit, desde 31 MMm<sup>3</sup>/d en 2015 hasta alrededor de 13 MMm<sup>3</sup>/d estimados hacia fines de este año.

**Luego de 11 años, se retomaron las exportaciones a escala regionales de gas natural y se comenzó a exportar GNL desde el mismo puerto en el que en 2008 se había importado el primer barco.**

Figura 2-5: Balanza comercial de gas natural, 1997–2019p



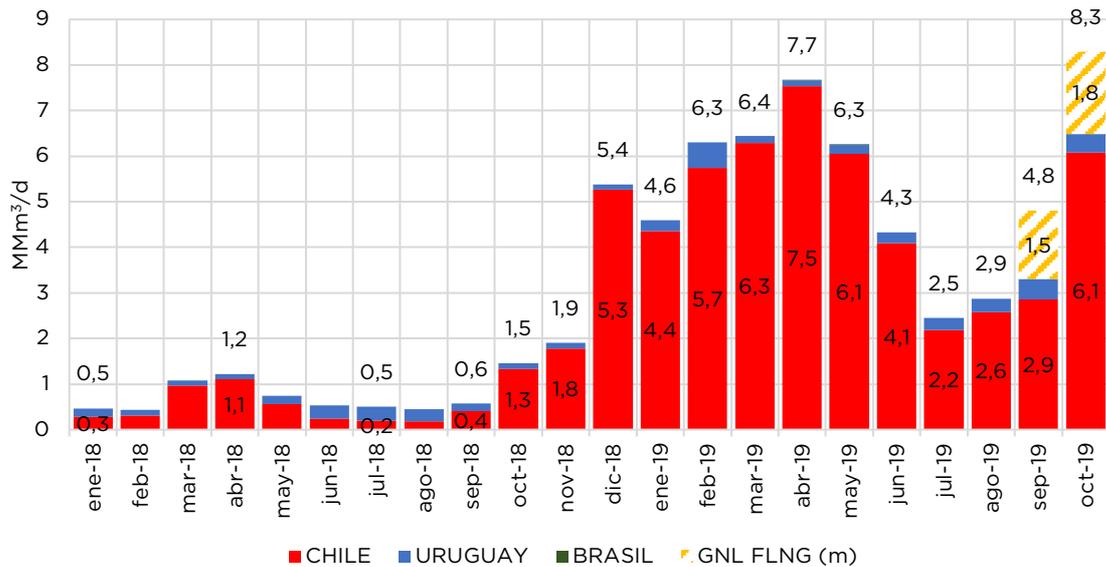
Fuente: SSPE – Secretaría de Gobierno de Energía sobre la base de datos de ENARGAS.



**Datos públicos**

Los datos que respaldan esta información se encuentran disponibles en <https://www.enargas.gob.ar/secciones/transporte-y-distribucion/partes-diarios-exp-imp.php>

Figura 2-6: Exportaciones de gas natural, 2018-2019



Fuente: SSPE — Secretaría de Gobierno de Energía sobre la base de datos de ENARGAS y estimaciones propias (GNL).

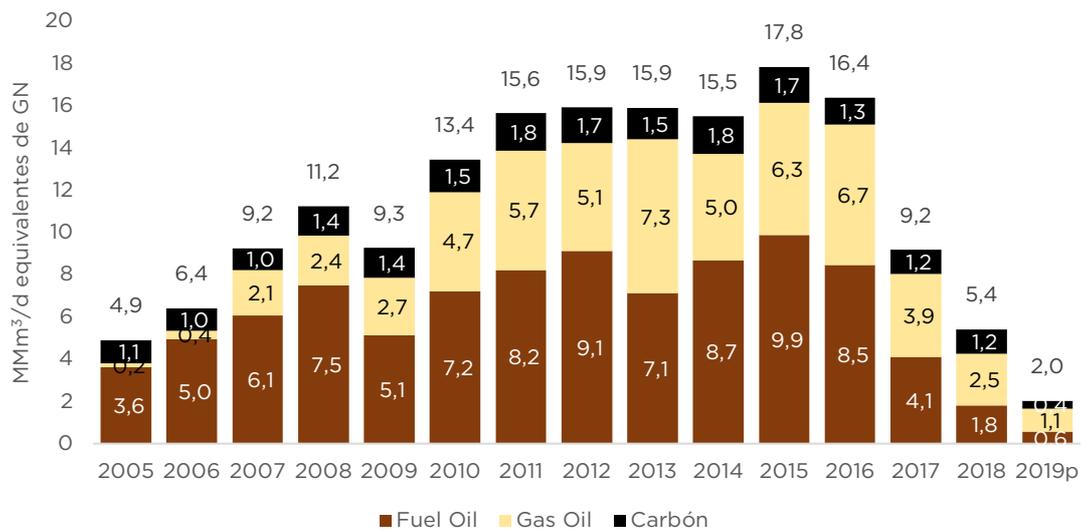
Asimismo, la nueva disponibilidad de gas natural doméstico, sumada a un menor despacho térmico como consecuencia de la disminución de la demanda,

**Entre 2015 y 2019 el consumo de gasoil, fueloil y carbón para generación eléctrica se redujo 89% gracias a una mayor disponibilidad de gas, el ingreso de renovables y la extensión de vida útil de la Central Nuclear Embalse.**

la inserción de energías renovables no convencionales y la repotenciación de la Central Nuclear de Embalse, tuvo su correlato en el menor despacho de combustibles líquidos y carbón para generación eléctrica. La conjunción de estos factores redundó en una disminución en el

consumo de combustibles alternativos para generación (gasoil, fueloil y carbón, más caros y más contaminantes) desde 17,8 MM m<sup>3</sup>/d equivalentes de gas natural en 2015 a sólo 2,0 MMm<sup>3</sup>/d en 2019.

Figura 2-7: Carbón y combustibles líquidos utilizados para generación eléctrica, 2005-2019



Fuente: Dirección Nacional de Escenarios y Planeamiento Energético – SSPE – Secretaría de Gobierno de Energía sobre la base de datos de CAMESA



**Datos públicos**

Los datos que respaldan esta información se encuentran disponibles en <https://portalweb.cammesa.com/Memnet1/default.aspx>

En cuanto a la energía eléctrica, se produjeron mejoras tanto en términos de confiabilidad de suministro como en la incorporación de centrales termoeléctricas eficientes (cierres de ciclos combinados y cogeneración), la

**Se restableció la confiabilidad del suministro de energía eléctrica, recuperando el margen de reserva que nos permitió superar la emergencia eléctrica.**

extensión de vida útil y en la incorporación acelerada de generación renovable.

Durante los años anteriores, y hasta el verano de 2016, el sistema eléctrico padeció graves

problemas que atentaron contra la seguridad de suministro, que en ese año habían alcanzado un margen de reserva del 1,5% en el pico de potencia contando las importaciones desde Brasil y Uruguay, mientras que la mínima reserva rotante aconsejada para confiabilidad del sistema ronda el 5%. Gracias al éxito de las incorporaciones de equipamiento térmico en el marco de la Resolución 21/2016 de la entonces Secretaría de Energía Eléctrica, dictada en

el marco de la emergencia eléctrica declarada por medio del Decreto 134/2015, se pudieron incrementar las reservas durante el pico de potencia. La demanda récord de potencia del SADI se alcanzó el 8 de febrero de 2018 a las 15:35 h, con 26.320 MW registrados y una temperatura que alcanzaba en GBA-Litoral casi los 37°C. Las reservas de potencia en dicho pico —que fue cubierto en un 100% con potencia local— ascendieron al 10,3% de la demanda, totalizando 2.698 MW.



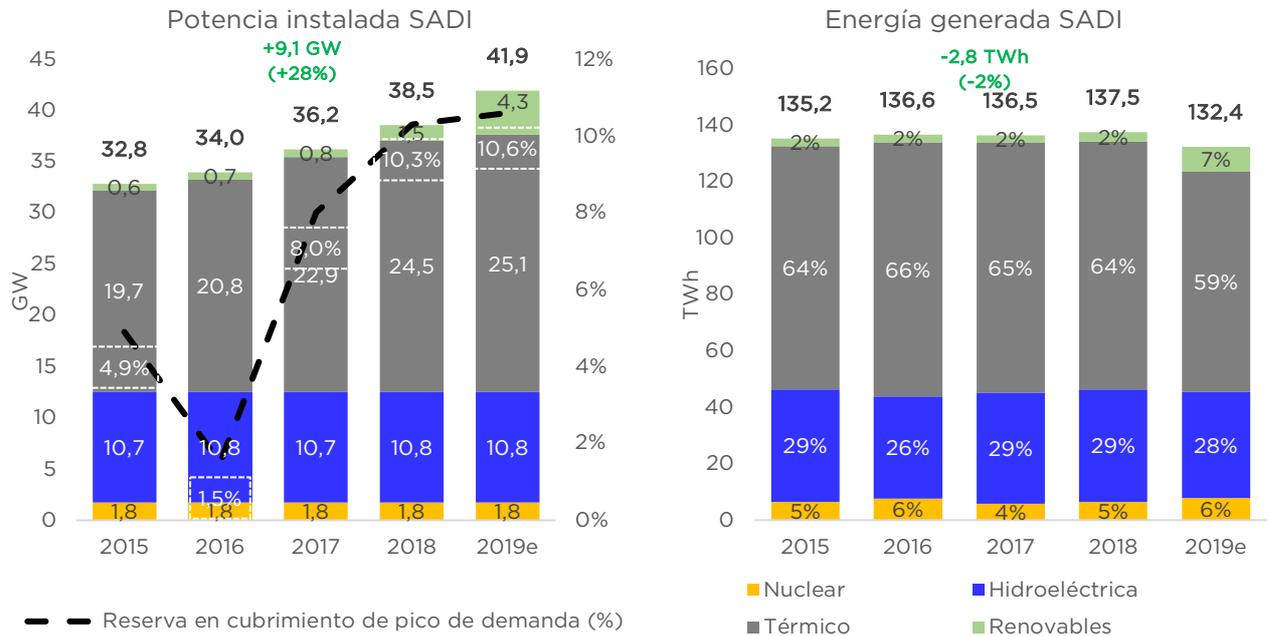
#### Datos públicos

Los datos que respaldan esta información se encuentran disponibles en <https://portalweb.cammesa.com/memnet1/Pages/descargas.aspx>

La figura 2-8 permite observar el incremento en la potencia instalada entre 2015 y 2019. El gráfico de la izquierda muestra el paso de un parque con 32,8 GW de potencia instalada en diciembre de 2015 a un parque que se espera que cierre el año 2019 con 41,9 GW.

Gracias a la incorporación de potencia térmica en el marco de la emergencia eléctrica, así como gracias a la mejora del factor de disponibilidad de los equipos, las demandas máximas de potencia de los años 2017, 2018 y 2019 fueron abastecidas, sin mayores inconvenientes, con reservas que se mantienen en línea con estándares internacionales vinculados con la confiabilidad del sistema.

Figura 2-8: Potencia instalada en el SADI y energía generada



Fuente: Dirección Nacional de Escenarios y Planeamiento Energético – SSPE – Secretaría de Gobierno de Energía sobre la base de datos de CAMMESA y estimaciones propias.

El incremento de la potencia instalada del parque térmico fue de aproximadamente 5,4 GW, mientras que se espera que el año culmine con un incremento de la potencia instalada de energías renovables adicionales a la hidroelectricidad de gran porte del orden de 3,7 GW.



**Datos públicos**

Los datos que respaldan esta información se encuentran disponibles en <https://portalweb.cammesa.com/memnet1/Pages/descargas.aspx>

Como consecuencia de esta incorporación acelerada de generación renovable, mientras que en diciembre de 2015 la demanda eléctrica era cubierta en apenas 2,3% por renovables, se espera que en diciembre de 2019 esta cobertura supere el 10%.

Este incremento es consecuencia de las exitosas rondas del programa RenovAr y el Mercado a Término de Energías Renovables (MaTer), en cuyos marcos actualmente se encuentran 156 proyectos en operación comercial

**Entre 2016 y 2019, 62 proyectos de generación a partir de fuentes renovables ya entraron en operación comercial, mientras que 94 proyectos se encuentran en plena construcción.**

o entregando energía a la red por un total de 5.012 MW y una inversión estimada en 7.521 MMUSD. Asimismo, en 2019 se adjudicaron otros 44 proyectos en el marco del MiniRen (RenovAr 3), por una potencia total de 274 MW, de los cuales ya se han firmado 25 contratos de abastecimiento por 157 MW de potencia instalada<sup>1</sup>.

De estos proyectos, a la fecha 62 ya se encuentran en operación comercial y 94 en construcción, aportando y por aportar 1.799 MW y 3.213 MW, respectivamente.

---

<sup>1</sup> Según datos al 5 de diciembre de 2019.

### 3. Aspectos institucionales

En diciembre de 2015 la situación del sector energético era muy precaria y abundaban las urgencias en casi todos los segmentos. Durante la década precedente los marcos regulatorios habían sido alterados o incumplidos, la producción de hidrocarburos mostró un franco declino, la infraestructura de generación eléctrica era ineficiente e insuficiente, los servicios públicos de transporte y distribución habían sufrido un deterioro en la calidad de las prestaciones, los subsidios eran generalizados con fuerte impacto en las cuentas públicas y en el balance comercial.

En suma, las medidas implementadas hasta ese momento se caracterizaron por su alta discrecionalidad y por la falta de transparencia en el manejo de los fondos públicos en diversas áreas de competencia de la entonces Secretaría de Energía. Las primeras medidas estuvieron orientadas a administrar y mejorar rápidamente la situación de emergencia, y tuvieron su continuidad en un proceso de normalización institucional y regulatoria.

#### a. Normalización de los entes reguladores

Dentro del marco institucional, fueron normalizados los entes reguladores, luego de que estuvieran intervenidos, como el ENARGAS, o intervenidos de facto, como el ENRE. En relación al primero, y en

**Se normalizaron los entes reguladores, tras años de estar intervenidos, como el ENARGAS, o intervenidos de facto, como el ENRE.**

cumplimiento de lo establecido por el Decreto 844 de julio de 2016, el entonces Ministerio de Energía y Minería llevó a cabo las acciones tendientes a la regularización del funcionamiento del Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS), designando a los miembros del Directorio conforme lo establece el Artículo 54 de la Ley 24.076 y su Decreto Reglamentario 1.738 de fecha 18 de septiembre de 1992. A través de la Resolución 142/2016 publicada a principios de agosto de 2016, se convocó a Concurso Abierto de Antecedentes para la designación de los miembros del Directorio.

Por otra parte, en cumplimiento de lo dispuesto en el Decreto 258 de enero de 2016, el entonces Ministerio de Energía y Minería llevó a cabo los actos necesarios para poner en práctica el proceso de Convocatoria Abierta para la selección de los integrantes del Directorio del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), organismo descentralizado actuante en el ámbito del entonces Ministerio de Energía y Minería, en los términos del Artículo 58 de la Ley 24.065 y su reglamentación. En tal sentido, en septiembre de 2016 y a través de la Resolución 204/2016, se convocó al Concurso Abierto correspondiente.

### **b. Normalización de precios y tarifas de la energía**

Otro de los desafíos que enfrentó esta administración fue el de normalizar los precios del gas por redes (incluyendo gas natural y propano distribuido por redes) y de la energía eléctrica, que se encontraban muy disociados de los costos reales del abastecimiento como consecuencia de las medidas dispuestas a la salida de la crisis de la Convertibilidad.

En efecto, en el marco de la emergencia pública declarada por la Ley 25.561, el Poder Ejecutivo Nacional había dictado diversas medidas que tuvieron por objeto atenuar los efectos de la crisis y su impacto en la prestación de los servicios públicos, entre ellos los servicios de transporte y distribución de gas natural por redes y energía eléctrica.

En primer lugar, corresponde señalar que dicha ley dejó sin efecto las cláusulas de ajuste y mecanismos indexatorios en los contratos celebrados por el Estado nacional con las prestadoras de servicios públicos. En paralelo, la Ley autorizó al Poder Ejecutivo Nacional a renegociar dichos contratos, teniendo en consideración “los siguientes criterios: 1) el impacto de las tarifas en la competitividad de la economía y en la distribución de los ingresos; 2) la calidad de los servicios y los planes de inversión, cuando ellos estuviesen previstos contractualmente; 3) el interés de los usuarios y la accesibilidad de los servicios; 4) la seguridad de los sistemas comprendidos; y 5) la rentabilidad de las empresas”.

En esta línea, a partir del año 2005 el Estado nacional celebró acuerdos de renegociación integral con la mayor parte de las prestadoras en cuestión, con intervención previa y favorable del Congreso de la Nación. Si bien en esos acuerdos se establecía la obligación de realizar una Revisión Tarifaria Integral (RTI), dicho proceso quedó trunco. Llegado el mes de diciembre de 2015, tal revisión tarifaria había sido omitida en la totalidad de los contratos, circunstancia que derivó en diversas demandas judiciales y arbitrales contra el Estado nacional, tanto ante tribunales nacionales como internacionales.

En relación con los mercados mayoristas de gas y electricidad, su funcionamiento había sido intervenido a través de un virtual congelamiento de los precios que pagó la demanda final de energía (usuarios residenciales, comerciales e incluso industriales).

A pesar del evidente carácter transitorio de las medidas descriptas, dicha

**A inicios de 2016 un usuario residencial pagaba 3% del costo de la energía eléctrica y poco más del 10% del costo de abastecimiento del gas.**

intervención regulatoria se perpetuó por más de diez años y, en términos generales, disoció significativamente los precios y las tarifas finales de

los costos económicos reales de abastecimiento, con consecuencias severas y negativas sobre todo el sector.

La distorsión entre precios y costos era tan significativa que, a principios de 2016, un usuario residencial abonaba en su tarifa eléctrica un equivalente al 3% del costo real de la generación, mientras que para el caso del gas natural la cobertura del costo de abastecimiento apenas superaba el 10%.

#### **i. Normalización de precios y tarifas de gas natural y gas propano indiluido por redes**

En el entendimiento de que esta situación era insostenible desde el plano fiscal y sectorial, esta administración consideró necesario adoptar una serie de medidas que tuvieron por objeto recomponer el sistema de precios del fluido, de manera de incentivar las inversiones necesarias para incrementar las reservas de gas y los niveles de producción local, para garantizar la seguridad

de abastecimiento al menor costo posible. Asimismo, en las condiciones imperantes en el sistema de gas a principios de 2016 (caracterizado por la caída en la producción, las limitaciones para inversiones en infraestructura, y la consecuente insuficiencia de la oferta para abastecer la demanda) la aplicación inmediata del principio de libertad de precios en la compraventa de gas natural hubiese redundado en un perjuicio significativo para los usuarios finales, derivado del desequilibrio propio de ese mercado, por lo que el Poder Ejecutivo Nacional consideró necesaria la adopción de medidas tendientes a proteger los derechos de los usuarios.

En este sentido, en abril de 2016 el entonces Ministerio de Energía y Minería determinó los precios del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte (PIST) a través de la Resolución 28/2016 para usuarios que adquieren gas natural a través de una prestataria del servicio de distribución por redes, y a través de la Resolución 41/2016 para la generación eléctrica.

Este primer incremento estuvo acompañado de herramientas de protección, como la creación e implementación de la Tarifa Social Federal (Resolución 28/2016), que apunta a cuidar a los sectores más vulnerables de todo el país, otorgándoles el beneficio de acceder a los servicios con precios acordes a su situación, siendo un salto cualitativo en la política de subsidios, por cuanto incorpora criterios explícitos de focalización, y procura minimizar los errores de inclusión (subsidiar a quienes no lo necesitan) y de exclusión (dejar de subsidiar a quienes lo necesitan).

Posteriormente, a mediados de agosto de 2016, y en la causa “Centro de Estudios para la Promoción de la Igualdad y la Solidaridad y otros c/ Ministerio de Energía y Minería s/amparo colectivo”, la Corte Suprema de Justicia de la Nación confirmó parcialmente la sentencia dictada por la Sala II de la Cámara Federal de Apelaciones de La Plata en cuanto a la nulidad de las Resoluciones Nros. 28/2016 y 31/2016 del entonces Ministerio de Energía y Minería, decisión que se circunscribió al colectivo de usuarios residenciales del servicio de gas natural, manteniéndose respecto de ellos, y en la medida en que resultara más

beneficiosa, la vigencia de la tarifa social correspondiente al cuadro tarifario examinado.

Asimismo, el Máximo Tribunal entendió que, a los efectos de la adecuación tarifaria efectuada, aun tratándose de una revisión transitoria, resultaba necesaria la celebración de audiencia pública. En este marco, en septiembre de 2016 el entonces Ministerio de Energía y Minería presentó en audiencia pública un sendero gradual y previsible de fijación de precios en PIST, siguiendo los preceptos establecidos por la Corte Suprema de Justicia. En dicha audiencia el Poder Ejecutivo Nacional puso de manifiesto que el objetivo previsto era lograr un suministro de gas natural más equitativo y federal, que garantice su sostenibilidad en el tiempo, subsidiando sólo a quienes lo necesitan, fomentando el ahorro y el consumo eficiente, promoviendo la producción local y minimizando las importaciones de combustibles.

En consecuencia, en octubre de 2016 el entonces MINEM fijó un incremento de los precios del gas natural y del gas propano indiluido en PIST mediante la Resolución 212/2016, conforme el sendero de readecuación de subsidios mencionado. El espíritu de ese sendero fue continuado en las Resoluciones Nros. 74/2017 y 474/2017 de marzo y noviembre de 2017, respectivamente.

Con relación a la normalización de las tarifas de transporte y distribución, con fecha 29 de marzo de 2016 el entonces Ministerio de Energía y Minería de la Nación dictó la Resolución 31/2016 por medio de la cual instruyó al ENARGAS a llevar a cabo el proceso de RTI. Así, previa celebración de las audiencias públicas correspondientes, a fines de marzo de 2017 el ENARGAS concluyó el proceso de RTI del transporte y la distribución de gas natural, readecuando las tarifas del servicio, teniendo en cuenta los lineamientos necesarios para mantener la continuidad del servicio a los efectos de permitir a las licenciatarias afrontar sus gastos de operación y mantenimiento, administración y comercialización, las erogaciones correspondientes a la ejecución del plan de inversiones obligatorias determinado por el ENARGAS.

Esto fue un hito para la normalización del sector, ya que representó el restablecimiento pleno de los marcos regulatorios. En este sentido, las

licenciatarias del servicio de transporte y distribución se comprometieron a desistir íntegra y expresamente de las acciones legales entabladas contra el Estado nacional en las correspondientes instancias judiciales por incumplimientos contractuales derivados de la sanción de la Ley 25.561.

Como resultado del proceso, se aprobaron a) los estudios económicos sobre la RTI de cada una de las licenciatarias, b) la Metodología de Ajuste Semestral, c) el Plan de Inversiones Obligatorias para el siguiente quinquenio para cada una de las licenciatarias, con compromisos de inversión por más de 40.000 MMARS ajustable de la misma manera que las tarifas, que permitirán realizar obras tendientes a mejorar sustancialmente la seguridad y confiabilidad del sistema, así como también las expansiones de la red necesarias para incorporar más usuarios al servicio.

Por otra parte, el artículo 6° de la Resolución MINEM 74/2017 instruyó al ENARGAS a que, con el objetivo de una implementación gradual y progresiva de los resultados de la RTI, aplique en forma escalonada los incrementos tarifarios resultantes de la mencionada revisión. Se fijó un sendero compuesto por tres escalones que serían aplicados de la siguiente manera: 30% del incremento autorizado a partir del 1 de abril de 2017; 40% del incremento a partir del 1 de diciembre de 2017 y el 30% restante a partir del 1 de abril de 2018.

Habiéndose completado la incorporación a los cuadros tarifarios del 100% del incremento aprobado en la RTI, en abril de 2018, las tarifas de los servicios de los segmentos regulados, transporte y distribución, serían ajustadas semestralmente mediante un mecanismo no automático de acuerdo con las previsiones de las cláusulas pactadas entre las Licenciatarias y el Estado nacional en las Actas de Renegociación de los Contratos de Licencia suscriptas, las que se encuentran en línea con lo previsto en el Capítulo IX de las Reglas Básicas de la Licencia de las transportadoras y distribuidoras.

Volviendo a los precios del gas natural, habiéndose vencido el 31 de diciembre de 2017 el período de prórroga fijado en la Ley 27.200 vinculado con la Emergencia Pública, el Gobierno Nacional entendió que el mercado de gas aún requería de pautas orientadas a objetivos de política pública por lo que, con el

objeto de asegurar que la plena vigencia del principio de libre contratación no afectara la gradualidad y progresividad del proceso de normalización tarifaria, propició el establecimiento de “Bases y Condiciones” acordadas entre Productores y Distribuidores, tendientes a evitar que los precios de los contratos de compraventa de gas celebrados entre las partes superaran valores máximos equivalentes a los previstos en el sendero de reducción de subsidios planteado oportunamente en audiencias públicas por el Ministerio, durante un período de dos años (2018 y 2019).

En cualquier caso, se previó que las partes podían contratar a precios inferiores, sujeto a la validación del traslado a tarifas de dichos contratos que realiza el ENARGAS conforme a la competencia asignada por el marco regulatorio. Cabe destacar que la Ley 24.076 establece en su artículo 38, inciso c) que el precio de venta del gas por parte de los distribuidores a los consumidores incluirá los costos de su adquisición. Asimismo, la reglamentación del artículo 37 del citado texto legal (Decreto 1738/92) prevé en su inciso (5) que “las variaciones del precio de adquisición del Gas serán trasladados a la tarifa final al usuario de tal manera que no produzcan beneficios ni pérdidas al Distribuidor ni al Transportista bajo el mecanismo, en los plazos y con la periodicidad que se establezca en la correspondiente habilitación”.

A principios de octubre, y a raíz de la marcada variación del tipo de cambio observada durante el período invernal (abril-septiembre) de 2018, se acumularon diferencias diarias significativas por la compra de gas en el marco de los contratos suscriptos entre los productores y las licenciatarias de distribución. En este sentido, la volatilidad de las variables financieras y del tipo de cambio que tuvieron lugar en ese período año pusieron en evidencia aspectos no contemplados en el régimen regulatorio previsto hace más de 25 años, en otro contexto macroeconómico y cambiario.

Entendiendo que resultaba necesario adoptar medidas específicas para proteger al usuario final, que procuraran atenuar la incidencia del traslado a las tarifas de las diferencias diarias acumuladas por la compra de gas en el último período estacional, comprendido desde el 1º abril al 30 de setiembre de 2018, y

respetando el principio de neutralidad del precio del gas respecto de dichas licenciatarias, la Secretaría de Gobierno de Energía habilitó un mecanismo de recupero de las diferencias diarias acumuladas correspondientes al período estacional antes mencionado, en un período temporal más extenso.

Así, a través de la Resolución 20/2018 de fecha 4 de octubre, se instruyó a ENARGAS para que las distribuidoras trasladen al usuario el recupero del crédito a favor de los productores en línea separada en la factura, en 24 cuotas, a partir del 1º de enero de 2019. Con esta indicación, el ENARGAS confeccionó los cuadros tarifarios del período estacional estival teniendo en cuenta también los precios informados por las licenciatarias de distribución de sus contratos con proveedores de gas.

No obstante, con fecha 15 de noviembre de 2018, se publicó el Decreto 1053/2018, mediante el cual el Estado nacional asumió, con carácter excepcional, el pago de las diferencias diarias acumuladas mensualmente entre el valor del gas comprado por las prestadoras del servicio de distribución de gas natural por redes y el valor del gas natural incluido en los cuadros tarifarios vigentes entre el 1º de abril de 2018 y el 31 de marzo de 2019, generadas exclusivamente por variaciones del tipo de cambio y correspondientes a volúmenes de gas natural entregados en ese mismo período.

Para tal fin, el Decreto estableció que el monto neto resultante se transferiría a cada prestadora en 30 cuotas mensuales y consecutivas a partir del 1º de octubre de 2019. Para la determinación de esas cuotas, se determinó la utilización de la tasa efectiva del Banco de la Nación Argentina para depósitos en moneda argentina a 30 días de plazo, canal “pizarra”.

Por último, y en lo relativo al tratamiento de las diferencias diarias acumuladas, el Decreto determina que a partir del 1º de abril de 2019 los proveedores de gas natural y las prestadoras del servicio de distribución de gas natural por redes deben prever en sus contratos que en ningún caso podrá trasladarse a los usuarios que reciban servicio completo el mayor costo ocasionado por variaciones del tipo de cambio ocurridas durante cada período estacional.

Como producto de la normalización de precios y tarifas aquí reseñada y del establecimiento de programas de estímulo a la inyección de gas natural de origen no convencional, a mediados del año 2018 la situación del mercado de gas natural había mejorado considerablemente.

En ese contexto, esta administración tomó la iniciativa de introducir mecanismos de mercado para brindar más transparencia y competitividad a la comercialización de gas natural a través de la organización de subastas en el Mercado Electrónico de Gas S.A. (MEGSA) para la contratación, tanto en condición firme como interrumpible, del suministro de gas con destino a usuarios del servicio completo (distribuidoras) y generación eléctrica, tema que será desarrollado con mayor profundidad más adelante.

Por otra parte, considerando las características propias de los consumos de usuarios residenciales asociados a factores de temperatura, que hacen inevitable una mayor demanda en el periodo invernal, la Secretaría de Gobierno de Energía dispuso a fines de marzo de 2019, a través de la Resolución 148/2019, una bonificación del precio del gas en el PIST del 27% para los consumos con destino al servicio residencial correspondientes a abril de 2019 y del 12% para los consumos correspondientes a mayo de 2019. Dichas bonificaciones fueron incorporadas en los cuadros tarifarios publicados por el ENARGAS con vigencia a partir del primero de abril y primero de mayo de 2019.

En ese mismo orden de ideas, con fecha 21 de junio la Secretaría de Gobierno de Energía publicó la Resolución 336/2019, la cual estableció, con carácter excepcional, un beneficio para los usuarios residenciales consistente en un diferimiento de pago del veintidós por ciento (22%) en las facturas de los consumos que emitidas entre el 1 de julio de 2019 y el 31 de octubre de 2019, con el objetivo de otorgar una mayor homogeneidad en las erogaciones durante el año.

El monto total diferido, sin intereses para el usuario, será recuperado en 5 cuotas mensuales, iguales y consecutivas en las facturas de consumo que se emitan a partir del 1 de diciembre de 2019.

Por último, a mediados de noviembre la Secretaría de Gobierno de Energía extendió, por medio de la Resolución 751/2019, el diferimiento del ajuste semestral de los márgenes de transporte y distribución previsto para el mes de octubre de 2019 al 1 ° de febrero de 2020.

## ii. Normalización de precios y tarifas de energía eléctrica

La normalización de los precios y las tarifas de la energía eléctrica también contempló, desde sus inicios, incrementos graduales de los precios estabilizados estacionales de la energía y la potencia que pagan los usuarios abastecidos a través de distribuidoras (típicamente usuarios residenciales, comerciales e industriales).

El primero de estos incrementos se dio a fines de enero de 2016 con la publicación de la Resolución MINEM 6/2016, que fijó como referencia el precio sin subsidio para todo el país establecido en el Artículo 2° de la Resolución 1.301 del 7 de noviembre de 2011 de la entonces Secretaría de Energía, el que aún representaba un porcentaje menor del costo real de abastecer a la demanda nacional. Cabe destacar que a partir de esta norma se eliminó sustancialmente la segmentación de la demanda, por lo que todos los usuarios con demandas menores a 300 kW pasaron a pagar el mismo precio estacional de la energía, independientemente de su uso (alumbrado, residencial, comercial).

La Resolución también creó el programa de Tarifa Social, en el que se bonificó el precio de la energía al que compran las prestadoras del servicio público de distribución eléctrica con destino a los usuarios elegibles (Resolución MINEM 219/2016 y modificatorias), consistiendo en un bloque de consumo de 150 kWh/mes en el que se subsidió el 100% del precio de la energía y otro bloque equivalente en el que se subsidió el 50%. Posteriormente, en junio de 2016 por medio de la Resolución MINEM 1111/2016 se duplicó el primer bloque (300 kWh/mes) para los usuarios elegibles residentes en provincias del NEA.

Cabe aclarar que, a partir del 1 de enero de 2019, y en virtud del Consenso Fiscal suscripto el 13 de septiembre de 2018 aprobado mediante la Ley 27.469, las

provincias acordaron definir la tarifa eléctrica diferencial en función de las condiciones socioeconómicas de los usuarios residenciales bajo su jurisdicción.

Posteriormente, se sancionaron nuevos precios de la energía, la potencia y el transporte, con el objetivo de acercar, de forma gradual y previsible, el precio que paga la demanda al costo de generación. Se enumeran a continuación los actos administrativos pertinentes, del período 2016 a la actualidad:

- Resolución MINEM 6 de fecha 25 de enero de 2016
- Resolución SEE N° 41 de fecha 25 de abril de 2016
- Resolución SEE 384/2016, de fecha 27 de octubre de 2016
- Resolución SEE 20/2017 de fecha 27 de enero de 2017
- Resolución SEE 256/2017 de fecha 28 de abril de 2017
- Resolución SEE 979/2017, de fecha 1 de noviembre de 2017, vigente hasta la finalización de la Audiencia Pública convocada mediante Resolución 403 de fecha 25 de octubre de 2017 del Ministerio de Energía y Minería
- Resolución SEE 1.091 de fecha 30 de noviembre de 2017
- Disposición SSEE 44 de fecha 14 de mayo de 2018
- Disposición SSEE 75 de fecha 31 de julio de 2018
- Disposición SSEE 97 de fecha 24 de octubre de 2018
- Resolución SGE 366 de fecha 2 de enero de 2019
- Resolución SRRyME 14 de fecha 29 de abril de 2019
- Resolución SRRyME 38 de fecha 22 de octubre de 2019

Por otra parte, en cumplimiento con lo dispuesto por la Ley 27.351 de Electrodependientes por Cuestiones de Salud, a través de la Resolución MINEM 204/2017, el entonces Ministerio de Energía y Minería instruyó a CAMMESA a que aplique una bonificación del 100% sobre la totalidad de los componentes de jurisdicción nacional que integran el costo de compra mayorista de las prestadoras del servicio de distribución eléctrica, con destino a los usuarios electrodependientes por cuestiones de salud. De esta manera, se subsidia la totalidad del precio de la energía, la potencia, el transporte y el aporte al Fondo Nacional de la Energía Eléctrica, en el ámbito del Mercado Eléctrico Mayorista.

En línea con la readecuación de precios mayoristas, el Poder Ejecutivo Nacional instruyó al ENRE, por medio de la Resolución MINEM 7/2016, también de fines de enero de 2016, a que efectúe las Revisiones Tarifarias Integrales (RTI) de EDENOR y EDESUR (por entonces, únicas distribuidoras de jurisdicción nacional, que actualmente se encuentran bajo la jurisdicción de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y de la Provincia de Buenos Aires) a los efectos de recomponer el valor agregado de distribución de estas concesionarias. En esta línea, con fecha 1° de abril de 2016 el ENRE aprobó, a través de la Resolución 55/2016 el Programa para la Revisión Tarifaria de Distribución en el año 2016, que estableció los criterios y la metodología para el proceso de la Revisión Tarifaria Integral (RTI) y el consecuente plan de trabajo.

Por otra parte, mediante la Resolución MINEM 196/2016 se instruyó al ENRE a que realice la RTI de las empresas prestatarias del servicio público de transporte en extra alta tensión y por distribución troncal. En cumplimiento de la instrucción impartida, el ENRE, mediante su Resolución 524 de fecha de 28 de septiembre 2016, aprobó el Programa para la Revisión Tarifaria del Transporte de Energía Eléctrica en el año 2016, que establece los criterios y la metodología para el proceso de la Revisión Tarifaria Integral (RTI) y el consecuente plan de trabajo.

El proceso de revisión tarifaria concluyó a principios de febrero de 2017, cuando el ENRE publicó las Resoluciones 63/2017 y 64/2017, que aprobaron los valores del costo propio de distribución resultantes de la RTI de EDENOR y EDESUR, respectivamente, la Resolución 66/2017, que aprobó la remuneración para el servicio de transporte eléctrico en extra alta tensión de jurisdicción nacional (TRANSENER) y las Resoluciones 68/2017, 69/2017, 71/2017, 73/2017, 75/2017 y 77/2017, que aprobaron la remuneración correspondiente a la prestación del servicio de transporte por distribución troncal.

A fines de 2017, el entonces Ministerio de Energía y Minería determinó reemplazar el esquema de remuneración al Sistema de Transporte en Extra Alta Tensión y al sistema de transporte por distribución troncal. Se estableció, mediante Resolución MINEM 1.085/2017, 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.

De esta forma, los costos asociados al transporte en extra alta tensión de 500 kV pasaron a distribuirse de manera uniforme entre la sumatoria de las demandas de energía del MEM, traduciéndose en una tarifa uniforme. Y los costos asociados al transporte por distribución troncal se distribuyen uniformemente entre la sumatoria de las demandas de energía y los aportes de generación relacionados con cada región. Esta medida busca 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.

Finalmente, en septiembre de 2018 se suscribió el Consenso Fiscal entre las Provincias y el Estado nacional, que luego fue aprobado por la Ley 27.469, en el cual se estableció que, en el marco de la reducción de subsidios nacionales destinados a servicios públicos, a partir del 1° de enero de 2019, cada jurisdicción definiera la tarifa eléctrica social en función de las condiciones socioeconómicas de los usuarios residenciales.

A su vez, a instancias del Acuerdo de Transferencia de Jurisdicción del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica a la Provincia de Buenos Aires y a la CABA firmado a fines de febrero de 2019 por el Estado nacional, la Provincia de Buenos Aires y la CABA, se dispuso que las concesionarias EDENOR y EDESUR pasaran a estar sujetas a la jurisdicción de la Provincia de Buenos Aires y de CABA, en línea con lo que ocurre con las distribuidoras eléctricas en las demás jurisdicciones.

### c. Gestión de empresas de propiedad estatal

#### i. IEASA

A fines de 2017 se instruyó mediante el Decreto 882 al entonces Ministerio de Energía y Minería para que efectúe la fusión de ENARSA y EBISA con el objetivo de racionalizar y tornar más eficiente la gestión pública relacionada con

actividades del sector de la energía, limitando la participación del Estado a aquéllas obras y servicios que no pudieran ser asumidos adecuadamente por el sector privado. Así, se concentraron el desarrollo y ejecución de ciertas actividades y proyectos energéticos en una empresa de capital estatal; se consolidaron las estructuras administrativas y se combinaron las capacidades técnicas y gerenciales de ambas empresas para lograr mayor eficiencia en la ejecución de las tareas.

En este sentido, se reformuló el proceso de compra de GNL, transparentando públicamente el proceso, haciendo públicos los resultados de las licitaciones internacionales y estableciendo el correspondiente control sobre las demoras de los barcos. Se obtuvo una reducción de costos por mejoras en la programación y logística de buques de regasificación, obteniéndose un ahorro promedio de 30 MMUSD anuales por reducción de los tiempos de espera.

**Se transparentó el proceso de compra de GNL, haciéndose públicos los datos de precios y volúmenes, barco por barco.**



#### Datos públicos

Los datos que respaldan esta información se encuentran disponibles en <http://www.ieasa.com.ar/index.php/gas/>

En cumplimiento de lo dispuesto por el Decreto 882/2017 mediante el cual se dispuso también el reordenamiento de activos con el objetivo de racionalizar y tornar más eficiente la gestión pública, se realizó la venta de las Centrales Térmicas Brigadier López y Ensenada de Barragán, traspasando ambos Fondos de Comercio y todos los bienes, derechos y obligaciones que integran los mismos. Los adjudicatarios de ambas centrales tienen la obligación de finalizar las obras vinculadas con el cierre de ciclo. El monto recaudado por la venta de ambas centrales fue de 859 MMUSD. Adicionalmente, se realizó la venta mediante cesión de derechos de la explotación del área Aguada del Chañar en la Provincia del Neuquén, recaudando la suma de 95,6 MMUSD.

En lo que respecta a las unidades Móviles – UGEEM (unidades autónomas y transportables con gasoil o biocombustible), utilizadas desde 2011 para atender situaciones de emergencia, IEASA (por entonces ENARSA) comenzó en 2016 a renegociar los precios de los contratos. Tiempo después se ajustaron las cantidades requeridas por CAMESA. Como resultado, fueron desafectadas unidades por 600 MW a un costo de 32.500 USD/MW-Mes, lo que representó un ahorro de 234 MMUSD/año para el Estado nacional.

## ii. Nucleoeléctrica Argentina, Sociedad Anónima

En marzo de 2016 NA-SA, operadora de las tres centrales nucleares argentinas, enfrentaba una estructura sobredimensionada, con sobre empleo ineficiente y contratos de obra sin obras asignadas (lo que implicaba un exceso de personal entre propio y contratado de más de 2.000 personas sobre una estructura total de 5.000 trabajadores); y una estructura tarifaria inadecuada, que sólo reconocía la venta de energía, sin tener en cuenta la disponibilidad de potencia.

Hasta el año 2017, la remuneración que recibía la empresa por la venta de energía en el mercado mayorista presentaba varios problemas. El 100% de los ingresos dependía de la energía generada, desconociendo las particularidades de la generación nuclear, que tiene altos costos fijos, bajo costo de combustible y la obligación de realizar paradas programadas para garantizar la operación segura. Por otro lado, resultaba insuficiente para cubrir los gastos totales de operación y mantenimiento, resultando en un déficit económico y financiero notable.

En el año 2017 la empresa cerró con un resultado financiero negativo de 629 MMARS. El déficit operativo de NA-SA requería una recomposición de la remuneración para financiar gastos corrientes. Esta administración trabajó junto a la empresa en un nuevo esquema que cubriera los costos totales de operación y mantenimiento, atendiera las particularidades del sector nuclear (pago de potencia para las centrales en mantenimiento programado), introdujera un incentivo a la reducción de los costos, asemejándose al tratamiento del resto de los generadores del sistema.

La remuneración a las centrales nucleares fue modificada en 2018 a través de la Resolución 73. Como resultado, el esquema actual permite inferir la estructura de costos de la empresa (división entre costos fijos y variables). Además, se remunera potencia disponible para otorgar cierta previsibilidad a los ingresos de la compañía, que posee una estructura de costos bastante rígida y estable a lo largo del tiempo. En forma adicional se paga la potencia que se encuentra en mantenimiento que se haya declarado y acordado con CAMMESA con el objetivo de cubrir los gastos durante las paradas programadas.

Por último, se destaca que durante 2016 se cancelaron los contratos con contratistas (empresas tercerizadas) sin asignación de tareas.

### iii. Dioxitek

Dioxitek es una empresa de propiedad estatal que se encarga de la conversión del concentrado de uranio en polvo de dióxido de uranio calidad nuclear, combustible utilizado por los reactores argentinos.

La empresa era administrada por la Comisión Nacional de Energía Atómica, que además detentaba la mayoría accionaria. En 2016, tenía su planta principal -de conversión a dióxido de uranio- clausurada por la Municipalidad de la Ciudad de Córdoba. Ello redundaba en una seria amenaza a su actividad principal y mostraba un nivel de empleo muy por encima de sus necesidades para el normal funcionamiento, como en el caso de NA-SA.

En el año 2017, a través del Decreto 882, cambió la composición accionaria de la empresa. Hasta entonces, el 99% de las acciones estaba bajo titularidad de la CNEA y el 1% bajo la Provincia de Mendoza. Actualmente la Secretaría de Energía ostenta el 60% de participación, la CNEA el 39% y de la Provincia de Mendoza el 1%.

Se recuperó la capacidad productiva cuantitativa y cualitativa de la empresa adecuándose, a su vez, la dotación de personal de acuerdo a sus necesidades para el normal funcionamiento.

#### d. Información al Congreso de la Nación

**Entre 2016 y 2019 se dio respuesta a más de 3.200 preguntas sobre energía realizadas por Diputados y Senadores nacionales**

Desde la Secretaría de Gobierno de Energía entre 2016 y 2019 se dio respuesta a más de 3.200 preguntas sobre energía realizadas por Diputados y Senadores nacionales en el marco del Informe que el Jefe de Gabinete de Ministros presenta en forma mensual ante el Honorable Congreso de la Nación por mandato del artículo 101 de la Constitución Nacional. Adicionalmente, se dio respuesta a 90 pedidos de informe sancionados por ambas cámaras y se elaboraron las Memorias del Estado para los años 2016, 2017, 2018 y 2019. Las tres primeras fueron presentadas por el Presidente de la Nación en la apertura de las sesiones ordinarias correspondientes al año siguiente al reseñado.

#### e. Transparencia Activa

En cumplimiento de lo dispuesto en la Ley 27.275, de Acceso a la Información Pública, se lanzó el portal de Transparencia Activa, que pone a disposición del ciudadano de manera proactiva información vinculada con lo estipulado por la ley acceso a la información pública, autoridades y personal, escalas salariales, declaraciones juradas, obsequios y viajes, compras y contrataciones, presupuesto, subsidios y otras transferencias por beneficiario, actos administrativos, gestión de la información, permisos y concesiones, auditorías, trámites y servicios, participación ciudadana, acordadas y sentencias y el acceso al mencionado catálogo de datos abiertos<sup>2</sup>.

#### f. Hoja de ruta para la normalización de la regulación del sector eléctrico argentino

A través de la Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista (CAMMESA), conjuntamente con participantes del sector (AGEERA,

---

<sup>2</sup> Dicho portal se encuentra disponible en: <https://www.argentina.gob.ar/energia/transparencia>

AGUEERA, ADEERA y ATEERA) y con la colaboración de una consultora, se comenzó a desarrollar una “hoja de ruta” para la normalización de la regulación del sector eléctrico argentino. Se comenzó con un diagnóstico y una descripción de modelos de organización de referencia internacional, para concluir con la recomendación del modelo deseable para la Argentina y el camino de transición necesario hacia un modelo del sector eléctrico eficiente y competitivo.

El objetivo de dicho proceso consiste en la producción de un Informe Final y una Hoja de Ruta que permita contribuir al proceso de normalización del sector eléctrico argentino a través de una recomendación integrada de ordenamiento del sistema normativo e institucional, que permita el desarrollo de un mercado mayorista competitivo, eficiente y transparente, y de redes de transmisión y distribución modernas e inteligentes.

Se espera que los resultados de este proceso de elaboración conjunta se encuentren disponibles durante el mes de diciembre de 2019.

## 4. Acuerdos de productividad

### a. Acuerdo de productividad para el desarrollo de Vaca Muerta

En enero de 2017 se firmó un acuerdo con la provincia de Neuquén, las empresas y los sindicatos petroleros para impulsar la producción de gas no convencional en Vaca Muerta.

Mediante dicho acuerdo, cada una de las partes asumió compromisos concretos:

- Las empresas se comprometieron a incrementar sus inversiones hasta llegar a más de 10.000 MMUSD por año.
- El Estado nacional aceptó extender planes de estímulo con el objetivo de garantizar un precio competitivo a los productores.
- Los gremios, por su parte, aceptaron incluir mejoras de productividad en sus convenios colectivos.
- La Provincia de Neuquén, por su parte, se comprometió a no aumentar los impuestos y a mejorar la infraestructura vial en la región.

### b. Acuerdo de productividad para las energías renovables

En octubre de 2017 se firmó acuerdo productivo para promover el sector de las energías renovables con el objetivo de mejorar la participación de empresas nacionales en la actividad, generar miles de puestos de trabajo de calidad y aportar al cuidado del ambiente.

Este acuerdo multisectorial contó con la participación de los gobiernos provinciales y de los sectores del trabajo y de la producción. Apunta a mejorar la integración local de partes y piezas en la construcción de los parques eólicos, solares y plantas de biogás, biomasa y Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos para alcanzar un 50% de contenido nacional en 2023.

Con el propósito de mejorar la producción local y el empleo en la cadena de valor industrial del sector, el gobierno avanzó en algunas medidas concretas

que favorecen a la actividad de las firmas locales y la radicación de inversiones productivas.

El Ministerio de Producción y el entonces Ministerio de Energía elaboraron la resolución conjunta 1/2017 que se publicó el 29 de septiembre en el Boletín Oficial y el decreto 814/2017.

La medida estableció nuevos incentivos fiscales, normativos y de financiamiento para la radicación de inversión productiva, el desarrollo de proveedores locales a través de la transferencia de tecnología y la integración nacional.

Además, mediante el decreto presidencial 814/2017 el Gobierno Nacional estableció un nuevo marco arancelario que favorece una integración local.

Como parte del Acuerdo por la Producción y el Empleo para Energías Renovables, el sector privado se comprometió a incorporar 2.000 nuevos empleos en el marco de la ronda 2 del programa RenovAr, profundizar el perfil exportador de las compañías, desarrollar mejoras de productividad, obtener certificados de calidad y aumentar la integración local.

Los sindicatos, por su parte, se comprometieron a mejorar la productividad laboral, realizar modificaciones a los convenios que se adaptaran a la realidad del sector y participar de planes de capacitación junto con las empresas.

## 5. Aspectos generales sobre precios, tarifas y subsidios

### a. Evolución de subsidios, oferta y demanda de energía 2015-2019

En esta sección se expone en detalle la evolución entre 2015 y 2019 de los subsidios energéticos, mostrando además los cambios ocurridos en la oferta y la demanda de gas, combustibles líquidos y electricidad, tanto en su composición como en los precios de cada fuente de energía y de cada segmento de demanda. Para facilitar las comparaciones monetarias interanuales, la mayoría de los valores se expresan en dólares, para el caso de las tarifas y facturas residenciales también se muestran en pesos corrientes y constantes.

### b. Evolución de subsidios y composición de oferta y demanda

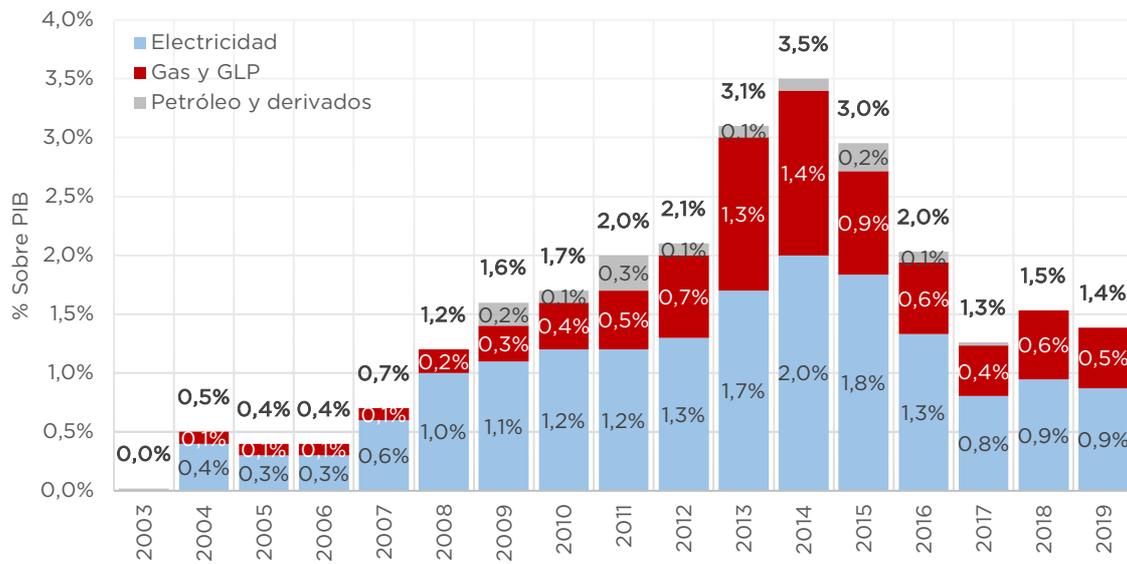
El total de subsidios a la energía se redujo de 3,0% del PIB en 2015 a 1,4% en

**Entre 2015 y 2019 se eliminaron por completo los subsidios al petróleo y los subsidios totales a la energía se redujeron en 69%.**

2019 (figura 5-1), pasando de 18.961 MMUSD a 5.954 millones de dólares, una disminución del 69% (electricidad -68%, gas -61% y petróleo -100%, Tabla 5-1). Tanto

en gas como en electricidad, esto fue posible por el efecto conjunto de reducción del precio que recibe la oferta y al mismo tiempo un aumento de lo que paga la demanda.

Figura 5-1: Subsidios a la energía en % del PIB, evolución 2003–2019



Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía.

Tabla 5-1: Subsidios a la energía en MMUSD y % del PIB, evolución 2015–2019

Subsidios a la energía	2015	2016	2017	2018	2019	Variación		2015	2016	2017	2018	2019
						2019 vs. 2015						
	Millones de dólares (MMUSD)					MMUSD	%	% sobre el PIB				
<b>TOTAL</b>	<b>18.961</b>	<b>11.306</b>	<b>8.094</b>	<b>7.961</b>	<b>5.954</b>	<b>-13.007</b>	<b>-69%</b>	<b>3,0%</b>	<b>2,0%</b>	<b>1,3%</b>	<b>1,5%</b>	<b>1,4%</b>
<b>1) ELECTRICIDAD</b>	<b>11.812</b>	<b>7.419</b>	<b>5.169</b>	<b>4.928</b>	<b>3.737</b>	<b>-8.075</b>	<b>-68%</b>	<b>1,8%</b>	<b>1,3%</b>	<b>0,8%</b>	<b>0,9%</b>	<b>0,9%</b>
Subsidio a la demanda *	8.541	7.280	5.067	4.827	3.671	-	-57%	1,3%	1,3%	0,8%	0,9%	0,9%
Otros electricidad **	3.271	139	102	102	67	-	-98%	0,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
<b>2) GAS Y GLP</b>	<b>5.640</b>	<b>3.381</b>	<b>2.744</b>	<b>3.032</b>	<b>2.216</b>	<b>-3.423</b>	<b>-61%</b>	<b>0,9%</b>	<b>0,6%</b>	<b>0,4%</b>	<b>0,6%</b>	<b>0,5%</b>
Subsidio al gas natural	4.914	2.960	2.034	2.445	1.777	-	-64%	0,8%	0,5%	0,3%	0,5%	0,4%
Otros gas †	725	421	709	587	440	-	-39%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
<b>3) PETRÓLEO Y DERIVADOS ‡</b>	<b>1.510</b>	<b>505</b>	<b>181</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-1.510</b>	<b>-100%</b>	<b>0,2%</b>	<b>0,1%</b>	<b>0,0%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

\* Incluye IVA.

\*\* Ente Binacional Yacretá, Letras, Acreencias Res.406, Compensaciones, ENSI, Asistencia a distribuidoras Res. 32/2015 y Convergencia Tarifaria.

† Compensación y diferimiento a productores, Asistencia y compensación a distribuidoras, Tarifa Diferencial, Programa Hogar, Propano Redes.

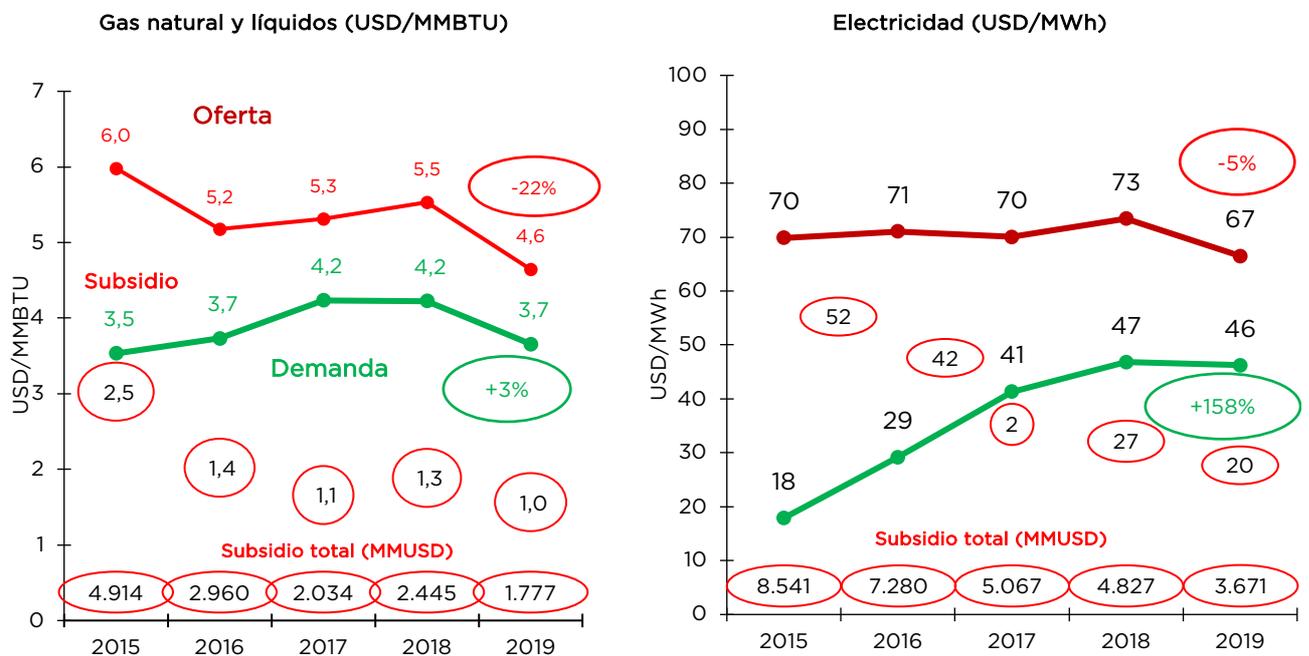
‡ Estímulo a la Producción y Exportación, Refino y Exportación Plus.

Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía.

### i. Gas y combustibles líquidos

Del lado de la oferta, para el conjunto de gas y combustibles alternativos, el costo promedio cayó 22%, pasando de 6,0 USD/MMBTU en 2015 a 4,6 USD/MMBTU en 2019. Al mismo tiempo, el precio promedio pagado por la demanda total subió un 3%, de 3,5 USD/MMBTU a 3,7 USD/MMBTU. Este efecto de pinzas hizo que el subsidio unitario bajara de 2,5 USD/MMBTU a 1,0 USD/MMBTU y los subsidios totales pasaran de 5.640 MMUDD a 2.216 millones de dólares (figura 5-2).

Figura 5-2: Oferta, demanda y subsidios a la energía en gas natural, combustibles líquidos y electricidad, 2015-2019

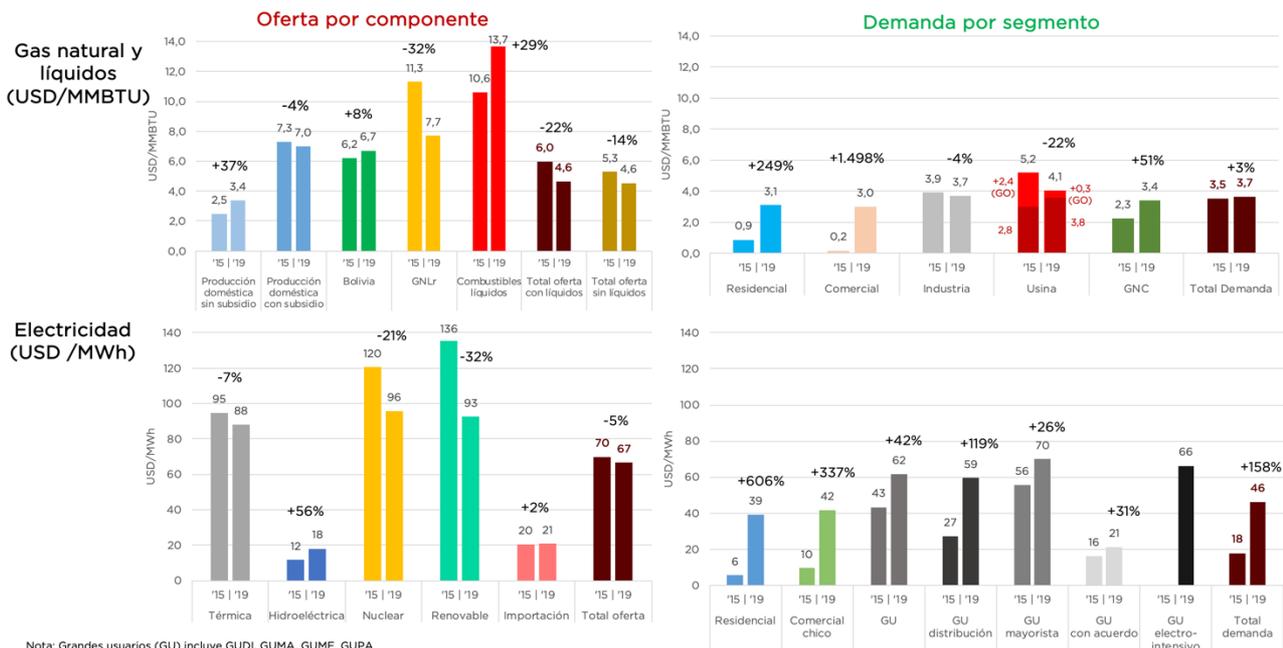


Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía.

La reducción del precio de la oferta se debió fundamentalmente al reemplazo de combustibles más caros (líquidos y GNL importado a más de 10 USD/MMBTU) por la mayor producción de gas doméstico. La participación de estos combustibles más caros pasó del 24% en 2015 a sólo 5% en 2019 (figura 5-3).



Figura 5-4: Evolución de precios pagados por la oferta y la demanda, por segmento de usuario de gas natural, combustibles líquidos sustitutos y energía eléctrica, 2015–2019



Nota: Grandes usuarios (GU) incluye GUDI, GUMA, GUME, GUPA

Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía.

## ii. Electricidad

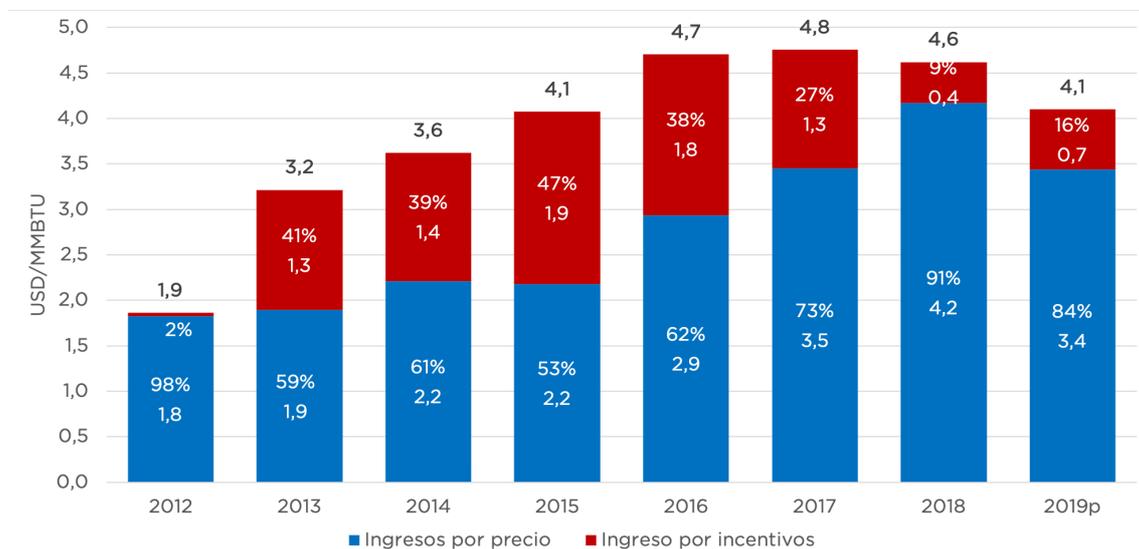
Para el caso de la electricidad, el precio promedio que recibe la oferta cayó 5%, pasando de 70 USD/MWh en 2015 a 67 USD/MWh en 2019. Por otro lado, lo recaudado de la demanda subió un 158%, de 18 USD/MWh a 46 USD/MWh. En este caso, el fuerte aumento hizo que el subsidio unitario bajara de 52 USD/MWh a 20 USD/MWh y los subsidios totales pasaran de 11.812 MMUSD a 3.737 MMUSD (figura 5-2). La reducción del precio de la oferta se debió a la caída de la remuneración a la generación térmica (de 95 USD/MWh a 88 USD/MWh), la nuclear (de 120 USD/MWh a 96 USD/MWh) y la renovable (de 136 a 93). El aumento del precio pagado por la demanda se dio en los segmentos residencial (que pasó de 6 USD/MWh a 39 USD/MWh), comercial (de 10 USD/MWh a 42 USD/MWh) e industrial (de 43 USD/MWh a 62 USD/MWh, figuras 5-2 a 5-4).

## c. Gas natural: evolución de precios y cobertura

El bajo precio recibido por los productores locales de gas hasta el año 2012 (1,9 USD/MMBTU) fue la principal causante de la caída de la producción. A partir

del inicio del Plan Gas en 2013, los magros precios pagados por la demanda fueron complementados por subsidios, que en 2015 llegaron a representar el 47% de lo percibido por los productores, totalizando un ingreso por ventas de 4,1 USD/MMBTU. Ese precio total es similar en 2019, pero con una composición marcadamente diferente ya que los subsidios actuales (Resolución 46/2017) representan solo el 16% de sus ingresos totales, mientras que lo pagado por la demanda genuina pasó de 2,2 USD/MMBTU a 3,4 USD/MMBTU, un aumento del 56% (figura 5-5).

**Figura 5-5: Ingresos por precios e incentivos al productor de gas natural 2012–2015**

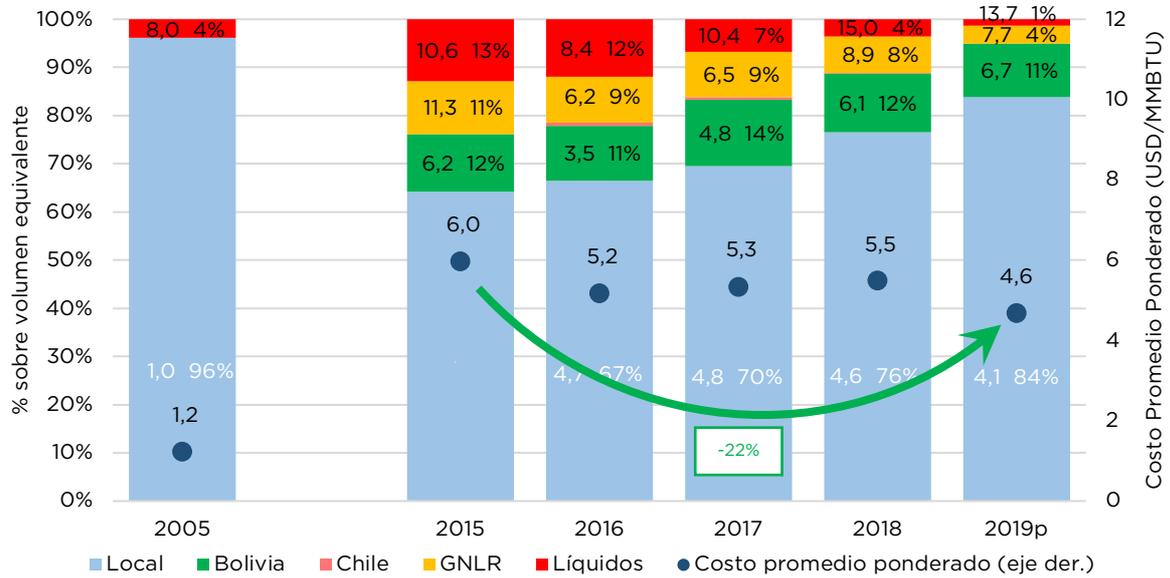


Fuente: SSPE – Secretaría de Gobierno de Energía.

La Resolución 46/2017 prevé una reducción del precio de referencia para calcular los subsidios, desde los 7,5 USD/MMBTU en 2018 a 7 USD/MMBTU en 2019, 6,5 USD/MMBTU en 2020 y 6,0 USD/MMBTU en 2021, por lo que el peso de los subsidios continuará descendiendo.

La fuerte reducción del precio de la canasta total de combustibles utilizados (de 6,0 USD/MMBTU a 4,6 USD/MMBTU, -22%) se debió fundamentalmente al reemplazo constante a partir del 2017 de combustibles más caros (líquidos y GNL importado), que representaban 24% del total en 2015, por gas doméstico a menor precio que ocupó ese espacio, pasando del 64% en 2015 al 84% en 2019 (figura 5-6).

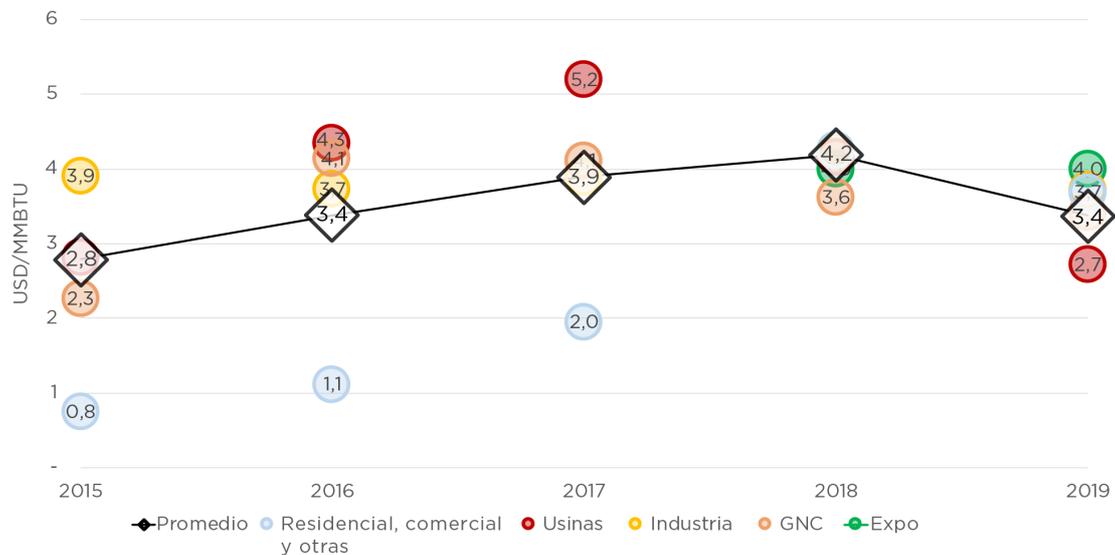
Figura 5-6: Precio por fuente de gas natural y sustitutos con GNL regasificado y combustibles líquidos, 2012–2015



Fuente: SSPE – Secretaría de Gobierno de Energía.

Un cambio importante ocurrido en estos cuatro años fue la disminución de la gran dispersión de precios entre los diferentes segmentos, existente en 2015. En aquel año se observaba un rango muy amplio con extremos máximos de 3,9 USD/MMBTU para la industria y mínimos de 0,8 USD/MMBTU para las distribuidoras (residencial y comercios). Es decir que existían precios casi cinco veces superiores para el mismo producto (figura 5-7).

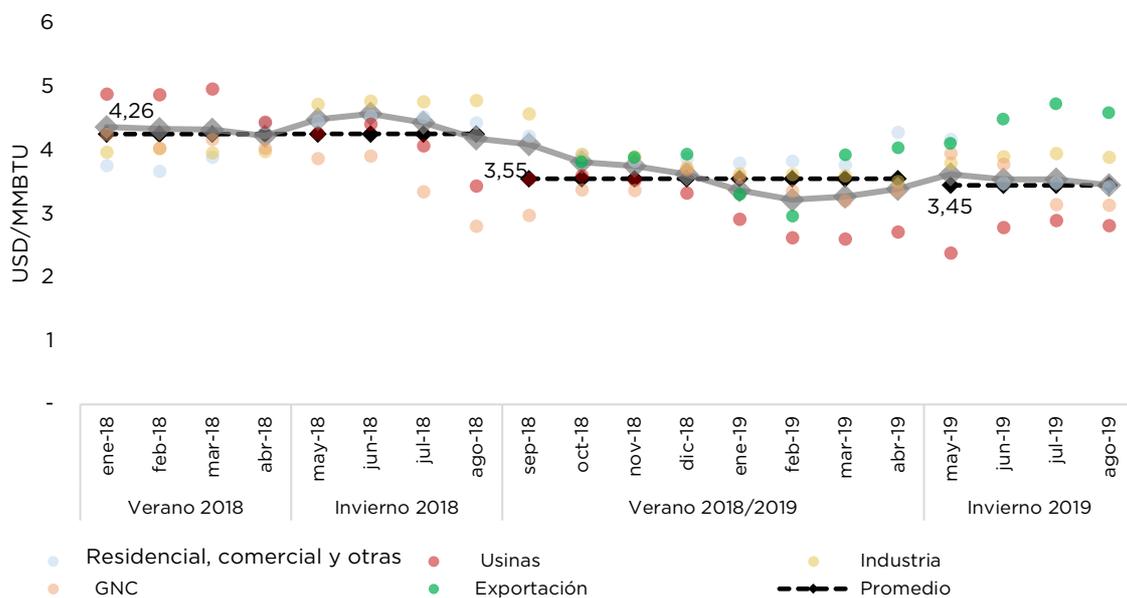
Figura 5-7: Precios al productor doméstico, por segmento de demanda 2015–2019



Fuente: Dirección Nacional de Información Energética – SSPE – Secretaría de Gobierno de Energía.

En 2019 estas brechas han disminuido notoriamente, con un máximo de 4,0 USD/MMBTU para las exportaciones y mínimos de 3,0 USD/MMBTU pagado por los comercios, en una convergencia general al precio promedio de 3,4 USD/MMBTU (figura 5-8). En la sección de este documento que se refiere a los precios de gas natural se describen las subastas competitivas llevadas a cabo desde 2018, así como sus resultados.

Figura 5-8: Precios al productor doméstico, por segmento de demanda, detalle mensual 2018-2019



Fuente: Dirección Nacional de Información Energética – SSPE – Secretaría de Gobierno de Energía.

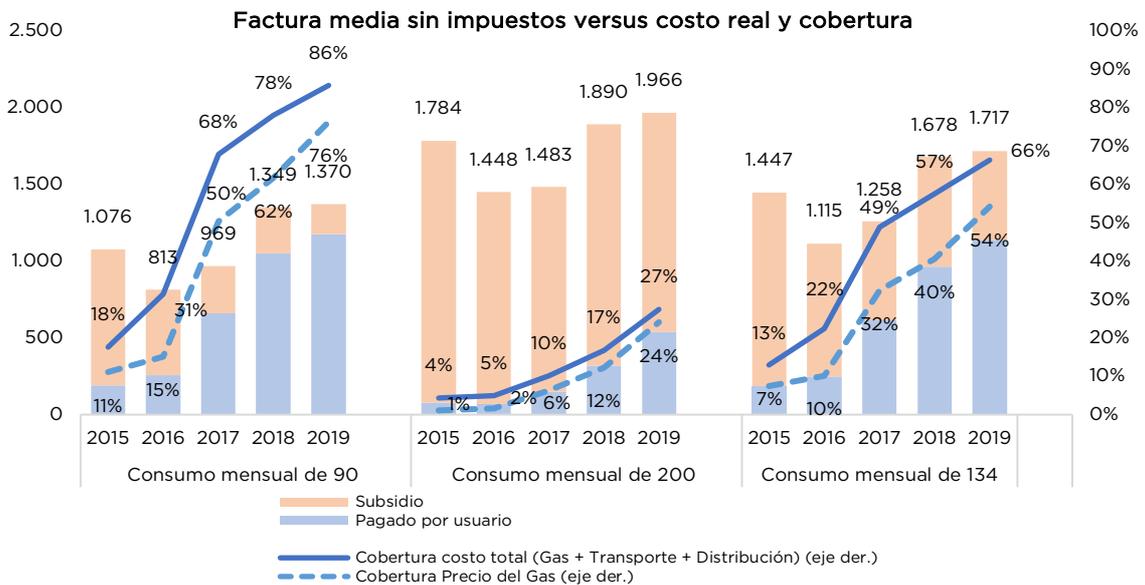


### Datos públicos

Los datos que respaldan esta información se encuentran disponibles en <http://datos.minem.gob.ar/dataset/precios-de-gas-natural>

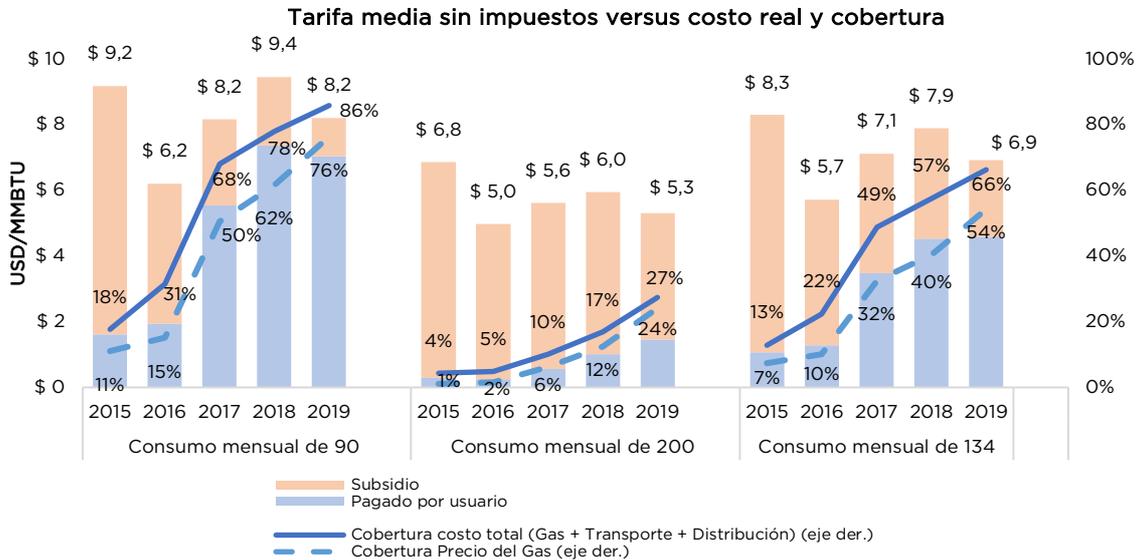
En cuanto a los consumos residenciales (23% del total) la cobertura del total del servicio (incluyendo transporte y distribución) ha aumentado notablemente, pasando del 13% en 2015 al 66% en 2019. Vale la pena diferenciar lo que ocurre en la región patagónica, la Puna y Malargüe —que pasó de una cobertura de apenas 4% al 27%— del resto del país, en donde la cobertura aumentó del 18% al 86% (figuras 5-9 y 5-10).

Figura 5-9: Tarifas residenciales – factura media mensual (pesos constantes sep-19), 2015–2019



Fuente: Dirección Nacional de Evaluación de Políticas y Proyectos Energéticos – SSPE – Secretaría de Gobierno de Energía.

Figura 5-10: Tarifas residenciales – tarifa media (USD/MMBTU), 2015–2019



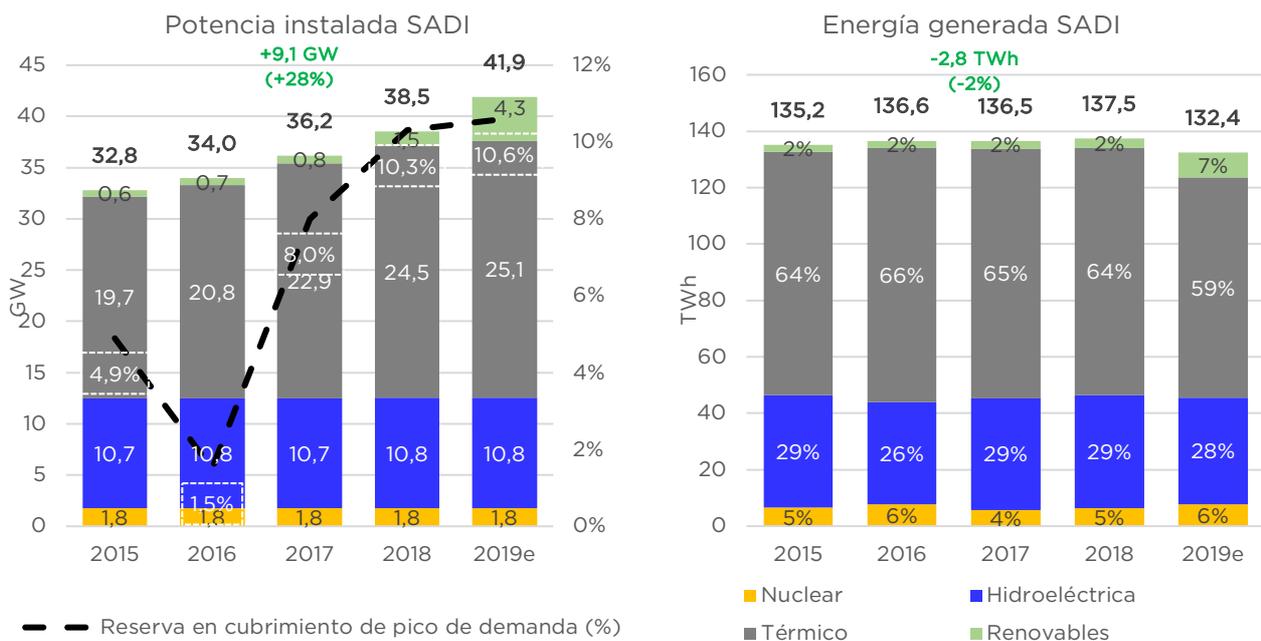
Fuente: Dirección Nacional de Evaluación de Políticas y Proyectos Energéticos – SSPE – Secretaría de Gobierno de Energía.

#### d. Energía eléctrica: evolución de la capacidad, remuneración de la generación y cobertura

Respecto de la generación de energía eléctrica, en estos cuatro años se construyeron e inauguraron 29 centrales térmicas y se terminaron otras 12 que

estaban en obra, aumentando la potencia instalada un 28%. La Central Nuclear Embalse volvió a entregar energía e incrementó su potencia un 6%, como consecuencia del proyecto de extensión de vida útil que se inició en 2016. Las reservas del sistema en el pico de demanda pasaron del 1,5% (nivel peligrosamente crítico) en 2016 al 10,3% en el récord de demanda de potencia de 2018. El aumento de la generación renovable se destaca pasando de menos del 2% en 2015 a más del 7% de la energía eléctrica anual demandada en 2019. Las nuevas centrales térmicas y ampliaciones de las existentes fueron las que más contribuyeron al aumento de la potencia disponible. La recomposición tarifaria y la recesión económica, por su parte, disminuyeron la demanda, que en 2019 fue 2% menor a la de 2015 (figura 5-11).

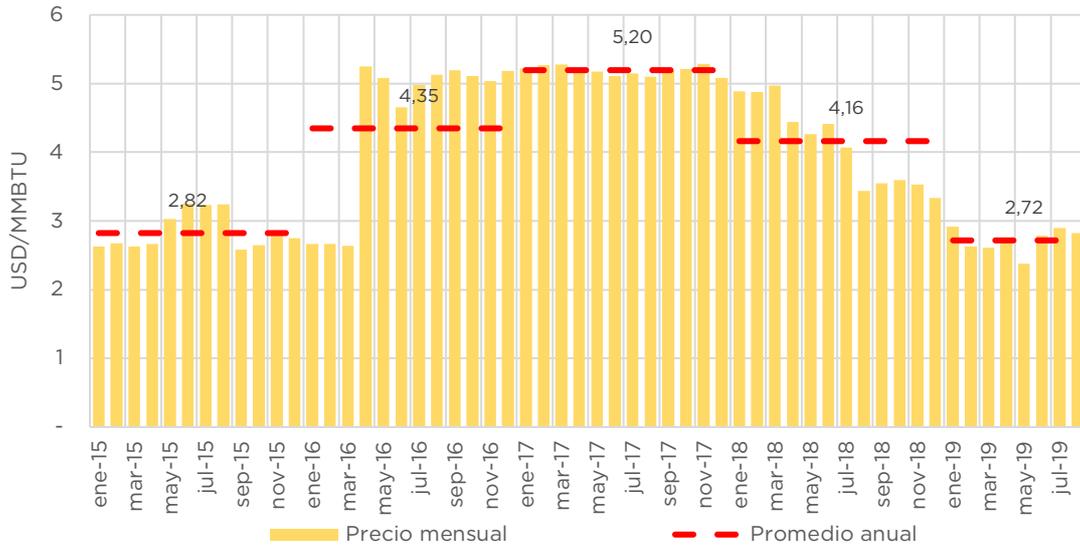
Figura 5-11: Incorporación de potencia y generación eléctrica, 2015–2019



Fuente: Dirección Nacional de Escenarios y Planeamiento Energético – SSPE – Secretaría de Gobierno de Energía sobre la base de datos de CAMMESA y estimaciones propias.

El precio del gas doméstico utilizado en la generación de energía eléctrica experimentó subas en 2016 y 2017, pero que luego fueron revertidas en 2018 y 2019, llegando a valores similares a los del 2015 (2,82 USD/MMBTU y 2,72 USD/MMBTU respectivamente, figura 5-12).

Figura 5-12: Precio del gas natural para generación de origen doméstico, 2015—2019



Fuente: Dirección Nacional de Información Energética — SSPE — Secretaría de Gobierno de Energía.



#### Datos públicos

Los datos que respaldan esta información se encuentran disponibles en <http://datos.minem.gob.ar/dataset/precios-de-gas-natural>

En la siguiente tabla se presenta el detalle de la generación eléctrica del año completo 2019 por tipo de fuente y de contrato, mostrándose para cada uno:

- la energía generada,
- la potencia disponible,
- el factor de uso,
- la remuneración total y su apertura por pagos fijos, por combustibles y costos variables,
- la remuneración unitaria también abierta por fijos, combustibles y variables.

Figura 5-13: Evolución del precio del petróleo crudo local e internacional, 2001–2019

Nº	Fuente	Tipo contrato	Energía GWh	(%)	Potencia MW	(%)	F. de uso	Rem Fijos MM USD	Combust. MM USD	Rem Variables MM USD	TOTAL MM USD	(%)	Rem Fijos USD/MWh	Combust. USD/MWh	Rem Variables USD/MWh	TOTAL USD/MWh
1.	Térmica (Res 1/2019)	SPOT	45.000	35%	15.000	39%	34%	\$ 900	\$ 1.853	\$ 315	\$ 3.068	36%	\$ 20	\$ 41	\$ 7	\$ 68
2.	Hidráulica (Res 1/2019)	SPOT	39.420	31%	11.020	29%	41%	\$ 470	-	\$ 285	\$ 755	9%	\$ 12	-	\$ 7	\$ 19
3.	Térmica (FONINMEM I&II y Res 220/07)	PPA 1-9 años	22.100	17%	6.000	16%	42%	\$ 1.164	\$ 905	\$ 131	\$ 2.200	26%	\$ 53	\$ 41	\$ 6	\$ 100
4.	Nuclear (Res 73/2018)	SPOT	9.000	7%	1.400	4%	73%	\$ 252	-	\$ 270	\$ 522	6%	\$ 28	-	\$ 30	\$ 58
5.	Térmica (Res 21/2016)	PPA 8 años	5.400	4%	3.000	8%	21%	\$ 758	\$ 244	\$ 51	\$ 1.053	12%	\$ 140	\$ 45	\$ 10	\$ 195
6.	Renovable	PPA 8-18 años	6.307	5%	1.956	5%	37%	-	-	\$ 507	\$ 507	6%	-	-	\$ 80	\$ 80
7.	Térmica (Res 287 y 820/2017)	PPA 15 años	-	0%	-	0%	0%	-	-	-	-	0%	-	-	-	-
8.	<b>Subtotal potencia, generación y combustibles</b>		<b>127.226</b>	<b>100%</b>	<b>38.376</b>	<b>100%</b>	<b>38%</b>	<b>\$ 3.544</b>	<b>\$ 3.002</b>	<b>\$ 1.560</b>	<b>\$ 8.105</b>	<b>94%</b>	<b>\$ 28</b>	<b>\$ 24</b>	<b>\$ 12</b>	<b>\$ 64</b>
9.	Hidráulica (Res 712/09)	PPA 4 años	618	0%	185	0%	38%	\$ 124	-	\$ 2	\$ 126	1%	\$ 201	-	\$ 3	\$ 204
10.	Nuclear (Res 200/11)	PPA 4 años	-	0%	-	0%	0%	\$ 360	-	-	\$ 360	4%	-	-	-	-
11.	<b>Subtotal pago deudas nuclear e hidros</b>		<b>618</b>	<b>0%</b>	<b>185</b>	<b>0%</b>	<b>38%</b>	<b>\$ 484</b>	<b>-</b>	<b>\$ 2</b>	<b>\$ 486</b>	<b>6%</b>	<b>\$ 783</b>	<b>-</b>	<b>\$ 3</b>	<b>\$ 787</b>
<b>Total sin importación</b>			<b>127.844</b>	<b>100%</b>	<b>38.561</b>	<b>100%</b>	<b>38%</b>	<b>\$ 4.028</b>	<b>\$ 3.002</b>	<b>\$ 1.561</b>	<b>\$ 8.592</b>	<b>100%</b>	<b>\$ 32</b>	<b>\$ 23</b>	<b>\$ 12</b>	<b>\$ 67</b>

Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía sobre la base de datos de CAMMESA.

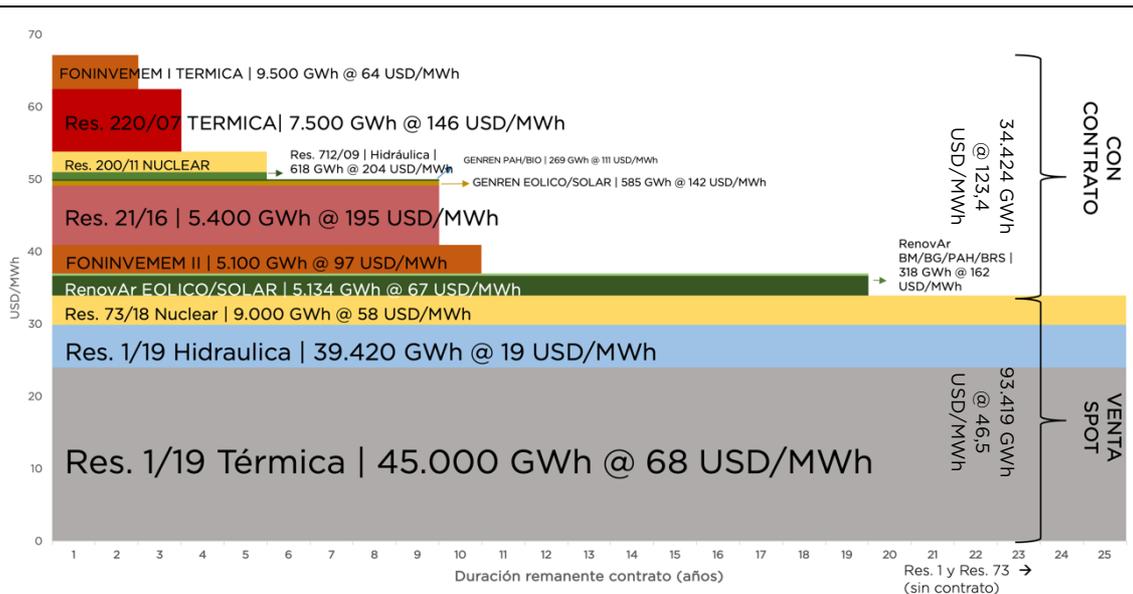
En resumen, el costo total del sistema de generación eléctrica será de aproximadamente 8.592 MMUSD en 2019. De este total,

- 4.028 MMUSD corresponde a pagos fijos por potencia,
- 3.002 MMUSD a combustibles, y
- 1.561 MMUSD a costos variables.

El costo medio del sistema en 2019 será de 67 USD/MWh, una reducción del 5% frente a los 70 USD/MWh de 2015. Esta reducción no ha sido mayor, a pesar de la importante sustitución de combustibles más caros, debido al peso de la remuneración fija por potencia, en un sistema cuya demanda disminuye. Teniendo en cuenta la holgura de generación actual, y en la medida en que la mayor parte del ajuste de precios relativos ya se ha realizado, es de esperar que futuros aumentos de demanda produzcan disminuciones en el costo promedio de generación.

En la siguiente figura se presenta esta misma información, pero diferenciando los bloques que están bajo la modalidad de “Contratos” (con la duración en años remanente de cada uno) y el resto que se comercializa en el mercado spot.

**Figura 5-14: Estructura de remuneración por tipo de contrato, duración, generación y costo unitario total, 2019**

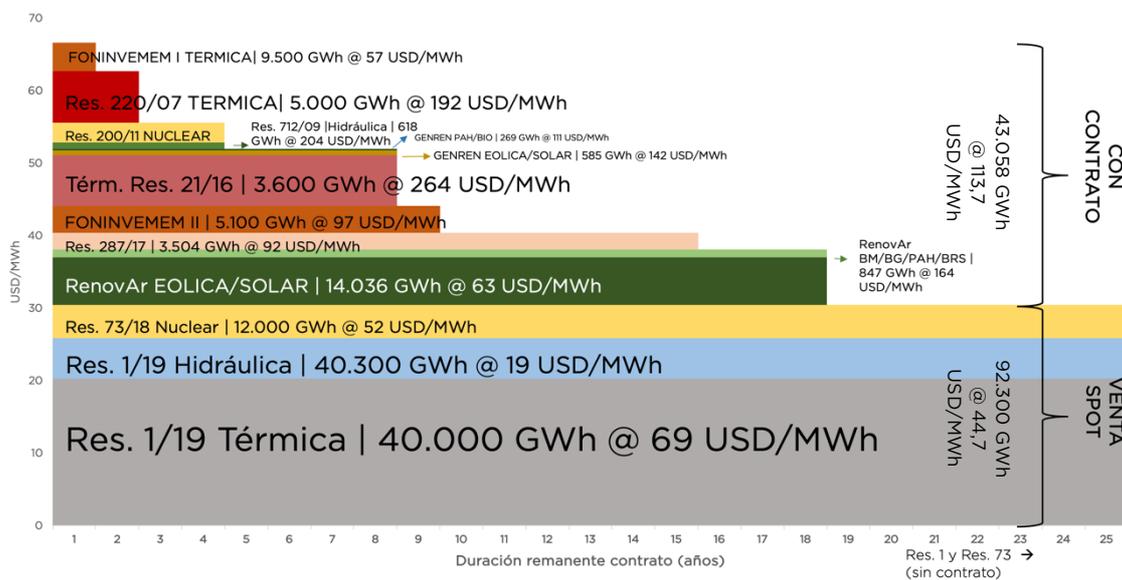


Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía sobre la base de datos de CAMMESA.

Es importante destacar que tanto las figuras 5-14 como la 5-15 no muestran una proyección de precios, sino que están exclusivamente orientadas a mostrar la duración de los contratos vigentes y su incidencia actual en el precio medio monómico. Finalizados los contratos, convergen al régimen de la Resolución de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico 1/2019, o al que la sustituya.

Por su parte, en la figura 5-15 se muestra la estimación de la misma información para 2020, considerando la entrada de nueva capacidad ya confirmada.

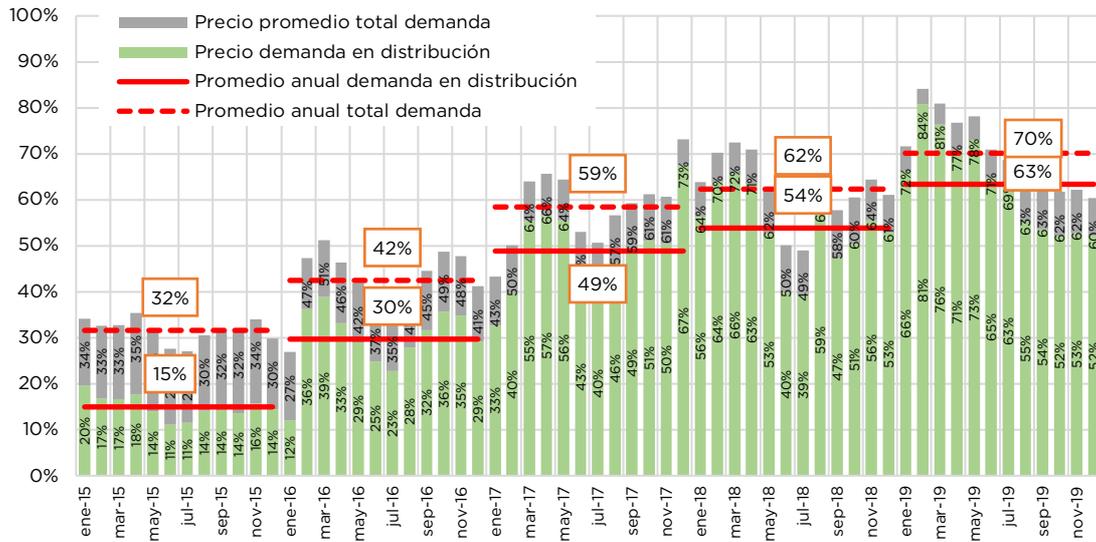
**Figura 5-15: Estructura de remuneración por tipo de contrato, duración, generación y costo unitario total, 2020**



Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía sobre la base de datos de CAMMESA.

Como puede observarse en la figura 5-16, la cobertura del costo total de la generación pasó del 32% en 2015 al 70% en 2019. Si nos enfocamos en el segmento de distribución, excluyendo al resto de los grandes usuarios, esta cobertura pasó del 15% al 63%. Estos valores promedio de cobertura para el año completo 2019 se reducen, si nos focalizamos en el mes de diciembre, cayendo a 60% para el total y a 52% para las distribuidoras.

Figura 5-16: Cobertura del costo monómico, 2015–2019



Fuente: Dirección Nacional de Evaluación de Políticas y Proyectos Energéticos — SSPE — Secretaría de Gobierno de Energía sobre la base de datos de CAMMESA.

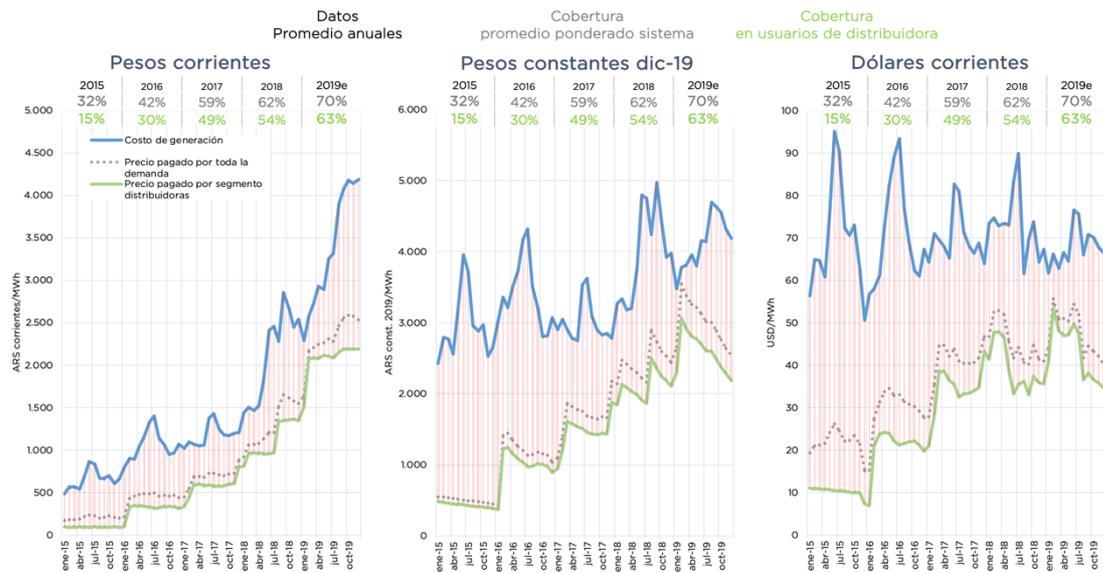


#### Datos públicos

Los datos que respaldan esta información se encuentran disponibles en <https://portalweb.cammesa.com/Memnet1/default.aspx>

En la figura 5-17 se presentan datos mensuales desde 2015 de costo de generación, precio pagado por el total de la demanda y por el segmento de distribución, pero expresados también en pesos corrientes y constantes, además de en dólares.

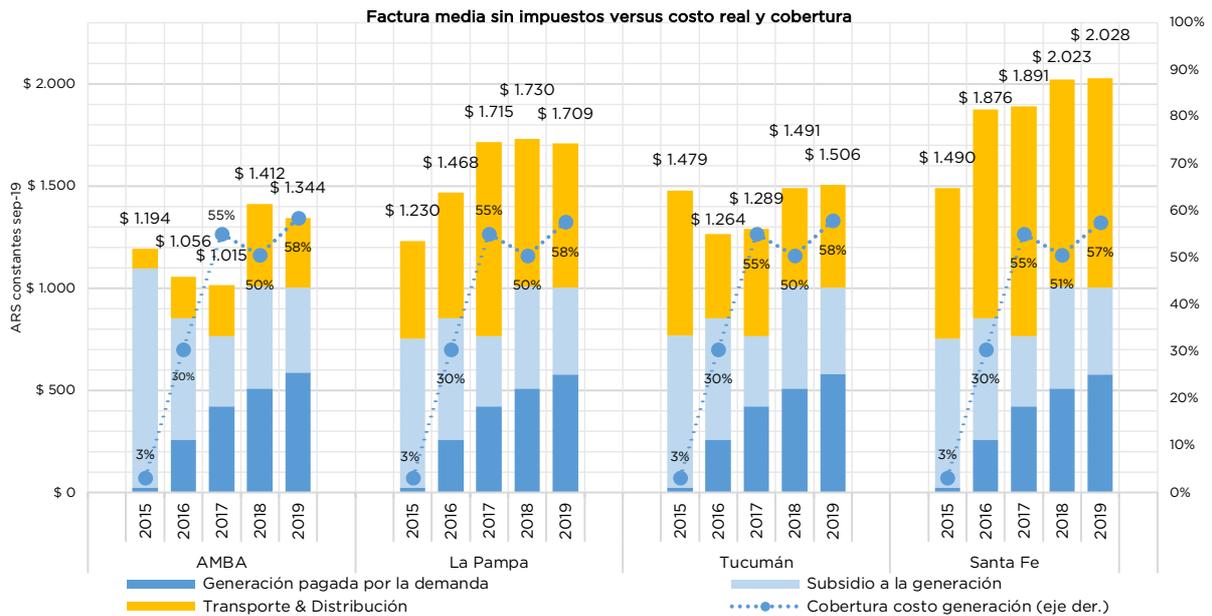
Figura 5-17: Precio estabilizado trimestral y costo monómico de abastecimiento, 2015—2019



Fuente: Dirección Nacional de Evaluación de Políticas y Proyectos Energéticos — SSPE — Secretaría de Gobierno de Energía sobre la base de datos de CAMMESA.

Debido a que cada distribuidora de electricidad provincial tiene diferentes costos y cargos por su servicio, para analizar las facturas finales para los consumidores residenciales y su evolución en el tiempo debemos hacerlo a nivel de cada provincia. En las figuras siguientes se presentan cuatro ejemplos representativos de la realidad del país: AMBA, La Pampa, Tucumán y Santa Fe.

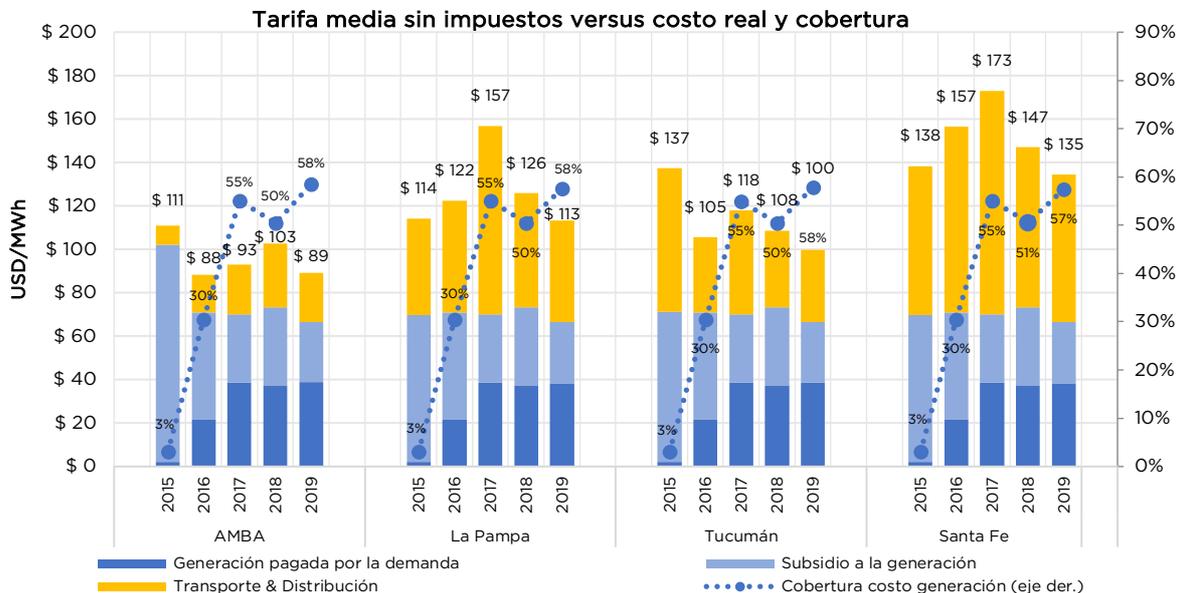
Figura 5-18: Tarifas residenciales - factura media (pesos constantes sep-2019), 2015–2019



\*Nota: En AMBA, para el año 2015 se incluye en los subsidios la asistencia financiera a las concesionarias del servicio de distribución (Res. SE 32/2015).

Fuente: Dirección Nacional de Evaluación de Políticas y Proyectos Energéticos – SSPE – Secretaría de Gobierno de Energía sobre la base de datos de CAMMESA.

Figura 5-19: Tarifas residenciales - Tarifas residenciales - tarifa media (USD/MWh), 2015–2019



\*Nota: En AMBA, para el año 2015 se incluye en los subsidios la asistencia financiera a las concesionarias del servicio de distribución (Res. SE 32/2015).

Fuente: Dirección Nacional de Evaluación de Políticas y Proyectos Energéticos – SSPE – Secretaría de Gobierno de Energía sobre la base de datos de CAMMESA.

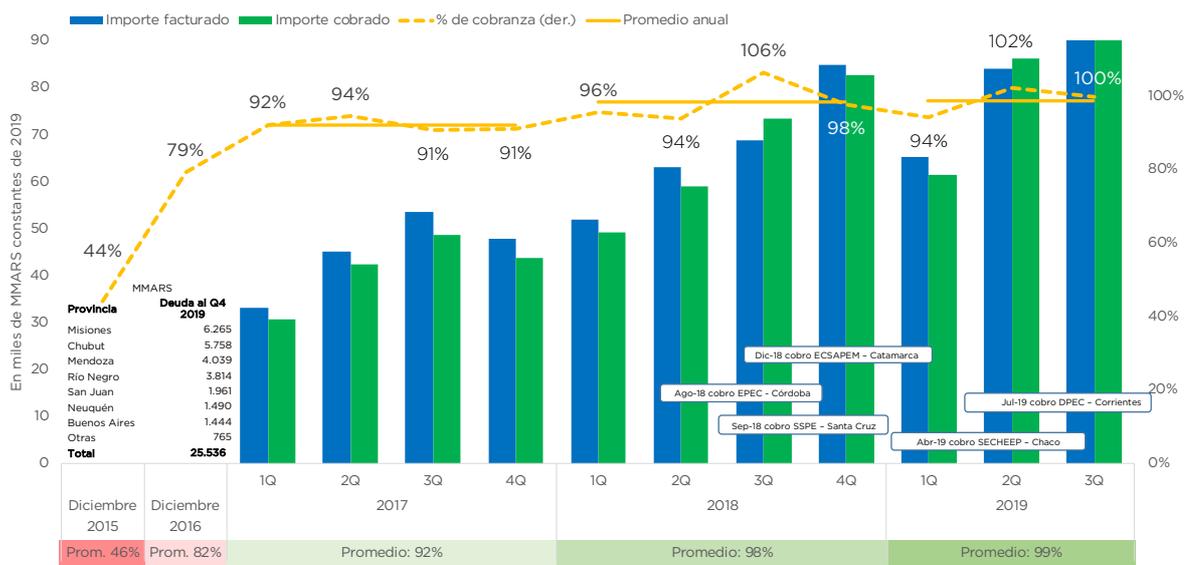
Por último, se destaca que antes de 2016 existía una elevada incobrabilidad de

**En 2015 la incobrabilidad de CAMMESA alcanzaba el 46%, y terminará 2019 en alrededor del 99%.**

CAMMESA de parte de las distribuidoras, que en 2015 alcanzaba el 46%. Esto representaba un serio problema para el sistema, ya que existen

distribuidoras que no pagan y hacen uso de la electricidad (que por otra parte sí cobran de sus usuarios) y la infraestructura financiada por los demás. En ese sentido, en estos cuatro años la cobrabilidad ha mejorado sustancialmente, cerrando acuerdos con varios de los deudores. Aun así, a la fecha, quedan siete deudores importantes que deben más de 25.000 MMARS.

Figura 5-20: Evolución de cobranzas y deudas pendientes a CAMMESA, 2017—2019



Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía sobre la base de datos de CAMMESA.

### e. Petróleo: precios internacionales vs. paridades exportación

Una variable muy relevante a la hora de continuar avanzando con el desarrollo de la producción de petróleo es la relación que existe entre los precios reconocidos a los productores locales frente a los que podrían obtener

exportando al mercado internacional. Gracias al incremento de la producción de petróleo liviano de los últimos años, Argentina se encuentra encaminada a ser excedentaria en este tipo de crudo de manera permanente, por lo que esta relación se torna cada vez más determinante.

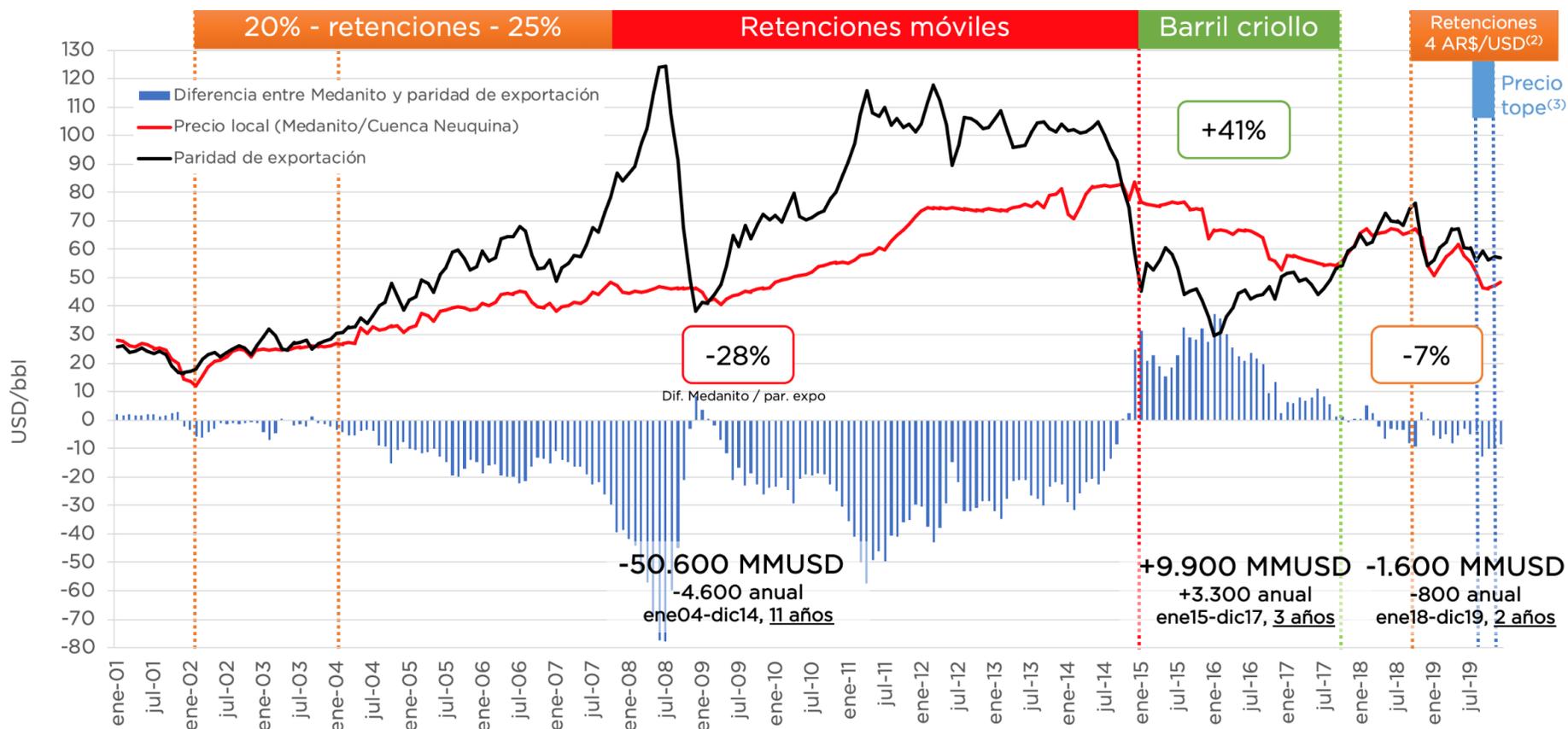
La figura 5-21 muestra una serie de 20 años en la que se comparan los precios locales del producto Medanita/cuenca Neuquina versus la paridad de exportación más adecuada también para cada momento (WTI/BRENT), ajustada por calidad, flete y gastos.

Esta serie muestra etapas bien diferenciadas:

- **2001:** convergencia casi absoluta entre ambos precios.
- **2002 – 2003:** inicio de las retenciones a las exportaciones (20%), pero que prácticamente no reducen el precio local, siguiendo muy de cerca el de la paridad de exportación.
- **2004 – 2014:** aumento notorio del precio internacional y de las retenciones (primero a 25% y luego móviles), produciendo una rebaja significativa del precio doméstico versus la paridad de exportación. Durante estos 11 años los productores locales recibieron unos 50.000 MMUSD menos de lo que hubieran cobrado exportando su crudo, a una detracción de 4.600 MMUSD anuales. Esta pérdida (contrafáctica) de ingresos se estima en aproximadamente el 28% de sus precios potenciales.
- **2015 – 2017:** situación inversa a la anterior, caída del precio internacional y establecimiento de un precio sostén a través del “barril criollo”. A partir de diciembre del 2015 se inició un sendero de convergencia al que finalmente se llegó en octubre de 2017. Durante estos dos años de transición los productores locales cobraron unos 9.900 MMUSD por encima de lo que hubieran recaudado si hubieran exportado, a razón de un sobreprecio por 3.300 MMUSD anuales, equivalente a una mejora en sus precios del 41%.

- **2018 — 2019:** luego de haber alcanzado la convergencia entre ambos precios durante casi un año, se reintrodujeron retenciones en septiembre de 2018. En este período de dos años se registra una diferencia en contra del petróleo doméstico de 1.600 MMUSD, a razón de una detracción de 800 MMUSD anuales, que significó una resignación del 7%.

Figura 5-21: Evolución del precio del petróleo crudo local e internacional, 2001–2019



Notas: (1) La paridad de exportación se muestra como el precio internacional del WTI - 1,5 USD/bbl hasta dic07 y Brent + 1,0 USD/bbl desde entonces. Adicionalmente, se descontó un 7% en concepto de flete y gastos. (2) Vigentes hasta el 31/12/2020, al tipo de cambio mayorista de octubre equivalen al 6,8% del precio de venta. (3) Régimen transitorio vigente entre el 16/08/2019 y el 13/11/2019.  
Fuente: elaboración propia sobre la base de SGE, EIA y fuentes del mercado.

### i. Impuesto a los combustibles como amortiguador

La Ley 27.430 de Reforma Tributaria, publicada en el Boletín Oficial el 27 de diciembre de 2017, y cuyos cambios se hicieron efectivos a partir de marzo de 2018, introdujo modificaciones en los impuestos específicos a los combustibles con el objetivo de aislarlos de la evolución del precio del petróleo y de las variaciones en el tipo de cambio, es decir que se los convirtió en un “amortiguador” que permite alisar los incrementos o caídas de estas dos variables, suavizándolas en el tiempo. Concretamente:

- Se eliminó la Tasa Hídrica (sobre las naftas) y la Tasa Vial (sobre el gasoil).
- Se incorporó el impuesto al CO<sub>2</sub>.
- Tanto el impuesto al CO<sub>2</sub> como el Impuesto a los Combustibles Líquidos pasaron a ser una suma fija, actualizada trimestralmente por el IPC (en lugar de calcularse como un porcentaje del valor de los combustibles).
- Dentro de esta actualización se creó un margen discrecional del 25% hacia arriba y 10% hacia abajo, potenciando el efecto amortiguador frente a potenciales variaciones abruptas en los precios del petróleo y el tipo de cambio.

Desde la entrada en régimen de esta nueva forma de cálculo hasta noviembre de 2019 se utilizó intensamente esta nueva discrecionalidad para morigerar las variaciones del tipo de cambio. A

**La reforma tributaria permitió al Poder Ejecutivo amortiguar el impacto de las variaciones de tipo de cambio en los precios en surtidor.**

raíz de ello, el peso de los impuestos específicos sobre el total del precio de los combustibles ha disminuido considerablemente:

- Nafta súper: de 25,5% a 21%, una disminución de 4,5 puntos porcentuales,

- Nafta premium: de 24,9% al 18,2%, una disminución de 6,7 puntos porcentuales,
- Gasoil grado 2: de 18,2% a 14,9%, una disminución de 3,3 puntos porcentuales y
- Gasoil premium: de 18,6% al 12,7%, una disminución de 5,9 puntos porcentuales.

En las proporciones no se incluyen el IVA e Ingresos Brutos, ya que estos continúan calculándose con una alícuota sobre el total.

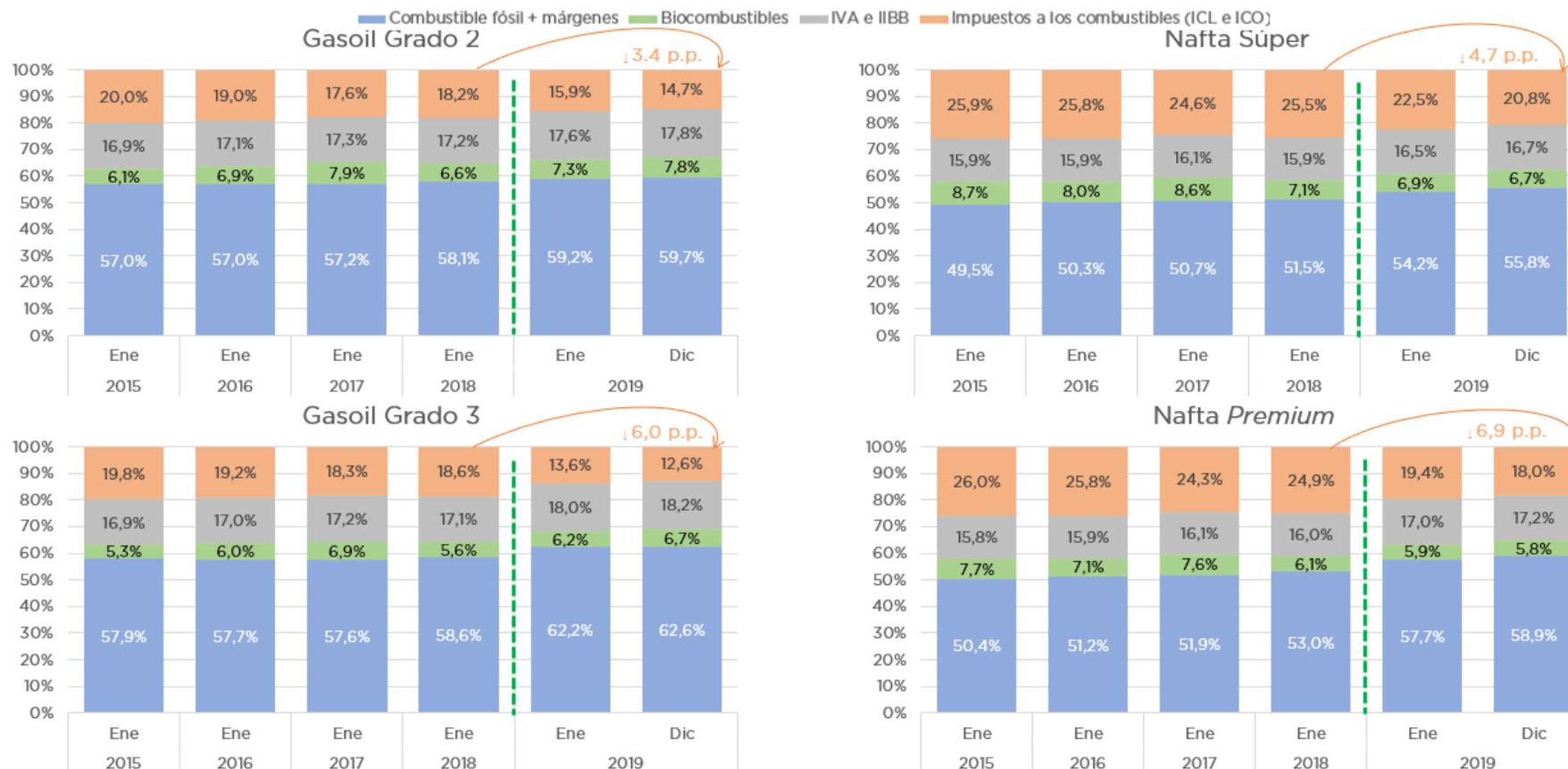
El monto total no recaudado por el Estado nacional desde marzo de 2018 hasta diciembre de 2019, debido a la aplicación de este amortiguador derivado de la reforma tributaria, ha sido superior a 100.000 MMARS, a razón de más de ARS 4.400 millones de pesos mensuales transferidos a los consumidores por menor recaudación. La utilización en estos dos años de este mecanismo amortiguador ha hecho que estos impuestos sean relativamente reducidos, comparados con los vigentes en la región.



#### Datos públicos

Los datos que respaldan la información de precios en surtidor se encuentran disponibles en <http://datos.minem.gob.ar/dataset/precios-en-surtidor>

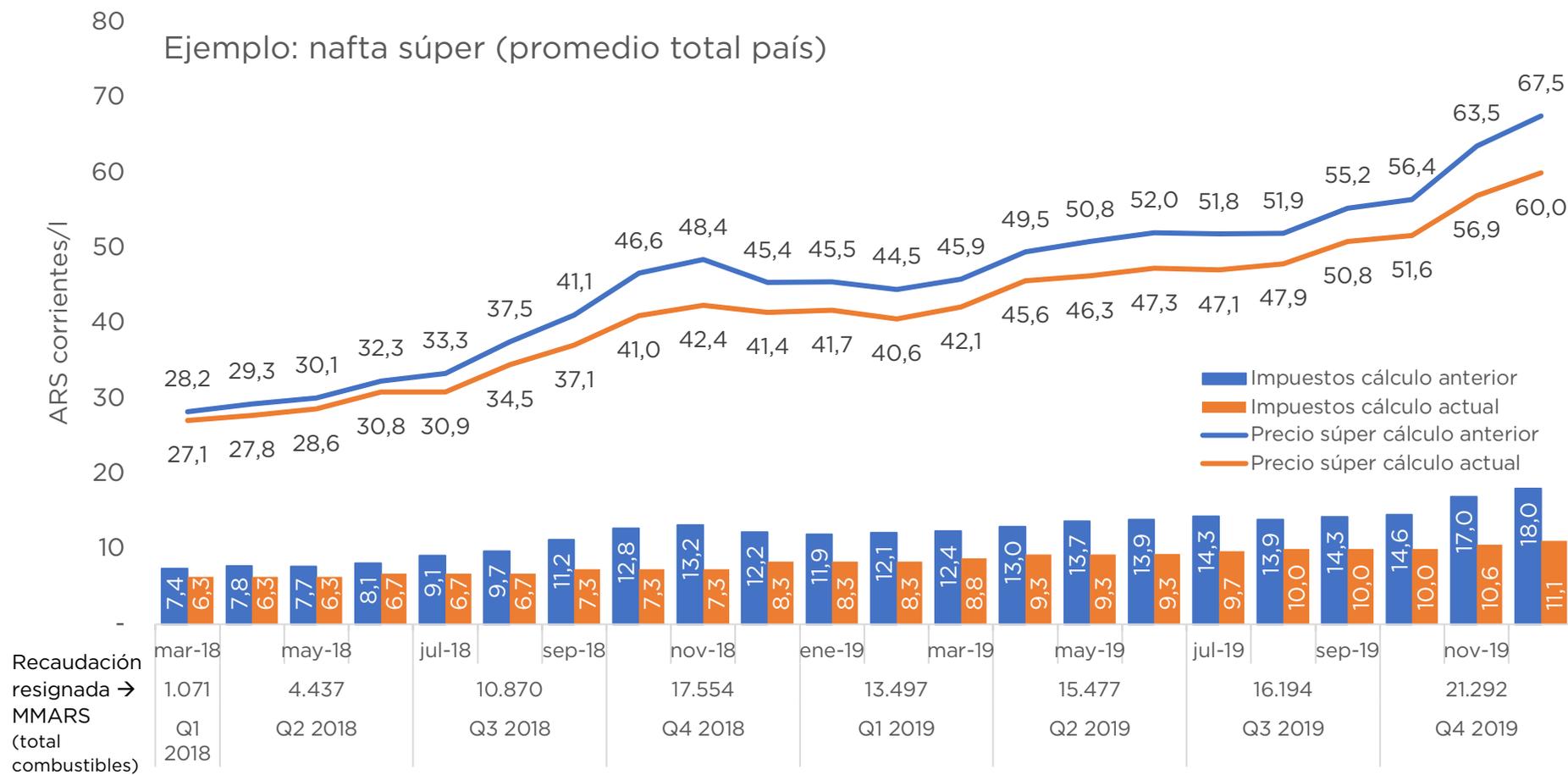
Figura 5-22: Participación porcentual por componente en el precio en surtidor, 2015–2019



Elaboración propia sobre la base de SGE, AFIP y Resoluciones N° 606/2003 y N° 314/2016.

Nota: La reforma tributaria de diciembre de 2017, cuyos cambios se hicieron efectivos a partir de marzo de 2018, eliminó la tasa hídrica (sobre las naftas) y la tasa vial (sobre el gasoil) e incorporó el impuesto al CO<sub>2</sub>. Asimismo, tanto el impuesto al CO<sub>2</sub> como el ICL, pasaron a ser de suma fija por unidades de combustible fósil y su actualización se realiza de acuerdo al IPC por trimestre calendario, con un trimestre de desfase. La norma prevé un rango de ajuste de +25% o -10% en la fijación de cada actualización de manera de amortiguar cambios bruscos del precio internacional de crudo y/o del tipo de cambio.

Figura 5-23: Impacto en la recaudación y en el precio final: reforma 2017 versus fórmula anterior



Fuente: Dirección Nacional de Escenarios y Planeamiento Energético – SSPE – Secretaría de Gobierno de Energía y AFIP.

## 6. Planeamiento Energético

Desde sus inicios, esta administración explicitó la importancia del planeamiento como una cuestión transversal dentro de la cartera de energía de la Nación que permitiera articular y compatibilizar el desarrollo los planes y proyectos de las distintas áreas bajo un abordaje integral, así como identificar restricciones y cursos de acción para el corto, mediano y largo plazo.

Las principales actividades en esta dirección contemplaron el ordenamiento de los sistemas de información energética y el desarrollo de un panel de control, la implementación de un Plan de Apertura de Datos, la construcción de los escenarios energéticos de largo plazo como insumo para la toma de decisiones para el sector público y privado, la revisión y confección técnica centralizada de los balances energéticos desde 1960 al 2018 procurando la convergencia con estándares internacionales, la identificación de barreras y soluciones para el desarrollo del sector, la incorporación de la dimensión geográfica y los sensores remotos como instrumento de planificación, y el seguimiento del desarrollo de infraestructura energética.

Asimismo, con el objeto de que el planeamiento refleje una visión plural y basada en consensos, se desarrollaron diversas iniciativas en el ámbito de Gobierno Abierto y Planeamiento Participativo, mediante el desarrollo de interrelaciones con diferentes áreas del gobierno nacional, los gobiernos provinciales y organismos públicos descentralizados, así como con distintos actores de la sociedad civil (ONG, cámaras empresariales, sindicatos y áreas de planeamiento de empresas energéticas).

### a. El Acuerdo Federal Energético y el Consejo Federal de la Energía

En abril de 2017 se firmó el Acuerdo Federal Energético (AFE) entre el Gobierno Nacional y Jurisdicciones de la República Argentina: Ciudad Autónoma de Buenos Aires, y las Provincias de Buenos Aires, Catamarca, Chaco, Chubut, Córdoba, Corrientes, Entre Ríos, Formosa, Jujuy, La Rioja, Mendoza, Neuquén,

Río Negro, Salta, San Juan, Santa Cruz, Santa Fe, Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur y Tucumán.

La declaración de principios del AFE se refiere, esencialmente, al desarrollo económico y social del país y a la necesidad de generar una política de Estado ordenada al bien común que permita lograr el abastecimiento seguro de energía a todos los habitantes de la Nación.

En el marco del AFE se creó el Consejo Federal de la Energía mediante el Decreto N° 854/2017 de fecha 27 de octubre.

Dicho Consejo tiene, entre sus principales funciones, la planificación y desarrollo del sector energético nacional a mediano y largo plazo, dar consejo sobre las modificaciones que requiriera la legislación energética y el asesoramiento al Poder Ejecutivo Nacional y a las provincias.

En el marco del AFE se realizaron cuatro reuniones:

- Reunión 1 - Mendoza - 13 y 14 de junio de 2017
- Reunión 2 - Buenos Aires - 29 y 30 de agosto de 2017
- Reunión 3 - Corrientes - 9 y 10 de noviembre de 2017
- Reunión 4 - Buenos Aires - 21 y 22 de marzo de 2018

En el sitio web <https://www.argentina.gob.ar/energia/consejo-federal-de-energia> se encuentran sintetizados el Acuerdo Federal de la Energía y las reuniones vinculadas con el CFE.

## **b. El Consejo Consultivo de Políticas Energéticas**

Por otra parte, mediante la Resolución 164/2016 del entonces Ministerio de Energía y Minería, se creó, a fines de agosto de 2016, el Consejo Consultivo de Políticas Energéticas, con el objeto de colaborar en aspectos vinculados con el desarrollo de políticas de mediano y largo plazo. Dicho consejo fue integrado por los miembros del denominado Grupo de Ex Secretarios de Energía: Emilio APUD, Julio Cesar ARÁOZ, Alberto Enrique DEVOTO, Alieto Aldo GUADAGNI, Jorge Edgardo LAPEÑA, Daniel Gustavo MONTAMAT y Raúl Antonio OLOCCO.

Las funciones asignadas al mencionado Consejo son:

- a) Brindar opinión según lo requiera el entonces Ministerio de Energía y Minería respecto del desarrollo e implementación de políticas energéticas concebidas para el mediano y largo plazo, sobre la base de criterios de eficiencia, diversificación, integración regional y desarrollo sustentable.
- b) Proponer planes de acción y/o proyectos que contribuyan a alcanzar los objetivos de política energética definidos por este Ministerio.
- c) Propiciar canales de comunicación con distintos sectores de la sociedad para discutir las políticas y planes energéticos, a efectos de incorporar distintos puntos de vista y generar consenso a los fines de su implementación.

### c. Implementación del Plan Nacional de Apertura de Datos

Mediante el Decreto 117, de enero de 2016, el Poder Ejecutivo Nacional instruyó a los Ministerios, Secretarías y organismos desconcentrados y descentralizados dependientes del Poder Ejecutivo Nacional a elaborar y presentar un Plan de Apertura de Datos, detallando los activos de datos bajo su jurisdicción y/o tutela, así como el cronograma de publicación aplicable a los mismos conforme los lineamientos que oportunamente definiera el entonces Ministerio de Modernización.

En este contexto, y con el objetivo de recuperar las estadísticas públicas, se puso en marcha una revisión de las bases de datos de estadística energética. Así, en mayo de 2016 se lanzó el primer portal de datos abiertos de un organismo dentro de la Administración Pública Nacional: “Datos MINEM”. Desde entonces, fueron puestos a disposición en formato abierto más de 190 conjuntos de datos relacionados con los recursos, la producción y la gestión energética del país.

Adicionalmente, en el marco de la agenda de trabajo sobre digitalización, se lanzó “Precios en Surtidor”, una aplicación móvil que permite a los

consumidores conocer, de manera georreferenciada, los precios en surtidor de naftas, gasoil y GNC de las estaciones de servicio de todo el país.

Asimismo, se retomó la publicación de informes estadísticos, interrumpidos por casi una década, como el Informe Estadístico Anual del Sector Energético<sup>3</sup>, los informes trimestrales de coyuntura energética<sup>4</sup> y los reportes de síntesis de reservas de hidrocarburos, así como un panel de indicadores vinculados al sector energético, disponible en <https://www.argentina.gob.ar/energia/informacion-energetica/visualizaciones>.

Por otra parte, se hicieron públicos los planes y escenarios de largo plazo como un insumo para la toma de decisiones por parte de actores del sector público y privado, así como otros documentos de trabajo referidos a cuestiones técnicas de interés de la Secretaría de Gobierno de Energía, el resto de la Administración Pública Nacional y de los actores vinculados al sector.

Estos conjuntos de datos y documentos se encuentran disponibles en el portal de datos abiertos de la Secretaría de Gobierno de Energía: <http://datos.energia.gob.ar/>

#### d. Escenarios Energéticos

Con el objetivo de promover la toma de decisiones basadas en evidencias y generar insumos para el planeamiento del sector, se elaboraron e hicieron públicos por primera vez escenarios energéticos que ilustran las diferentes trayectorias que puede tener la matriz energética de desarrollarse las diferentes políticas y bajo diversos conjuntos de supuestos.

Los Escenarios Energéticos brindan información sobre los diferentes requerimientos de inversión dentro del sector energético y sus potenciales trayectorias de manera de ofrecer, con rigor técnico, nociones de orden de las posibilidades del desarrollo de la matriz energética y brindar insumos tanto

---

<sup>3</sup> <http://datos.minem.gob.ar/dataset/informe-estadistico>

<sup>4</sup> <http://datos.minem.gob.ar/dataset/informe-trimestral-de-coyuntura-energetica>

para la toma de decisiones como para el diseño de políticas por parte de actores públicos y privados.

El primer ejercicio de Escenarios Energéticos se realizó con horizonte a 2025 en el año 2016. En 2017 se amplió el horizonte hacia 2030 y se publicó además del resumen de resultados, el primer documento metodológico acerca de la construcción de los escenarios.

En 2019 se publicó un nuevo ejercicio extendido detallado, construido sobre la base de los trabajos de 2016 y 2017, que incluía evaluaciones de proyectos y políticas específicas. En esta ocasión se publicaron sensibilidades a los tradicionales escenarios de políticas existentes (titulados “tendencial” y “eficiente”) mediante los titulados “escenarios de políticas activas” modelizando, por un lado, políticas de industrialización masiva del gas natural al 2030 y por la otra, políticas de electrificación.

El documento<sup>5</sup> contiene diversos capítulos donde se estudia el comportamiento del consumo final, las demandas energéticas, el cubrimiento de la oferta energética, los costos normalizados de la energía eléctrica, el impacto en la balanza comercial, y se realiza una estimación de efectos sobre las emisiones de gases de efecto invernadero y su relación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible y con los compromisos asumidos por Argentina en el marco del Acuerdo de París, entre otros.

En este contexto se desarrolló el Plan de Acción de Energía y Cambio Climático publicado por la Secretaría de Gobierno de Ambiente y Desarrollo Sostenible (con una revisión durante 2019), cuyos principales resultados se encuentran también volcados en el documento.

Además de los escenarios energéticos de largo plazo, se elaboró un manual de supuestos comunes, con los diferentes supuestos de corto, mediano y largo plazo a utilizar tanto en evaluaciones presupuestarias como en la evaluación de políticas públicas de manera de utilizar los mismos puntos de partida, que hicieran comparable el análisis en todo el ámbito de la Administración Pública

---

<sup>5</sup> <http://datos.minem.gob.ar/dataset/escenarios-energeticos>

Nacional en lo que respecta al sector energético para orientar la priorización y la evaluación de proyectos y políticas.

Por otra parte, se construyó cuatrimestralmente un informe de “escenarios energéticos de corto plazo”, con un horizonte a dos años, de manera de brindar insumos para la toma de decisiones sobre el desarrollo de la demanda y oferta de los principales energéticos capturando su impacto en los saldos comerciales, identificar restricciones de corto plazo y programar los requerimientos de importaciones.

#### e. Plataforma Escenarios Energéticos 2040 y el proceso “Hacia una Visión Compartida de la Transición Energética Argentina al 2050”

Entendiendo como un elemento esencial de gestión la incorporación de todas las miradas en las políticas pensadas para el largo plazo, se abrieron espacios de diálogo con actores del sector, de la sociedad civil, academia, empresas y usuarios. Es por esto que en 2016 se firmó un convenio con la Plataforma *Escenarios Energéticos Argentina* con el objeto de fortalecer el proceso de diálogo con todos los sectores de la sociedad a fin de pensar el futuro de la energía, y contribuyendo a la construcción de un espacio de intercambio que enriquezca un debate abierto, transparente y con rigor técnico, que permita visibilizar las diversas opciones para el futuro energético del país.

El convenio, firmado por el entonces Ministerio de Energía y Minería con el Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA), el Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética de la Facultad de Derecho de la Universidad de Buenos Aires (CEARE) y la Fundación Avina, al que luego se sumó el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), poniéndose en marcha el Programa de Fortalecimiento de la Plataforma Escenarios Energéticos Argentina.

El objetivo del convenio es contribuir a la construcción de una visión colectiva de largo plazo de la matriz energética de la República Argentina, sus impactos

económicos y ambientales, como insumo clave para la formulación de políticas públicas.

En el marco del convenio se han realizado principalmente dos actividades fundamentales en términos de planeamiento participativo: por un lado, junto a la Plataforma Escenarios Energéticos Argentina se apoyó el proceso de construcción de escenarios al año 2040 como veedores del proceso llevado adelante por parte de 9 grupos de escenaristas de la sociedad civil (AGEERA, AGUEERA/UIA, CACME, CADER, FEP, FVS, FARN, Grupo NOA, CAPEC) de manera independiente a la visión de la Secretaría de Gobierno de Energía, colaborando con el comité técnico en cuestiones de modelación y otros aspectos técnicos dado el expertise del equipo técnico de la Secretaría<sup>6</sup>.

Por otro lado, en el marco de las transiciones energéticas globales, en junio de 2018 el entonces Ministerio de Energía y Minería de la Nación, en alianza con la Plataforma Escenarios Energéticos Argentina y con el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), convocó a un conjunto de instituciones vinculadas al sector energético a formar parte de la iniciativa “Hacia una Visión Compartida de la Transición Energética Argentina al 2050”, proceso que culminó un año más tarde con la elaboración y presentación ante las autoridades nacionales de un documento que recoge los consensos alcanzados durante el proceso de diálogo.

El Comité Ejecutivo, conformado por la Secretaría de Gobierno de Energía junto a las cuatro instituciones que forman parte de la Plataforma, Fundación Avina, el Centro de Estudios de Regulación Energética de la Universidad Nacional de Buenos Aires (CEARE), el Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA) y el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), confeccionó la lista de invitados a participar basándose principalmente en dos criterios: i) diversidad de intereses y visiones, procurando el balance entre sectores y ii) experiencia y conocimiento sobre el campo de la política energética. Así, representantes de instituciones de la producción, transporte y distribución de

---

<sup>6</sup> Puede consultarse el documento final de dicho proceso en <http://www.escenariosenergeticos.org/download/698/>

energía, de grandes consumidores, de consumidores residenciales, del sector del trabajo, de instituciones socio-ambientales y del sector académico, conformaron un Consejo Consultivo que analizó, debatió y reflexionó sobre los pilares, objetivos y metas de la transición energética Argentina al 2050.

El Consejo Consultivo estuvo constituido por representantes de las siguientes instituciones:

Academia Nacional de Ingeniería, Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina (ADEERA), Asociación de Entes Reguladores Eléctricos (ADERE), Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGEERA), Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGUEERA), Cámara Argentina de Energías Renovables (CADER), Centro Argentino de Ingenieros (CAI), Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA), Comité Argentino del Consejo Mundial de la Energía (CACME), Confederación General del Trabajo (CGT), Consejo Empresario Argentino para el Desarrollo Sostenible (CEADS), Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS), Fundación Ambiente y Recursos Naturales (FARN), Fundación EcoAndina, Fundación Vida Silvestre Argentina (FVSA), Grupo Ex Secretarios de Energía, Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), Instituto Petroquímico Argentino (IPA), Instituto Torcuato Di Tella (ITDT), Los Verdes—FEP, Unión de Consumidores de Argentina, Unión Industrial Argentina (UIA), Universidad de Buenos Aires (UBA) y Universidad Tecnológica Nacional (UTN).

Con el objeto de construir una visión colectiva, se propuso a los participantes acordar cual sería la situación deseada del sistema energético argentino al 2050. El documento final recoge 8 objetivos con sus respectivas metas, indicativas de haber alcanzado los objetivos consensuados<sup>7</sup>.

---

<sup>7</sup> El documento de la publicación “Hacia una visión compartida de la transición energética Argentina al 2050” se encuentra disponible en: <http://www.escenariosenergeticos.org/download/718/>

## f. La Mesa de Vaca Muerta

La “Mesa de Vaca Muerta” es un espacio de diálogo impulsado por el Presidente Mauricio Macri y convocada por la Secretaría de Gobierno de Energía, con reuniones periódicas. Se realiza en colaboración con el Gobierno de la Provincia del Neuquén y otras carteras del gobierno nacional. De ella participan todas las empresas de petróleo y gas natural que operan o participan en consorcios que poseen licencias de exploración y permisos de explotación de hidrocarburos no convencionales en la formación Vaca Muerta. Participan, además, los gobiernos provinciales y municipales con intereses en la cadena de valor del petróleo y el gas. Asimismo, forman parte de la mesa las cámaras del sector, las empresas de servicios petroleros, las transportistas de hidrocarburos, la industria petroquímica, las compañías refinadoras y los proveedores de bienes y servicios conexos. Los sindicatos también desempeñan un rol protagónico. Por último, han sido invitados representantes de gobiernos de naciones vecinas y de embajadas de otros países.

El objetivo de la Mesa es identificar los problemas y desafíos que presenta la industria del petróleo y gas no convencional en Vaca Muerta, reuniendo en un lugar físico durante toda una jornada a los principales actores que hacen al desarrollo de dicha industria, teniendo en cuenta la relevancia y el potencial que representa para la República Argentina.

En el transcurso de un año, entre agosto de 2018 y agosto de 2019, se realizaron 7 reuniones ejecutivas y 3 plenarios que se repartieron entre Buenos Aires y Neuquén. A continuación, se describe el formato y la estructura de la Mesa de Vaca Muerta, los problemas y desafíos identificados y los resultados e impacto logrados.

### i. Formato y estructura de la Mesa de Vaca Muerta.

Habiendo realizado un relevamiento de los principales de la actividad hidrocarburífera no convencional y la diversidad de actores que participan en las actividades de esta industria y su cadena de valor, se decidió estructurar la Mesa de Vaca Muerta en un principio en 6 submesas, y en la sexta reunión se

agregó una séptima submesa dedicada Refinación, con el propósito de englobar así los principales asuntos técnicos, regulatorios, productivos, económicos, comerciales, laborales, sociales y ambientales que hacen a la industria petrolera y gasífera en Vaca Muerta. Cada submesa tiene una duración de 75 minutos y es realizada durante una sola jornada, en un único lugar.

A este tipo de reuniones convocadas de manera bimestral, se las denominó “Ejecutivas”, y “Plenarias” a aquellas otras reuniones que se llevan a cabo en respuesta a la convocatoria de Presidencia de la Nación para que se efectúe una actualización de lo tratado en las reuniones de trabajo.

**Tabla 6-1: Organización de submesas de Vaca Muerta**

Submesa	Tópico
1	Upstream (exploración y producción de hidrocarburos) y Midstream (transporte de hidrocarburos y gas natural licuado)
2	Infraestructura vial, ferroviaria, portuaria, acuífera, logística y telecomunicaciones.
3	Cadena de valor, desarrollo de proveedores, tecnología y gestión de importaciones.
4	Uso intensivo del gas para el desarrollo de la economía: transporte, industria, petroquímica y otros GNL.
5	Productividad, seguridad, capacitación, vivienda, salud y otros aspectos laborales.
6	Aspectos sociales, ambientales y comunicacionales.
7	Refinación y comercialización de combustibles líquidos.

La primera Mesa ejecutiva de Vaca Muerta, realizada el 13 de septiembre de 2018 en Buenos Aires<sup>8</sup>, se organizó con la estructura de las submesas listadas en la tabla 6-1<sup>9</sup>. En cada una de ellas se dio voz a cada uno de los asistentes, a quienes se les solicitó expresar y explicar los problemas y desafíos existentes. También se les pidió proponer soluciones a cada asunto planteado. Todos los temas fueron discutidos entre los asistentes y luego se designaron responsables con el fin de hacer seguimiento de los avances de cada tema.

<sup>8</sup> Realizada en la sede del Ministerio de Hacienda de la Nación.

<sup>9</sup> La submesa #7 “Refinación y comercialización de combustibles líquidos” se agregó en edición realizada el 4 de diciembre de 2019.

Luego de ese relevamiento se armó una primera minuta<sup>10</sup> de reunión que se publicó en una nueva sección del sitio web de la Secretaría de Gobierno de Energía<sup>11</sup>.

**Tabla 6-2: Cronograma de reuniones de la Mesa de Vaca Muerta**

Fecha	Mesa	Lugar
28-08-18	Plenaria	Neuquén
13-09-18	Ejecutiva	Buenos Aires
03-10-18	Ejecutiva	Neuquén
24-10-18	Ejecutiva	Buenos Aires
04-12-18	Ejecutiva	Buenos Aires
13-12-18	Plenaria	Buenos Aires
19-03-19	Ejecutiva	Buenos Aires
26-04-19	Plenaria	Buenos Aires
13-06-19	Ejecutiva	Neuquén
14-08-19	Ejecutiva	Buenos Aires

Los desafíos identificados son actualizados en la medida en que se desarrollan las reuniones. También se agregan nuevos temas y se eliminan aquellos que fueron resueltos.

### g. Iniciativa para la Transparencia de las Industrias Extractivas

En febrero de 2019 la República Argentina fue aceptada como país miembro de la Iniciativa para la Transparencia de las Industrias Extractivas (EITI), estándar internacional para promover la gestión abierta y responsable de los recursos extractivos.

La candidatura argentina a EITI fue preparada a través del trabajo conjunto que se realizó desde el año 2016 por parte de un grupo integrado por tres actores fundamentales: el sector público, el sector privado y la sociedad civil. La iniciativa tiene por objetivo promover la transparencia y rendición de cuentas

<sup>10</sup> Las minutas actualizadas de cada submesa pueden consultarse en el Anexo II.

<sup>11</sup> Toda la información es subida en <https://www.argentina.gob.ar/energia/planeamiento-energetico/mesa-de-vaca-muerta>.

de los fondos provenientes de los recursos naturales no renovables como petróleo, gas y minería en beneficio de los ciudadanos y de la economía.

La implementación del estándar le permitirá a la Argentina, entre otros beneficios, mejorar el conocimiento sobre los ingresos fiscales originados por las industrias extractivas, y profundizar la transparencia respecto de la adjudicación de licencias, permisos y concesiones.

A mediados de 2019, la provincia de Salta fue la primera en adherir al estándar, pasando también su gobierno a ser parte del grupo multipartícipe.

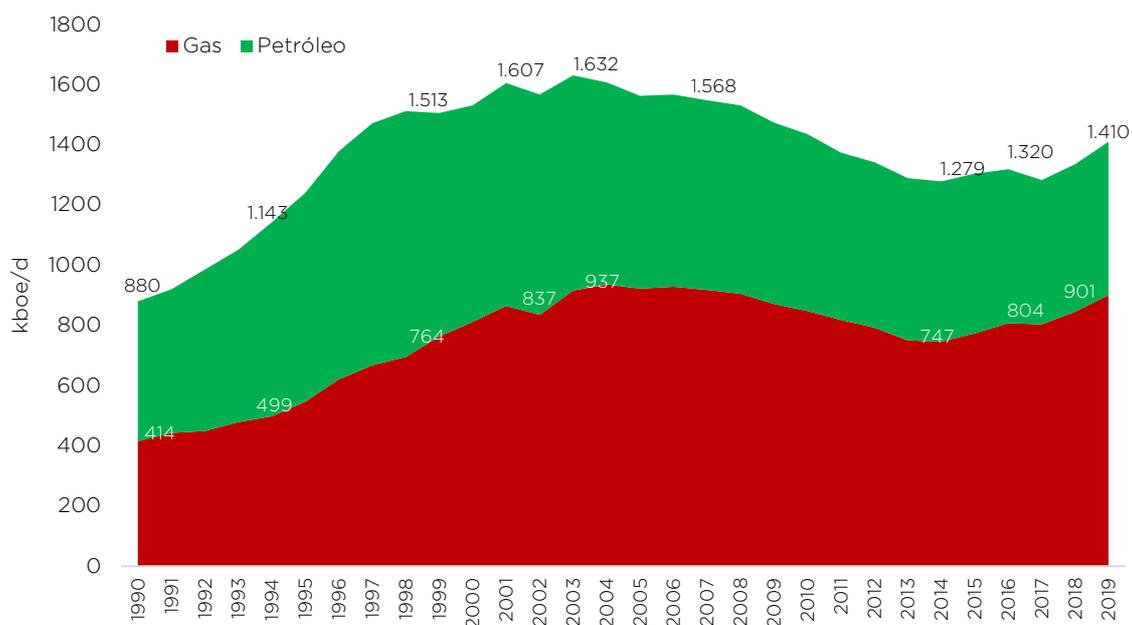
La información relevante publicada en el marco de EITI, que incluye información sobre hidrocarburos y minería, se encuentra disponible en el Portal de transparencia de las industrias extractivas: <https://www.argentina.gob.ar/eiti>

## 7. Hidrocarburos

En 2018 —último año reseñado en el Balance Energético Nacional a la fecha— más del 87% de la oferta interna total de energía provino de los hidrocarburos, lo que explica la importancia que tiene las políticas adecuadas debido a su impacto en el sector energético y en el resto de la economía.

La producción total de petróleo y gas en Argentina alcanzó un máximo, en el año 2003, medido en miles de barriles equivalentes de petróleo diarios (kbbbl/d). Desde entonces, comenzó una trayectoria decreciente hasta alcanzar su valor mínimo en el año 2014. En 2019, la actividad ya ha retomado la senda del crecimiento, encontrándose nuevamente a niveles de 2011.

**Figura 7-1: Producción total de petróleo y gas natural, 1990-2019**



Fuente: Dirección Nacional de Información Energética - SSPE- Secretaría de Gobierno de Energía.

La recuperación y el crecimiento de la producción de hidrocarburos estuvieron motorizados principalmente por el desarrollo de los recursos no convencionales. En el caso gas natural, el impulso de los programas de estímulo otorgados mediante la Resolución 46/2017 (y su modificatoria 419/2017) con foco principalmente en el shale gas, sumado a la liberación de los mercados de petróleo, generó que la actividad y la productividad del shale experimenten un

fuerte crecimiento, principalmente en la formación Vaca Muerta en la cuenca Neuquina.

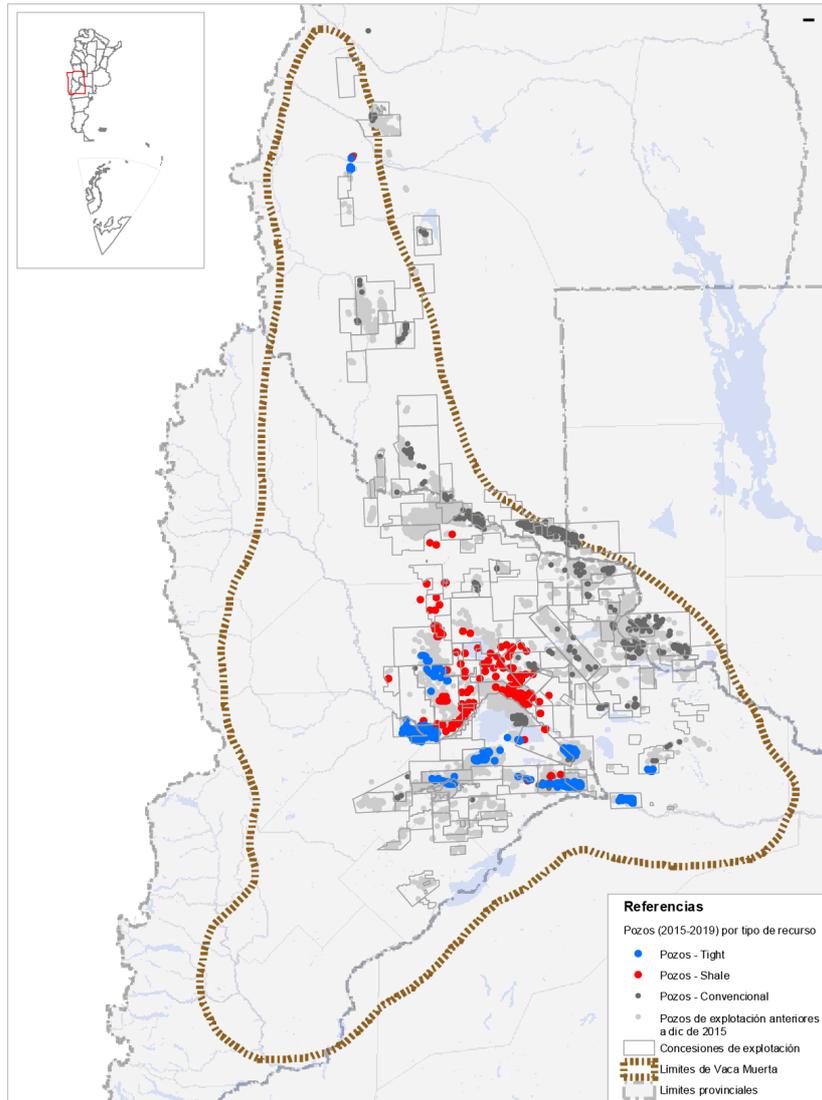
Por otra parte, con el fin de fortalecer la competitividad del sector y contribuir a la reducción de costos, mediante el Decreto 555/2019 y sus modificatorias se estableció un régimen especial aplicable a las operaciones de importación de los bienes usados destinados a las actividades de exploración, perforación o explotación de la industria hidrocarburífera.

Esto, en conjunto con las medidas y políticas descritas a lo largo de este documento, catalizó la aceleración de la incipiente actividad en la producción de hidrocarburos no convencionales atrayendo a las principales compañías tanto locales como de escala global a la actividad no convencional en Argentina, con notables resultados en la producción tanto de petróleo como de gas natural.

Al mes de noviembre de 2019, Argentina ya contaba con 2.541 pozos terminados de explotación no convencional, duplicando los 1.254 pozos terminados a diciembre de 2015. En el caso del shale, ya alcanzaba los 1.196 pozos, 97% por encima de los 606 terminados hasta 2015, mientras que en el caso del tight alcanzaba los 1.345 pozos, 108% por encima de los terminados hasta diciembre de 2015.

El siguiente mapa ilustra los pozos terminados en el período 2016-2019, discriminados por subtipo de recurso.

Figura 7-2: Pozos terminados de petróleo y gas natural por subtipo de recurso en la cuenca Neuquina, 2016-2019



Fuente: Dirección Nacional de Información Energética - SSPE- Secretaría de Gobierno de Energía.



#### Datos públicos

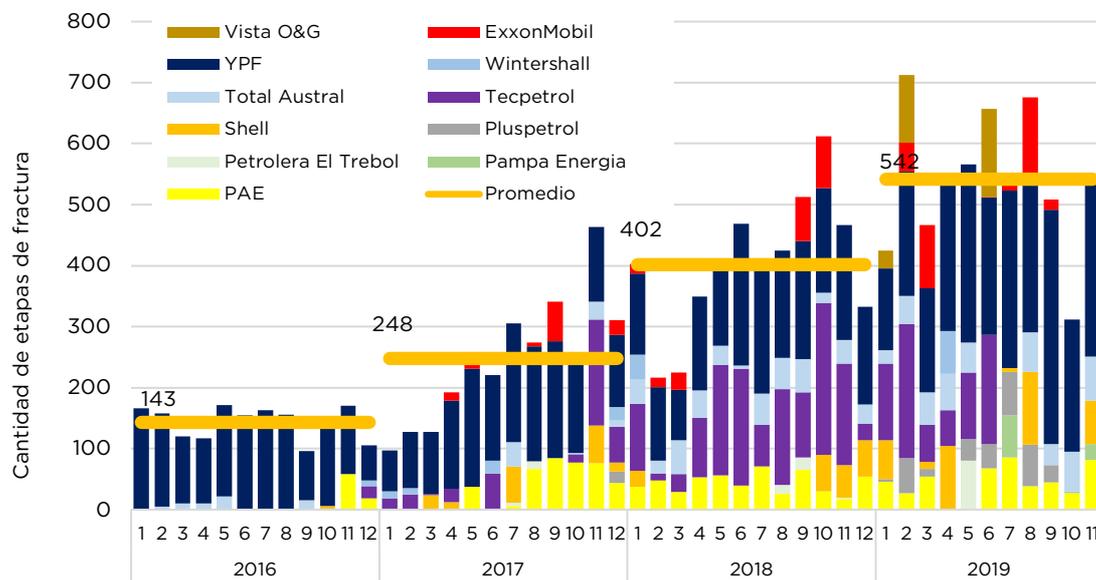
Los datos que respaldan esta información se encuentran disponibles en <http://datos.minem.gob.ar/dataset/produccion-de-petroleo-y-gas-por-pozo>

En términos de actividad, la siguiente figura muestra la cantidad de etapas de fracturas mensuales realizadas por empresa. Las nuevas tendencias en la explotación no convencional, vinculadas al auge de los pozos horizontales, al incremento de la longitud de rama horizontal y a la mayor cantidad de fracturas, han tornado a esta variable como uno de los mejores indicadores

para medir la actividad en el sector, con preeminencia sobre la cantidad de pozos terminados.

Así, mientras que en 2015 se finalizaban en promedio 98 etapas de fractura mensuales, principalmente en pozos verticales, motorizadas principalmente por YPF, y en 2016 se promediaron 143 etapas de fractura, el promedio enero-octubre de 2019 ascendió a 542, más de 5 veces las observadas en 2015, y realizadas por una mayor cantidad de jugadores, tanto locales como globales.

**Figura 7-3: Cantidad de etapas de fractura mensuales de shale por empresa, 2016-2019**



Fuente: Luciano Fucello - Country Manager NCS Multistage.

### a. Petróleo

A comienzos del año 2016 la industria petrolera se encontraba transitando un ciclo negativo, que había comenzado dos años antes con el desplome de los precios internacionales. Como resultado, el sector mostraba un menor nivel de actividad. Con el objetivo de mantener el nivel de empleo, la inversión y la actividad en el sector de exploración y explotación de hidrocarburos y de servicios a esa industria, como así también los ingresos de las provincias productoras, se dio transitoriamente continuidad a los incentivos que venía implementando la administración anterior, con el sostenimiento del “barril criollo”, que ubicaba el precio local por encima de los precios de referencia

internacional. Adicionalmente, a principios de 2016 mediante la Resolución 21 del entonces MINEM, se creó un programa de estímulo a la exportación de petróleo crudo excedente tipo Escalante proveniente de la Cuenca del Golfo San Jorge para aquellos volúmenes de producción que no podían ser procesados por las refinerías locales. De esta forma, continuaron en funcionamiento los mecanismos para incentivar la actividad del sector, a la vez que se delineaba el mecanismo que, más adelante, permitiría la convergencia del precio local con los precios de referencia internacional.

En enero de 2017, en un contexto internacional que continuaba siendo complejo en materia de precios, se firmó con las empresas hidrocarburíferas el “Acuerdo para la transición a precios internacionales de la industria hidrocarburífera argentina”, que estableció un período de transición de 12 meses para el cual se establecieron precios de referencia para el petróleo tipo Medanito y Escalante, fijando un sendero gradual y decreciente de precios del crudo, con el objetivo de establecer, consecuentemente, un sendero para la convergencia de los precios de sus derivados.

A partir de abril de ese año, se acordó permitir ajustes trimestrales de los derivados en función del precio del crudo de referencia, del tipo de cambio y del precio y porcentaje de corte de los biocombustibles. El Acuerdo establecía una cláusula de suspensión sujeta a la variación al alza del precio del crudo de referencia: si el precio promedio internacional del barril de petróleo crudo Brent superaba durante más de 10 días consecutivos el valor de referencia previsto para el petróleo crudo local tipo Medanito menos 1 USD/bbl, quedaban suspendidos los compromisos del Acuerdo a partir del mes calendario posterior.

Esa condición se cumplió el 13 de septiembre de 2017, por lo que la suspensión tuvo lugar a partir del 1° de octubre de 2017. A partir de allí, los precios en el mercado comenzaron a determinarse a partir de la libre interacción entre la oferta y la demanda.

Con posterioridad, y ante la magnitud de los acontecimientos económico financieros verificados en agosto de 2019, y con el objetivo de morigerar

aumentos sustanciales en el precio del petróleo crudo y de los combustibles líquidos en el mercado local y los efectos perjudiciales que los mismos causarían para los diferentes sectores de la economía, se dictaron distintas normas que procuraron amortiguar transitoriamente el impacto del incremento de los precios del petróleo y de sus derivados en todo el territorio nacional mediante la fijación del precio del barril de crudo para las ventas realizadas al mercado interno con el objetivo de evitar variaciones abruptas de los precios en surtidor que afectasen a los usuarios finales durante un período excepcional comprendido por los 90 días posteriores a la publicación de la medida (Decreto 566/2019). A la vez, se difirieron los ajustes previstos para los impuestos a los combustibles líquidos y el CO<sub>2</sub> (Decreto 607/2019) con el objeto de contribuir a asegurar el abastecimiento de combustibles en el mercado interno a un precio estable por el citado período.

Posteriormente, mediante el Decreto 601/2019, se liberaron los precios al mercado interno que no estuvieran destinados a las ventas en pico de surtidor de naftas y gasoil, y se instruyó a la Secretaría de Gobierno de Energía a que, teniendo en cuenta los fines perseguidos por el Decreto 566/2019 y por dicha medida, y en tanto durasen sus efectos, dictara los actos que resultaran necesarios para normalizar los precios del sector hidrocarburífero y/o modificar los valores de referencia y precios tope allí establecidos y/o requerir transferencias del Tesoro Nacional para sostener el nivel de actividad y empleo, y proteger al consumidor durante dicho período excepcional, .

En función de dicha instrucción, la Secretaría de Gobierno de Energía dictó las Resoluciones 552/2019, 557/2019 y 668/2019, que tuvieron por objeto ajustar paulatinamente los precios en surtidor hasta el fin de la vigencia del Decreto 601/2019, suavizando el impacto de la liberación de los precios.

Las medidas aplicadas implicaron, en la práctica, una transferencia desde las empresas, el Estado nacional, las provincias y la CABA de los incrementos de precios en pesos no percibidos, en el evento de depreciación, a los consumidores. De esta manera, la carga de las medidas fue compartida entre los distintos actores (públicos y privados) vinculados al sector.

Luego de actualizaciones graduales entre septiembre y noviembre del precio del barril y los impuestos a los combustibles, el 13 de noviembre finalizó la intervención transitoria en el mercado de combustibles líquidos (ventas minoristas al público), determinándose los mismos de acuerdo a reglas de mercado.

## ii. Exploración y producción

### 1. Reservas comprobadas

El valor máximo histórico de reservas comprobadas de petróleo fue alcanzado en el año 1999. Desde entonces, las reservas presentaron una disminución sostenida hasta encontrar sus niveles más bajos en el año 2017.

Al 31 de diciembre de 2018, último dato disponible debido a que el cierre se realiza a mediados del año posterior al informado, las reservas comprobadas de petróleo alcanzaron los 2.389 millones de barriles, creciendo 18,45% en relación con el año anterior y alcanzando un nivel similar al de diciembre de 2015.

Las reservas son aquellos volúmenes estimados de hidrocarburos que se anticipa que podrán ser técnica y comercialmente recuperados bajo las condiciones imperantes a la fecha de la estimación. Los datos dan cuenta de una notable recuperación de las reservas comprobadas de petróleo.

El nuevo incremento de las reservas se explica principalmente por los hidrocarburos de formaciones no convencionales, cuyas reservas comprobadas crecieron 191,9% en petróleo en diciembre de 2018 vs. diciembre de 2017.



#### Datos públicos

Los datos que respaldan esta información se encuentran disponibles en <http://datos.minem.gob.ar/dataset/reservas-de-petroleo-y-gas>

Con el objetivo de revitalizar las inversiones en exploración de hidrocarburos, en noviembre de 2018 la Secretaría de Gobierno de Energía realizó un llamado a concurso público para la adjudicación de 38 áreas en las cuencas Argentina

Norte, Austral y Malvinas Oeste, de la plataforma marítima argentina, para otorgar permisos de exploración retomando la actividad exploratoria costa afuera por primera vez luego de 30 años.

Mediante la Resolución 197/2018 del entonces Ministerio de Energía y Minería se aprobó el Reglamento para el Otorgamiento de Permisos de Reconocimiento Superficial en el Ámbito Costa Afuera Nacional, que reemplaza a la Resolución SE 131/201970 y resulta aplicable para los permisos de reconocimiento superficial otorgados dentro de la jurisdicción nacional de la plataforma continental.

Por medio del Decreto 872/2018 se instruyó a la Secretaría de Gobierno de Energía a convocar a Concurso Público Internacional para la adjudicación de permisos de exploración para la búsqueda de hidrocarburos en las áreas del ámbito costa afuera nacional.

Dicho concurso fue convocado mediante la Resolución 65/2018 de la Secretaría de Gobierno de Energía en los términos de la Ley 17.319, sobre áreas ubicadas en la plataforma continental argentina, en la jurisdicción correspondiente al Estado nacional.

En total, las áreas licitadas suman más de 200 mil km<sup>2</sup>, que se encuentran tanto en aguas someras (hasta 100 m, cuenca Austral), como en aguas profundas (hasta 600 m, cuenca Malvinas Este) y ultra-profundas (hasta 4.000 m, cuenca Argentina Norte). Como resultado de la licitación, se adjudicaron, por medio de la Resolución 276/2019 18 de las 38 áreas, por un total de 724 MMUSD a un total de 9 consorcios, conformados por 13 empresas distintas. Las 18 áreas adjudicadas suman 94,8 miles de km<sup>2</sup>, lo que representa el 47% del total de la superficie que se licitó.

Mediante la Disposición Conjunta 1/2019 de la Subsecretaría de Pesca y Acuicultura y la Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles de la Secretaría de Gobierno y Energía, se conformó un Grupo de Trabajo con el objetivo de velar por el desarrollo armónico y sustentable de las actividades económicas en la plataforma continental y de facilitar la coordinación en la

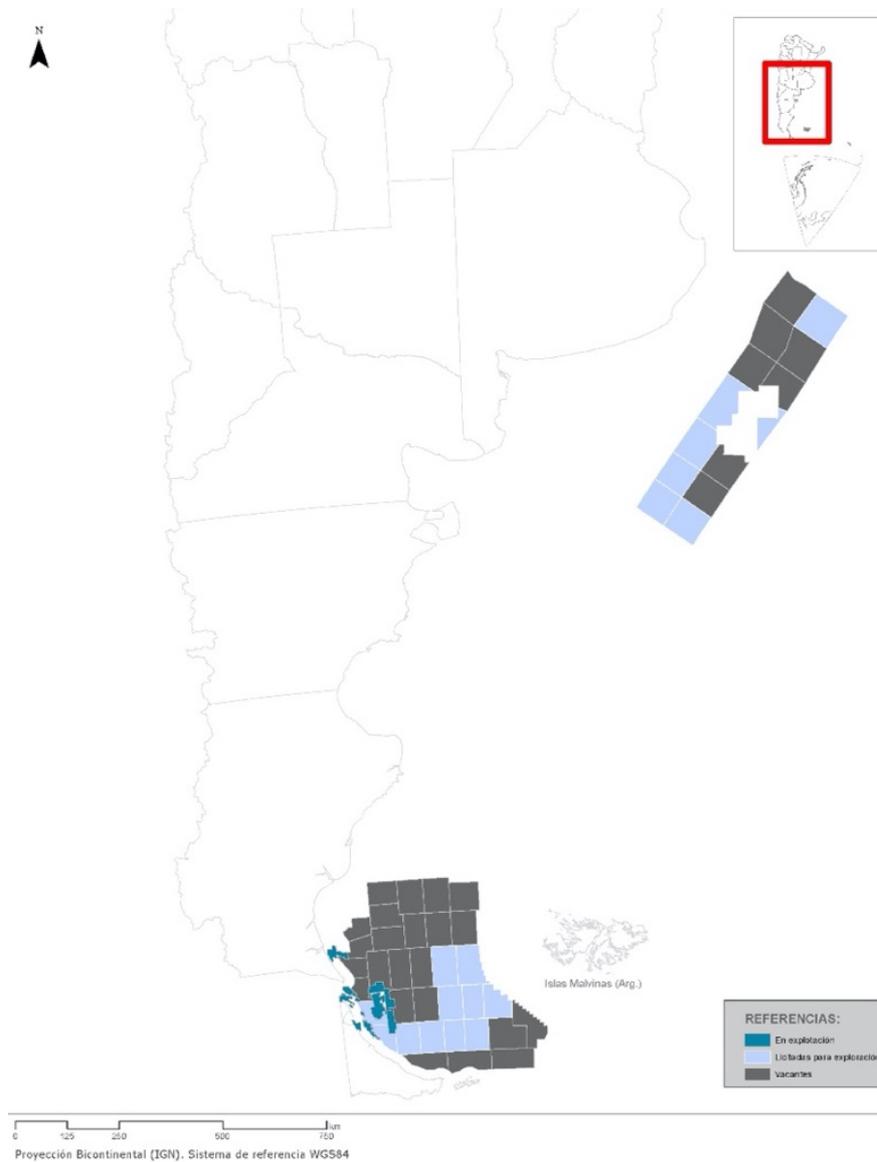
formulación de políticas, planes y programas relativos a las actividades hidrocarburíferas y pesqueras.

Respecto del impacto ambiental de la explotación de hidrocarburos costas afuera, en noviembre de 2019 se aprobaron, en el marco de la Ley General del ambiente (25.675), mediante la Resolución Conjunta 3/2019 de la Secretaría de Gobierno de Energía y la Secretaría de Gobierno de Ambiente y Desarrollo Sustentable, los procedimientos de evaluación de impacto ambiental de los proyectos de este tipo de obras o actividades de exploración y explotación hidrocarburífera, incluyendo abandono de pozos e instalaciones, a realizarse en los permisos de reconocimiento superficial, permisos de exploración, o concesiones de explotación de hidrocarburos.

En este mismo sentido, se está preparando un nuevo concurso, para realizarse durante el primer semestre de 2020, en la que se prevén licitar 24 áreas en la cuenca Argentina Norte y Colorado.

La figura 7-6 muestra las áreas costa afuera actualmente en explotación y exploración, las potenciales áreas a licitar y las áreas vacantes.

Figura 7-4: Áreas costa afuera

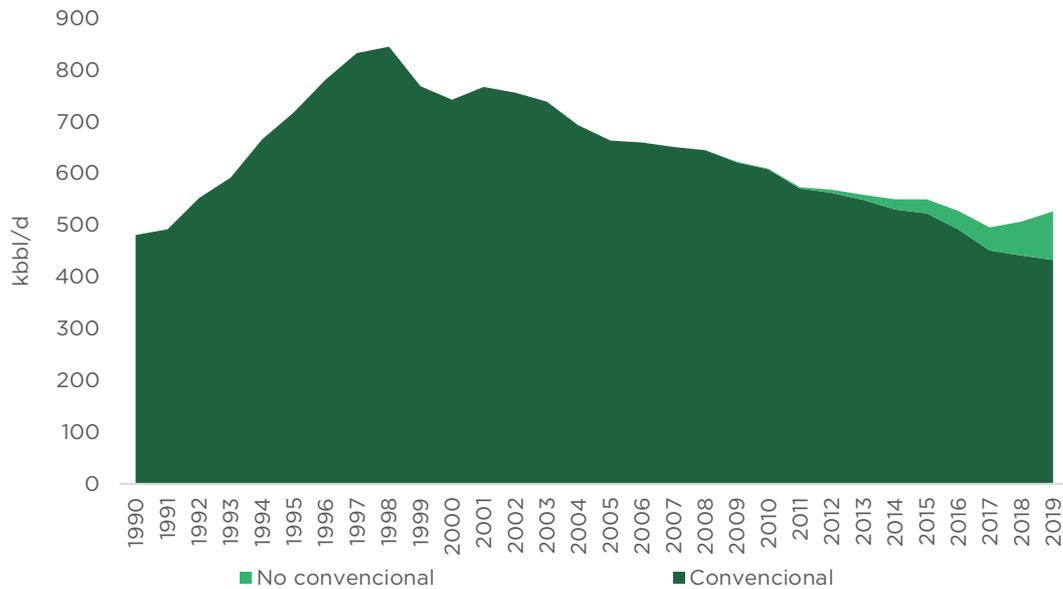


Fuente: Dirección Nacional de Información Energética - SSPE- Secretaría de Gobierno de Energía sobre la base de información de la Dirección Nacional de Exploración y Producción de Hidrocarburos.

## 2. Producción

La producción de petróleo en Argentina alcanzó su máximo, de 817 kbb/d, en el año 1998, momento desde el cual inició una pronunciada caída con pocas y ligeras interrupciones hasta alcanzar su valor mínimo, de 480 kbb/d, en 2017. 2019 terminará con una producción promedio de 509 kbb/d gracias al repunte de la producción, que se explica por el mayor incremento de la actividad en reservorios no convencionales.

Figura 7-5: Producción de petróleo convencional y no convencional, 1990 – 2019



Fuente: Dirección Nacional de Información Energética – SSPE- Secretaría de Gobierno de Energía.



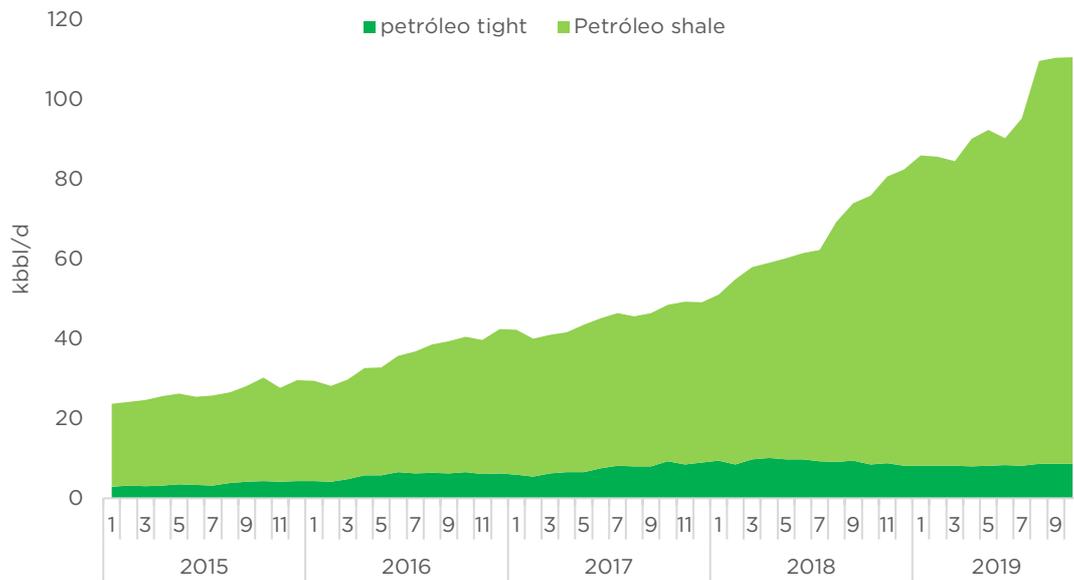
#### Datos públicos

Los datos que respaldan esta información se encuentran disponibles en <http://datos.minem.gob.ar/dataset/produccion-de-petroleo-y-gas-tablas-dinamicas>

Al mes de octubre, último dato disponible debido al cierre de las declaraciones juradas de las compañías operadoras, la producción había crecido 3,2% de manera interanual, alcanzando los 514 kbbl/d y acumulando 20 meses de crecimiento interanual ininterrumpido.

Según este último dato, a la fecha 22% de la producción provenía de recursos no convencionales, con un crecimiento interanual del 46%, entre la que se destaca la producción de shale oil, principalmente de la formación Vaca Muerta.

Figura 7-6: Producción de petróleo de reservorios no convencionales, 2015 – 2019



Fuente: Dirección Nacional de Información Energética – SSPE- Secretaría de Gobierno de Energía.



#### Datos públicos

Los datos que respaldan esta información se encuentran disponibles en <http://datos.minem.gob.ar/dataset/produccion-de-petroleo-y-gas-por-pozo>

En particular, la producción de shale oil creció 281% entre 2015 y 2019, partiendo de una actividad incipiente hasta alcanzar hoy el 20% de la producción. Se destaca que en octubre de 2019, según la última información disponible, la producción alcanzó los 102 kbb/d, ubicándose 51% por encima de la correspondiente al mismo mes del año anterior.

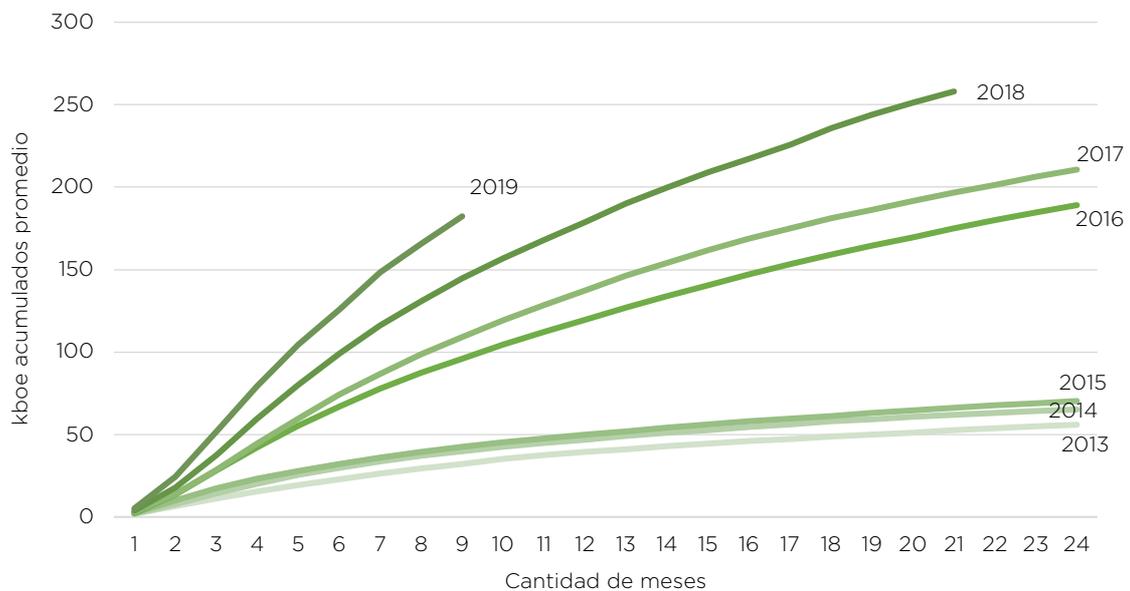
A diferencia de la producción de gas natural, cabe destacar que la producción de petróleo no enfrenta restricciones vinculadas con la demanda ni restricciones vinculadas con la evacuación, destinándose a exportación todos los excedentes que no son procesados en refinerías para el mercado interno, y es por esto que en la medida en que subsistan las restricciones mencionadas, se espera una mayor migración de la actividad de explotación no convencional hacia la producción de petróleo.

En términos de productividad, la figura 7-5 muestra la productividad promedio de los pozos en términos de producción acumulada. Como puede observarse,

los pozos petrolíferos cuadruplicaron su productividad en 2019 respecto del año 2015, motorizados por el cambio de técnica (de vertical a horizontal), por la extensión de la longitud de la rama horizontal, y por la terminación de una mayor cantidad de etapas de fractura con una mayor densidad lineal de estas en la rama horizontal.

Como resultado inmediato vinculado a este aprendizaje, hoy se requiere una menor cantidad de pozos para obtener la misma producción. Cabe destacar que, en consecuencia, esto ha tenido una fuerte incidencia en los costos vinculados con la producción, con notables reducciones en los requerimientos de inversión y en los precios de indiferencia por pozo.

**Figura 7-7: Productividad promedio en pozos de petróleo según su año de terminación**



Fuente: Dirección Nacional de Escenarios y Planeamiento Energético – SSPE – Secretaría de Gobierno de Energía.



**Datos públicos**

Los datos que respaldan esta información se encuentran disponibles en <http://datos.minem.gob.ar/dataset/produccion-de-petroleo-y-gas-por-pozo>

Como resultado de la recuperación de la producción, hace 19 meses que la Argentina no debe recurrir a las importaciones de petróleo, algo que no ocurría desde 2012.

### iii. Transporte

La capacidad de evacuación de los 4 principales oleoductos troncales del país - Allen / Puerto Rosales, Puesto Hernández / Lujan de Cuyo, Puesto Hernández / Concepción (Oleoducto trasandino) y Puerto Rosales / La Plata - llega actualmente a los 100 mil metros cúbicos diarios. Tienen una extensión total aproximada de 2 mil kilómetros. Los primeros 3 tienen sus cabeceras en la cuenca Neuquina y el restante está ubicado entre Bahía Blanca y La Plata.

El oleoducto trasandino se encuentra fuera de operación desde hace 13 años, ya que no se está exportando petróleo a Chile. No obstante, se ha trabajado junto con las compañías YPF y ENAP para ponerlo en funcionamiento y así evacuar la mayor producción de los yacimientos de Vaca Muerta. Por su parte, el petróleo producido en las cuencas del sur del país es transportado vía marítima en buques hacia las refinerías que lo procesan. Actualmente se está definiendo la factibilidad y próximamente se realizarán las pruebas completas de integridad, estimándose 8 meses de tareas para mejorar las instalaciones.

En mayo de 2019 fue inaugurado el oleoducto Loma Campana / Lago Pellegrini. La inversión fue realizada por una sociedad conformada entre YPF (85%) y Tecpetrol (15%) con el objetivo de evacuar la producción adicional de la cuenca Neuquina proveniente de los nuevos proyectos de explotación no convencional de la formación Vaca Muerta. Cuenta con una capacidad de evacuación de 25 mil metros cúbicos diarios y una extensión de 88 km desde la planta de tratamiento de Loma Campana hacia la estación de re-bombeo de Oldelval en Lago Pellegrini.

Asimismo, se están realizando obras para ampliar en un 40% la capacidad de transporte del oleoducto troncal Allen - Puerto Rosales, que actualmente cuenta con una capacidad de 26 mil metros cúbicos diarios. Entre las obras que está llevando adelante Oldelval (titular de la concesión de operación del oleoducto), se encuentra la incorporación de equipos en estaciones de bombeo que están actualmente inactivas. La finalización de la ampliación está prevista para septiembre de 2020 y se prevé duplicar la capacidad de transporte actual del oleoducto hacia 2024.

#### iv. Refinación y comercialización

El procesamiento de petróleo crudo se estabilizó en los primeros nueve meses de 2019 respecto de 2018 en torno a los 471 mil barriles diarios, luego de verificar una caída respecto a los niveles de 2015.

Respecto del mix de refinación, se destaca la reducción a cero del procesamiento de crudo importado liviano, que había llegado a representar el 9% en 2017. A noviembre de 2019, se registran 19 meses sin importaciones de petróleo. También ha sido marcada la reducción del procesamiento de crudo pesado, que pasó de representar el 47% del mix en 2015 al 42% en 2019. Como contraparte, se verifica un incremento en la participación de los crudos livianos, de 50% del mix en 2015 a 58% en 2019. Esto último debido a la mayor disponibilidad de este tipo de crudo como consecuencia del crecimiento acelerado de la explotación de hidrocarburos de reservorios no convencionales en la cuenca Neuquina, destacándose la actividad en la formación Vaca Muerta.



##### Datos públicos

Los datos que respaldan esta información se encuentran disponibles en <http://datos.minem.gob.ar/dataset/refinacion-y-comercializacion-de-petroleo-gas-y-derivados-tablas-dinamicas>

La menor refinación de crudo y la recuperación de la producción han viabilizado un incremento de las exportaciones, desde 40 kbbbl/d en 2015 a 65 kbbbl/d en 2019. Casi dos tercios de ese incremento corresponde a crudos livianos (+15,2 kbbbl/d), especialmente de la cuenca Austral, desplazados en el mercado interno por el crudo Medanito.

Respecto del GLP, mediante la Disposición 29/2019 se procedió a cambiar la metodología para la determinación e implementación de cupos y aportes, que consistió en readecuar la forma de determinar los volúmenes a ser aportados por cada empresa productora de GLP y los cupos a asignar a las fraccionadoras para un mercado total de 700.000 toneladas de GLP (butano) en 2019 para cubrir las necesidades de abastecimiento de garrafas para uso doméstico, incluyendo volúmenes de contingencia. Este mecanismo corrigió las

distorsiones entre las entregas y la capacidad física de despacho, redundando en una mayor transparencia, competitividad y equidad en el mercado de GLP, así como una mejora en las condiciones de seguridad en la operatoria.

Por su parte, se procedió a liquidar el remanente de compensaciones pendiente de gas Butano y Propano dado que, a partir de febrero de 2019, el Estado nacional no compensa más al productor de GLP, llevándose a cero esos valores.

Mediante la Disposición N° 328/2019 se procedió a ordenar las penalidades pertinentes referidas a las faltas que las fraccionadoras cometan en materia de especificaciones de producto, en los términos del Programa Nacional de Control de Calidad de Gas Licuado de Petróleo, como así también régimen procedimental de sanciones por el incumplimiento de las condiciones técnicas, operativas y de seguridad.

El avance de las tecnologías y el desarrollo de la producción de hidrocarburos proveniente de fuente no convencional propiciaron la actualización del Decreto 44/91 relativo al transporte de hidrocarburos por ductos y otros servicios a través del Decreto 115/2019. Esta actualización facilita una mayor participación de operadores en el sistema de transporte, así como contratos firmes a cualquier interesado, entre otros beneficios. Tal actualización generó también dos reglamentaciones vinculadas de suma importancia: aquella relativa a la actualización de Normas Particulares y Condiciones Técnicas para el Transporte de Hidrocarburos Líquidos por Ductos y a través de Terminales Marítimas y Fluviales (Resolución 571/2019), y aquella referente a los Términos y condiciones de los concursos a ser convocados en base a las propuestas presentadas por los interesados en obtener una concesión de transporte (Resolución 357/2019).

## **b. Gas natural**

El 58% de la oferta interna total de energía en Argentina depende del gas natural, que satisface necesidades vinculadas con los usos residenciales, la generación de energía eléctrica, la industria y el transporte.

Es por esto que desde el inicio, esta administración se procuró realizar acciones concretas con el objeto de recuperar la producción doméstica de gas natural para satisfacer las necesidades del mercado interno, reduciendo las necesidades de importación, reduciendo el costo de abastecimiento y produciendo excedentes exportables que contribuyan a equilibrar la balanza comercial energética.

Estas acciones fueron descritas en secciones anteriores de este documento.

A comienzos de 2016 los niveles de producción doméstica de gas natural no eran suficientes para cubrir la demanda, por lo que era necesario importar para garantizar el abastecimiento. Al mismo tiempo, el Ministerio de Hidrocarburos y Energía de Bolivia y autoridades de Yacimientos Petrolíferos Bolivianos solicitaron, como consecuencia de problemas técnicos en un campo de producción de gas, una dispensa al contrato que habían firmado con ENARSA en el año 2004, para reducir los volúmenes a inyectar a nuestro país.

Con todos los yacimientos nacionales produciendo al máximo y todas las fuentes de importación también al máximo de su capacidad, se realizaron acuerdos con Chile para la compra de gas natural. El gas proveniente de Chile sustituyó, a un precio significativamente inferior, importaciones de gasoil para generación eléctrica que venía efectuando CAMMESA, lo que permitió cubrir los volúmenes demandados al tiempo que tuvo como resultado un ahorro en divisas para el país.

Sumado a esto, con el objetivo de asegurar el abastecimiento de la demanda, IEASA amplió la capacidad de regasificación de la terminal de Escobar para aumentar la capacidad de importación de GNL. Como resultado del período, la terminal pasó de regasificar una media de 14 MMm<sup>3</sup>/día y 17 MMm<sup>3</sup>/día de máximo caudal en 2016 a disponibilizar una regasificación media de 18 MMm<sup>3</sup>/día con un máximo caudal de 22,2 MMm<sup>3</sup>/día en 2019.

## i. Exploración y producción

### 1. Reservas

El valor máximo histórico de reservas comprobadas de gas se registró en el año 2000. Desde entonces, las reservas presentaron una disminución sostenida hasta encontrar su nivel más bajo en el año 2012.

Las reservas comprobadas de gas natural alcanzaron en diciembre de 2018 los 371.566 MMm<sup>3</sup>, lo que implica un crecimiento interanual del 4,53%. El nuevo incremento de las reservas se explica principalmente por los hidrocarburos de formaciones no convencionales, cuyas reservas comprobadas crecieron 32,8% respecto del año anterior.

Las reservas son aquellos volúmenes estimados de hidrocarburos que se anticipa que podrán ser técnica y comercialmente recuperados bajo las condiciones imperantes a la fecha de la estimación. Los datos dan cuenta de la continuidad en el crecimiento de las reservas comprobadas de gas natural.

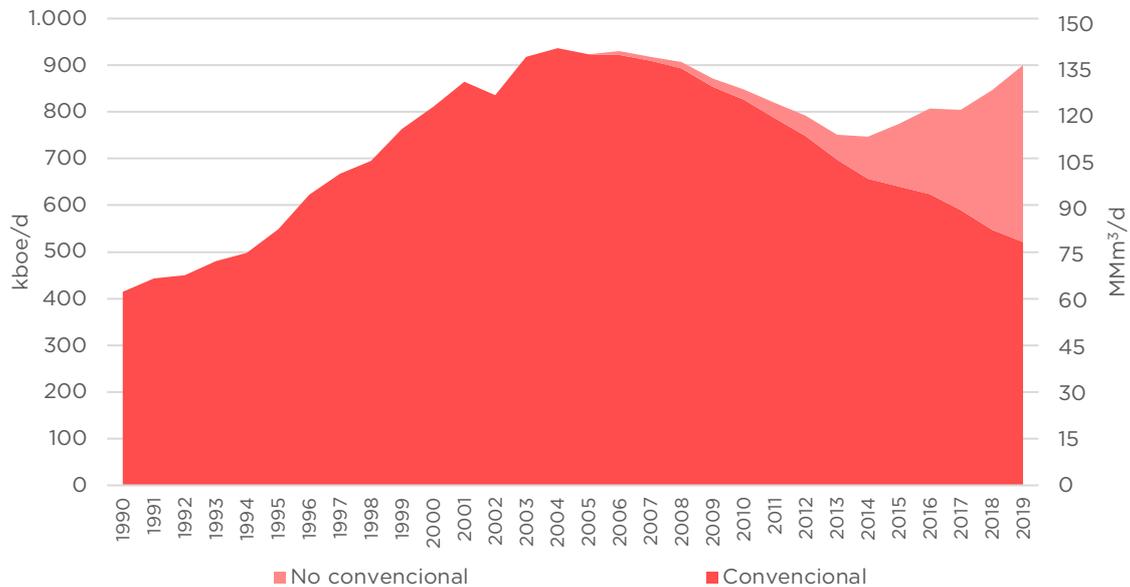
### 2. Producción

La producción de gas natural en Argentina alcanzó su máximo anualizado, de 142,5 MMm<sup>3</sup>/d, en el año 2004, momento desde el cual inició una pronunciada caída con pocas y ligeras interrupciones hasta alcanzar su valor mínimo, de 113,7 MMm<sup>3</sup>/d, en 2014, con las consecuencias en el abastecimiento interno, detalladas en secciones anteriores.

Durante esta administración se produjo un importante crecimiento en la producción de gas natural (16,2% de incremento entre el promedio 2015 y 2019), motorizado principalmente por el crecimiento de la producción de gas no convencional (shale y tight), que se triplicó entre 2015 y 2019, explicando en el último año más del 45% de la producción.

Al mes de octubre de 2019, último dato disponible, la producción de gas natural acumula 23 meses de crecimiento interanual ininterrumpido y creció 5,7% con respecto al mismo mes del año anterior, alcanzando los 140,7 MMm<sup>3</sup>/d. Así, con un promedio anual de 137,3 MMm<sup>3</sup>/d, en 2019 la producción volvió a los niveles observados en 2008, siendo la mayor de los últimos 11 años.

Figura 7-8: Producción de gas natural convencional y no convencional, 1990 – 2019



Fuente: Dirección Nacional de Información Energética - SSPE- Secretaría de Gobierno de Energía.



#### Datos públicos

Los datos que respaldan esta información se encuentran disponibles en <http://datos.minem.gob.ar/dataset/produccion-de-petroleo-y-gas-tablas-dinamicas>

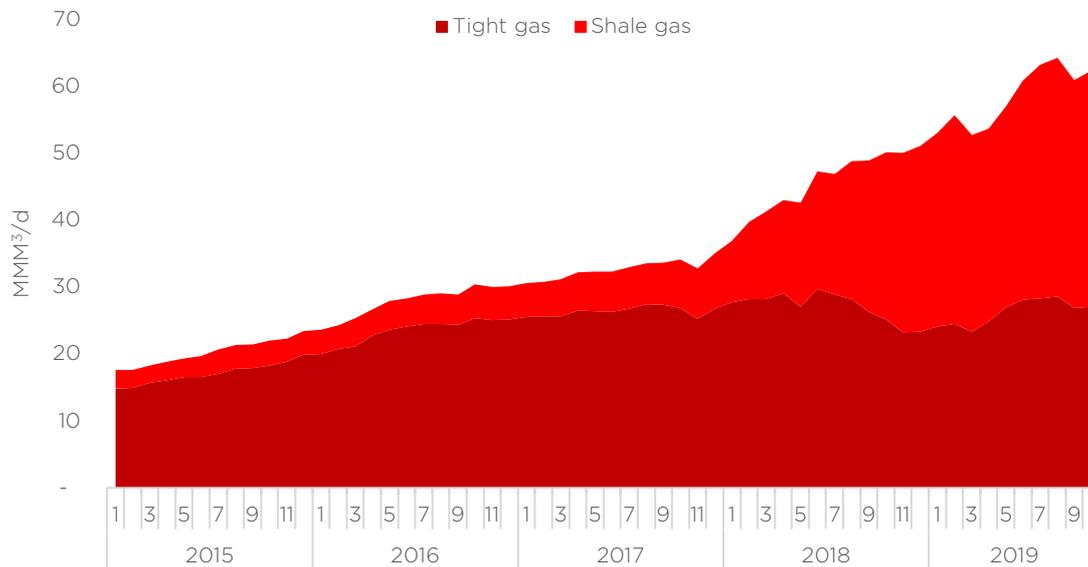
En particular, se destaca el crecimiento de la producción de shale gas, que se encuentra principalmente en la formación Vaca Muerta, que mostró en el período un notable crecimiento del 908% respecto de la incipiente producción de 2015, superando para 2019 un promedio de 33 MMm<sup>3</sup>/d y representando en el año más del 23% de la producción.

En octubre de 2019, según la última información disponible, la producción de shale gas alcanzó los 35,5 MMm<sup>3</sup>/d, ubicándose 41% por encima de la correspondiente al mismo mes del año anterior y representando el 25,2% de la producción.

Respecto de esto, es importante destacar que, a la fecha, de estos 35,5 MMm<sup>3</sup>/d de producción shale, menos de la mitad se corresponde con producción beneficiaria del programa de estímulo creado mediante la Resolución 46/2017

y sus modificatorias que fuera descripto en secciones anteriores, siendo el resto producido contra precios de mercado, sin la necesidad de subsidios.

**Figura 7-9: Producción de gas natural de reservorios no convencionales, 2015 – 2019**



Fuente: Dirección Nacional de Información Energética – SSPE- Secretaría de Gobierno de Energía,



#### Datos públicos

Los datos que respaldan esta información se encuentran disponibles en <http://datos.minem.gob.ar/dataset/produccion-de-petroleo-y-gas-por-pozo>

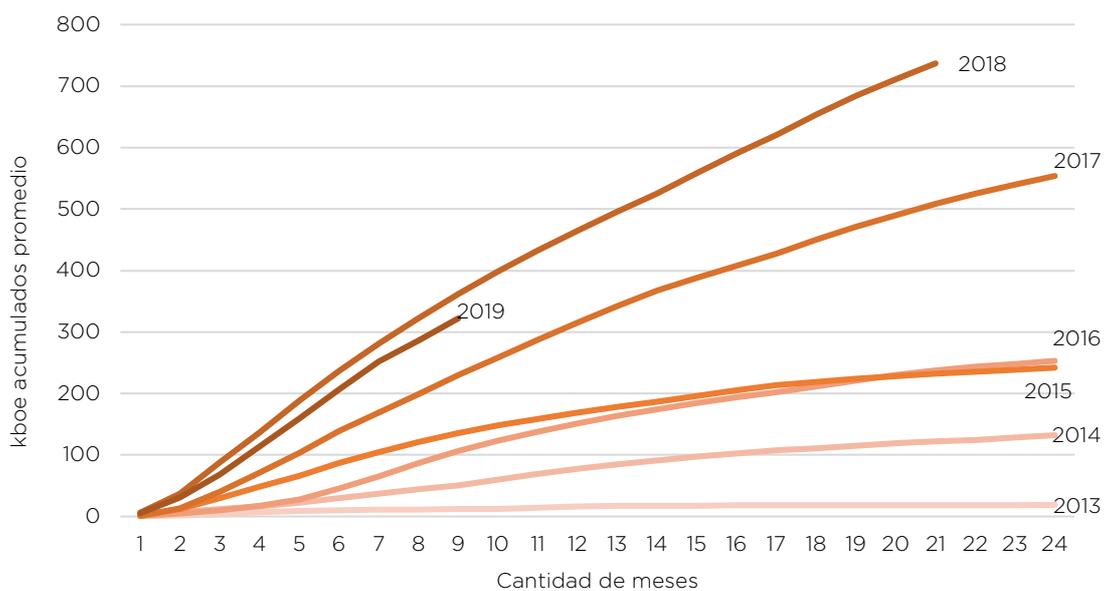
A fines de 2018 e inicios de 2019, este importante crecimiento de la producción comenzó a saturar, durante los meses de invierno —de mayor demanda— la capacidad de transporte de gas natural desde la cuenca Neuquina, mientras que, durante el resto del año, satisfecha la demanda interna, existen hoy restricciones vinculadas con la demanda para seguir produciendo gas natural. Es por esto que se espera que durante los próximos años la producción desacelere este ritmo creciente en tanto no crezca la demanda o se liberen restricciones de transporte, tema que se profundizará en la sección siguiente.

Como resultado de esto, durante los último meses de 2018 y los primeros meses de 2019 se comenzaron a reestablecer las exportaciones de gas natural a escala a Chile (se verá en la sección de intercambios comerciales) y la industria recurrió al cierre de pozos por alrededor de 10 MMm<sup>3</sup>/d.

En términos de productividad, la siguiente figura muestra la productividad promedio de los pozos en términos de producción acumulada. Como puede observarse, los pozos gasíferos incrementaron su productividad promedio por pozo en el orden del 200% en 2019 respecto del año 2015, motorizados por el cambio de técnica (de vertical a horizontal), por la extensión de la longitud de la rama horizontal, y por la terminación de una mayor cantidad de etapas de fractura con una mayor densidad lineal de estas en la rama horizontal.

Como resultado inmediato vinculado a este aprendizaje, hoy se requiere una menor cantidad de pozos para obtener la misma producción. Cabe destacar que, en consecuencia, esto ha tenido una fuerte incidencia en los costos vinculados con la producción, con notables reducciones en los requerimientos de inversión y en los precios de indiferencia por pozo.

**Figura 7-10: Productividad promedio en pozos gasíferos según su año de terminación**



Fuente: Dirección Nacional de Escenarios y Planeamiento Energético — SSPE — Secretaría de Gobierno de Energía.



**Datos públicos**

Los datos que respaldan esta información se encuentran disponibles en <http://datos.minem.gob.ar/dataset/produccion-de-petroleo-y-gas-por-pozo>

## ii. Transporte

Desde el inicio de 2016 se comenzó a trabajar en identificar las restricciones existentes en el sistema de transporte y en atender necesidades de suministro y demanda insatisfecha.

Con el objetivo de hacer frente a las nuevas demandas, en 2016 fueron licitados mediante licitaciones públicas internacionales tres gasoductos: el Gasoducto Regional Centro II, el refuerzo del gasoducto de la Costa y gasoducto Tandil-Mar del Plata, y el refuerzo del sistema Cordillerano-Patagónico, obras que permitirán elevar el acceso al gas natural a más de 140.000 usuarios nuevos:

- Gasoducto Regional Centro II (Santa Fe), de 145 km de extensión. Terminado en diciembre de 2019, beneficiará a 34.000 nuevos usuarios.
- Sistema Cordillerano Patagónico (Neuquén, Río Negro y Chubut), de 140 km de cañerías y planta compresora de 3.600 HP. Las cañerías se completaron en enero y el avance en la planta compresora alcanzó el 50%. Ya se habilitaron 10.000 nuevas factibilidades para usuarios potenciales, y con la incorporación de la compresión aumentarán a 22.500 en el curso del próximo año.
- Gasoducto de la Costa (Buenos Aires), de 50 km de cañerías y planta compresora de 2.400 HP. En julio se incorporaron 10.000 nuevas factibilidades, alcanzando un total de 84.500 en el último trimestre de 2019.

Se trabajó para completar el Gasoducto de Noreste Argentino (GNEA), que ya se encuentra operativo en las provincias de Santa Fe y Chaco. Se reestructuró el proyecto para habilitarlo comercialmente durante 2019, en una primera etapa para usuarios residenciales e industriales en 15 localidades en Santa Fe y en 3 localidades en Chaco, provincia a la que por primera vez llegó el gas natural. Para esta habilitación se procedió a invertir el sentido del flujo del GNEA, de tal modo de poder satisfacer el consumo de las localidades. El GNEA hoy dispone de un flujo bidireccional para el transporte de gas natural.

Por otra parte, a partir de los incrementos de producción en la cuenca Neuquina, comenzó a verificarse una saturación de los gasoductos que evacúan el fluido desde ese origen. Ante esta situación, y previendo que a partir

del año 2019 tanto los gasoductos Neuba I y II como Centro Oeste operarían a su máxima capacidad tornando imposible la importación desde el gasoducto GasAndes por la saturación mencionada, la Secretaría de Gobierno de Energía, a través de la Resolución 82 del 8 de marzo de 2019, convocó a la presentación de manifestaciones de interés para la construcción de un nuevo gasoducto o la ampliación significativa de la capacidad de transporte existente, a fin de evacuar gas de la cuenca Neuquina hacia los centros de consumo del Área Metropolitana de Bs. As. (AMBA) y el Litoral.

Tomando en cuenta los comentarios recibidos y analizando las manifestaciones presentadas por los interesados, en cumplimiento de lo dispuesto por el Decreto 465/2019 de fecha 5 de julio, la Secretaría llamó a licitación pública nacional e internacional (mediante Resolución 437/2019, de fecha 30 de julio) a los fines de adjudicar una licencia para la prestación del servicio de transporte de gas natural que contempla como obligación el diseño y la construcción de un gasoducto que conecte la Subzona Neuquén (en las proximidades de la localidad de Tratayén de la Provincia del Neuquén) con la localidad de Salliqueló, en la Provincia de Buenos Aires, y con las Subzonas Gran Buenos Aires y Litoral, en las proximidades de la Ciudad de San Nicolás de los Arroyos de la Provincia de Buenos Aires, obteniendo el interés firme de cuatro oferentes en el proceso licitatorio.

Teniendo en consideración los pedidos de los interesados, la Secretaría de Gobierno de Energía dispuso la prórroga de la apertura de ofertas hasta el 31 de marzo de 2020.

### **iii. Precios del gas natural – realización de subastas competitivas**

El 6 de septiembre de 2018 se llevó a cabo el primer concurso de precios para el abastecimiento de gas en condición interrumpible con destino a la generación eléctrica (CMMESA). Fue realizado mediante una subasta inversa (prioridad precio/tiempo) en el ámbito de MEGSA, para el aprovisionamiento interrumpible de gas para período estival (10 de septiembre al 31 de diciembre de 2018).

Por primera vez, se realizó una contratación a plazo por volúmenes importantes en forma abierta y competitiva desde la creación del MEGSA (70 MMm<sup>3</sup>/d de requerimiento máximo probable). En el proceso, se recibieron 191 ofertas de 32 oferentes, con un precio medio para consumo esperado de 3,40 USD/MMBTU, un 20% por debajo de la última referencia. Por los menores precios, se estima un ahorro en los costos de generación para el cuatrimestre en cuestión cercano a los 280 MMUSD.

La segunda subasta inversa se realizó el día 27 de diciembre de 2018, esta vez para el período enero a diciembre de 2019. El comprador (CAMMESA) fijó precios de referencia para cada mercado (cuenca) para verano e invierno y los vendedores (productores y comercializadores) expresaron su oferta en porcentaje (único para todo el año) del precio de referencia. Las ofertas se ordenaron por precio calculado en GBA, es decir la resultante de aplicar el porcentaje al precio de referencia de verano, sumarle el gas retenido y el costo del transporte. Por otra parte, todas las ofertas de venta se consideraban asignadas por el hecho de ser interrumpibles.

En este nuevo concurso participaron 37 vendedores, que colocaron 424 ofertas, con un precio promedio de 3,53 USD/MMBTU para el gas de invierno y 2,59 USD/MMBTU para el gas de verano.

Tomando en cuenta la experiencia positiva de estas dos primeras subastas, así como también la forma en la que se organizan los intercambios entre productores y distribuidoras, la Secretaría de Gobierno de Energía consideró conveniente elevar a consulta pública no vinculante la implementación de un mecanismo de mercado para lograr la contratación de los volúmenes de gas de dichos usuarios mediante la aplicación de sucesivas rondas de negociación que toman la forma de subastas inversas en una plataforma electrónica.

En el marco de esta necesidad se elaboró la propuesta de “Concurso de Precios para el Abastecimiento de Gas Natural Firme para Usuarios del Servicio Completo de Distribución”.

Habiendo recibido comentarios y sugerencias en dicho proceso, por medio de la Resolución SGE 32/2019, se aprobaron los concursos de precios (“subastas”) del día 14 de febrero (negociación en cuencas Neuquina, Golfo San Jorge, Santa Cruz Sur y Tierra del Fuego) y del 15 de febrero (cuenca Noroeste), también en el ámbito del MEGSA.

Las subastas lograron cubrir más del 93% de la demanda solicitada por parte de las distribuidoras que se presentaron. El precio promedio fue de USD 4,56 por millón de BTU, por un suministro de gas anual de 18 MMm<sup>3</sup>/d en período estival y unos 45 MMm<sup>3</sup>/d en el período invernal.

Debe destacarse que los contratos firmados contemplan que el precio en dólares fue convertido a pesos de acuerdo al tipo de cambio establecido por el ENARGAS para el período estacional correspondiente, quedando el riesgo cambiario a cargo del vendedor, en todo conforme con lo establecido en el Decreto PEN 1053/2018.

La instrumentación del mecanismo de subastas permitió avanzar con el proceso de contractualización del mercado, aportando mayor transparencia y previsibilidad al procedimiento que lleva adelante ENARGAS en la autorización del traslado de los precios del gas a las tarifas al usuario final.

## 8. Biocombustibles

En el año 2006 se promulgó la Ley 26.093 de regulación y promoción para la producción y el uso sustentable de biocombustibles en Argentina, que estableció el corte del gasoil con un 5% de biodiesel a partir de 2010. La producción local de biodiesel comenzó a mostrar un crecimiento desde el año 2008, que se afianzó con la implementación en 2010 del corte de biodiesel para el gasoil utilizado en el mercado interno.



### Datos públicos

Los datos que respaldan esta información se encuentran disponibles en <http://datos.minem.gob.ar/dataset/estadisticas-de-biodiesel-y-bioetanol>

### a. Bioetanol

Mediante la Resolución 37/2016 del MINEM se incrementó a partir de abril de 2016 de 10% a 12% el corte de bioetanol —que se produce exclusivamente con destino en el mercado interno— en naftas de uso automotor, promoviendo el abastecimiento del bioetanol en forma equitativa entre el sector elaborador en base a caña de azúcar y el correspondiente al de maíz.

Conforme la demanda fue creciendo, se procedió a la redistribución y reordenamiento de los cupos de empresas elaboradoras de bioetanol a base de caña mediante Resolución 684/2019 (referida en particular) y a través de la Resolución 692/2019 (referida en general) a todas las empresas productoras, buscando satisfacer las previsiones de mayor demanda venidera y garantizar las entregas.

Asimismo, mediante Disposición 307/2019 se establecieron las pautas para el abastecimiento del bioetanol destinado a la mezcla con las naftas para uso automotor de las cuales emergen las pautas de cálculo mensual de los volúmenes que las mezcladoras deberán adquirir, así como de aquellos volúmenes que las empresas elaboradoras deberán abastecer.

## b. Biodiésel

En el caso del biodiésel, no sólo se vende al mercado interno, sino que además se exporta. Argentina es un importante proveedor para las demandas internacionales.

A partir del año 2013 se detuvo la trayectoria ascendente que venía mostrando la producción, registrando una caída interanual del 18,6%, que se explica por la disminución de las exportaciones, vinculado a las medidas contra un supuesto dumping impuestas por la Unión Europea a las importaciones de biodiésel argentino desde ese año.

A partir del año 2016 la producción se recuperó alcanzando su máximo histórico de 2017. Si se analiza la trayectoria de las ventas en conjunto con la producción, se puede inferir que las exportaciones de biodiésel se constituyeron en el motor que impulsó el crecimiento del sector. A pesar de la implementación de la normativa de corte en el mercado interno, la preponderancia de las exportaciones se mantiene, ya que si bien el corte permitió el surgimiento de un mercado interno para el biodiésel que no existía previamente, también representa una cota superior, ya que su demanda representa poco menos del 25% de la capacidad instalada de producción.

Por lo tanto, podría considerarse que la demanda interna es una demanda de base garantizada para la producción de biodiésel, en tanto que la demanda externa y sus fluctuaciones son las que determinan el nivel final de producción local. Este efecto se observa en 2013 y 2015, cuando la caída de las exportaciones (del 26 % y 51% respectivamente) impactó en el nivel de producción total, generando los únicos dos descensos interanuales: 19% en 2013 y 30% en 2015.

El destino de las exportaciones fue variando a lo largo de los años. En 2014 el 90% se distribuía entre cinco países (España, Territorios del Reino Unido, Reino Unido, Perú y Estados Unidos). Entre 2008 y 2017 la mayor parte del volumen se exportaba a Estados Unidos y España. Durante 2016 y el primer semestre 2017 el mayor socio comercial (y prácticamente el único) fue Estados Unidos,

representando más del 90% de las exportaciones. En agosto de 2017 el Departamento de Comercio de Estados Unidos impuso aranceles provisorios para las importaciones de biodiesel provenientes de Argentina e Indonesia con el argumento de que los exportadores de biodiesel argentinos reciben un subsidio del estado argentino en tasas equivalentes a los aranceles mencionados.

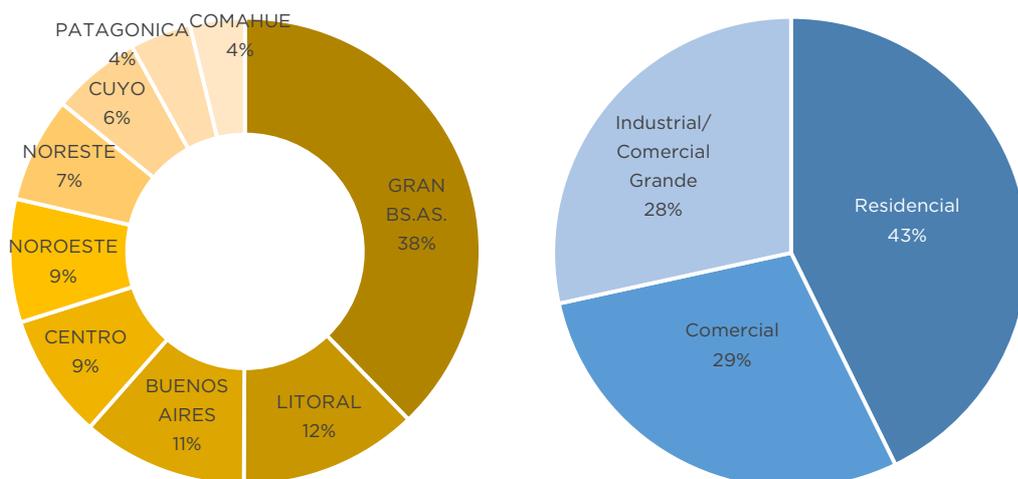
Actualmente se han eliminado las restricciones para exportaciones a los países europeos, según un acuerdo en Bruselas que rigió a partir de 2019. Las exportaciones hacia Estados Unidos han caído a cero desde el año 2018 debido a las medidas impuestas por dicho país. El Tribunal de Comercio Internacional de Nueva York solicitó al gobierno estadounidense que revea las medidas que afectan a productores argentinos.

## 9. Energía Eléctrica

Uno de los principales desafíos que se tuvo que atender con celeridad fue el de administrar una situación de emergencia en el sector eléctrico nacional. Por esa razón, la primera medida fue declarar la emergencia eléctrica hasta el 31 de diciembre de 2017, mediante el Decreto 134/2015. Se instruyó así al entonces Ministerio de Energía y Minería para que elabore, ponga en vigencia e implemente un programa de acciones en relación con los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica de jurisdicción nacional, con el fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico y garantizar la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicas adecuadas.

Con el objetivo de proveer contexto se destaca que el 50% de la energía del país se consume entre Gran Buenos Aires y Litoral, mientras que el resto de la Provincia de Buenos Aires consume un 11%, las zonas centro y noroeste 9% cada una, el noreste 7%, cuyo 6%, Patagonia 4% y Comahue 3%. Si se observa la demanda por segmento, el 28% corresponde a demanda industrial, un 29% a la demanda comercial, y el 43% restante al sector residencial. Esta información se presenta en la siguiente figura.

**Figura 9-1: Distribución de la demanda de energía por región y por segmento, año 2018.**



Fuente: Dirección Nacional de Escenarios y Planeamiento Energético — SSPE — Secretaría de Gobierno de Energía sobre la base de datos de CAMMESA.

## a. Aspectos regulatorios

### i. Oferta de generación

Dada la deficiente oferta de generación que se vio reflejada en los cortes de suministro eléctrico en los picos de verano, esta administración se propuso como objetivo primordial aumentar la oferta de generación a través de incentivos a la inversión privada, y dentro de esta a propiciar la energía de fuente renovable.

De acuerdo con ello, la Resolución SEE 21/2016 convocó a interesados a ofertar nueva capacidad de generación térmica, con compromiso de estar disponible en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) para satisfacer requerimientos esenciales de la demanda, desde los siguientes períodos estacionales: verano 2016/2017, invierno 2017 o verano 2017/2018. Las empresas que resultaron adjudicatarias suscribieron Contratos de la Demanda Mayorista (CdD) con CAMMESA, que remuneran la potencia puesta a disposición en USD/MW-mes y la energía eléctrica suministrada en USD/MWh.

Los 29 contratos suscriptos en dos etapas (la mayoría de ellos a 10 años) permitieron incrementar la potencia instalada del sistema en unos 3.138 MW que se incorporaron entre diciembre de 2016 y febrero de 2018.

Posteriormente, mediante la Resolución SEE 287/2017 se dispuso una Convocatoria Abierta a Interesados (CAI) en vender energía eléctrica proveniente de la instalación de nueva capacidad de generación mediante la utilización, en la Etapa I, de la tecnología de: a) cierre de ciclo combinado o b) cogeneración, con compromiso de estar disponible para satisfacer la demanda en el MEM.

En ese marco se adjudicaron 12 proyectos de generación eficiente (cierre de ciclos combinados y cogeneración) por 1.810 MW adicionales, de los cuales ya entraron en servicio 534 MW, restan 1.276 MW a ingresar en los próximos años. Estos proyectos serán remunerados con Contratos de Demanda Mayorista (CdDs) por 15 años, con cargos en USD/MW-mes para la potencia y en USD/MWh para la energía.

Por la Resolución MINEM 281/2017 se crea el Mercado a Término de Fuente Renovable (MaTer) por el cual los Grandes Usuarios del MEM, cuya demanda de potencia es mayor o igual a 300 kW, pueden comprar energía por cuenta propia. Esta norma les permite contar con un mecanismo alternativo de contratación de energía de fuentes renovables para cumplimentar con los porcentajes mínimos que estipula la Ley 27.191 (Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía).

Dicha resolución identifica a los Grandes Usuarios obligados a cumplir las metas previstas en la Ley 27.191; establece un cargo de administración y de comercialización a ser abonados mensualmente por los Grandes Usuarios; establece la prioridad de *curtailment* de la energía generada por las centrales de generación de fuentes renovables; crea el Registro de Proyectos de Generación de Energía Eléctrica de Fuente Renovable (RENPER) en el que se registran todos los proyectos de generación, cogeneración y autogeneración de energía eléctrica de fuente renovable que se desarrollen con conexión al SADI, y regula la prioridad en el despacho de energía generada por las centrales de fuentes renovables.

En esta misma línea de incentivo a la generación de energía eléctrica por fuentes renovables, el Gobierno, en conjunto con CAMMESA y el FODER, firmó Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica de Fuente Renovable (también conocidos como Power Purchase Agreements o PPAs) por 20 años y de adhesión al FODER, respectivamente, en lo que se ha denominado el Programa RenovAr.

La Resolución MINEM 71/2016 y sus modificatorias/complementarias inició el proceso de convocatoria pública para la contratación de energía eléctrica de fuentes de generación solar, biomasa, eólica, hidro pequeña y biogás, en el marco del Programa RenovAr Ronda 1. Gracias a dicho Programa se adjudicaron 29 proyectos mediante Resolución MINEM 213/2016, que totalizan una potencia de 1.142 MW, a un precio adjudicado promedio ponderado de 61,33 USD/MWh.

Los Contratos de Abastecimiento de generación de energía eléctrica de fuentes renovables que fueron suscriptos bajo las Resoluciones SE 712/2009 y 108/2011 tenían condiciones de vigencia y ejecución diferentes a los proyectos del RenovAr 1. La Resolución MINEM 202/2016 celebró Contratos de Abastecimiento con esos proyectos de generación y los incluyó en el Régimen de Fomento a las Energías Renovables de la Ley 26.190, ampliado y modificado por la Ley 27.191, otorgándole los beneficios fiscales que le corresponden por ley.

Debido a la gran cantidad de ofertas recibidas en la Ronda 1 y a la calidad de los proyectos involucrados, el entonces Ministerio de Energía y Minería decidió habilitar -por Resolución MINEM 252/2016- la presentación de nuevas ofertas relativas a proyectos de fuente eólica y solar fotovoltaica presentados y no adjudicados en la Ronda 1, en lo que se conoció como la Ronda 1.5 del Programa RenovAr. Con el objetivo de mejorar las ofertas presentadas, se estableció como precio máximo para los Contratos de Abastecimiento de fuente eólica y solar el precio promedio ponderado de las ofertas adjudicadas en la Ronda 1 para dichas tecnologías: 59,39 USD/MWh y 59,75 USD/MWh, respectivamente.

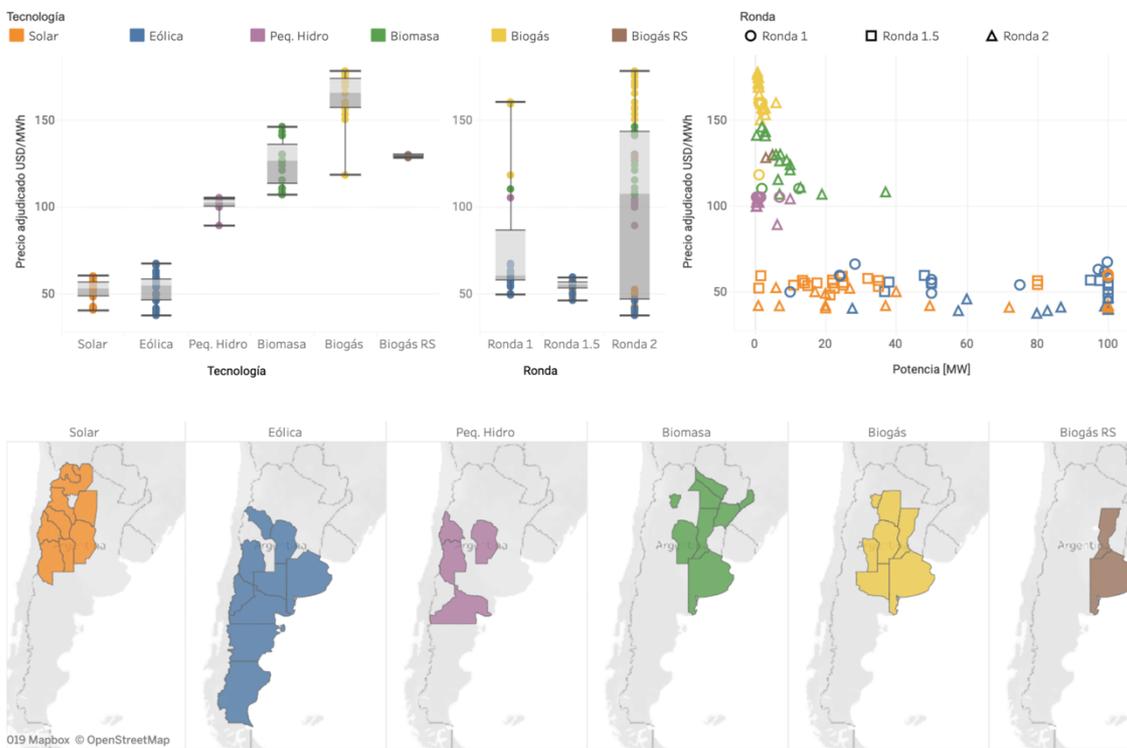
Por la Ronda 1.5 del RenovAr se adjudicaron 30 proyectos de generación de energía eléctrica por fuente eólica y solar fotovoltaica por un total de 1.281,5 MW, con un precio adjudicado promedio ponderado de 53,66 USD/MWh.

Los Contratos de Abastecimiento, firmados entre CAMMESA y las empresas adjudicadas con los proyectos de inversión en energías renovables, cuentan con un mecanismo de garantía en tres niveles. Una garantía por pago de la energía del FODER en caso de retraso o no pago de la energía suministrada bajo el PPA, y dos garantías de pago por terminación en caso de rescisión o venta del proyecto y que CAMMESA no pueda pagar. La primera mediante Letras del Tesoro en garantía y la segunda con una garantía del Banco Mundial.

En agosto de 2017, mediante la Resolución MINEM 275/2017 se llamó a Convocatoria Abierta a Interesados para ofertar en la Ronda 2 del Programa RenovAr. Como resultado de esta ronda se adjudicaron 88 proyectos por un

total de 2.043 MW a un precio adjudicado promedio ponderado de 51,48 USD/MWh.

**Figura 9-2: Precios adjudicados por ronda y tecnología en el marco del programa RenovAr**



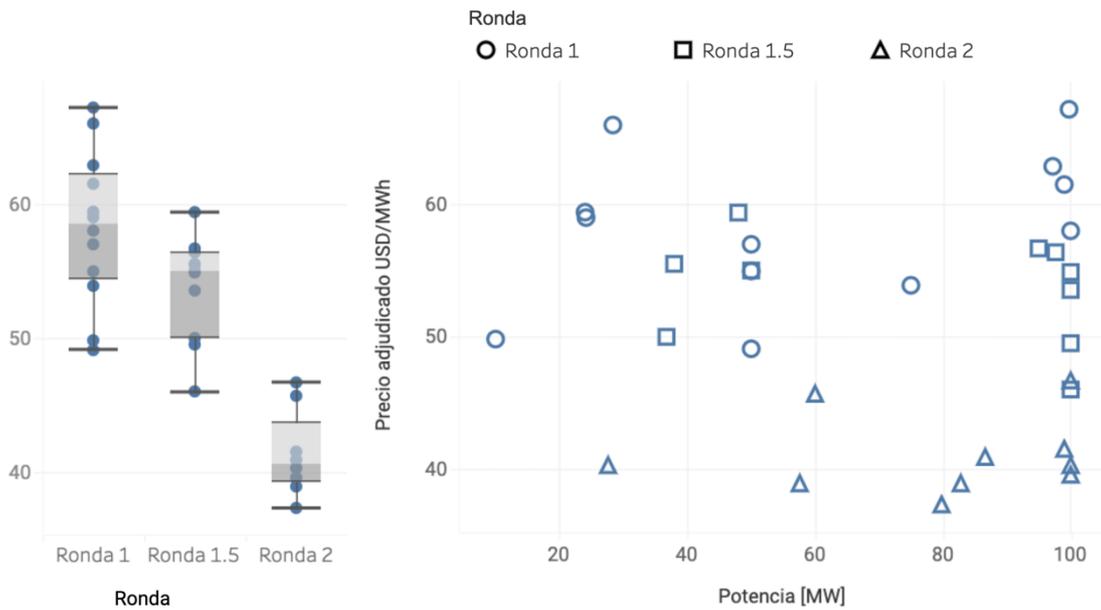
Fuente: Dirección Nacional de Información Energética — SSPE — Secretaría de Gobierno de Energía, sobre la base de datos de CAMESA.



### Datos públicos

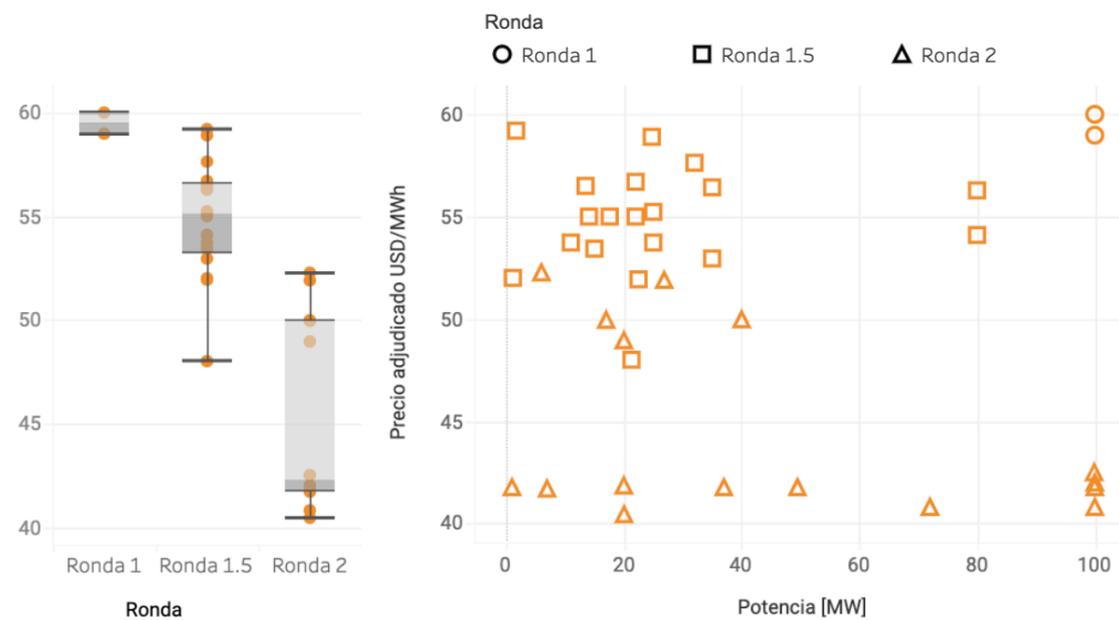
Los datos que respaldan esta información se encuentran disponibles en <https://www.argentina.gob.ar/energia/informacion-energetica/visualizaciones>

Figura 9-2a: Detalle de precios adjudicados por ronda para proyectos eólicos del programa RenovAr



Fuente: Dirección Nacional de Información Energética – SSPE – Secretaría de Gobierno de Energía, sobre la base de datos de CAMMESA.

Figura 9-2b: Detalle de precios adjudicados por ronda para proyectos solares del programa RenovAr



Fuente: Dirección Nacional de Información Energética – SSPE – Secretaría de Gobierno de Energía, sobre la base de datos de CAMMESA.

El 14 de noviembre de 2018 se abrió la convocatoria del RenovAr 3 (MiniRen) cuyo objetivo fue ampliar la potencia instalada en 400 MW. Esta Ronda apuntó a proyectos de pequeña escala con una potencia máxima de 10 MW para ser conectados en las redes de media y baja tensión de todas las provincias del país (el cupo máximo por provincia es de 20 MW, excepto para Buenos Aires que es de 60 MW).

En julio de 2019 se adjudicaron 351,97 MW de potencia y se determinaron los beneficios fiscales a otorgar en cada proyecto (Disposición SSERyEE 84/2019).

Como parte del impulso que se le ha dado a la generación de electricidad de fuentes renovables, sumado a la necesidad de promocionar el uso eficiente de la energía eléctrica, de reducir las pérdidas en el SADI y de brindarle a los usuarios consumidores de energía la posibilidad de generar la propia energía que consumen y de inyectar los excedentes a la red, la Ley 27.424 de 2017 consagró el marco legal para la generación distribuida de energía eléctrica de origen renovable.

La Ley de Generación Distribuida, que fue reglamentada por el Decreto 986/2018, delinea el cálculo de compensación y la administración de la remuneración por la energía inyectada que se realiza con el modelo de balance neto; crea el Fondo para la Generación Distribuida de Energías Renovables (FODIS), que es un fideicomiso que tiene por objetivo financiar la implementación de sistemas de generación distribuida, entre ellos, el otorgamiento de beneficios promocionales sobre el costo del capital para la adquisición de equipos de generación distribuida y la instrumentación de un precio adicional de incentivo respecto de la energía así generado; y crea el Régimen de Fomento para la Fabricación Nacional de Sistemas, Equipos e Insumos para Generación Distribuida (FANSIGED).

Algunas provincias ya contaban con su propia Ley de Generación Distribuida, y se adhirieron luego a la Ley Nacional en forma total o parcial o mantuvieron directamente la normativa provincial.

Excepto por las ampliaciones renovables del MaTer, las demás expansiones de nueva generación (cierre de ciclos producto de la Resolución SEE 287/2017 y las licitaciones del programa RenovAr) se basan en contratos de largo plazo con CAMMESA. En este sentido, la Secretaría de Energía tiene un rol de planificación y prospectiva muy importante en la determinación de la matriz de generación de energía eléctrica, ya que es quien llama a licitación y adjudica los proyectos ofertados.

La adquisición de combustible sigue casi en su totalidad a cargo de CAMMESA, aunque a partir de octubre de 2018 se permite la gestión del combustible propio (Resolución SGE 70/2018). En particular, gran parte de las compras de gas natural se realizan a través de subastas electrónicas del Mercado Electrónico de Gas S.A. (MEGSA).

A octubre de 2019, la potencia instalada del SADI era de 39.042 MW: 62,4% térmica fósil, 4,4% nuclear, 27,2% hidroeléctrica de gran porte y 6% de otras renovables.

## **ii. Modificación del sistema de remuneración a la generación**

Otra de las medidas que dispuso el Gobierno fue modificar el sistema de remuneración a la generación instaurado por la Resolución SEE 95/2013. En enero de 2017 la SEE publicó la Resolución 19/2017, estableciendo un nuevo régimen de remuneración para la capacidad existente que contempla una remuneración por potencia y por energía no combustible en dólares estadounidenses, definidos de acuerdo a la tecnología y la escala del generador, aplicable a partir del 1 de febrero de 2017 y con incrementos graduales hasta el 1 de noviembre de 2017, como también la eliminación de remuneraciones en forma de crédito que permitía la Resolución SEE 95/2013.

En noviembre de 2018, la Resolución SGE 70/2018 modificó el artículo 8 de la Resolución SEE 95/2013 permitiéndole a los agentes generadores, autogeneradores y cogeneradores adquirir los combustibles que requieran. Los costos de generación con combustible propio se valorizarán de acuerdo al mecanismo de reconocimiento de los Costos Variables de Producción (CVP) reconocidos por CAMMESA.

Posteriormente, en enero de 2019 se sancionó la Resolución 1 de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico (SRRyME), que deroga a la Resolución SEE 19/2017, y establece modificaciones al régimen de remuneración a partir de marzo de 2019 para aquellos generadores, autogeneradores y cogeneradores del MEM que no tengan un contrato que estipule un régimen remuneratorio diferenciado. La Resolución SRRyME 1/2019 determinó un pago por energía generada y operada y por potencia en dólares para los generadores térmicos. Para los generadores hidroeléctricos se mantienen los precios base de la potencia y la energía generada y operada que estipulaba la Resolución SEE 19/2017 pero la nueva normativa determina que no se considerarán para el cálculo de la remuneración de potencia las horas que el generador hidroeléctrico esté indisponible por mantenimiento programado y acordado. Además, se incorporan al régimen remuneratorio las centrales hidráulicas binacionales Yacyretá y Salto Grande. Por otro lado, los generadores que funcionan a partir de fuentes de energía no convencionales (eólicos, solares, biomasa, biogás, biogás de RSU) facturan el mismo valor en USD/MWh por sus ventas de excedentes al mercado spot.

### **iii. Normalización de los precios de la energía eléctrica**

Otro de los desafíos que enfrentó esta administración desde inicios de 2016 fue el de normalizar los precios de la energía eléctrica para reducir los subsidios a la energía y, consecuentemente, el déficit fiscal. Con vistas a este objetivo comenzaron a establecerse aumentos graduales del precio estacional de la energía que pagan las distribuidoras de energía que abastecen a usuarios residenciales, comerciales e industriales.

El primer incremento se dio a fines de enero de 2016 con la Resolución MINEM 6/2016, que aumentó el precio estacional de la potencia y de la energía, con la intención de incentivar el uso racional y eficiente de la energía eléctrica, y afianzar las condiciones propicias para la incorporación de inversiones privadas de riesgo en las distintas actividades y segmentos de la industria eléctrica. Cabe destacar que la norma eliminó parcialmente la segmentación de la demanda, por lo que todos los usuarios con demandas menores a 300 kW pasaron a

pagar el mismo precio estacional, independientemente del uso de la energía (alumbrado, residencial, comercial).

La Resolución también creó el programa de Tarifa Social<sup>12</sup>, en el que se bonifica el precio de la energía al que compran las prestadoras del servicio público de distribución eléctrica con destino a determinados usuarios, consistiendo en un bloque de consumo en el que se subsidia el 100% del valor de la energía eléctrica y otro bloque en el que se subsidia el 50%<sup>13</sup>.

Posteriormente, se sancionaron nuevos precios de la energía, la potencia y el transporte, con el objetivo de acercar, de forma gradual y previsible, el precio que paga la demanda al costo de generación que percibe la oferta. Se enumeran a continuación los actos administrativos pertinentes, del período 2016 a la actualidad:

- Resolución MINEM 6 de fecha 25 de enero de 2016.
- Resolución SEE 41 de fecha 25 de abril de 2016.
- Resolución SEE 384/2016, de fecha 27 de octubre de 2016.
- Resolución SEE 20/2017 de fecha 27 de enero de 2017.
- Resolución SEE 256/2017 de fecha 28 de abril de 2017.
- Resolución SEE 979/2017, de fecha 1 de noviembre de 2017, vigente hasta la finalización de la Audiencia Pública convocada mediante Resolución 403 de fecha 25 de octubre de 2017 del Ministerio de Energía y Minería.
- Resolución SEE 1.091 de fecha 30 de noviembre de 2017.
- Disposición SSEE 44 de fecha 14 de mayo de 2018.
- Disposición SSEE 75 de fecha 31 de julio de 2018.
- Disposición SSEE 97 de fecha 24 de octubre de 2018.
- Resolución SGE 366 de fecha 2 de enero de 2019.
- Resolución SRRyME 14 de fecha 29 de abril de 2019.

---

<sup>12</sup> Cabe aclarar que, a partir del 1 de enero de 2019, y en virtud del Consenso Fiscal suscripto el 13 de septiembre de 2018 aprobado mediante la Ley 27.469, las provincias acordaron definir la tarifa eléctrica diferencial en función de las condiciones socioeconómicas de los usuarios residenciales.

<sup>13</sup> Ambos bloques de 150 kWh/mes, excepto en la región del Noreste Argentino donde el primer bloque era de 300 kWh/mes (Resolución MINEM 111/2016).

#### iv. Tarifa de transporte y distribución

En línea con la readecuación de precios mayoristas, el PEN instruyó al ENRE, por medio de la Resolución MINEM 7/2016, a que efectúe las Revisiones Tarifarias Integrales (RTI) de Edenor S.A.<sup>14</sup> y Edesur S.A.<sup>15</sup> para recomponer el valor agregado de distribución de estas concesionarias. Asimismo, la Resolución MINEM 196/2016 instruyó al ENRE a que realice la RTI de las empresas prestatarias del servicio público de transporte en extra alta tensión<sup>16</sup> y por distribución troncal<sup>17,18</sup>.

Por su parte, la Resolución MINEM 7/2016 también dejó sin efecto el PUREE.

A fines de 2017, el entonces Ministerio de Energía y Minería determinó reemplazar el esquema de remuneración al Sistema de Transporte en Extra Alta Tensión y al sistema de transporte por distribución troncal. Se estableció, mediante Resolución MINEM 1.085/2017, 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.

De esta forma, los costos asociados al transporte en extra alta tensión de 500 kV pasaron a distribuirse de manera uniforme entre la sumatoria de las demandas de energía del MEM, traduciéndose en una tarifa uniforme. Y los costos asociados al transporte por distribución troncal se distribuyen uniformemente entre la sumatoria de las demandas de energía y los aportes de generación relacionados con cada región. Esta medida busca 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>14</sup> Resolución ENRE 63/2017.

<sup>15</sup> Resolución ENRE 64/2017.

<sup>16</sup> Resolución ENRE 66/2017.

<sup>17</sup> Resoluciones ENRE 68/2017, 69/2017, 71/2017, 73/2017, 75/2017 y 77/2017.

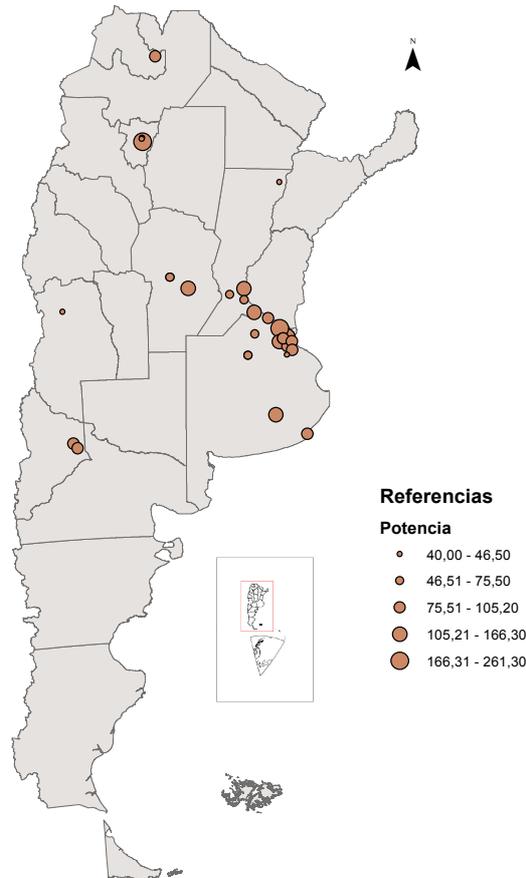
<sup>18</sup> Aún está pendiente la de los transportistas de interconexión internacional, mientras que la de los transportistas independientes se encuentra en proceso.

A su vez, a instancias del Acuerdo de Transferencia de Jurisdicción del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica a la Provincia de Buenos Aires y a la CABA firmado a fines de febrero de 2019 por el Estado nacional, la Provincia de Buenos Aires y la CABA, se dispuso que las concesionarias EDENOR y EDESUR pasen a estar sujetas a la jurisdicción de la Provincia de Buenos Aires y de CABA, en línea con lo que ocurre con las distribuidoras eléctricas en las demás jurisdicciones.

### **b. Generación termoeléctrica**

Como se comentara previamente, atento al déficit de generación ocurrido en el verano 2015-2016, se emitió la Resolución 21/2016 de la Secretaría de Energía Eléctrica, con el fin de asegurar la disponibilidad de potencia firme en la oferta eléctrica para el corto plazo. Se convocó a los interesados a ofertar nueva capacidad de potencia térmica y de generación de energía eléctrica asociada, con compromiso de estar disponible en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) para satisfacer requerimientos esenciales de la demanda a partir de los siguientes períodos estacionales. En total se adjudicaron 3.140 MW en 29 centrales térmicas, que ya se encuentran entregando energía a la red.

Figura 9-3: Centrales eléctricas incorporadas en el marco de la Resolución 21/2016



Fuente: Dirección Nacional de Información Energética — SSPE — Secretaría de Gobierno de Energía, sobre la base de datos de CAMESA.

Posteriormente, con el objetivo de mejorar la eficiencia del sector eléctrico, se sumó la convocatoria a inversores para la instalación de nueva capacidad de generación térmica, avanzando así en la promoción del desarrollo de proyectos de infraestructura que contribuyeran a la reducción de costos en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y al aumento de la confiabilidad del sistema eléctrico. En esa línea, mediante la Resolución SEE 287/2017 fueron adjudicados 12 proyectos de generación eficiente (cierre de ciclos combinados y cogeneración) por 1.810 MW adicionales. Ya entraron en servicio 534 MW, restan 1.276 MW a ingresar en los próximos años.

Con el objetivo de reducir distorsiones imperantes en el mercado, se sancionó un precio estacional único a nivel nacional aplicable a la demanda de energía eléctrica de distribuidoras del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), y se establecieron adecuaciones a la remuneración de los generadores mediante las

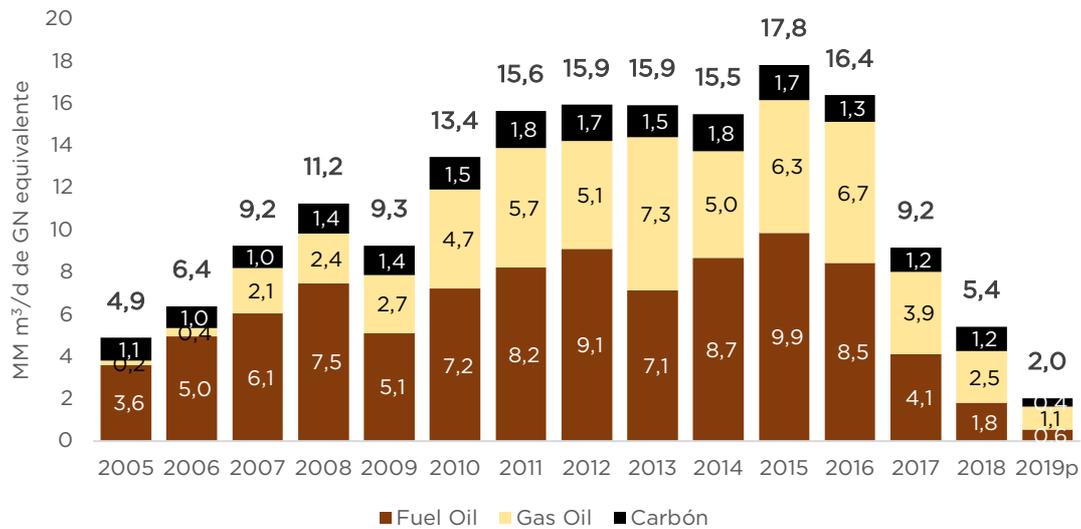
Resoluciones 22/2016 y 19/2017 de la Secretaría de Energía Eléctrica (SEE), con el objeto de sostener la operación y mantenimiento de las máquinas y centrales hasta la progresiva entrada en vigencia de las medidas regulatorias para la normalización del funcionamiento del MEM.

Gracias al ingreso de las nuevas centrales fue posible cubrir la demanda récord de potencia, de 26.320 MW, que se dio el 8 de febrero de 2018, con 100% generación local, y con una reserva del sistema del 10,2% (actualmente en 10,6%), que le brinda confiabilidad y da seguridad para cubrir fallas imprevistas. En el récord de 2016, esa reserva era apenas del 1,5%, y había tenido que cubrirse con casi 2.000 MW de importaciones.

Adicionalmente, esto permitió la renegociación por parte de IEASA de los precios establecidos en los contratos referentes a las unidades Móviles - UGEM (unidades autónomas y transportables con gasoil o biocombustible), utilizadas desde 2011 para atender situaciones de emergencia. Tiempo después también se ajustaron las cantidades requeridas por CAMESA. Como resultado, fueron desafectadas unidades por 600 MW a un costo de 32.500 USD/MW-Mes, lo que representó un ahorro de 234 MMUSD/año para el Estado nacional.

Gracias a la mayor producción de gas natural, a la incorporación progresiva de energías renovables, al ingreso o reconversión de máquinas más eficientes al sistema y a la salida de máquinas viejas e ineficientes, logró reducirse la cantidad de combustibles líquidos y carbón (más caros y contaminantes) utilizados para la generación eléctrica. Comparando el período invernal de 2019 respecto al de 2015, el consumo de combustibles alternativos para generación de energía en centrales térmicas se redujo en 9,8 MMm<sup>3</sup>/d de fuel oil, 11,5 MMm<sup>3</sup>/d de gas oil y 1,0 MMm<sup>3</sup>/d de carbón mineral, todos expresados en unidades equivalentes de gas natural.

Figura 9-4: Consumo de carbón y combustibles líquidos para generación



Fuente: Dirección Nacional de Escenarios y Planeamiento Energético – SSPE – Secretaría de Gobierno de Energía, sobre la base de datos de CAMESA.



#### Datos públicos

Los datos que respaldan esta información se encuentran disponibles en <https://portalweb.cammesa.com/Memnet1/default.aspx>

Con el objetivo de racionalizar y tornar más eficiente la gestión pública, se procedió a realizar la venta de las centrales térmicas Brigadier López y Ensenada de Barragán, traspasando ambos Fondos de Comercio y todos los bienes, derechos y obligaciones que integran los mismos. Los adjudicatarios de ambas centrales tienen la obligación de finalizar las obras vinculadas con el cierre de ciclo. El monto recaudado por la venta de ambas centrales fue de 859 MMUSD.

### c. Generación hidroeléctrica

Durante 2016 fueron redefinidos y adecuados los proyectos hidroeléctricos sobre el Río Santa Cruz, haciéndolos económicamente viables y respetando estándares ambientales, sometiéndose los resultados a audiencia pública en el Honorable Congreso de la Nación y generando un ahorro para el Estado nacional estimado en 1.450 MMUSD en comparación con el proyecto anterior.

Las obras comenzaron en febrero de 2018 y actualmente se encuentran en ejecución las excavaciones y rellenos en ambas presas, habiéndose iniciado además los hormigonados en La Barrancosa. Entre ambas obras se registra una ocupación que supera las 1.900 personas. Tendrá una potencia instalada de 1.310 MW, con una generación media anual del orden de los 5.200 GWh, equivalente a aproximadamente un 4% del total de la generación actual del país.

En 2017 se implementó el Programa de Monitoreo y Evaluación para los Aprovechamientos Hidroeléctricos en Operación. Fueron inspeccionadas 23 Centrales Hidroeléctricas con Contrato de Concesión Nacional, lo que posibilita conocer el estado de situación y realizar las tareas necesarias que permitan la disponibilidad de las mismas.

Mediante las Licitaciones Internacionales 669/2017 y 670/2017 se llevó adelante la Licitación del Aprovechamiento Hidroeléctrico Aña Cuá, que tendrá una potencia instalada de 276 MW y una generación media anual de 1.700 GWh. El proyecto permitirá incrementar la generación del Aprovechamiento Hidroeléctrico Binacional Yacyretá en un 8,5% mediante la instalación de tres turbinas en el Brazo Aña Cuá. La adjudicación se concretó en agosto de 2019 para posteriormente finalizar la firma de los contratos en noviembre de 2019.

En junio de 2019 se inició el Proyecto de Modernización del Complejo Hidroeléctrico Salto Grande, que se llevará a cabo en tres etapas. La primera etapa, a ejecutarse entre 2019 y 2023, tiene el objetivo de establecer un programa integral para los equipos e infraestructura del complejo con miras a extender su vida útil, garantizar la disponibilidad de la central aportando confiabilidad al sistema, y aumentar la eficiencia de su equipamiento hidroelectromecánico, a los efectos de mantener los niveles de generación de energía para los cuales fue diseñado. En tal sentido, en la Primera Etapa se estudiará, asimismo, la conveniencia de avanzar con la renovación y/o reemplazo de las unidades generadoras durante la segunda y tercera etapa.

En el marco del Programa Nacional de Obras Hidroeléctricas se llevó adelante la revisión del Proyecto Aprovechamiento Hidroeléctrico Tambolar (etapa II)

de 70 MW emplazado sobre el río San Juan en la provincia homónima. La licitación fue llevada a cabo en la provincia de San Juan, se adjudicó en mayo de 2019 y se dio inicio a su construcción en septiembre de 2019. La Secretaría de Gobierno de Energía conforma el Grupo de Asistencia Técnica (GAT) que da supervisión a las obras.

#### d. Otras energías renovables

A través del Decreto 531/2016, se reglamentó la Ley 27.191 de fomento de energías renovables, mediante el cual se puso en marcha un proceso de inserción de generación eléctrica a partir de fuentes renovables. La Ley establece objetivos de cobertura del consumo total de energía eléctrica: 8% al 31 de diciembre de 2017 y en forma ascendente hasta llegar al 20% al 31 de diciembre de 2025.

#### 3. Programa RenovAr

Para el logro de esos objetivos, se puso en marcha el Programa RenovAr, mediante el cual se otorga una serie de beneficios fiscales y mecanismos de financiamiento.

Orientado a la contratación a largo plazo de energía eléctrica de fuente renovable, este programa de abastecimiento es llevado a cabo por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA), en nombre de la demanda y por instrucción de la Secretaría de Gobierno de Energía, mediante convocatorias abiertas nacionales e internacionales para presentación de proyectos conocidas como “Rondas”. Toda la energía eléctrica renovable adquirida mediante estas Rondas conforma lo que en el marco de la Ley 27.191 y su reglamentación se denomina “compras conjuntas”.

El RenovAr cuenta con un esquema que articula distintos niveles de garantías, de pago y soberanas, estructuradas en el Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER), creado por la Ley 27.191. Estas garantías, en conjunto con el Programa de Garantía con el Banco Mundial, ofrecen un mayor nivel de seguridad a los proyectos adjudicados.

Estos mecanismos de garantías están siendo estudiados en distintos espacios académicos del mundo como un caso de éxito replicable para la inserción acelerada de energías renovables en las redes eléctricas.

A los proyectos adjudicados se les otorga el Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de las Energías Renovables y se le asignan los beneficios fiscales del artículo 9° de la Ley 27.191 solicitados con la oferta presentada en la convocatoria respectiva: devolución anticipada de IVA, amortización acelerada en el impuesto a las ganancias, exención de derechos de importación y certificado fiscal.

A la fecha, se realizaron cuatro convocatorias para la presentación de proyectos. La primera de aquellas se realizó en 2016 y fue dividida en dos etapas (Rondas 1 y 1.5); la Ronda 1 adjudicó 29 proyectos por un total 1.142 MW y la Ronda 1.5 adjudicó 30 proyectos por 1.280 MW. Durante 2016, y en paralelo al programa RenovAr, la Resolución 202/2016 readecuó 10 antiguos contratos que incorporaron 500 MW de potencia renovable adicionales. Adicionalmente, la Ronda 2, lanzada en agosto de 2017, adjudicó 88 proyectos por un total de 2.043 MW, que se encuentran firmados en un 98% (86 de 88).

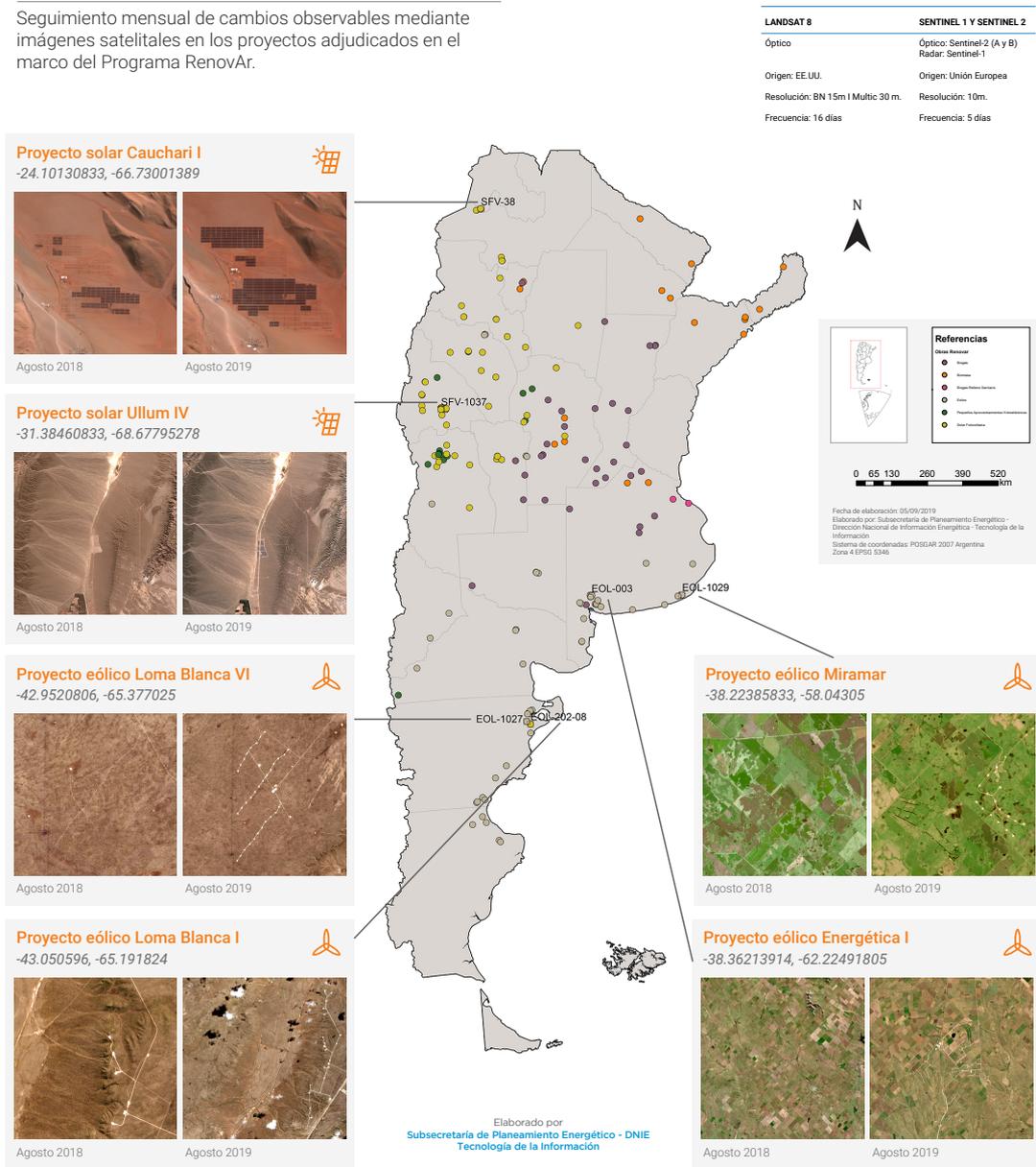


#### Datos públicos

Los datos que respaldan esta información se encuentran disponibles en <https://www.argentina.gob.ar/energia/informacion-energetica/visualizaciones>

Asimismo, se implementó un mecanismo de monitoreo satelital del progreso de las centrales en construcción.

Figura 9-5: Proyectos de generación renovable instalados, en construcción y adjudicados



Fuente: Dirección Nacional de Información Energética – SSPE – Secretaría de Gobierno de Energía, sobre la base de datos de CMMESA.

La Ronda 3, conocida como RenovAr MiniRen, fue lanzada en 2018 y estuvo orientada al aprovechamiento de las capacidades disponibles en redes de media tensión de 13,2 kV, 33 kV y 66 kV con el objetivo de potenciar la participación de actores no tradicionales en el sector, generar proyectos de menor escala (hasta 10 MW) y evitar pérdidas en el sistema por transporte y distribución, al tiempo que estabiliza las puntas de línea por ubicar generación cerca de la demanda. En el marco de esta ronda ya se han adjudicado 44 proyectos, de los cuales a la fecha se llevan firmados 25 contratos.

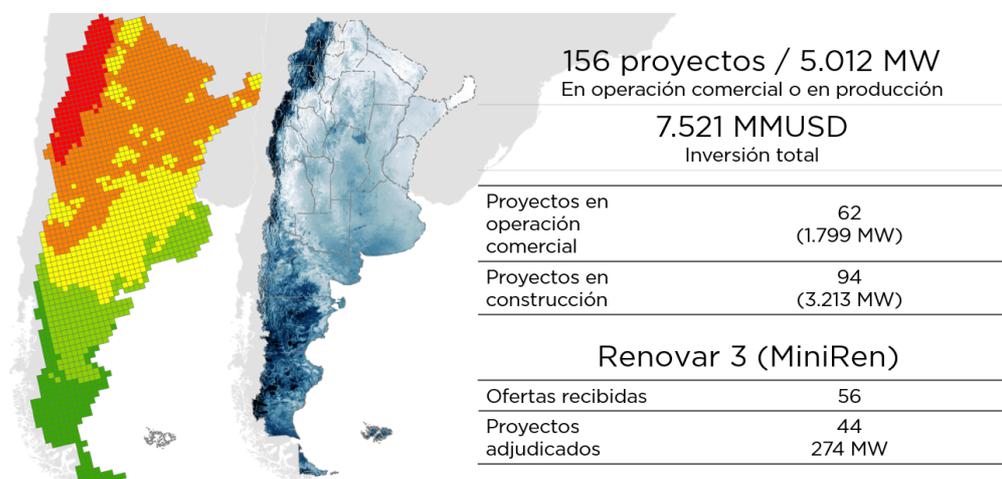
#### 4. MaTer — mercado a término de energías renovables

Este programa fue reglamentado en agosto de 2017 mediante la Resolución 281/2017 y estipula el mecanismo de contratación entre privados como alternativa a las Compras Conjuntas. El MaTer alcanza a los Grandes Usuarios que posean una demanda anual promedio mayor a 300 kW (Gran Usuario Habilitado - GUH), y les brinda la posibilidad de contractualizarse directamente por razones de conveniencia. De esta forma, los GUH pueden elegir su proveedor de energía eléctrica renovable y negociar las condiciones de compra con el mismo. Adicionalmente, se creó el Registro Nacional de Proyectos de Energías Renovables (RENPER) dejando en cabeza de CAMMESA el manejo de la prioridad de despacho (ordenamiento del despacho entre distintas centrales de generación renovables).

Los proyectos inscriptos pueden solicitar el Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de las Energías Renovables para obtener los beneficios fiscales del artículo 9° de la Ley 27.191, a partir de la inscripción en el MaTer.

Al momento, 49 proyectos recibieron prioridad de despacho por parte de CAMMESA; ello significa la garantía de acceso a la red de transporte eléctrica que le permite a los generadores comercializar energía renovable a largo plazo con los GUH. Estos proyectos suman 1.164,4 MW de potencia y son de tecnología eólica y solar fotovoltaica.

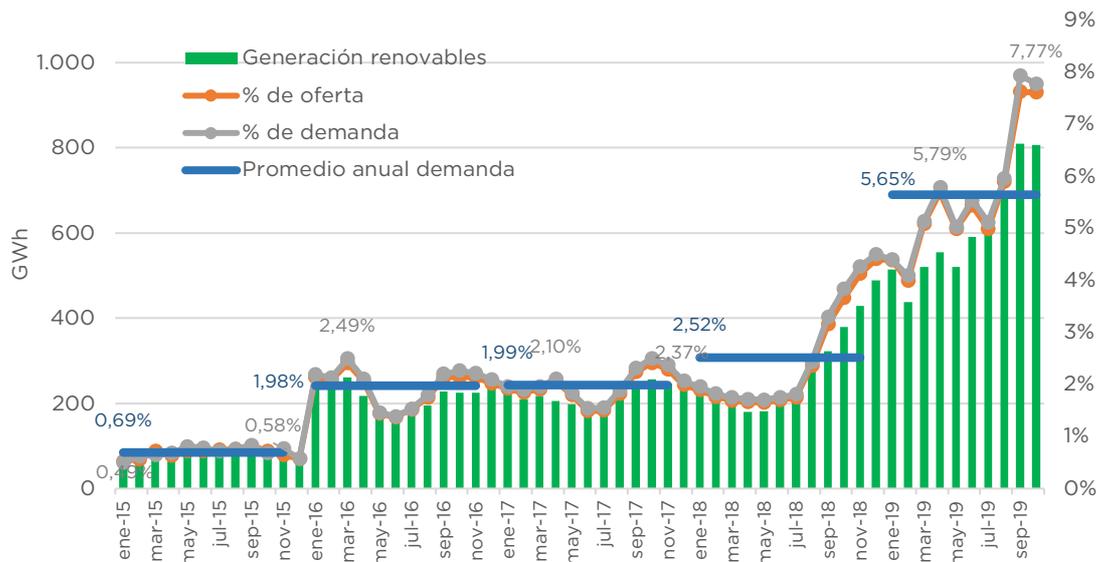
**Figura 9-6: Síntesis de proyectos renovables en operación comercial y en construcción**



Fuente: Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética.

Como resultado del fomento al desarrollo de la generación de energía a partir de fuentes renovables, Argentina pasó de cubrir el 2,3% de la demanda eléctrica mediante estas fuentes en diciembre de 2015 (menos del 2% anual) a una cobertura esperada para diciembre de 2019 de más del 10%.

**Figura 9-7: Generación renovable como porcentaje de la generación y de la demanda**



Fuente: Dirección Nacional de Escenarios y Planeamiento Energético — SSPE — Secretaría de Gobierno de Energía sobre la base de datos de CAMMESA.



**Datos públicos**

Los datos que respaldan esta información se encuentran disponibles en <https://despachorenovables.cammesa.com/> Y en <https://portalweb.cammesa.com/Memnet1/default.aspx>

Por último, cabe destacar que, como resultado de las nuevas políticas de fomento al desarrollo de energías renovables y su inserción a la red eléctrica, a la fecha se han instalado en Argentina 9 fábricas destinadas a la fabricación aerogeneradores (2), de torres de acero (2) y concreto (3), y de trackers (2), para su uso en parques solares fotovoltaicos, generando entre ellas más de 2.000 empleos, que sumados a los 8.817 nuevos empleos generados en las etapas de construcción y operación y mantenimiento superan los 10.800.

## 5. Generación distribuida

Como parte del impulso que se le ha dado a la generación de electricidad de fuentes renovables, sumado a la necesidad de promocionar el uso eficiente de la energía eléctrica y la reducción de pérdidas en el SADI, la Ley 27.424 de 2017 consagró el marco legal para la generación distribuida de energía eléctrica de origen renovable. A través del Régimen de Fomento se establecen las condiciones y medidas para la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables por parte de los usuarios de la red de distribución para su autoconsumo y eventual inyección de excedentes a la red, así como la obligación de los prestadores del servicio público de distribución de facilitar dicha inyección.

Para facilitar el acceso a financiamiento para el desarrollo de este tipo de proyectos se constituyó el Fondo Fiduciario para el Desarrollo de la Generación Distribuida (FODIS) designando al Banco de Inversión y Comercio Exterior (BICE) como fiduciario. Adicionalmente, se instrumentó un incentivo a la instalación de sistemas de generación distribuida mediante el otorgamiento de Certificados de Crédito Fiscal para usuarios-generadores, la solicitud y tramitación es realizada completamente en línea mediante la plataforma de Trámites a Distancia (TAD) y se creó el Régimen de Fomento para la Fabricación Nacional de Sistemas, Equipos e Insumos para Generación Distribuida (FANSIGED).

Para tramitar las solicitudes de autorización de conexión de usuario-generador, se puso en funcionamiento una plataforma digital de acceso público que cuenta a la fecha con 106 empresas distribuidoras inscriptas, que representan el 45% de los usuarios eléctricos a nivel nacional. Esta plataforma web permite la comunicación ágil y en línea, entre el usuario, el instalador calificado y las empresas distribuidoras en cualquier lugar del país.

A finales de noviembre 2019, de un total acumulado de 315 proyectos (3,1 MW) con Reserva de Potencia Aprobada, 55 proyectos (494 kW) ya completaron la instalación, cuentan con un medidor bidireccional y se convirtieron en Usuarios

Generadores. A su vez, otros 28 proyectos (398 kW) han finalizado su instalación y esperan cambio de medidor bidireccional.

A la fecha, ya son doce las jurisdicciones que adhieren a la ley: Catamarca, Chaco, Chubut, CABA, Córdoba, Corrientes, La Rioja, Mendoza, Rio Negro, San Juan, Tierra del Fuego y Tucumán.

#### 6. Proyecto de energías renovables en mercados rurales (PERMER)

El PERMER es un proyecto de energización rural cuyo objetivo es brindar un suministro de energía a las zonas rurales a partir de la utilización de fuentes de generación renovables, con el fin de satisfacer sus necesidades básicas de iluminación y comunicación social. El proyecto se ejecuta a través del Préstamo BIRF N° 8484 del Banco Mundial.

En el marco del PERMER se realizan diversas iniciativas en las siguientes áreas de intervención:

**Hogares:** consiste en la provisión e instalación de un kit solar domiciliario por cada hogar beneficiario. Estos equipos permiten cubrir las necesidades básicas de iluminación fija en el hogar, iluminación móvil (linternas), carga de teléfonos celulares y radio AM/FM. El proyecto alcanza al momento 7.000 hogares.

**Escuelas:** en colaboración con el Ministerio de Educación, prevé el acceso al servicio de energía eléctrica o el incremento de disponibilidad de energía eléctrica a escuelas previamente beneficiadas (repotenciación), garantizando también conectividad.

**Usos Productivos:** en colaboración con el Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria (INTA), se trabaja para proveer boyeros eléctricos y sistemas de bombeo de agua, energizados mediante energía solar, de manera de hacer más eficiente la producción de Agricultores Familiares.

**Mini-Redes:** se propone fomentar el modelo de provisión de energía de fuentes renovables a pequeñas localidades (de hasta 300 familias) aisladas de las redes de los sistemas interconectados nacional o provincial. Se proyectó la construcción de 5 micro-redes durante 2019.

En el marco del Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales (PERMER), se realizó la provisión e instalación de 15.000 equipos fotovoltaicos.

Se inició así el **Proyecto Acceso Universal**, que deberá garantizar el acceso a energía básica a más de 100.000 hogares. Además, se realizó la provisión e instalación de Sistemas fotovoltaicos aislados para más de 100 escuelas rurales, en el marco de obras contratadas que alcanzarán 273 escuelas, y se licitaron, adjudicaron y/o contrataron obras para la instalación de sistemas aislados para 546 escuelas adicionales.

### e. Energía nuclear

Durante el período 2016—2019 se trabajó para fortalecer el cluster tecnológico local y mantener la posición argentina en el mundo en materia de desarrollo tecnológico nuclear.

Las principales acciones en esta dirección estuvieron orientadas a fortalecer la seguridad del abastecimiento energético, la diversificación de la matriz energética, la normalización de la remuneración a la generación nuclear con criterios de eficiencia, el fortalecimiento de la cooperación en materia de seguridad física nuclear, ejecutando grandes proyectos de inversión, como la extensión de vida de la Central Nuclear Embalse que llevó adelante Nucleoeléctrica Argentina S.A. (NA-SA) y los que lleva a cabo la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA) como el Central Argentina de Elementos Modulares (CAREM) y el Proyecto de Reactor Multipropósito RA-10.

#### 1. Extensión de vida útil de la Central Nuclear Embalse

La Central Nuclear Embalse, emplazada en la provincia de Córdoba, cuyo proceso de extensión de vida se inició en 2016, volvió a entregar energía eléctrica al Sistema Interconectado Nacional. La Central incrementó la potencia a 683 MWe, 6% por encima de lo que generaba antes de la extensión. Las obras incluyeron el cambio de canales combustibles, el reemplazo de los generadores de vapor, la actualización de la instalación y el reacondicionamiento de la turbina para repotenciar el ciclo térmico; con 3.000 personas trabajando en el proyecto en forma directa. La Comisión Andina de Fomento (CAF) otorgó un

préstamo de 240 MMUSD para financiar el proyecto, siendo la primera vez que un organismo multilateral de crédito otorga importantes recursos a un país para financiar un proyecto estrictamente nuclear.

Argentina alcanzó así un hito para el sector, logrando tener por primera vez en su historia tres centrales nucleares funcionando simultáneamente en condiciones de normalidad (cuando entró al SADI Atucha II, Embalse estaba comenzando su proceso de salida).

## 2. Proyecto CAREM

El Estado nacional invirtió, entre 2016 y 2019, 306 MMUSD en el proyecto CAREM, prototipo de reactor nuclear modular de baja potencia (SMR) de construcción, ingeniería y producción nacional, alcanzando un avance físico de 64%. Una vez finalizado, generará 32 MW, con la posibilidad de que alcance los 120 MW por módulo en su versión comercial. Este tipo de reactores permite abastecer a zonas aisladas o no integradas a la red eléctrica, es versátil y, a diferencia de los grandes reactores de potencia, está diseñado para su producción en serie, el plazo de construcción es más corto y, por ser modular, las unidades pueden ir entrando en servicio mientras se siguen construyendo los sucesivos módulos y el proyecto puede comenzar a producir fondos antes de la culminación del 100% de la obra. Además de la generación eléctrica, puede tener otras aplicaciones como la desalinización de agua y la calefacción urbana.

El proyecto consta de diversas etapas. En el año 2014 comenzó la obra de construcción del prototipo de 32 MW de potencia bruta, que se encuentra en Atucha. Su finalización está prevista en el año 2022 y su habilitación comercial en el año 2023. Una vez probada la tecnología, se avanzará en la versión comercial que proveerá de generación de energía libre de emisiones y más flexible que la generación de gran porte. A nivel mundial, esta tecnología está en fase de desarrollo y, además de Argentina, sólo otros dos países comenzaron la construcción: Rusia y China.

### 3. Reactores multipropósito de investigación

En el marco de la Cooperación Nuclear Brasileiro-Argentina, se lleva adelante el proyecto binacional para la construcción conjunta de 2 reactores multipropósito de investigación de diseño argentino: RA10 y RMB. El RA10, cuyo diseño y desarrollo es compartido entre la Comisión Nacional de Energía e INVAP, se está construyendo en Ezeiza, Provincia de Buenos Aires. La obra civil comenzó en el 2016 y se prevé la puesta en marcha del reactor a finales del año 2021. El Estado nacional ha invertido 152 MMUSD entre 2016 y 2019, lográndose un grado de avance físico del 62,9%.

Asegurará la provisión de radioisótopos para uso medicinal a la demanda local y regional; como así también al aumento de la demanda internacional. El proyecto posicionará a Argentina como actor relevante en la provisión de este insumo básico para la medicina nuclear mundial, además de sus aportes a la ciencia, a la tecnología y a la industria.

### 4. Planta Procesadora de Dióxido de Uranio

Por su parte, la construcción de la Planta Procesadora de Dióxido de Uranio en la provincia de Formosa alcanza un grado de avance físico del 63,5%, luego de una inversión de 88,8 MMUSD entre 2016 y 2019. Ampliará la producción actual de polvo de dióxido de uranio de pureza nuclear, cuyo rol es clave para la fabricación de los elementos combustibles que requieren las centrales nucleares y los reactores de investigación de nuestro país.

### 5. Cuarta central nuclear

Con respecto a la construcción de la cuarta central nuclear, al principio del período se revisaron los borradores de los contratos firmados por la gestión precedente, debido a que casi el 100% de las responsabilidades se asumían del lado argentino (NA-SA) y a que la cantidad de interfases implicaban un serio riesgo de no terminar la obra. En consecuencia, se modificó la estructura del contrato hacia un EPC con responsabilidades distribuidas simétricamente. Adicionalmente, en la estructura del contrato original (en línea con un diseño que reducía las responsabilidades del lado chino), NA-SA aparecía al mismo

tiempo como Comitente y como Contratista. Se contrataba a sí misma a través de un “consorcio de cooperación” entre NASA y CZEC (subsidiaria de CNNC).

Durante la gestión 2016-2019 se firmaron múltiples documentos con el país asiático en pos de avanzar con las negociaciones. Entre ellos, puede mencionarse el Memorando de Entendimiento entre el entonces Ministerio de Energía y Minería de la República Argentina y la Administración Nacional de Energía de la República Popular China sobre la Cooperación para la Construcción de Centrales Nucleares de Potencia (30/06/2016); el Plan Quinquenal Integrado China-Argentina para la Cooperación en Infraestructura 2017-2021 (18/04/2017); el Contrato General entre NASA, CNNC, CZEC y CZEC Argentina (15/05/2017) para delinear los términos y condiciones para la negociación del Contrato EPC así como la relación y orden de prelación de los distintos documentos que constituirían el Contrato EPC; la Carta de Intención entre la Administración Nacional de Energía de la República Popular China y el Ministerio de Hacienda de la República Argentina para la cooperación en inversiones dentro del campo de usos pacíficos de la energía nuclear (15/04/2019) que establece que las partes cooperarán en la construcción de una central nuclear en Lima de tecnología Hualong One (HPR 1000).

Asimismo, como requisito para avanzar en la adjudicación del proyecto, se requería una norma que definiera las condiciones que debe cumplir el financiamiento para ser considerado concesional. En este sentido, el Decreto 338/2017 explicita que el período de gracia debe ser equivalente, como mínimo, al plazo de ejecución del proyecto; la tasa de interés debe tener un descuento de, al menos, el 25% con respecto a la tasa de interés de los títulos públicos emitidos por Argentina sujetos a la ley y jurisdicción de Nueva York, con similar duración; y el plazo de repago de, al menos, 10 años a partir del vencimiento del período de gracia.

En septiembre de 2018 Estado nacional decidió avanzar en el reactor HUALONG. Esto representa un salto tecnológico para el país y la incursión en la tecnología vigente en el mundo, ya que el 81% de los reactores en construcción a nivel mundial son PWR. Actualmente se trabaja en un Contrato

EPC entre NA-SA y CNNC bajo la modalidad llave en mano que reduce probabilidad de demora y mayores costos de obra. Desde entonces se sostuvieron múltiples reuniones de trabajo con la contraparte china, llegándose a la negociación definitiva de casi la totalidad del Contrato EPC Llave en Mano y quedando por resolverse únicamente los montos de la limitación de responsabilidad del Contratista. El exportador y principal contratista será China National Nuclear Corporation y NA-SA será el dueño y comitente del Proyecto. Un porcentaje del EPC estará denominado en dólares y otro en Renminbis chinos. Estimaciones preliminares en base a las negociaciones en curso y la relación de cambio entre ambas monedas, indica que el monto del EPC será de 7.900 MMUSD (41% USD y 59% RMB). El 85% del monto de la obra será financiado por China y el 15% restante aportado localmente. El préstamo chino contará con una tasa concesional del 5% para el tramo denominado en RMB y LIBOR a 180 días +2,75% de margen anual. El financiamiento se estructurará a través de un préstamo sindicado de instituciones chinas estructurado por Industrial and Commercial Bank of China (ICBC) que tendrá un período de gracia de 8 años y 12 de repago. El tomador del Crédito será NA-SA, teniendo a la República Argentina a través del Ministerio de Hacienda como garante.

Además, el proyecto tiene establecido una base de 40% de contenido local, lo que representa más de 3.160 MMUSD que se aplicarán tanto a la obra civil y montaje electromecánico como a equipos, fortaleciendo así a la industria local, creando más de 7.000 trabajadores altamente calificados durante el pico de construcción y 600 puestos directos a partir de la operación de la central.

Como resultado, se han realizado avances en la reformulación del EPC que tiene un grado de avance del 98%, así como en la nueva estructura financiera que debe contemplar el proyecto. Los instrumentos comerciales están listos para comenzar con el proyecto.

## 6. Planta Industrial de Agua Pesada (PIAP)

Con relación a la Planta Industrial de Agua Pesada (PIAP) localizada en Arroyito, Provincia de Neuquén, al comenzar la actual administración la central se encontraba parada y en condición no operativa. Ante la necesidad de

recomponer stocks y cumplir con contratos firmados, a finales de 2016 se realizó el reacondicionamiento y puesta en marcha. Entre diciembre de 2016 y mayo de 2017 se produjeron 43 toneladas de agua pesada; 14,2 toneladas estaban pendientes de entrega a NA-SA y 6 a CNEA. Las 22,8 toneladas restantes fueron vendidas entre septiembre de 2018 y julio de 2019 por 568,2 MMARS. Una vez que cumplió con la cancelación de los contratos pendientes y las necesidades de abastecimiento inmediatas de NA-SA (su único cliente en esta unidad de negocio), la planta cesó su producción. La planta produce alrededor de 200 toneladas anuales y las necesidades del parque nacional de centrales para el resto de su vida útil (30 años) es de 400 toneladas. Por este motivo, en los últimos años se trabajó intensamente en la búsqueda de mercados comerciales para el agua pesada en el exterior. Se trata de un producto de muy baja demanda no solo a nivel nacional sino internacionalmente. Por otra parte, sus costos son altos en relación a los precios a los que todavía se vende el insumo (como mínimo un 60% más caro). En el período 2016-2019, las transferencias del Estado nacional ascendieron a 1.242,4 MMARS y las transferencias de la CNEA fueron de 348 MMARS.

Por estos motivos, se empezó a trabajar en la optimización de su infraestructura para atender la demanda real. Al mismo tiempo, se está analizando junto con la Provincia de Neuquén<sup>19</sup> la posibilidad de dotar a la planta de otras capacidades (como producción de amoníaco, de fertilizantes basados en ese componente), dado que el mercado de agua pesada tiene un límite temporal, que se verá alcanzado cuando se produzca toda el agua pesada necesaria para la operación normal de las centrales nucleares argentinas.

En noviembre del corriente año, CNEA y ENSI firmaron un contrato de conservación por 12 meses retroactivo al mes de julio de 2019 para garantizar

---

<sup>19</sup> La PIAP está operada por la Empresa Neuquina de Servicios Industriales (ENSI), propiedad de la CNEA, en 49%, y de la Provincia del Neuquén en 51%.

los fondos para llevar a cabo las acciones necesarias para el mantenimiento de la planta hasta que se reanude la producción. El contrato contempla la transferencia de 279,5 MMARS, de los cuales, a la fecha, se pagaron 60 MMARS.

### 7. Medicina nuclear

La Ley 24.804 de Actividad Nuclear incluye, entre las funciones de la CNEA, el desarrollo de aplicaciones de radioisótopos y radiaciones en medicina. En esta línea, en este período se completaron los trabajos de la obra civil y entrega de equipos del Centro Oncológico Pergamino, Centro de Medicina Nuclear y Radioterapia de La Pampa, Formosa y se inauguró el área de Medicina Nuclear en el Centro de Medicina Nuclear de la Fundación Intecnus en Bariloche, Río Negro, con nuevos equipos híbridos, que permiten determinar patologías en diferentes áreas como oncología, neurología y cardiología, entre otras. También se puso en operación el servicio de diagnóstico por imágenes/Medicina Nuclear del Centro de Medicina Nuclear y Radioterapia de la ciudad de Río Gallegos a cargo de la Fundación Patagonia Austral.

Se instaló en el Centro de Medicina Nuclear del Hospital de Clínicas el primer prototipo de un tomógrafo PET fabricado íntegramente en la Argentina. El proyecto fue llevado a cabo por el Grupo de Sistemas Digitales y Robótica de la CNEA y fue financiado con recursos del Tesoro Nacional.

### 8. Seguridad nuclear

En materia de seguridad, en el marco de la colaboración regional e internacional, se ha consolidado la posición argentina como un actor de peso fortaleciendo el compromiso respecto a los usos pacíficos de la energía nuclear, la no proliferación y la operación segura de instalaciones nucleares. Entre las acciones realizadas en el período 2016 y 2019: se expandieron las capacidades de detección radiológica y nuclear, en especial para grandes eventos públicos masivos; se expandieron y complementaron las técnicas de forense nuclear a nivel técnico, y se organizó el trabajo interagencial con personal policial en la materia, para una pronta respuesta ante un potencial evento de seguridad física nuclear; se actualizaron los protocolos de seguridad física nuclear en el

transporte de materiales nucleares y radioactivos; se revisaron y reforzaron los protocolos de ciber seguridad y de mitigación de amenazas internas.

#### 9. Inserción internacional en materia nuclear

En relación a la inserción internacional, en mayo del 2017 el Consejo de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), acordó invitar a nuestro país a integrarse como miembro pleno de la Agencia de Energía Nuclear (AEN). El ingreso a la AEN representó por primera vez la incorporación de la Argentina a un organismo de la OCDE. Con su acceso, Argentina se convierte en el primer país sudamericano en ser miembro de dicho foro, lo que refleja el liderazgo regional de nuestro país en el desarrollo de la tecnología nuclear para usos pacíficos.

También en el año 2017 INVAP, asociada con la empresa holandesa TBI Holdings, ganó la licitación para la construcción de un reactor nuclear de investigación: el reactor Pallas. Esto le permitió a la empresa rionegrina ingresar por primera vez en el mercado europeo, luego de haber exportado reactores a Perú, Argelia, Egipto y Arabia Saudita.

#### f. Transmisión eléctrica

En el segmento de transporte eléctrico, en diciembre de 2015 las obras de infraestructura bajo jurisdicción nacional registraban importantes deudas y postergaciones. Por ese motivo, muchas de ellas, incluidas dentro de los programas denominados Plan Federal de Transporte I y II, se encontraban abandonadas o detenidas. De manera similar ocurría con las obras y los proyectos que se hallaban ralentizados, paralizados o en estado de postergación, encuadrados por las Resoluciones SE 1/2003 y 821/2006.

Durante el año 2016 se completó un primer análisis de diagnóstico del Sistema de Argentino de Interconexión (SADI), que fue complementado entre 2017 y 2019 en aspectos técnico, económico, regulatorio, de financiamiento y de integración energética de índole nacional provincial y regional internacional, teniendo en cuenta la evolución del Sistema Eléctrico Nacional, la demanda y la oferta eléctricas.

En este marco, se relanzaron las obras de transporte eléctrico que llevaban varios años en proceso de paralización, haciéndose cargo el Estado nacional de las deudas (en algunos casos mediante fondos provenientes de organismos multilaterales de crédito), y se implementaron los lineamientos del Plan Director de Transporte de Energía Eléctrica para posibilitar el desarrollo de proyectos de transmisión en un horizonte de mediano y largo plazo.

El Marco Regulatorio Eléctrico, integrado por las Leyes 15.336 y 24.065 prescribe, razonablemente y con carácter general, que el precio a pagar por la demanda en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) debe ser suficiente para satisfacer el costo económico de su abastecimiento, tanto de energía eléctrica (productos energía y potencia) como de transporte (servicios de transmisión y transformación), requiriendo de políticas activas por parte de la Autoridad Regulatoria a efectos de garantizar el adecuado funcionamiento del Sistema Eléctrico Nacional.

En ese sentido, como ya fue mencionado, desde el inicio del proceso de normalización del precio mayorista de la energía eléctrica, ha sido decisión de esta administración continuar con el sendero de reducción de subsidios, sobre el costo de la energía y sobre la potencia, propendiendo a equilibrar los costos que deben afrontar los distintos agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Adicionalmente, se implementó la tarifa social, de manera conjunta con la promoción al ahorro y uso eficiente de la energía eléctrica.

Además, resultó necesario llevar adelante una revisión y adecuación de determinadas disposiciones de los Reglamentos del Sistema de Transporte, aprobados por el Decreto 2.743 de fecha 29 de diciembre de 1992 y sus normas complementarias y modificatorias, incorporadas a Los Procedimientos.

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 Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal, según sea el caso. Basado en estas consignas, se aprobó la metodología de distribución del costo que representa la remuneración del Servicio Público de Transporte de Energía Eléctrica en Extra Alta Tensión y por Distribución Troncal en el Mercado Eléctrico Mayorista - MEM - (Resolución SEE 1085/2017).

Por otra parte, a través del Consenso Fiscal suscripto el 13 de septiembre de 2018, aprobado mediante la Ley 27.469, se acordó que a partir del 1º de enero de 2019 cada jurisdicción definiera la tarifa eléctrica diferencial en función de las condiciones socioeconómicas de los usuarios residenciales. En tal sentido, el mensaje de remisión del proyecto de ley de presupuesto nacional para el ejercicio 2019 consignó la previsión de que, a partir de 2019, las Provincias y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires definieran la tarifa eléctrica diferencial en función de las condiciones socioeconómicas de los usuarios residenciales y asumieran las erogaciones presupuestarias asociadas a dichas decisiones.

Como ya fue mencionado, luego de años de postergación se celebraron Audiencias Públicas y se completaron por primera vez en mucho tiempo las Revisiones Tarifarias Integrales (RTI) de las Empresas Concesionarias del Servicio Público de Transporte - Extra Alta Tensión y por Distribución Troncal

- y de Distribución de Energía Eléctrica, en ambos casos de jurisdicción nacional, devolviendo la previsibilidad a los precios de la energía y a las tarifas. En el marco de las RTI, las empresas de transporte y distribución eléctrica bajo la jurisdicción nacional comprometieron inversiones por más de 51.600 MMARS para el quinquenio 2017 y 2021.

En el contexto de la decisión del Poder Ejecutivo Nacional de avanzar gradual y progresivamente en la regularización del sistema de precios, cobros y pagos en el MEM conforme con los criterios legalmente definidos, resultó oportuno y conveniente propiciar 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 prudencial de la Autoridad Regulatoria de graduar su incidencia sobre la facturación final de la energía eléctrica. Mediante la Resolución SGE N°366/2018 se estableció un nuevo valor del gravamen (80 ARS/MWh) creado por el artículo 30 de la Ley 15.336 destinado al FNEE, para las facturas que se emitieron a partir del 1° de febrero de 2019.

Con la progresiva adecuación del cargo destinado al FNEE se incrementó gradualmente el financiamiento genuino de dicho Fondo y, por lo tanto, de las obras de infraestructura eléctrica a las que se destinaban sus recursos, con el consecuente beneficio para el Sistema Eléctrico Nacional y la Sociedad en su conjunto. Obras encuadradas inicialmente dentro de los programas denominados Plan Federal de Transporte I y II, incorporadas mayormente en el período 2010-2011 e iniciadas entre los años 2013 hasta 2015, se encontraban en proceso de paralización y ante una eventual suspensión.

A partir de ello y con el objetivo de viabilizar el relanzamiento de la ejecución de las obras que se hallaban con estado de situación y avance diversos, fue necesario implementar mejoras en la gestión y en los procesos que se llevaban a cabo en el ámbito del Fondo Fiduciario del Transporte Eléctrico Federal (FFTEF), no solamente para la administración de los recursos (financieros y contratación de servicios) y la programación de la utilización de los mismos, sino también en la coordinación e interacción de relaciones institucionales con

otras entidades y empresas tanto públicas como privadas. Por otra parte, la participación de FFTEF en el financiamiento se considera un instrumento relevante en tanto cuenta con los aportes de fondos suficientes y de manera continua por parte de las jurisdicciones provinciales, donde la utilidad del fondo fiduciario se justifica, primordialmente, en la conveniencia de contar con dichos aportes en tiempo y forma. A esos efectos, fueron aprobadas las Resoluciones SRRYME 47/2019 y 48/2019, con el objeto de establecer las condiciones requeridas de sustentabilidad y transparencia, posibilitando la continuidad de los proyectos cuya conveniencia técnico económica en su oportunidad lo amerite.

De esta manera durante el año 2019, junto con la implementación de las mejoras introducidas en la gestión de la administración del FFTEF y mediante la adecuación del cargo destinado al FNEE y de aportes provenientes de organismos multilaterales de crédito o fondos provinciales específicos, se otorgaron los fondos necesarios para la finalización y puesta en servicio, entre otras, de las siguientes obras:

- Línea de Alta Tensión 132 kV Henderson - Pehuajó - Villegas (144 km; 30 MVA).
- Estación Transformadora La Rioja Sur 500/132 kV (300MVA; 1 km/500 kV; 2 km/132 kV).
- Línea de Alta Tensión 500 kV Rincón-Santa María (271 km).
- Línea de Alta Tensión 500 kV Vivoratá-Bahía Blanca (442 km).
- Estación Transformadora Vivoratá 500/132 kV (900 MVA, 185 km/132 kV).

De similar forma, una cantidad significativa de obras y proyectos encuadrados por las Resoluciones SE 1/2003 y 821/2006, bajo el asesoramiento y administración de la Comisión de Obras Resolución SE 1/03 y el Comité de Administración del Fideicomiso Obras de Transporte para el Abastecimiento Eléctrico (FOTAE), se encontraba ralentizada, con avances parciales, paralizados o en estado de postergación. El aporte de fondos canalizado desde el Tesoro Nacional permitió dar continuidad a obras relevantes para la seguridad del abastecimiento, tales como la 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.

### 1. El Programa TransportAR

La infraestructura de Transmisión de Energía Eléctrica permite el desarrollo socioeconómico de las distintas regiones del territorio nacional, con la posibilidad de interconexión internacional, permitiendo la incorporación al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) de nuevas fuentes de generación de energía eléctrica y la consecuente extensión e instalación de las redes de distribución eléctrica, dentro de cada jurisdicción provincial, para el abastecimiento de la demanda de electricidad.

La evolución natural de las redes de transporte de energía eléctrica tiende a su mallado, lo que ha sucedido en los Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica concesionados en nuestro país, especialmente en el sistema de transporte eléctrico en alta tensión, lo que conduce a que sus usuarios deban responsabilizarse en forma conjunta de sus costos, tanto de operación y mantenimiento como de expansión, perdiendo significación el enfoque de responsabilidad en función del beneficio aplicable a los sistemas radiales. En tal marco, deviene innecesario identificar a los usuarios beneficiarios de cada instalación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión, en la medida que todos se benefician con el conjunto de la red, resultando razonable que asuman conjuntamente el total de los costos de dicho sistema.

La experiencia nacional e internacional, en consideración de los objetivos de diversificación de fuentes y de promoción de la utilización incremental de fuentes renovables en la producción de energía eléctrica, señalan la necesidad de propender al desarrollo y expansión de los sistemas eléctricos con una visión centralizada.

Adicionalmente, el proceso de diversificación y expansión de la matriz energética nacional y la incorporación de fuentes renovables de generación, su instalación y despacho resultante de la Ley 27.191, requieren la expansión de los Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión y por Distribución

Troncal, y la realización de ampliaciones, para cuya evaluación debe considerarse la aleatoriedad del recurso, aún en zonas o áreas específicas.

En este sentido y con relación al diagnóstico antes mencionado, se observó que las normativas de expansión de las redes de transporte basadas en la iniciativa de los agentes, que fueron sancionadas al concebirse el modelo sectorial en los albores de los años 90, no alcanzaron los resultados esperados.

Para impulsar el desarrollo de las ampliaciones en transmisión eléctrica resultó necesaria la presencia, a partir de comienzos de los años 2000, de actores externos al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) que pudieran promover la expansión del transporte y brindar su financiamiento, como fueron el Comité de Administración del Fondo Fiduciario del Transporte Eléctrico Federal (CAFFTEF) o la Comisión de Obras Resolución SE 1/03 y el Comité de Administración del Fideicomiso Obras de Transporte para el Abastecimiento Eléctrico (FOTAE). Aunque a través de estos fondos y fideicomisos se permitió la realización de un conjunto importante de obras del sistema eléctrico, estos fueron sostenidos principalmente mediante aportes de financiamiento provenientes del Tesoro Nacional. Con el paso de los años, se observó que los esquemas de financiamiento basados fundamentalmente en aportes realizados por el Tesoro Nacional, prácticamente sin posibilidad de repago de los costos, no resultaban sostenibles en el tiempo. La capacidad de efectuar aportes comenzó a declinar y, con ello, el desarrollo de la infraestructura que se planeaba financiar a través de dichas fuentes.

Como consecuencia, la responsabilidad de la programación de propuestas para la expansión de los sistemas de transporte de energía eléctrica se encontraba disgregada en varias instituciones u organismos del sector, lo que dificultó un desarrollo armónico, la priorización de las iniciativas y el uso eficiente de los recursos requeridos para ello, tanto técnicos como de financiamiento, dificultando mantener las condiciones suficientes que brindarían la debida sustentabilidad, eficiencia y confiabilidad para permitir el desarrollo de la infraestructura de transporte eléctrico en un horizonte planificado a largo plazo. Estos hechos, evidenciaron la necesidad y conveniencia de contar con

un Plan Director de Transporte de Energía Eléctrica en Extra Alta Tensión y por Distribución Troncal, conformado por proyectos evaluados con alternativas para su financiamiento y, adicionalmente, con una entidad encargada de llevar a cabo una planificación coordinada, sistemática y participativa con bases metodológicas sólidas y consistentes.

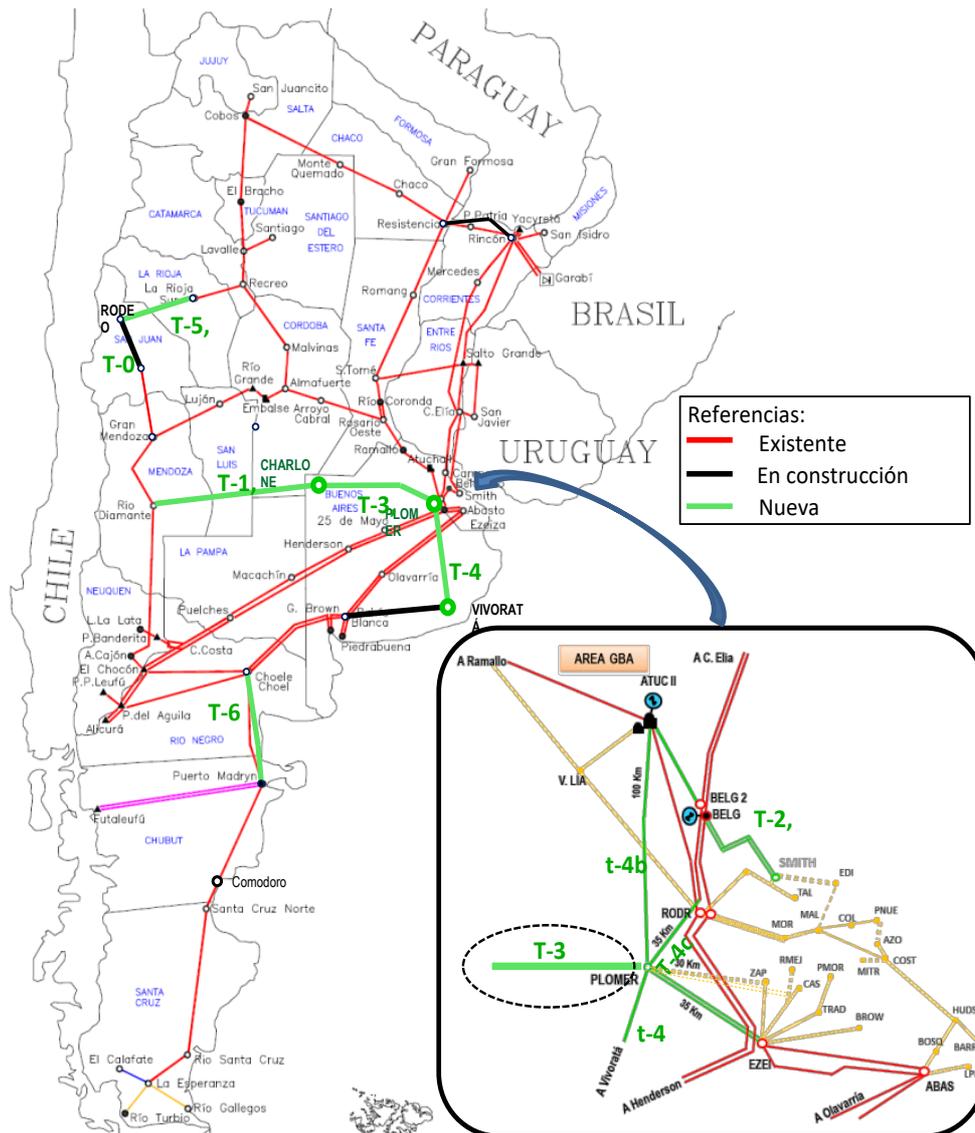
En ese sentido, y con el objeto de contribuir a la definición de políticas de Estado en materia energética, se establecieron los objetivos y el alcance de los beneficios que deben ser considerados para el desarrollo del sistema eléctrico: el aseguramiento del abastecimiento de la demanda, la seguridad y confiabilidad de la operación del sistema, la diversificación de la matriz energética nacional, el desarrollo socioeconómico nacional y/o regional con potencial de exportación, la optimización de costos de abastecimiento, la sustitución de la generación forzada u obligada (fija o móvil), la sustitución de combustibles por relación costo-eficiencia (líquidos, otros), y la reducción de pérdidas totales, entre otros

En 2019 se aprobaron las normativas de la Transmisión en el Sistema Eléctrico Argentino que establecen, entre otros temas, la elaboración de un Plan de Expansión del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica de corto, mediano y largo plazo (Resoluciones SRRYME 7/2019, 22/2019, 41/2019, 45/2019 y SGE 293/2019). 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.

En relación con el financiamiento de los proyectos incluidos en el Plan Director de Transporte de Energía Eléctrica se contempló tanto el financiamiento privado, mediante el denominado Contrato de Construcción, Operación y Mantenimiento (Contrato COM) del Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación y los Contratos de Participación Público - Privada regulados por la Ley 27.328, así como el financiamiento con diversos fondos y programas de uso específico de origen nacional, provincial o regional, tales como el Fondo Fiduciario Para El Transporte Eléctrico Federal (FFTEF), el Fideicomiso Obras de Transporte para el Abastecimiento Eléctrico (FOTAE), o mediante aportes del Tesoro Nacional, de las Jurisdicciones Provinciales, desde organismos multilaterales de crédito, o de entidades crediticias en general.

**Figura 9-8: Obras esperadas de infraestructura de transmisión eléctrica hacia 2022**

---



Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía sobre la base de información de CAMMESA.

De manera complementaria, 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. Se resolvió facultar a la Unidad Especial Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica (UESTEE, organismo autárquico creado en el

ámbito de la entonces Secretaría de Energía Eléctrica) 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, incluyendo los efectuados mediante la ley 27.328 y sus normas reglamentarias y complementarias. El rol asignado a la Unidad Especial se justifica en la conveniencia de propender a la búsqueda de eficiencias en el desarrollo del sistema de transmisión de energía eléctrica, siendo necesario unificar y coordinar distintos estudios, procesos y funciones. De esta forma, se promueve y posibilita la elaboración de una propuesta homologada para el desarrollo del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) que pueda ser presentada ante las Autoridades competentes para su consideración.

De esta manera, instituidas las normativas complementarias en el marco de las Políticas de Estado en materia energética y en función de la evolución de la Demanda y la Oferta de energía eléctrica, el Plan de Desarrollo de Ampliaciones del Sistema de Transporte Eléctrico se constituyó como un trabajo conjunto de revisión continua entre 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), contando con la participación de las entidades y agentes que componen el sector, permitiendo el desarrollo sustentable y eficiente del sistema de transmisión eléctrico a nivel nacional y regional, enmarcado en un horizonte de mediano y largo plazo.

En cuanto al corto plazo, se inició mediante 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 encuentran la Nueva Estación Transformadora Plomer 500/220/132 kV (1.300 MVA) y líneas de alta tensión

hacia Ezeiza y Belgrano con apertura en Rodríguez, en la provincia de Buenos Aires, las líneas de alta tensión Vivorotá - 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.

Las etapas siguientes para completar el plan de corto, mediano y largo plazo (TransportAR 2, 3 y subsiguientes), incluyen 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). Adicionalmente, 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, entre alguno de los cuales se encuentran en análisis de prefactibilidad la estación 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.

### g. Distribución eléctrica

En el segmento de distribución, se trabajó hasta 2019 con las únicas dos empresas que hasta entonces se encontraban bajo jurisdicción regulatoria nacional, EDESUR y EDENOR, para garantizar el servicio. También se brindó apoyo al resto de las jurisdicciones del país a efectos de minimizar los potenciales riesgos de corte.

En cuanto al desempeño de ambas distribuidoras, los indicadores de calidad del servicio muestran una evolución favorable: la duración promedio de las interrupciones del servicio (SAIDI) de EDENOR bajó de 15 horas en el semestre sep-15/feb-16 a 11,5 horas en el semestre sep-18/feb-19. En el caso de EDESUR, el indicador pasó de 20,8 a 14,2 horas en el mismo período. Por su parte, la

cantidad promedio de interrupciones que afectaron a los usuarios (SAIFI), cayó de 5,3 a 4,4 en el caso de EDENOR, y se mantuvo prácticamente constante, de 4,7 a 4,8 en el caso de EDESUR, en el mismo período antes mencionado.

Si se descuentan las interrupciones por fuerza mayor, el SAIDI pasó de 14,38 a 9,16 en el caso de EDENOR y de 18,86 a 13,86 en el caso de EDESUR. En tanto que el SAIFI pasó de 4,83 a 3,35 en EDENOR y se mantuvo en 4,39 en el caso de EDESUR.

En 2019 se llegó a un acuerdo con las distribuidoras EDENOR y EDESUR sobre los reclamos pendientes desde 2002, un conflicto que llevaba más de una década sin resolverse producto de varias cuestiones, entre ellas retrasos tarifarios, con implicancias sobre la calidad del servicio eléctrico y el desarrollo de infraestructura de distribución que atiende a la demanda eléctrica. El conflicto se solucionó sin ocasionar erogaciones para el Estado nacional y con compromisos de inversión por parte de las empresas por 7.000 MMARS.

Se traspasó la jurisdicción de EDENOR y EDESUR a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y a la Provincia de Buenos Aires, que asumieron los derechos y obligaciones de los contratos de concesión vigentes, logrando de esta manera que el sector de distribución de energía eléctrica de todo el país quede bajo la jurisdicción de cada provincia y de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Al dejar de tener competencia regulatoria sobre el servicio de distribución de energía eléctrica, el ENRE puso a disposición sus recursos humanos y técnicos para coordinar con los Organismos Provinciales y de la CABA las tareas conducentes a lograr un traspaso ordenado, evitando que se alteren los derechos de los usuarios y las condiciones del servicio que prestan las empresas.

## 10. Integración al mundo

### a. El Grupo de Trabajo de Transiciones Energéticas de G20

El G20 está constituido por las 19 mayores economías del mundo más la Unión Europea.

Argentina fue anfitrión y asumió la presidencia del G20 en 2018. En ese marco, la Presidencia constituyó el Grupo de Transiciones Energéticas (ETWG, por sus siglas en inglés) y por otro lado el Grupo de Sustentabilidad Climática (CSWG, por sus siglas en inglés).

El ETWG fue liderado por el entonces Ministerio de Energía y el tema principal elegido para trabajar durante el año fue el de “Transiciones energéticas hacia sistemas más limpios, más flexibles y más transparentes”. Deliberadamente se eligió el plural para destacar la idea que no existe un punto de partida único en la transición energética, sino que cada país tiene sus circunstancias nacionales que atender y que no existe una solución única o un solo camino para lograr un futuro energético más limpio.

El comunicado de consenso<sup>20</sup> alcanzado por los Ministros de Energía del ETWG declaró en su quinto párrafo (traducción no oficial):

Celebramos el enfoque de la presidencia argentina del G20, que reconoce que los países disponen de diferentes vías para alcanzar sistemas energéticos más limpios, mientras promueven la sostenibilidad, la resiliencia y la seguridad energética, bajo el concepto de “transiciones” (en plural).

Esta perspectiva refleja el hecho de que cada miembro del G20, de acuerdo con su etapa de desarrollo, cuenta como punto de partida con un sistema energético singular y diverso con diferentes recursos energéticos, una dinámica particular de la demanda, tecnologías singulares, distintos capitales, geografías específicas y culturas diferentes.

---

<sup>20</sup><http://datos.minem.gob.ar/dataset/grupo-de-trabajo-de-transiciones-energeticas-presidencia-argentina-de-g20>  
BGE\_20191209\_dist\_ext

El Comunicado de Ministros, finalmente consensuado por todos los miembros de G20 en Bariloche, reconoció la importancia del tema climático y su interrelación con la energía, así como la relevancia de la eficiencia energética, las energías renovables y la energía nuclear, pero también enfatizó la realidad de muchos países donde los combustibles fósiles, especialmente el gas natural —sobre el que instó a fomentar la transparencia y la competitividad de los mercados—, juegan un rol preponderante en la matriz energética, dado que casi tres cuartas partes de la producción energética mundial está basada en hidrocarburos.

Asimismo, el comunicado destaca acuerdos vinculados con el rol clave de la innovación, la transparencia de los datos y la información vinculada con el sector energético y la digitalización de los mercados, la seguridad energética, el acceso a la energía y su asequibilidad.

## **b. Acuerdos internacionales**

En el marco de las relaciones energéticas bilaterales, la Secretaría de Gobierno de Energía suscribió diversos acuerdos, convenios y memorandos de entendimiento que permiten complementar los recursos energéticos nacionales, brindando la posibilidad de lograr intercambios, atender emergencias, diversificar la oferta, disminuir el impacto en el ambiente, así como también contribuir a la formación de recursos humanos en diferentes áreas.

Complementariamente, nuestro país apuesta al multilateralismo a través de la participación en diversos foros y organismos regionales e internacionales, con el objeto de alcanzar una mayor articulación y coordinación de políticas y estrategias conjuntas que persigan la integración energética regional, el desarrollo de infraestructura energética que mejore el suministro de gas y electricidad, la diversificación de la matriz y el fortalecimiento de la seguridad energética.

En cuanto a la incorporación de Argentina a la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), se firmó un Plan de Trabajo

Conjunto 2017-2018 con la Agencia Internacional de Energía (IEA), extendido en 2019, acordando como principales áreas de colaboración el intercambio de información energética, la convergencia en la metodología estadística y eficiencia energética.

La Secretaría participa también del trabajo de otros foros y organismos internacionales, como la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), del que se ha asumido como miembro del Consejo en 2017 y 2018; la Alianza de Energía y Clima de las Américas (ECPA), de la que formó parte del Comité Directivo por el lapso de 2017-2019; la Asociación Internacional para la Cooperación en Eficiencia Energética (IPEEC); el Foro Internacional de la Energía, del que fue miembro del Comité Ejecutivo por el período 2016-2018, y la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), entre otros.

A nivel bilateral, se avanzó en negociaciones con la República Popular China por los contratos de las represas hidroeléctricas del río Santa Cruz, y también en las referidas a la cuarta central nuclear mediante la firma de un Memorando de Entendimiento con las autoridades del gobierno de la República Popular China. Asimismo, se retomó una agenda de cooperación energética con el Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE), con el que se firmó un Memorando de Entendimiento para colaborar en materia de seguridad física y radiológica. Por otro lado, se negoció también con el Departamento de Energía y con el Departamento del Tesoro un “Memorando de Entendimiento para fortalecer la inversión en infraestructura y la cooperación energética entre ambos países”, que fue firmado durante la Cumbre de Líderes del G20.

- **Programa “América Crece” junto al gobierno de los Estados Unidos.** Se comenzó a participar durante 2019. Participan varias agencias del Gobierno de Estados Unidos como el Departamento del Tesoro, Departamento de Energía, el Departamento de Comercio y el Departamento de Estado. El programa deriva del Memorando de Entendimiento suscripto entre ambos gobiernos en noviembre de 2018 tendiente a fortalecer la seguridad, la cooperación y la infraestructura energética.

Desde el mes de marzo de 2019, se mantuvo un diálogo fluido con la contraparte y se realizó una reunión presencial en mayo en Washington, con el objeto de delimitar la agenda de trabajo. Luego de algunas negociaciones se establecieron seis ejes de trabajo: hidrocarburos, energía eléctrica, energías renovables, eficiencia energética, comercialización de energía y financiamiento de infraestructura con capital privado. El programa de trabajo final aún no ha sido formalmente aprobado por las partes.

- **Relación con el Estado de Japón.** En febrero de 2019 se comenzó a trabajar con el Gobierno de Japón en materia de cooperación en los usos del hidrógeno. Aprovechando las visitas a ese país para participar en reuniones del ETWG, se fue avanzando en un Memorando de Cooperación en Hidrógeno que se firmó en setiembre de 2019. Adicionalmente, la Secretaría de Gobierno de Energía participó en reuniones Ministeriales organizadas por Japón sobre Hidrógeno, el mercado del GNL y descarbonización del sector energético.
- **Relación con la Federación de Rusia.** En mayo de 2019 se realizó la Comisión Intergubernamental con Rusia, con reuniones de carácter anual. En ese marco tuvo lugar el encuentro del Grupo de Trabajo en Energía y Minería, grupo permanente de la Comisión Intergubernamental. Los temas tratados fueron diversos: energía nuclear, petróleo y gas y energía eléctrica. Se renovó la tradicional amistad y cooperación entre ambos países en el uso pacífico de la energía nuclear, así como cooperación en materia de combustible nuclear, aplicaciones y la posibilidad de desarrollar conjuntamente reactores de baja potencia. En materia de hidrocarburos, la parte rusa expresó las voluntades de algunas empresas rusas en participar en proyectos del sector y la parte argentina invitó a los rusos para desarrollar proyectos de explotación de hidrocarburos, transporte de hidrocarburos, exploración offshore y usos del gas en el sector transporte. En electricidad se manifestó la voluntad de algunas empresas rusas en participar de la repotenciación de centrales hidroeléctricas y termoeléctricas.

- **Relación con el Reino de Arabia Saudita.** A lo largo de 2019 se realizaron varios encuentros con funcionarios del Reino de Arabia Saudita. En marzo se recibió a una delegación saudita compuesta por el Ministerio de Energía y Recursos Naturales, la compañía petrolera Saudi-Aramco, entre otros organismos y se detectaron diversos temas de interés para trabajar en conjunto como el financiamiento de proyectos de energías renovables, la posibilidad de inversiones sauditas en activos energéticos argentinos y la oportunidad para que las compañías sauditas participen en licitaciones de commodities energéticos en Argentina.

Adicionalmente, funcionarios del Ministerio de Energía y Recursos Naturales se entrevistaron con el Secretario de Energía solicitando que Argentina considere la posibilidad de unirse al acuerdo “OPEP+”, iniciativa de los países de la OPEP más algunos importantes productores de petróleo para intervenir en el mercado para evitar desbalances entre la oferta y la demanda.

Respecto de la relación con los países de la región, fueron realizados encuentros bilaterales de gabinetes de ministros con la República del Paraguay y la República de Chile, con los que continúan las conversaciones y acciones concretas en materia de integración energética regional. Se mantuvo un diálogo estrecho con la República Oriental del Uruguay por eventuales intercambios de energía y se firmó un nuevo Memorando de Entendimiento con la República Federativa de Brasil para los intercambios de energía eléctrica y gas natural. Además, se avanzó en temas de cooperación nuclear, técnica e industrial. Con el Estado Plurinacional de Bolivia, se continuó trabajando en la construcción de una interconexión eléctrica y en los envíos de gas natural. Asimismo, se avanzó con acuerdos de integración energética regional mediante la firma de Memorandos con Brasil y Chile, y se fundó la iniciativa SIESUR (Sistema de Integración Energética del Cono Sur).

- **Consolidación de la integración energética con Chile.** Durante 2019 los equipos técnicos de la Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina y del Ministerio de Energía de Chile continuaron profundizando sus lazos de

cooperación en aras de fortalecer la integración energética entre ambos países. Con ese objetivo se recibió en dos oportunidades en Buenos Aires a delegaciones del Ministerio de Energía de Chile encabezadas por sus Ministros y se realizó la segunda Reunión de la Mesa Binacional en Energía en Santiago.

Entre los temas trabajados se encuentra la firma de un Protocolo de Coordinación e Información de Emergencias Energéticas en el marco del Acuerdo de Complementación Económica N°16; en el marco de la Mesa Binacional se discuten temas como el abastecimiento de gas argentino a la República de Chile actual y, a futuro, la posibilidad de envíos de gas a las ciudades chilenas de Aysén y Coihaique, la profundización de la integración eléctrica entre ambos sistemas y la posibilidad a futuro de exportaciones de gas argentina a través de las terminales de gasificación en las costas chilenas. Adicionalmente, ambas partes trabajan también en intensificar la cooperación en materia de renovables, eficiencia y prospectiva energética de largo plazo.

Se organizó en el mes de agosto una visita del Ministro chileno de Energía y directivos de empresas energéticas chilenas y argentinas a Loma Campana para mostrarles las operaciones cotidianas de producción de hidrocarburos no convencionales.

- **Fortalecimiento del vínculo energético con Brasil.** En marzo se recibió en Buenos Aires a una delegación del Ministerio de Minas y Energía de Brasil de más de 30 delegados. Se trataron diversos temas de la agenda bilateral: intercambios de energía, energía nuclear, cooperación en biocombustibles, cooperación en materia de petróleo y gas y emprendimientos hidroeléctricos binacionales. Posteriormente a esa reunión, en junio, se recibió al Ministro de Minas y Energía de Brasil en Buenos Aires. Para dicha ocasión se suscribieron acuerdos sobre intercambios de energía y cooperación en biocombustibles. Adicionalmente se realizó en Río de Janeiro la reunión del Comité Permanente en Política Nuclear. En materia de

petróleo y gas se está trabajando conjuntamente con el Ministerio de Minas y Energía y diversas agencias brasileñas la posibilidad de realizar un seminario sobre la experiencia brasileña en materia de exploración offshore con el objetivo de rescatar su experiencia para los procesos licitatorios que se están llevando adelante en la Argentina.

- **Renegociación del contrato de abastecimiento de gas de Bolivia.** En febrero de 2019 equipos técnicos de la Secretaría de Gobierno de Energía y de IEASA trabajaron junto al Ministerio de Hidrocarburos de Bolivia y la empresa YPFB en la renegociación del contrato de abastecimiento de gas desde el Estado Plurinacional de Bolivia a la República Argentina.

La negociación fue exitosa lográndose bajar el costo para el Estado argentino y poder fijar cantidades de importación de gas boliviano diferenciadas para el período invernal y estival. Adicionalmente, se suscribió un Memorando de Entendimiento interinstitucional que contempla la profundización de la integración energética en temas como GNL, establecimiento de YPFB en la Argentina, biocombustibles y combustibles líquidos.

### c. Intercambios comerciales energéticos

#### i. Renegociación del contrato de abastecimiento de gas natural con Bolivia

Con el transcurrir del Contrato de abastecimiento de YPFB se fueron presentando razones de diversa índole que tornaron necesaria su renegociación.

Como primera razón se puede señalar que, entre 2015 y 2016, la producción de gas boliviano comenzó un proceso de marcada declinación. Esto, sumado a los datos técnicos provenientes de las últimas certificaciones de reservas, y al déficit en la inyección de Bolivia durante el año 2018, incumpliendo los compromisos asumidos por YPFB en los contratos con Argentina y Brasil durante el invierno; generó desconfianza acerca de la disponibilidad del fluido para el abastecimiento en los años 2019 y 2020.

Por otro lado, durante el período estival, y sumado a la habitual disminución de la demanda doméstica de gas natural como consecuencia del menor consumo de la demanda prioritaria y de generación termoeléctrica, la mayor disponibilidad de fluido local volvía necesario contar con menores volúmenes de importaciones desde Bolivia respecto de los previstos en el Contrato, ya que competía en forma directa con el gas producido en el país, en especial desplazando los volúmenes incrementales producidos en Vaca Muerta. La rigidez de las cláusulas originalmente pactadas, como la de *Tomar o Pagar*, hizo que el Contrato resultara oneroso y que generara saldos deudores a la empresa IEASA debido a la contratación de volúmenes innecesarios en el verano y al abastecimiento deficitario en el suministro durante el invierno.

Habiéndose dado las razones anteriores que coadyuvaron a que se produjese una falta de pago de IEASA por el suministro de tres meses, durante las reuniones habituales de Comité de Gerencia del Contrato entre YPFB e IEASA se planteó la necesidad de una modificación al Contrato y, paralelamente, en agosto de dicho año se iniciaron a través del Ministerio de Relaciones Exteriores y Culto diversas gestiones para renegociar el acuerdo de suministro de gas natural, que se había tornado desventajoso para Argentina y de difícil cumplimiento por parte de Bolivia debido a los volúmenes comprometidos a entregar en invierno.

En el mes de enero de 2019 se organizó un Equipo Técnico Negociador incluyendo a profesionales de la Secretaría de Gobierno de Energía, conjuntamente con el equipo negociador de IEASA. Dicho equipo mantuvo reuniones con los expertos bolivianos y, finalmente, se alcanzó un acuerdo que culminó con la suscripción de la Cuarta Adenda al Contrato, firmada el 14 de febrero de 2019 en Bolivia.

Los principales consensos contenidos en la mencionada Adenda son:

- Régimen excepcional por dos años, hasta 31/12/2020.
- Suministro de volúmenes dispares durante el año.
  - CDG1 y CDG2: en invierno a 16 MMm<sup>3</sup>/d (mayo y septiembre) y 18 MMm<sup>3</sup>/d (junio, julio y agosto) y en verano 11 MMm<sup>3</sup>/d.

- CDC: 20,4 MMm<sup>3</sup>/d por todo el período.
- Precio del gas:
  - Primeros 10 MM m<sup>3</sup>/d: Precio de Fórmula.
  - Volúmenes excedentes de 10 MMm<sup>3</sup>/d en verano: 1,15 x Precio de Fórmula.
  - Volúmenes excedentes de 10 MMm<sup>3</sup>/d en invierno: GNL en Escobar + 0,80 USD/MMBTU.
- Cuestiones pendientes de resolución: se establecieron plazos para dirimir las cuestiones pendientes y llegar a una conciliación en los estados deudores de ambas partes contractuales.

Tabla 10-1: Síntesis de la evolución de volúmenes contractuales YPFB-ENARSA/IEASA

	Vigencia	EoP* Entrega o paga	ToP** Toma o paga	Multa***	Verano MMm <sup>3</sup> /día (ene-abr y oct- dic)	Invierno "Resto" MMm <sup>3</sup> /día (may y sep)	"Pico" MMm <sup>3</sup> /día (jun-ago)
Contrato Original Oct 2006	2007- 2026	100%	100%	0%	27,7	27,7	27,7
1° Adenda Mar 2010	2010-2026	15%	100%	3%	21,3 (2019)	21,3 (2019)	21,3 (2019)
4° Adenda Feb 2019	2019-2020	15%	100%	3%	11 (2019-2020)	16	18

Las cantidades se expresan a 8.900 kcal/m<sup>3</sup>

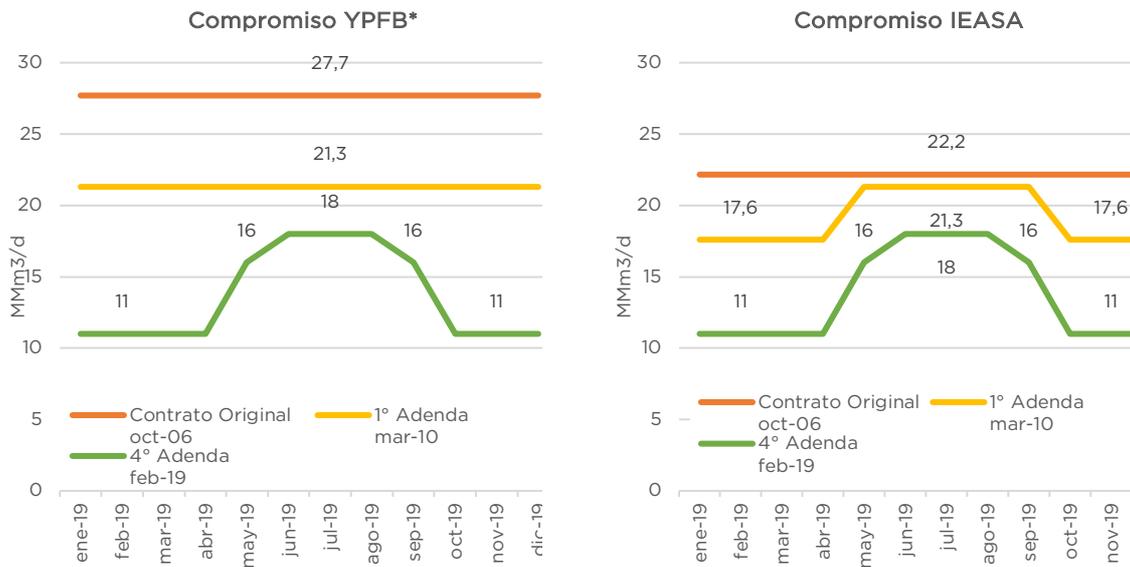
\* EoP "Entrega o paga" (DoP, por sus siglas en inglés): monto a pagar por YPFB a IEASA en concepto de la cantidad comprometida y no entregada.

\*\* ToP "Toma o paga": monto a pagar por IEASA a YPFB en concepto de la cantidad comprometida y no tomada.

\*\*\* Multa: monto correspondiente al 3% del ToP.

Fuente: Dirección Nacional de Escenarios y Planeamiento Energético – SSPE – Secretaría de Gobierno de Energía.

Figura 10-1: Síntesis de la evolución de volúmenes contractuales YPFB-ENARSA/IEASA



Fuente: Dirección Nacional de Escenarios y Planeamiento Energético – SSPE – Secretaría de Gobierno de Energía.

Tabla 10-2: Síntesis de la evolución de fórmulas de precios contractuales YPFB-ENARSA/IEASA

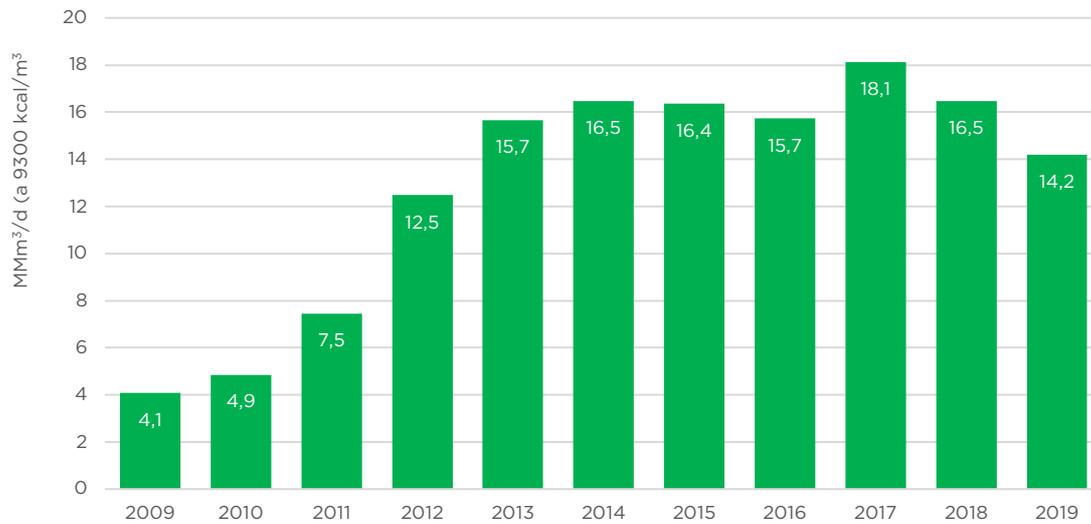
	"Verano" (7 meses)	"Invierno" (5 meses)
Contrato original Oct 2006	Según fórmula ligada a combustibles líquidos	
1° Adenda Mar 2010	Según fórmula ligada a combustibles líquidos	
4° Adenda Feb 2019	Hasta 10MMm <sup>3</sup> /día, continúa precio según fórmula	
	Por encima de 10 MMm <sup>3</sup> /día: precio fórmula + 15%	Por encima de 10 MMm <sup>3</sup> /día: precio GNL + 0,8 USD/MMBTU

Fuente: Dirección Nacional de Escenarios y Planeamiento Energético – SSPE – Secretaría de Gobierno de Energía.

La renegociación generó ahorros al Tesoro Nacional, liberando el pago de 376 MMUSD anuales por la penalidad establecida por la reducción de los volúmenes de verano (1 de cada 4 USD que se hubiese pagado a Bolivia hubiesen correspondido a la penalidad). Como resultado de esta renegociación el Estado nacional ahorró aproximadamente 300 MMUSD en 2019, y se espera que alcance un ahorro similar durante 2020.

Como resultado, en 2019 las importaciones de gas natural de Bolivia se redujeron en 2019 a 14,2 MMm<sup>3</sup>/d en promedio diario, un valor que ya se encuentra por debajo del correspondiente a 2013.

Figura 10-2: Importaciones de gas natural de Bolivia



Fuente: Dirección Nacional de Información Energética – SSPE – Secretaría de Gobierno de Energía sobre la base de datos de ENARGAS.



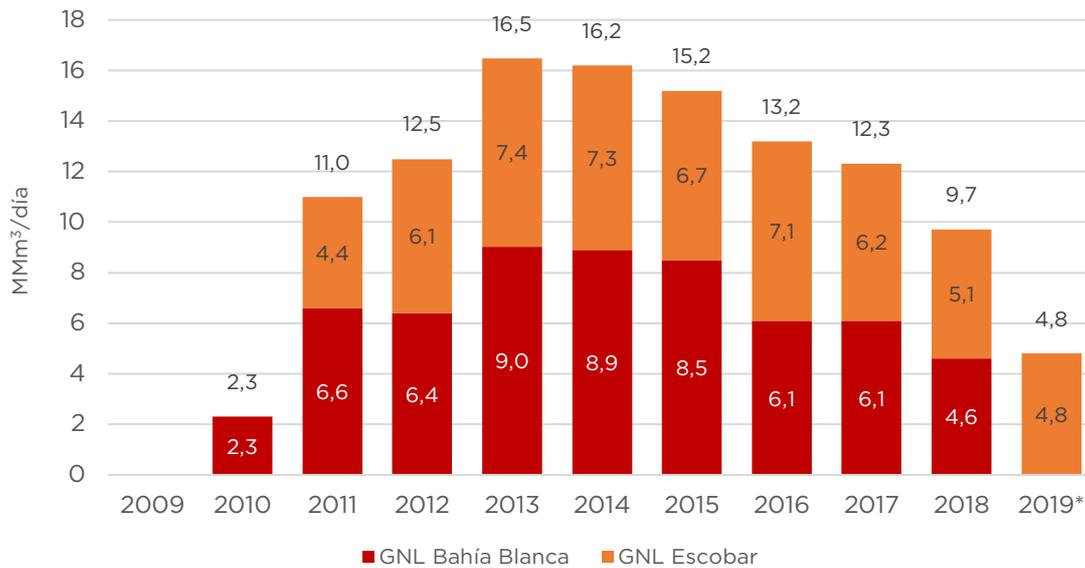
#### Datos públicos

Los datos que respaldan esta información se encuentran disponibles en <https://www.enargas.gov.ar/secciones/transporte-y-distribucion/partes-diarios-exp-imp.php>

## ii. Gestión de las importaciones de GNL

Como se señalara previamente, la mayor disponibilidad de gas natural permitió reducir las importaciones de GNL desde 15,2 MMm<sup>3</sup>/d en 2015 hasta 4,8 MMm<sup>3</sup>/d estimados para 2019. Por su parte, IEASA reformuló el proceso de compra de GNL, transparentándolo y realizando el control de las demoras de los barcos. Se obtuvo así una reducción de costos por mejoras en la programación y logística de buques de regasificación, obteniéndose un ahorro promedio de 30 MMUSD anuales por reducción de los tiempos de espera. Adicionalmente, en 2018 se desactivó la terminal de regasificación de Bahía Blanca, lo que generó un ahorro estimado de 114,5 MMUSD/año de costo directo de la terminal.

Figura 10-3: Importaciones de gas natural licuado



Fuente: Dirección Nacional de Información Energética – SSPE – Secretaría de Gobierno de Energía sobre la base de datos de ENARGAS.



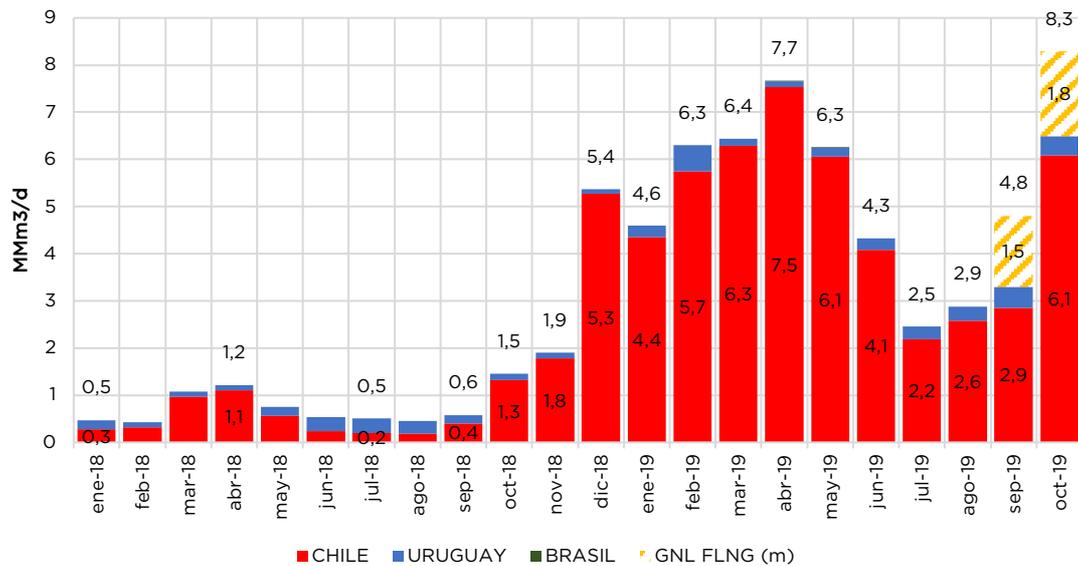
#### Datos públicos

Los datos que respaldan esta información se encuentran disponibles en <https://www.enargas.gov.ar/secciones/transporte-y-distribucion/partes-diarios-exp-imp.php>

### iii. Reinicio de las exportaciones a escala de gas natural a Chile

Como resultado del incremento de la producción de gas natural por encima de los requerimientos de la demanda doméstica, en octubre de 2018 se reanudaron las exportaciones regulares de carácter interrumpible a Chile, que habían sido suspendidas el año 2007. La marcada estacionalidad de la demanda de gas natural en nuestro país, con un déficit de oferta en el período invernal y un superávit en el estival, representa un desafío para la viabilidad económica de los proyectos de explotación, lo que requiere alternativas que permitan colocar la producción excedente de gas natural durante los meses de verano. De esta manera, con el objetivo de aumentar las inversiones para recuperar las reservas de gas natural y así poder incrementar la producción para el abastecimiento local, es necesario que la mayor producción potencial tenga asegurada condiciones de precio, tiempo y forma para llegar a la demanda, por lo que resulta crucial la integración de la Argentina al mercado regional y global.

Figura 10-4: Exportaciones mensuales de gas natural y GNL ene 2018-oct 2019, en MMm<sup>3</sup>/d



Fuente: Dirección Nacional de Escenarios y Planeamiento Energético — SSPE — Secretaría de Gobierno de Energía sobre la base de datos de ENARGAS y estimaciones propias (GNL).

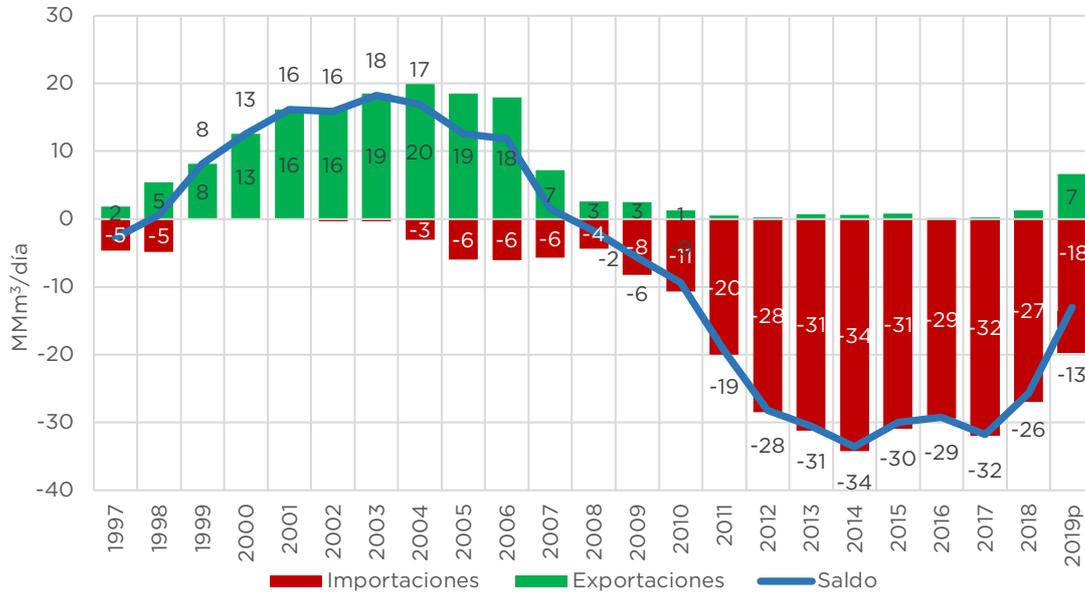
En lo que va de 2019, las exportaciones de gas natural alcanzaron un máximo de 7,7 MMm<sup>3</sup>/d en el mes de abril excluyendo la licuefacción de GNL, y, al considerar conjuntamente al GNL, alcanzaron un máximo de 8,3 MM m<sup>3</sup>/d en octubre del mismo año. Esto permitió una mejora en la balanza comercial, sin comprometer el abastecimiento del mercado interno. Por su parte, se establecieron nuevas pautas para la autorización de exportaciones de gas natural en condición firme (no interrumpible) a Chile para el período estival 2019/2020, autorizándose a la fecha dos exportaciones de este carácter, mejorando sustancialmente el intercambio energético activo entre ambos países.

El 24 de julio del presente se sancionó la Res. 417/2019 que establece un nuevo procedimiento simplificado de autorización de exportaciones de gas natural que reduce el tiempo de gestión de las aprobaciones de 45 a 15 días hábiles.

En línea con el desarrollo normativo requerido en materia de exportación de gas natural mencionado anteriormente, se aprobaron y pusieron en funcionamiento las siguientes normativas: Régimen para la exportación de gas natural en condición firme para el período estival 2019/2020 mediante la

Disposición SsHyC 168/2019; Procedimiento operativo de seguimiento de exportaciones mediante la Disposición SsHyC 284/2019.

Figura 10-5: Balanza comercial de gas natural 1997-2019p, en MM m<sup>3</sup>/d



Fuente: Dirección Nacional de Escenarios y Planeamiento Energético – SSPE – Secretaría de Gobierno de Energía sobre la base de datos de ENARGAS.



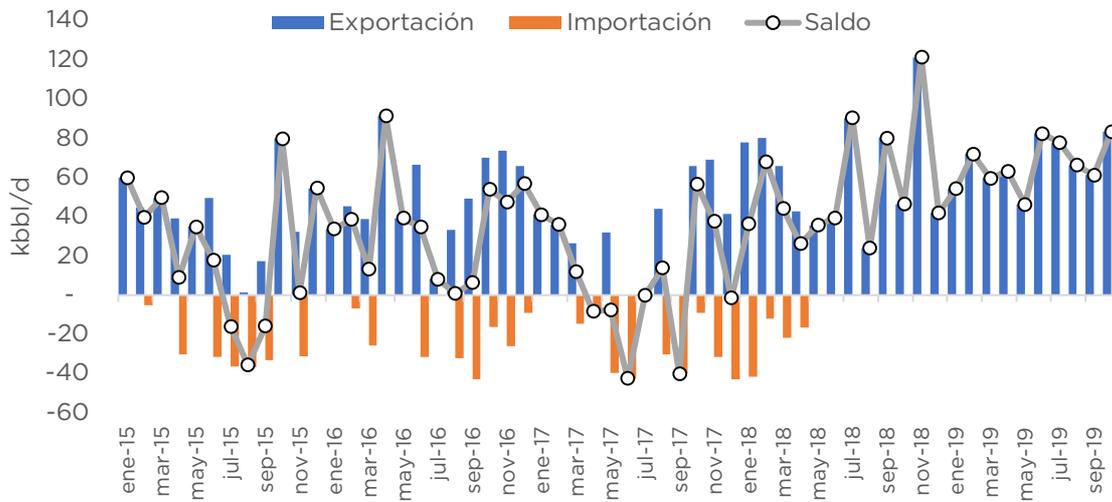
#### Datos públicos

Los datos que respaldan esta información se encuentran disponibles en <https://www.enargas.gov.ar/secciones/transporte-y-distribucion/partes-diarios-exp-imp.php>

#### iv. Comercio exterior de petróleo

El aumento de la producción de petróleo motorizado por el crecimiento del shale durante el último año y medio, generó mayores saldos exportables de petróleo crudo. A noviembre de 2019 se registran 19 meses sin importaciones de petróleo. Esto último debido a la mayor disponibilidad de este tipo de crudo como consecuencia del crecimiento acelerado de la explotación de hidrocarburos de reservorios no convencionales en la cuenca Neuquina, destacándose la actividad en la formación Vaca Muerta.

Figura 10-6: Comercio exterior de petróleo crudo 2015 – 2019, en miles de barriles día.



Fuente: Dirección Nacional de Escenarios y Planeamiento Energético — SSPE — Secretaría de Gobierno de Energía



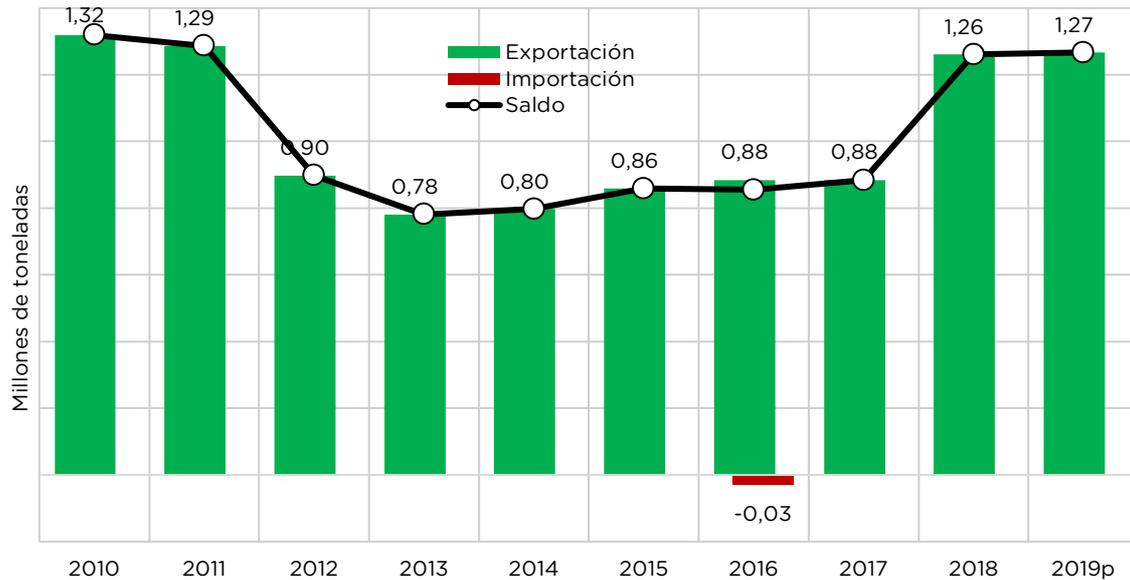
#### Datos públicos

Los datos que respaldan esta información se encuentran disponibles en <http://datos.minem.gob.ar/dataset/refinacion-y-comercializacion-de-petroleo-gas-y-derivados-tablas-dinamicas>

#### v. Exportaciones de GLP

Adicionalmente, gracias al aumento de producción de gas licuado de petróleo (GLP), se autorizaron operaciones de exportación por un total de 1,27 millones de toneladas, resultando el mayor volumen exportado desde 2010 y sumando 425 millones de dólares al saldo de la Balanza Comercial Energética. El gráfico que se presenta a continuación muestran la evolución de las exportaciones, importaciones y saldo de GLP en cantidades y en millones de dólares.

Figura 10-7: Comercio exterior de GLP, en millones de toneladas

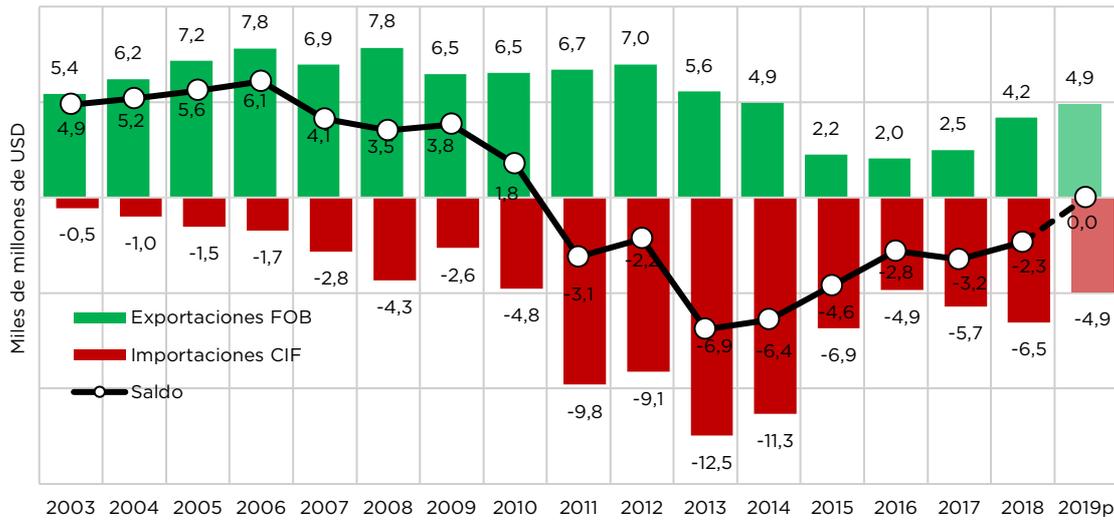


Fuente: Dirección Nacional de Escenarios y Planeamiento Energético — SSPE — Secretaría de Gobierno de Energía

#### vi. Recuperación del equilibrio en la Balanza Comercial Energética

El aumento de las inversiones en exploración y el desarrollo de los recursos no convencionales han redundado en una recuperación del saldo comercial del sector que, de haber alcanzado un superávit de 6,1 mil MMUSD en 2006, se había revertido hacia un déficit de 6,9 mil MMUSD en el 2013 (por las importaciones de gas de Bolivia, GNL, electricidad, petróleos crudos livianos y gasoil). En 2018 el déficit se redujo hasta 2,3 mil MMUSD y continuó disminuyendo durante 2019, por lo que se estima que se alcanzará el equilibrio hacia fin de 2019. Todo esto como consecuencia del incremento de la producción, la renegociación del contrato con Bolivia y las exportaciones de gas durante el verano.

Figura 10-8: Balanza comercial energética 2003-2019p, en millones de dólares



Fuente: Dirección Nacional de Escenarios y Planeamiento Energético — SSPE — Secretaría de Gobierno de Energía sobre la base de datos de INDEC y estimaciones propias.



#### Datos públicos

Los datos que respaldan esta información se encuentran disponibles en <https://www.indec.gov.ar/indec/web/Nivel4-Tema-3-2-40>

## 11. Eficiencia Energética

La eficiencia energética se entiende como el conjunto de acciones que permiten mejorar la relación entre la cantidad de energía consumida y los productos y servicios que se obtienen a partir de su uso. Se desarrolla a través de la implementación de diversas medidas de gestión, de hábitos de uso de la energía en la comunidad e inversiones en tecnologías más eficientes, sin afectar el confort y calidad de vida de los habitantes. Las mejoras sistémicas que se obtienen a partir de la eficiencia energética impactan directamente en reducción de costos, incrementos de productividad, seguridad energética y reducción de gases contaminantes.

Argentina se propuso implementar medidas de eficiencia energética con el objetivo de reducir un 8,3% la demanda de energía al año 2030, comparándolo con las previsiones actuales sin esas medidas. Esta energía evitada reduce la dependencia de mercados internacionales caracterizados por su alta volatilidad y, a través de la disminución de los precios locales de la energía, reduce los costos de producción de los bienes y servicios, aumentando la productividad en diversos sectores de la economía y la competitividad del país.

Por su parte, las acciones de eficiencia energética en los hogares atenúan los gastos energéticos de las familias, permitiendo además alcanzar niveles mínimos de confort no satisfechos, especialmente en el caso de hogares más vulnerables.

En esta línea, se promovió la adopción de medidas de eficiencia energética en los sectores productivos, de transporte, público y residencial, se implementaron normas de etiquetado y estándar mínimo en electro y gasodomésticos y se desarrollaron programas de educación.

En noviembre de 2019 se presentó en el Senado de la Nación el proyecto de Ley Nacional de Eficiencia Energética<sup>21</sup> buscando crear las condiciones institucionales para favorecer el desarrollo de la eficiencia energética en la

---

<sup>21</sup> Expediente S-3290/2019 (<https://www.senado.gov.ar/parlamentario/comisiones/verExp/3290.19/S/PL>)

Argentina. Su necesidad radica en que el uso eficiente de la energía posee beneficios objetivos, pero su desarrollo se ve limitado por una serie de barreras de información, culturales, económicas, técnicas y regulatorias. Estos límites justifican la necesidad de una política pública de jerarquía nacional que ordene y fomente su desarrollo con el objetivo principal de generar beneficios sociales a través de la seguridad energética. Entre las definiciones principales del proyecto se encuentra la obligación de elaborar un Plan Nacional de Eficiencia Energética de la Argentina, en forma coordinada con los actores involucrados, estableciendo metas y compromisos sociales. Se estuvo trabajando en forma participativa con los diversos actores sectoriales que están involucrados en su implementación, con el fin de construir un plan consensuado en términos de responsabilidad social y metas agregadas.

Un aporte importante para el planeamiento energético y potencialidad de desarrollo de la Eficiencia energética es la construcción del Balance Nacional de Energía Útil (BNEU), ejercicio que articula con el Balance Energético Nacional ya existente desde hace varios años en la Argentina, que permite contabilizar los flujos energéticos en términos de la energía útil recuperada por el consumidor final a la salida de sus aparatos de consumo, sugiriendo de esta manera las pérdidas sufridas en la fase de consumo final de la energía.

El BNEU permite saber qué fuentes de energía consumen los distintos sectores (industrial, residencial y transporte), para qué se la consume (usos y equipos) y cómo se la consume (modalidades de consumo y eficiencia energética), aportando información fundamental para que el Estado nacional y los Estados Provinciales puedan elaborar políticas públicas que contribuyan a mejorar la eficiencia en cada uno de los sectores consumidores de energía.

Se iniciaron los BNEU a nivel sectorial para los segmentos residencial, industrial y de transporte, que representan el 84% del consumo de energía total del país. En el caso del sector residencial, se realizaron 45.000 encuestas a hogares urbanos de todo el país, indagando sobre usos y equipamiento de la energía a través de un módulo específico incluido por primera vez en la Encuesta Nacional de Gastos de los Hogares (ENGHo) que periódicamente desarrolla el

Instituto Nacional de Estadísticas y Censos. Esto permitió desarrollar un “Modelo de Demanda de Energía en Hogares Urbanos de la Argentina” cuyos resultados se publicarán a partir de marzo del año 2020.

### a. Sectores Productivos

**Promoción de Sistemas de Gestión de la Energía (SGEn):** Permite a las organizaciones establecer los procesos necesarios para mejorar su desempeño energético. Esto se logra a través de: Resolución 1E-2017 Grandes Usuarios Electro intensivos, que otorga subsidios sobre la factura de Energía Eléctrica de empresas pertenecientes a sectores electro-intensivos prioritarios (23% de la demanda industrial total de energía eléctrica) al acreditar el cumplimiento de una serie de entregables orientados a la gestión energética de sus instalaciones y la mejora del desempeño energético; Redes de Aprendizaje de SGEn, que tienen por objeto mejorar el desempeño energético de las organizaciones participantes (10-12 por Red) a través de una metodología ágil y participativa, logrando así disminuir el tiempo y los costos totales de implementación de un SGEn. El consumo total de todas las redes en marcha representa un 15% del consumo energético industrial del país y se estiman ahorros de entre 4-7% para electricidad y entre 5% y 8% para gas natural para cada Red; Reconocimientos, que distinguen a aquellas organizaciones que cuenten con un SGEn certificado a través de dos iniciativas específicas, el Premio Argentina Eficiente en sus distintas categorías locales y la adhesión al *Energy Management Leadership Awards* (iniciativa del *Clean Energy Ministerial*).

### b. Sector Transporte

**Programa de Transporte Inteligente:** Alianza público-privada destinada la implementación de medidas de eficiencia energética y mitigación del cambio climático. Es de carácter voluntario y está formado por empresas transportistas, dadoras de carga, cámaras, federaciones, proveedores de tecnologías y servicios de eficiencia, universidades y unidades de gobierno vinculadas.

**Etiquetado de vehículos livianos:** Herramienta para posicionar la eficiencia como variable de decisión en la compra de vehículos de hasta 3.500 kg. Su implementación es obligatoria y gradual. Desde junio 2019 a junio 2020 la totalidad de la oferta deberá contar con una etiqueta informativa que indique el consumo de combustible en litros por cada 100 kilómetros recorridos y, a su vez, cuánto CO<sub>2</sub> emite. Para abril 2021 el 100% deberá contar con la etiqueta, que ya pasará a ser comparativa.

**Conducción eficiente en todas las licencias de conducir:** Incorporación de conceptos de conducción eficiente en todas las licencias del país y desarrollar contenidos a nivel normativo y para los cursos de obtención y renovación.

### c. Sector Público

**Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía (PROUREE) en Edificios Públicos:** Tiene como objetivo reducir los niveles de consumo en los edificios de la Administración Pública Nacional mediante la implementación de medidas de mejora de eficiencia energética, la introducción de criterios para la gestión de la energía, y la concientización del personal en el uso racional de los recursos. Para esto, se desarrolló una herramienta informática para dar soporte a su implementación a través de guías, cursos virtuales y presenciales de capacitación enfocados en mejorar la gestión de la energía para Administradores Energéticos. Todos los instrumentos se ponen a disposición de los gobiernos provinciales y municipales para la implementación del Programa en sus respectivas jurisdicciones.

**Compras públicas:** Inclusión de criterios de Eficiencia Energética para las compras del Estado nacional a través del portal [www.compr.ar](http://www.compr.ar) para equipamiento que consuma energía. Durante 2018 y 2019 se revisaron acuerdos marco, catálogos y fichas de recomendación para: lámparas y tubos LED, tubos fluorescentes, electrodomésticos.

#### d. Sector Residencial

**Programa Nacional de Etiquetado de Viviendas:** Tiene como objetivo introducir la Etiqueta de Eficiencia Energética como un instrumento que brinde información a los usuarios acerca de las prestaciones energéticas de una vivienda y constituya una herramienta de decisión adicional a la hora de realizar una operación inmobiliaria, evaluar un nuevo proyecto o realizar intervenciones en viviendas existentes. Para su implementación, se ha desarrollado un aplicativo informático, se realizan pruebas piloto en diversas zonas bioclimáticas del país y se ha avanzado con la definición de las escalas de letras. Esta iniciativa incluye la definición de estándares para la vivienda de tipo social. A partir de la mejora en los estándares de eficiencia en edificaciones existe un potencial de disminución de demanda energética del 50%.

**Etiquetado de carpintería de obra:** Desarrollo de una herramienta online de cálculo destinada a fabricantes de ventanas para facilitar la difusión y generación de la etiqueta según la norma IRAM 11507 – 6/2018.

**Etiquetado de electro y gasodomésticos.** Se desarrollaron normativas de etiquetado y estándares mínimos sobre todo producto o aparato que preste un servicio energético por medio del uso de alguna forma de energía, o cuya utilización tenga incidencia en el consumo de energía, entre ellas:

- **Etiqueta obligatoria con estándar mínimo de eficiencia energética** (heladeras y congeladores, lavarropas, lámparas incandescentes, halógenas y fluorescentes, acondicionadores de aire);
- **Etiqueta obligatoria sin estándar mínimo** (artefactos de cocción a gas, calefones, termotanques a gas y eléctricos, calefactores, balastos para lámparas fluorescentes, motores de inducción trifásicos y monofásicos, televisores, microondas, stand-by);
- **Etiqueta voluntaria** (electrobombas, hornos eléctricos portátiles y empotrables, ventiladores de techo y de pared y pie, lavavajillas, lámparas LED y módulos fotovoltaicos).

### e. Educación y fomento en sustentabilidad energética

Se desarrollaron programas de educación para todos los niveles del sistema de enseñanza a través de diferentes proyectos, con el propósito de educar en el uso responsable y eficiente de la energía y generar capacidades técnicas en la sociedad. La Estrategia Nacional de Educación para la Sustentabilidad Energética cuenta con la aprobación de los Ministros provinciales de Educación de todo el país, reunidos en la 93° Asamblea del Consejo Federal de Educación. Los principales ejes de trabajo son: Contenidos y materiales didácticos entregados al 100% de las escuelas del país; Formación docente; Capacidades técnicas en la sociedad (orientado a profesionales de las carteras de Educación, Ambiente y/o Energía de todas las provincias del país, estudiantes de carreras estratégicas de Ingeniería y Arquitectura y a la Educación Secundaria Técnica, la Formación Técnico Profesional y el nivel Terciario Técnico de todo el país).

Adicionalmente, junto con la Jefatura de Gabinete de Ministros de la Nación, se llevó a cabo la campaña masiva en medios de comunicación, tradicionales y no tradicionales, para el uso eficiente de la electricidad y el gas tanto para el verano como para el invierno.

Se puso en marcha el programa de reemplazo a luminarias LED en alumbrado público, se ejecutaron en forma completa 65 proyectos, instalándose 86.098 luminarias.

## 12. Energía y Cambio Climático

Argentina ha dado pasos concretos asociados con la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero provenientes del sector energético, vinculados con una mayor penetración de energías renovables, la casi completa eliminación de los combustibles líquidos para la generación eléctrica, la implementación de políticas de eficiencia energética y la reducción de subsidios ineficientes a los combustibles fósiles.

Como se señalara anteriormente, gracias a una mayor disponibilidad de gas natural, en conjunción con una menor demanda eléctrica y la incorporación acelerada de renovables a la red, entre 2015 y 2019 se redujo 81% la quema de combustibles fósiles más contaminantes como el carbón, fueloil y gasoil para la generación eléctrica (pasando de 17,5 MMm<sup>3</sup>/día equivalentes de gas natural a 2 MMm<sup>3</sup>/día equivalentes).

Por otra parte, se adjudicaron 12 proyectos por 1.810 MW en el marco de la Resolución SEE 287/2017 que permitirán mejorar la eficiencia en la generación del sistema eléctrico, reduciendo aún más el consumo de fósiles. 534 MW de estos proyectos ya entregan energía a la red.

En línea con la declaración de Pittsburgh de los líderes de G20, Argentina redujo entre 2015 y 2019 los subsidios ineficientes a los combustibles fósiles en un 69% medidos en dólares, pasando de 1,1 a 0,5 puntos del PIB y eliminando completamente los subsidios al petróleo.

Asimismo, se han producido notables avances en la incorporación de potencia de fuentes renovables no convencionales, como solar, eólica, pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, biogas y biomasa. En el marco de los programas RenovAr y MaTer, 62 proyectos ya han entrado en operación comercial y 94 se encuentran en plena construcción, con una inversión de casi 7.500 millones de dólares que va a incorporar casi 5.000 MW de potencia renovable.

Estos efectos ya se ven en la generación: la participación de las renovables en el cubrimiento de la demanda eléctrica pasó de equivaler al el 2,3% de la demanda en diciembre de 2015 a un valor estimado en más del 10% en diciembre de 2019.

Hoy 1/3 de la matriz de generación eléctrica de Argentina es libre de emisiones, y debido a las políticas y los proyectos puestos en marcha y en carpeta, se estima que en 2030 esta matriz va a ser dos tercios libre de emisiones dados los proyectos en marcha y en carpeta.

Además de estos resultados concretos alcanzados durante el período reseñado en el ámbito del sector energético con impacto en el cambio climático, se describe en esta sección el rol de la Secretaría de Gobierno de Energía en el marco del Gabinete Nacional de Cambio Climático, así como el Plan de Acción de Energía y Cambio Climático.

En el año 2016 Argentina ratificó el acuerdo de París. Este acuerdo es vinculante y requiere un compromiso de reducir las emisiones para mantener el incremento de la temperatura promedio global por debajo de 2°C en comparación a los niveles preindustriales. A través de su Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC, por sus siglas en inglés), Argentina se comprometió a no exceder la emisión neta de 483 millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente (MtCO<sub>2</sub>e) en el año 2030.

Para trabajar en la agenda climática, en 2016 fue creado el Gabinete Nacional de Cambio Climático (GNCC), conformado por Ministerios y Secretarías de Gobierno con competencia sobre las políticas sectoriales de mitigación y adaptación, del que la Secretaría de Gobierno de Energía forma parte. Durante el primer año, el gabinete se centró en revisar la NDC que había sido presentada en 2015. Como resultado la nueva Contribución, mencionada más arriba, verificó mejoras significativas en términos cuantitativos y cualitativos respecto a la de 2015, y estuvo basada en un fuerte consenso gubernamental e interjurisdiccional, involucrando además a diversos sectores de la sociedad. Para ello, se desarrollaron procesos participativos, que incluyeron la realización

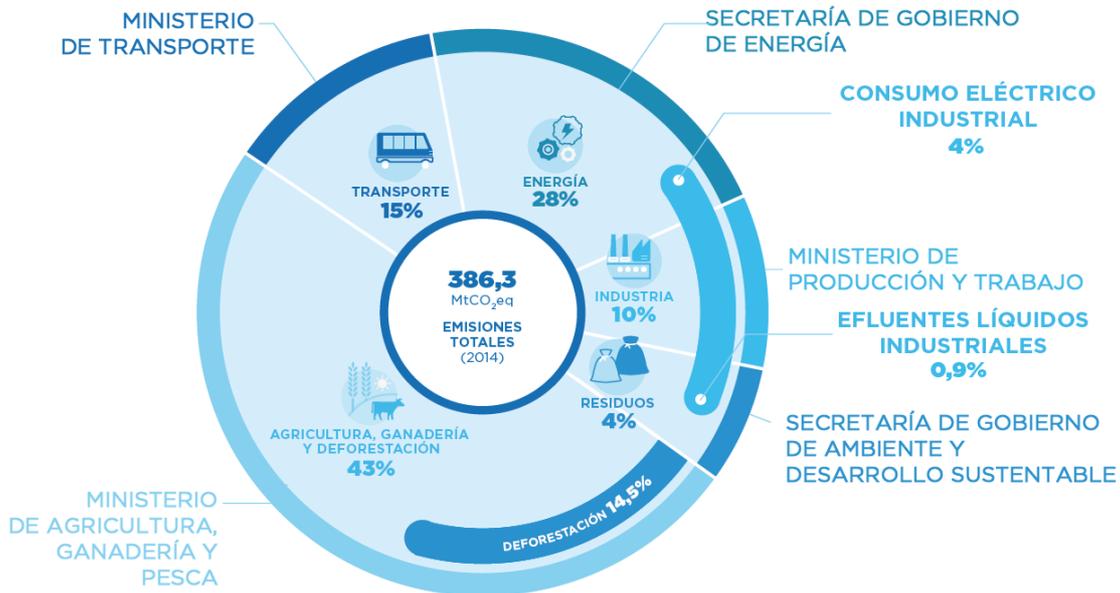
de mesas ampliadas con diversos sectores como la sociedad civil, el sector privado, el sector académico y el sector de los trabajadores.

En el marco del GNCC se desarrollaron Planes Sectoriales orientados al cumplimiento de la NDC presentada por la República Argentina a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC). Los planes de acción sectoriales constituyen un importante paso para desarrollar el Plan Nacional de Respuesta al Cambio Climático que responda integralmente a la necesidad de Argentina de hacer frente, de manera coordinada y eficiente, a los desafíos que implica el cambio climático en dos aristas:

- i. La promoción e implementación de medidas de adaptación al cambio climático, en especial en aquellas poblaciones, actividades productivas y ecosistemas particularmente vulnerables.
- ii. El desarrollo de políticas, medidas y acciones que contribuyan a limitar el crecimiento de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), sin comprometer el desarrollo sustentable del país.

En 2017, con el objetivo de reforzar una posición de liderazgo y compromiso frente al cambio climático, se consolidó un proceso de trabajo con metodologías participativas y multisectoriales que permitieron planificar la implementación de la NDC. Para esto fue considerada la distribución de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) por organismo de aplicación. El siguiente gráfico muestra la distribución de las emisiones de GEI asignadas según dichas competencias.

Figura 11-1: Inventario de emisiones GEI según organismo de aplicación. 2014



Fuente: GNCC, Informe de actividades 2017, SAyDS.

Como puede observarse, las emisiones bajo las competencias de la Secretaría de Gobierno de Energía representaban el 28% del inventario de emisiones de GEI en 2014. A fines de computar las emisiones totales del sector energético, se deben sumar las emisiones imputadas en el marco del GNCC al Ministerio de Transporte (15%) y un 10% proveniente de otras dependencias, de manera de arribar al 53% que representa en términos del total (193 MMtCO<sub>2</sub>e).

### Plan de Acción Nacional de Energía y Cambio Climático

El Plan de Acción Nacional de Energía y Cambio Climático (PANeCC) tiene como objetivo planificar la implementación de las medidas contenidas en la NDC que se encuentran bajo la órbita de la Secretaría de Gobierno de Energía. En su elaboración, el Plan fue consensado con los Ministerios que componen el GNCC, con la Mesa de Energía y con actores representativos que participaron en las mesas ampliadas. El PANeCC formó parte del Plan Nacional publicado mediante la Resolución 447/2019, junto al resto de los Planes de Acción Sectoriales.

El PANeCC fue uno de los primeros planes sectoriales desarrollados, y contiene las medidas de mitigación y hojas de ruta en las que se describen las medidas, su alcance y cuantificación, en lo que refiere a la potencial mitigación de emisiones de GEI al 2030. También se identifican las barreras y los instrumentos regulatorios y económicos que posibilitan su implementación actual o potencial. Se define, además, el financiamiento existente y necesario para desarrollar las medidas, así como los indicadores y las variables que permiten monitorear los resultados y los avances. Para llevar adelante este proceso, además de la organización de mesas sectoriales de energía, se llevaron a cabo en 2017 dos mesas ampliadas que reunieron a organismos no gubernamentales, asociaciones de trabajadores, sector privado, sector académico-científico y municipios, a fin de promover el debate y el intercambio de puntos de vista y de información.

La visión estratégica del PAEyCC contempla que, para el año 2030, la Argentina habrá implementado políticas, acciones y medidas para el abastecimiento asequible de energía de manera limpia, confiable y sostenible, acompañando el crecimiento productivo y poblacional e incorporando el uso responsable de la energía a través de la promoción de la eficiencia energética como eje rector, logrando una reducción sustancial de las emisiones de GEI y mecanismos de adaptación al cambio climático que reduzcan la exposición al riesgo y la vulnerabilidad social y de los sistemas energéticos.

La siguiente figura esquematiza la estructura y los ejes de intervención del Plan, describiendo las distintas medidas de mitigación consideradas en el Plan de Acción Nacional de Energía y Cambio Climático.

Figura 11-2: Estructura del Plan de Acción de energía y cambio climático



Fuente: Plan de Acción de Energía y Cambio Climático - Secretaría de Gobierno de Energía y Secretaría de Gobierno de Ambiente y Desarrollo Sustentable.

Las medidas y acciones de mitigación para el sector energético consideradas en la Contribución Determinada a Nivel Nacional se estructuran en dos ejes centrales correspondientes a la oferta y la demanda de energía.

Según el Plan de Acción Nacional de Energía y Cambio Climático elaborado en 2017, en su conjunto, las medidas identificadas permitirían una reducción de emisiones en el sector energético para el año 2030 de 77,4 MMtCO<sub>2</sub>e. Este objetivo sectorial de reducción de emisiones de GEI contribuirá de manera significativa al cumplimiento de la meta de la Contribución Determinada a Nivel Nacional. Como se mencionara, las medidas referidas al sector transporte se encuentran detalladas en el Plan de Acción Nacional de Transporte y Cambio Climático, así como las medidas referidas al sector industrial en su correspondiente plan.

No obstante, debido al carácter sistémico de toda la cadena energética, es importante destacar que diversas medidas que pueden darse en el ámbito de aplicación de otras jurisdicciones tendrán también impacto en el sector energético, tanto en términos de creación de nuevas demandas o modificaciones en la matriz de abastecimiento. En consecuencia, independientemente de los ámbitos de aplicación establecidos en el marco del

Gabinete Nacional de Cambio Climático, resulta necesario abordar la cuantificación de las medidas de mitigación en forma conjunta debido a su influencia en el despacho eléctrico y de gas natural, evitando los inconvenientes propios de obtener óptimos locales en detrimento de una optimización global.

Asimismo, mediante un conjunto de medidas adicionales a las comprometidas en la Contribución Determinada a Nivel Nacional de Argentina se podrían lograr ahorros adicionales por un total de 21,0 MMtCO<sub>2</sub>e, lo cual llevaría a reducciones de 98,4 MMtCO<sub>2</sub>e para el año 2030. Esto sucedería siempre y cuando se superen las barreras para la implementación de estas medidas adicionales, que actualmente fundamentan su condicionalidad. Muchas de estas medidas fueron previamente presentadas en la sección de metodología de estimación de las demandas al considerar las políticas de ahorro y eficiencia energética mientras que otras fueron esbozadas en la incorporación de fuentes limpias a la matriz de generación eléctrica en su correspondiente apartado.

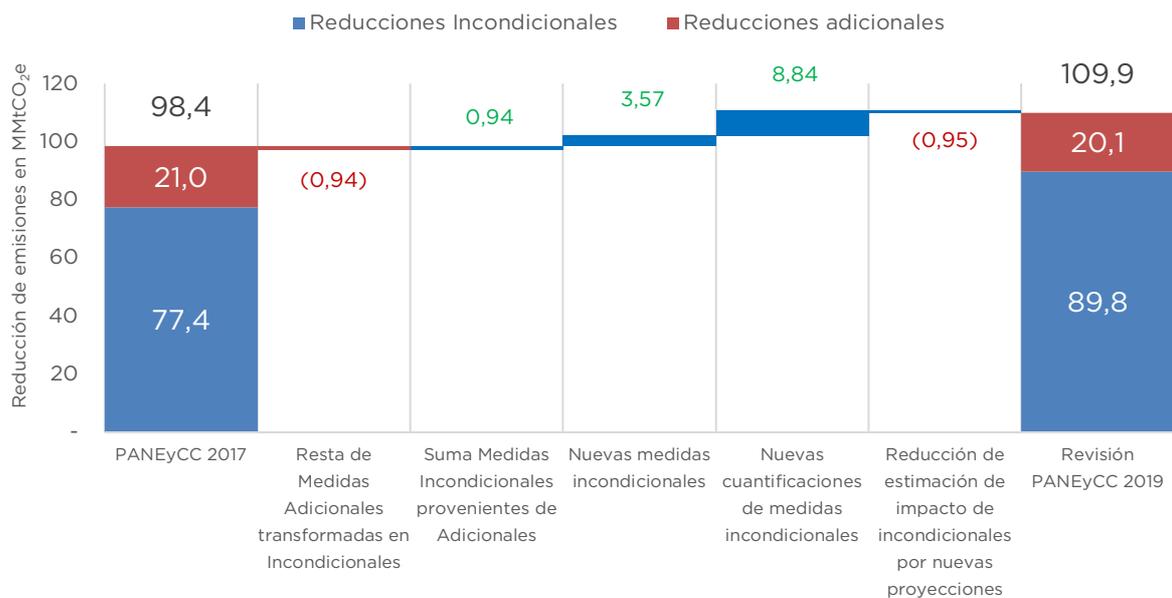
Dicho Plan de Acción fue actualizado en 2019, en línea con los Escenarios Energéticos 2030, y su anexo de revisión arroja como resultado relevante que las medidas incondicionales pasan de representar una reducción de emisiones de 77,4 MMtCO<sub>2</sub>e en el PANEyCC 2017 a 89,8 MMtCO<sub>2</sub>e en esta revisión, incrementándose el compromiso de reducción de emisiones atribuible a estas medidas en 16%, mientras que la cuantificación de las medidas adicionales se ve reducida en 0,94 MMtCO<sub>2</sub>e, resultando en 20,1 MMtCO<sub>2</sub>e, por lo que entre las medidas incondicionales y las adicionales totalizarían una reducción de 109,9 MMtCO<sub>2</sub>e.

Seguidamente se presentan las variaciones por grandes rubros resultantes de los cambios en el cómputo de las medidas de mitigación contempladas en esta revisión con relación a las medidas presentes en el Plan de Acción Nacional de Energía y Cambio Climático en su edición 2017.

A grandes rasgos se observa, en primer lugar, la incorporación debida a la cuantificación de medidas que habían sido catalogadas como “nuevas” en el

Plan, que pasan a computarse como incondicionales a partir de esta revisión<sup>22</sup>, sumando una reducción incondicional de 8,84 MMtCO<sub>2</sub>e. En segundo lugar, se suman “nuevas medidas incondicionales” vinculadas a los incrementos del compromiso incondicional en generación eléctrica distribuida, generación hidroeléctrica y corte de biocombustibles, que resultan en un incremento de 3,57 MMtCO<sub>2</sub>e en compromisos incondicionales. Por otra parte, se presenta una transferencia de 0,94 MMtCO<sub>2</sub>e correspondientes a medidas anteriormente contempladas como “adicionales” que en esta revisión han pasado a categorizarse como incondicionales, y por último se muestra una reducción de 0,95 MMtCO<sub>2</sub>e vinculada al recálculo del impacto de algunas medidas, asociado principalmente a los plazos de ejecución de los proyectos.

**Figura 11-3: Diferencias en la reducción de emisiones entre el PANEyCC 2017 y su revisión**



Fuente: Plan de Acción de Energía y Cambio Climático (Anexo Revisión 2019) — SSPE — Secretaría de Gobierno de Energía y Secretaría de Gobierno de Ambiente y Desarrollo Sustentable.

Cada una de estas medidas se encuentra brevemente caracterizada en el documento del plan<sup>23</sup> y, para la mayoría de ellas, se estimó el impacto en materia de ahorro de emisiones como resultado de su implementación, hasta

<sup>22</sup> Sustitución de combustibles fósiles carbono intensivos (carbón, fueloil y diésel) por gas natural para la generación de energía eléctrica conectada a red y aumento de la eficiencia en la generación.

<sup>23</sup> Fuente: <https://www.argentina.gob.ar/ambiente/sustentabilidad/planes-sectoriales/energia>

el año 2030 como horizonte temporal de referencia. No obstante, todas las cuantificaciones se realizaron en función de parámetros y supuestos vigentes al momento de la estimación y elaboración del plan en cuestión. Los valores obtenidos se modificarán y actualizarán en función de la disponibilidad de nuevos datos, de la actualización de supuestos y de los ajustes por interacción entre medidas.

La cuantificación individual de cada medida en el plan tiene como objetivo apoyar la planificación interna en el marco del Gabinete Nacional de Cambio Climático. El compromiso ante la comunidad internacional es la meta absoluta establecida en la Contribución Determinada a Nivel Nacional.

Cabe destacar que el plan de acción sectorial de energía presenta partes de su estructura en desarrollo y se elaborarán, complementarán o ajustarán progresivamente. Por otra parte, las hojas de ruta de las medidas de mitigación constituyen contenidos sometidos a una mejora continua.

Adicionalmente, en 2018 Argentina presentó su propuesta para el desarrollo de instrumentos de precio al carbono (PMR, por sus siglas en inglés). El establecimiento de precios al carbono contribuye a reducir las emisiones de dióxido de carbono, por lo que tiene un rol importante en la lucha global contra el cambio climático. Ese mismo año se organizó la Asamblea del PMR en Argentina, donde se presentó el trabajo realizado por el sector, y el proyecto que busca estudiar mecanismos de mercado relacionados con certificados de eficiencia energética y certificados para energías renovables.

Asimismo, se colaboró en la elaboración del tercer informe bienal de actualización (BUR, por sus siglas en inglés) que presentó Argentina a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático que incluye, entre otras cosas, el inventario de emisiones de gases de efecto invernadero, acciones de mitigación, necesidades y apoyo recibido.

#### i. Esquema de monitoreo

En el Plan de Acción de Energía y Cambio Climático se detallan las hojas de ruta, donde se describe el posible camino de implementación de cada medida,

incluyendo los organismos responsables de su ejecución, las barreras y los instrumentos regulatorios y económicos que posibilitan actual o potencialmente la implementación. Además, se menciona el financiamiento existente y necesario para desarrollar las medidas y se presentan los indicadores y las variables que permitirán realizar el seguimiento y monitoreo del cumplimiento de los objetivos cuantitativos asumidos. El monitoreo de las medidas contenidas en la NDC se realizará progresivamente, a medida que los datos para medir los indicadores seleccionados estén disponibles<sup>24</sup>.

En cuanto a la adaptación al cambio climático Argentina se encuentra actualmente elaborando con financiamiento del Fondo Verde para Clima, su estrategia de Adaptación al Cambio Climático, liderada por la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable en el marco del Gabinete Nacional de Cambio Climático.

Dicha estrategia se refiere al conjunto de acciones tendientes a desarrollar capacidades preventivas y de respuesta, ante los posibles impactos adversos provocados por eventos climatológicos extremos. Estas incluyen la generación de información y conocimiento sobre la vulnerabilidad, así como las iniciativas y medidas encaminadas a reducir la vulnerabilidad de los sistemas ante los efectos reales o esperados de un Cambio Climático. Esto se realiza con el objetivo de asegurar el cumplimiento de las metas presentadas en la Contribución Determinada a Nivel Nacional de Argentina en el marco del Acuerdo de París.

La meta comprometida en la Contribución Determinada a Nivel Nacional en lo que respecta a adaptación es diseñar e implementar un Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático de la República Argentina.

Las iniciativas en torno a la construcción del Plan Nacional de Adaptación de Energía y Cambio Climático promueven el avance en la agenda de adaptación

---

<sup>24</sup>El seguimiento de algunos de estos indicadores, como las medidas de generación a gran escala, energías renovables y biocombustibles, ya se encuentra disponible en el sitio web de la Secretaría de Gobierno de Ambiente y Desarrollo Sustentable <https://inventariogei.ambiente.gob.ar/resultados> (solapa monitoreo)

del sector energético, trazando una estrategia y línea de acción para su confección.

Con dicho objetivo se realizó un diagnóstico preliminar con una descripción de los principales aspectos del sector energético que tendrán relación con cuestiones de adaptación al Cambio Climático, focalizándose en generación, transporte y distribución de energía, así como características de la demanda energética y se lanzarán una serie de estudios que servirán como base para futuras discusiones y análisis. Esto permitirá sentar las bases para el análisis de cómo los efectos del Cambio Climático podrían afectar al sector, sus vulnerabilidades, riesgos, amenazas, brechas de conocimiento y posibles propuestas de adaptación del sector.

# OBRAS EJECUTADAS

## 2016-2019



# Índice

Guía de lectura.....	3	Río Negro.....	18
Buenos Aires.....	4	Salta.....	19
Catamarca.....	5	San Juan.....	20
Chaco.....	6	San Luis.....	21
Chubut.....	7	Río Negro.....	22
Córdoba.....	8	Salta.....	23
Corrientes.....	9	San Juan.....	24
Entre Ríos.....	10	San Luis.....	25
Formosa.....	11	Santa Cruz.....	26
Jujuy.....	12	Santa Fe.....	27
La Pampa.....	13	Santiago del Estero.....	28
La Rioja.....	14	Tucumán.....	29
Mendoza.....	15	Tierra del Fuego.....	30
Misiones.....	16	Cifras totales.....	31
Neuquén.....	17		



# Guía de lectura

## Generación

Cantidad de obras de generación de energía eléctrica y su capacidad instalada (MW).

Se consideran, por un lado, las obras que estén finalizadas o tengan fecha de finalización en 2019; y por otro, las que, habiendo iniciado o no, terminan en 2020 o posterior.

## Transporte eléctrico

Cantidad de obras de transporte de energía eléctrica, los kilómetros de tendido que incorpora y la potencia que añade.

## Transporte de gas

Obras de transporte de gas, su extensión y potenciales beneficiarios.

## Plan de Alumbrado Eficiente

Cantidad de luminarias eficientes entregadas y el valor total de los convenios firmados.

## PERMER

Cantidad de sistemas fotovoltaicos instalados en hogares rurales, en escuelas rurales y cantidad de boyeros solares entregados a pequeños productores.



# Buenos Aires

## Generación



36	OBRAS
2.850	MW
+ 34 obras a finalizar post 2020 por 1.100 MW	

## Transporte de gas



GASODUCTO DE LA COSTA	
51	KM
84.500	BENEFICIARIOS

## Transporte eléctrico



4	OBRAS
650	KM
1.135	MVA
US\$ 567.076.652	INVERSIÓN

## PERMER



170	HOGARES RURALES
130	ESCUELAS RURALES
US\$ 5.585.000	INVERSIÓN

## Plan de Alumbrado Eficiente



25.874	LUMINARIAS
\$ 125.968.794	DE CONVENIO

# Catamarca

## Generación



4	OBRAS
56	MW
+ 5 obras a finalizar post 2020 por 271 MW	

## Plan de Alumbrado Eficiente



2.986	LUMINARIAS
\$ 16.499.772	DE CONVENIO

## Transporte eléctrico



1	OBRA
44	KM
US\$ 21.148.045	INVERSIÓN

## PERMER



1.527	HOGARES RURALES
46	ESCUELAS RURALES
US\$ 4.039.403	INVERSIÓN



## Generación



1	OBRA
22	MW
+ 3 obras a finalizar post 2020 por 33 MW	

## Transporte de gas



GASODUCTO DEL NEA	
830	KM
378.000	BENEFICIARIOS TOTALES

## Transporte eléctrico



2	OBRAS*
336	KM
90	MVA
US\$ 247.145.772	INVERSIÓN

\*Incluye interconexión Chaco-Corrientes

## PERMER



1.055	HOGARES RURALES
US\$ 2.000.000	INVERSIÓN

## Plan de Alumbrado Eficiente



2.210	LUMINARIAS
\$ 13.275.316	DE CONVENIO

## Generación



13	OBRAS
641	MW
+ 10 obras a finalizar post 2020 por 591 MW	

## Transporte de gas



GASODUCTO CORDILLERANO PATAGÓNICO	
30	KM
22.500	BENEFICIARIOS TOTALES

## Transporte eléctrico



2	OBRAS
64	KM
360	MVA

## PERMER



1.100	HOGARES RURALES
14	ESCUELAS RURALES

## Plan de Alumbrado Eficiente



2.092	LUMINARIAS
\$ 10.238.948	DE CONVENIO

## Generación



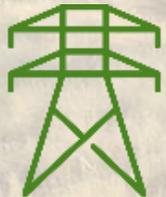
14	OBRAS
503	MW
+ 23 obras a finalizar post 2020 por 172 MW	

## Plan de Alumbrado Eficiente



13.840	LUMINARIAS
\$ 75.650.751	DE CONVENIO

## Transporte eléctrico



1	OBRA
124	KM
40	MVA
US\$ 35.589.014	INVERSIÓN

## PERMER



3.500	HOGARES RURALES
57	ESCUELAS RURALES
204	BOYEROS
US\$ 4.190.000	INVERSIÓN

# Corrientes

## Generación



1	OBRA
36	MW
+ 4 obras a finalizar post 2020 por 69 MW	

## Plan de Alumbrado Eficiente



617	LUMINARIAS
\$ 3.052.896	DE CONVENIO

## Transporte eléctrico



1	OBRA
130	KM
US\$ 39.416.444	INVERSIÓN

## PERMER



140	HOGARES RURALES
72	ESCUELAS RURALES
205	BOYEROS
US\$ 4.520.000	INVERSIÓN



# Entre Ríos

## Transporte eléctrico



1	OBRA
30	MVA
US\$ 894.844	INVERSIÓN



## PERMER

552	HOGARES RURALES
US\$ 1.000.000	INVERSIÓN

## Plan de Alumbrado Eficiente



6.192	LUMINARIAS
\$ 33.288.908	DE CONVENIO



## Generación



3	OBRAS*
22	MW
*Finalizan post 2020	

## PERMER



CONVENIO EN PROCESO DE NEGOCIACIÓN

## Transporte eléctrico



1	OBRA
30	MVA
US\$ 9.274.277	INVERSIÓN

## Generación



4	OBRAS
391	MW

## Plan de Alumbrado Eficiente



3.780	LUMINARIAS
\$ 28.503.559	DE CONVENIO

## Transporte eléctrico



2	OBRAS
30	MVA
US\$ 20.850.621	INVERSIÓN

## PERMER



33	ESCUELAS RURALES
255	BOYEROS
US\$ 2.443.000	INVERSIÓN

## Generación



1	OBRA
40	MW
+ 5 obras a finalizar post 2020 por 99 MW	

## PERMER



595	HOGARES RURALES
124	BOYEROS
US\$ 1.954.400	INVERSIÓN

## Plan de Alumbrado Eficiente



2.562	LUMINARIAS
\$ 12.325.911	DE CONVENIO

## Generación



5	OBRAS
199	MW
+ 10 obras a finalizar post 2020 por 311 MW	

## PERMER



957	HOGARES RURALES
25	ESCUELAS RURALES
202	BOYEROS
US\$ 1.999.228	INVERSIÓN

## Transporte eléctrico



1	OBRA
1	KM
300	MVA
US\$ 65.044.038	INVERSIÓN

# Mendoza

## Generación



8	OBRAS
151	MW
+ 21 obras a finalizar post 2020 por 316 MW	

## PERMER



7	ESCUELAS RURALES
US\$ 490.000	INVERSIÓN

## Plan de Alumbrado Eficiente



4.205	LUMINARIAS
\$ 24.823.581	DE CONVENIO



# Misiones

## Generación



1	OBRA
3	MW
+ 1 obra a finalizar post 2020 por 4 MW	



## PERMER

CONVENIO EN PROCESO DE FIRMA

## Transporte eléctrico



3	OBRAS
67	KM
246	MVA
US\$ 112.027.627	INVERSIÓN



# Neuquén

## Generación



4	OBRAS
422	MW
+ 3 obras a finalizar post 2020 por 205 MW	



## PERMER

681	HOGARES RURALES
17	ESCUELAS RURALES
US\$ 2.600.000	INVERSIÓN

## Transporte de gas



GASODUCTO CORDILLERANO y CORDILLERANO-PATAGÓNICO	
79,5	KM
22.500	BENEFICIARIOS



# Río Negro

## Generación



5	OBRAS
180	MW
+ 1 obra a finalizar post 2020 por 23 MW	

## Plan de Alumbrado Eficiente



3.626	LUMINARIAS
\$ 15.858.927	DE CONVENIO

## Transporte de gas



GASODUCTO CORDILLERANO-PATAGÓNICA	
31,7	KM
22.500	BENEFICIARIOS

## PERMER



18	ESCUELAS RURALES
US\$ 1.100.000	INVERSIÓN



## Generación



1	OBRA
80	MW
+ 7 obras a finalizar post 2020 por 221 MW	



## Transporte de gas

GASODUCTO DEL NEA	
230	KM
84.500	BENEFICIARIOS

## Transporte eléctrico



2	OBRAS
120	MVA
1	KM
US\$ 28.497.857	INVERSIÓN



## PERMER

5.063	HOGARES RURALES
260	ESCUELAS RURALES
232	BOYEROS
US\$ 22.187.735	INVERSIÓN

## Plan de Alumbrado Eficiente



2.135	LUMINARIAS
\$ 19.620.650	DE CONVENIO

## Generación



7	OBRAS
185	MW
+ 13 obras a finalizar post 2020 por 389 MW	

## Plan de Alumbrado Eficiente



1.394	LUMINARIAS
\$ 10.197.162	DE CONVENIO

## Transporte eléctrico



1	OBRA
165	KM
US\$ 81.897.710	INVERSIÓN

## PERMER



140	HOGARES RURALES
US\$ 550.000	INVERSIÓN

## Generación



6	OBRAS
60	MW
+ 8 obras a finalizar post 2020 por 41 MW	

## Transporte eléctrico



1	OBRA
127	KM
US\$ 33.968.309	INVERSIÓN

# Santa Cruz

## Generación



2	OBRAS
126	MW
+ 5 obras a finalizar post 2020 por 258 MW	

## Plan de Alumbrado Eficiente



1.312	LUMINARIAS
\$6.671.328	DE CONVENIO

## Transporte eléctrico



1	OBRA
53	KM
55	MVA
US\$ 5.536.562	INVERSIÓN



## Generación



11	OBRAS
667	MW
+ 9 obras a finalizar post 2020 por 31 MW	

## Transporte de gas



GASODUCTO DEL NEA y del CENTRO	
931	KM
378.000	BENEFICIARIOS

## Transporte eléctrico



1	OBRA
40	MVA
US\$ 1.371.972	INVERSIÓN

## Plan de Alumbrado Eficiente



12.283	LUMINARIAS
\$68.074.562	DE CONVENIO

# Santiago del Estero

## Generación



2	OBRAS*
10	MW
*Finalizan post 2020	



## PERMER

22.000	HOGARES RURALES
150	ESCUELAS RURALES
US\$ 11.440.000	INVERSIÓN

## Plan de Alumbrado Eficiente



384	LUMINARIAS
\$ 1.968.756	DE CONVENIO



## Generación



6	OBRAS
438	MW
+ 1 obra a finalizar post 2020 por 19 MW	

## PERMER



219	BOYEROS
US\$ 170.000	INVERSIÓN



## Plan de Alumbrado Eficiente



606	LUMINARIAS
\$ 3.812.049	DE CONVENIO

