

Generación eléctrica: escenarios a 2030

Este trabajo tiene por objetivo evaluar distintos escenarios de evolución de la matriz energética argentina para el período 2016-2030. Para esto se postularon hipótesis iniciales cuyos escenarios se aplicaron a modelos de proyección del consumo energético, del sistema eléctrico, refinador y finalmente del sistema energético integrado.

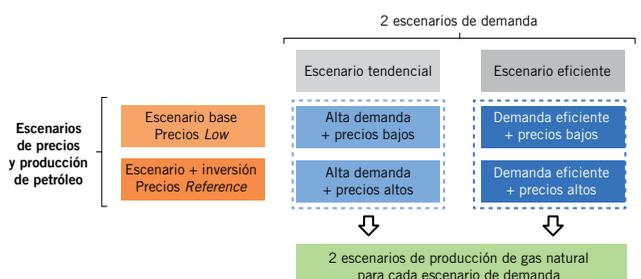
Se buscó realizar una caracterización de la matriz a largo plazo, para lo cual fue necesario contemplar algunas simplificaciones.

En términos de los escenarios de consumo final de energía, se presenta un escenario tendencial donde el consumo final se modela teniendo en cuenta el comportamiento de los últimos años en diversas estimaciones de tipo *top down*, y un escenario eficiente, que incorpora el potencial impacto de nuevas políticas en materia de ahorro y/o eficiencia energética o la profundización de las existentes junto a otras medidas que afecten a la demanda de energía.



Este trabajo reproduce fragmentos del informe “Escenarios energéticos 2030”, realizado en diciembre de 2017 por la Dirección Nacional de Escenarios y Evaluación de Proyectos de la Subsecretaría de Escenarios y Evaluación de Proyectos Secretaría de Planeamiento Energético Estratégico, en el cual se evaluaban los distintos escenarios para la matriz energética argentina. En esta nota se destacan los aspectos sobre la generación eléctrica y su mercado. Un analista hará hincapié en los puntos que, más allá de la coyuntura macroeconómica y cambios de nombres en los distintos organigramas, es fundamental que permanezcan como objetivos en el horizonte energético del país.

En términos de producción y de transformación de energía, se definen dos escenarios de producción de gas natural que, una vez alcanzado principalmente los niveles de productividad en la industria del no convencional, tienen relación directa con los escenarios de consumo tendencial y eficiente. Por otra parte, los escenarios de precios internacionales adoptados, cuyos supuestos son presentados en el documento, se reflejan principalmente en dos escenarios de producción de petróleo: el escenario Base, el



Cuadro 1. Fuente: U.S. Energy Information Administration.

cual tiene una relación directa con el escenario de precios internacionales denominado *low*, mientras que el escenario +Inversión se vincula con el escenario de precios internacionales denominado *reference*¹.

En el cuadro 1 se muestra a continuación presenta los escenarios que surgen de la combinatoria de proyecciones mencionada.

En los escenarios descriptos se analiza de manera conjunta el impacto de políticas subsectoriales en forma articulada y combinada. Estos ejercicios permiten construir una visión de las distintas trayectorias de la matriz energética de acuerdo con el impacto de políticas de ahorro y de eficiencia energética, diversificación de la matriz y el desarrollo de los recursos hidrocarbúricos no convencionales de la Argentina.

Las principales variables utilizadas para prospectar los escenarios energéticos son el Producto Interno Bruto (PIB), la población, el total de hogares, los hogares con conexiones de gas natural, la producción agrícola y el parque automotor.

Se adopta como insumo para los escenarios un crecimiento del PIB en línea con lo presentado en el Presupuesto de la Nación para los primeros años y luego se asume convergencia a la tasa histórica de crecimiento de nuestra economía para los últimos 60 años (2,7%), informada por un estudio de la Universidad de Buenos Aires². Esto entrega un valor de 2,95% anual acumulado.



En materia de crecimiento poblacional y de hogares, se trabajó en base a las estimaciones demográficas del Indec³. De esas estimaciones se desprende para 2030 una población de aproximadamente 49,4 millones de personas y unos 17,2 millones de hogares.

Sobre esta cantidad de hogares se estimó una evolución de la penetración del gas natural, pasando del 65% en 2016 a 74% hacia el 2030, contemplando no solo el crecimiento vegetativo de las distribuidoras, sino también incorporando los nuevos usuarios vinculados a las obras en materia de gasoductos troncales.

Se proyecta el parque automotor por tipo de vehículo y consumo de combustible según la relación PIB per cápita y tasa de motorización (335 autos cada mil habitantes en el 2030). A su vez, se supone una penetración moderada de autos eléctricos al mercado (1,5% del parque en 2030).

A continuación, se describen los principales resultados de las proyecciones del consumo final de energía de la Argentina para el período 2016-2030, conforme la prospectiva socioeconómica, bajo los escenarios tendencial y eficiente planteados, como consecuencia de las hipótesis referidas previamente.

La demanda final de energía para el total país en el período 2016-2030 crecería con tasas de un 2,5% anual acumuladas (a.a) en el escenario tendencial y un 1,7% a.a. en el eficiente. Partiendo en 2016 de un consumo final de 56 MM tep, en 2030 se alcanzarían 74 MM tep en el escenario eficiente y 82 MM tep en el tendencial.

En consecuencia, el ahorro entre ambos escenarios en el horizonte de este análisis sería de 8 MM tep, equivalente a casi el 10,2% del consumo final referido al escenario tendencial.

En el escenario eficiente se observa un desacople del consumo final total de energía del crecimiento de la economía y la tendencia a alcanzar elasticidades más similares a aquellas que registran países desarrollados.

En los cuadros 2 y 3 se resumen los principales resultados obtenidos.

Los escenarios de evolución de la producción de petróleo están asociados a la evolución de los precios internacionales. En ambos casos se revierte la tendencia declinante de los últimos años gracias al desarrollo de los recursos no convencionales. De acuerdo con la configuración del parque refinador planteada, comienzan a registrarse excedentes exportables de crudo al final del período, especialmente en el escenario de +Inversión.

Como se indicó, la producción de gas natural se encuentra condicionada por los escenarios de demanda. Dada

| | Tendencial | Eficiente |
|--|--|------------------|
| Consumo final | Año 2030 | Año 2030 |
| Consumo total de energía (MMtep) | 82 (2,5% a.a.) | 74 (1,7% a.a.) |
| Energía eléctrica (TWh) | 211 (3,4% a.a.) | 176 (2,0% a.a.) |
| Gas natural (miles MMm ³) | 36,3 (2,1% a.a.) | 31,9 (1,1% a.a.) |
| Gasoil (MMm ³) | 17,5 (2,1% a.a.) | 15,4 (1,2% a.a.) |
| Nafta (MMm ³) | 14,1 (3,5% a.a.) | 13,8 (3,4% a.a.) |
| Impacto de eficiencia y ahorro energético | Ahorro al año 2030 (Tendencial vs. Eficiente) | |
| Energía eléctrica | 16,8% | |
| Gas natural | 12,3% | |
| Gasoil y nafta | 7,2% | |

Cuadro 2. Fuente: SSEyEP-MINEM.

Nota: la demanda de gas natural no incluye RTP Cerri ni el consumo en las centrales eléctricas.

| Producción (kbbbl/d) | Base | +Inversión |
|----------------------|----------|------------|
| | Año 2030 | Año 2030 |
| Petróleo | 660 | 750 |

Cuadro 3. Fuente: SSEyEP-MINEM.

la estacionalidad que caracteriza su consumo, se plantea el desafío de estimular la producción de no convencionales, *offshore* y los yacimientos maduros. Para alcanzar el pico de demanda local, se debe contar con alternativas para comercializar o almacenar la producción que exceda al consumo en los meses de menor demanda. En esta línea, en los escenarios se prevé la exportación regional de gas natural, con caudales de intercambio hacia países vecinos que alcanzarían valores máximos de 25 MMm³/d.

A su vez, es de destacar que en el marco de un desarrollo del gas no convencional que propicie la reducción de costos y precios en el nivel local, se encuentra entre las opciones comerciales por evaluar en forma más detallada en futuros escenarios la exportación a través de la licuefacción del gas natural local. Según los escenarios de precios internacionales planteados, esta alternativa podría ser factible en el último lustro (2025-2030) (Cuadro 4).

| Producción (MMm ³ /d) | Tendencial | Eficiente |
|----------------------------------|------------|-----------|
| | Año 2030 | Año 2030 |
| Gas natural | 200 | 174 |

Cuadro 4. Fuente: SSEyEP-MINEM.

En los escenarios analizados se observa una caída en los requerimientos de importación de gas natural, concentrando en invierno la presencia del GNL y, hacia el final del período, se plantea mayor flexibilidad en torno a las importaciones del gas natural proveniente de Bolivia.

Respecto al sector eléctrico, se prevé una importante incorporación de potencia procurando una mayor diversificación de la matriz de oferta con eje en la incorporación de fuentes de baja emisiones, principalmente de energías renovables no convencionales (Cuadro 5).

| Nueva Potencia (GW) | Tendencial | Eficiente |
|-----------------------------|-----------------------|-----------------------|
| | Acumulada al 2030 | Acumulada al 2030 |
| Térmica | 11,2 | 7,2 |
| Hidroeléctrica | 3,0 | 3,0 |
| Nuclear | 2,0 | 2,0 |
| Renovable | 18,2 | 14,3 |
| Nueva potencia total | 34,4 | 26,5 |
| Generación | Participación en 2030 | Participación en 2030 |
| Térmica | 38% | 31% |
| Hidroeléctrica | 24% | 29% |
| Nuclear | 13% | 15% |
| Renovable | 25% | 25% |
| Generación total | 214 TWh | 179 TWh |

Cuadro 5. Fuente: SSEyEP-MINEM.

A partir del cumplimiento de la ley de promoción de las energías renovables, 27.191, se alcanza el 20% al 2025 y se asume que la misma se profundiza alcanzando un 25% al 2030. Este esfuerzo, sumado a las inversiones previstas en energía hidroeléctrica y nuclear, permite una mayor diversificación de la matriz de generación eléctrica, reduciendo en forma significativa la participación térmica, que era del orden del 66% en 2016.

La característica más relevante de la matriz energética de la Argentina radica en su grado de dependencia de los hidrocarburos, particularmente del gas natural. Así, en 2016 el 89% de la oferta interna total de energía proviene de los hidrocarburos (57% gas natural, 31% petróleo y 1% carbón) quedando un bajo peso relativo de otras fuentes, como la energía hidroeléctrica y la nuclear, aunque estas últimas revisten mayor importancia cuando se analiza la generación de energía eléctrica. A su vez, las energías renovables tienen una acotada participación en 2016 (Cuadro 6).

| Oferta Interna Total ⁴ | Base Tendencial | +Inversión Eficiente |
|-----------------------------------|-----------------------|-----------------------|
| | Participación en 2030 | Participación en 2030 |
| Gas natural | 55,7% | 52,2% |
| Petróleo | 23,7% | 25,8% |
| Carbón | 0,2% | 0,3% |
| Hidroelectricidad | 4,9% | 5,4% |
| Nuclear | 6,1% | 6,7% |
| Renovable | 9,5% | 9,5% |
| Total | 117 MMtep | 105 MMtep |

Cuadro 6. Fuente: SSEyEP-MINEM.

En los escenarios analizados hasta 2030 se plantea un incremento considerable de la participación de energías renovables en la oferta interna de energía, más que duplicando su porción relativa en relación a 2016. Ese incremento se debe a una mayor penetración en la matriz eléctrica de las energías renovables no convencionales, más allá de lo establecido por la Ley 27.191, sumado al incremento en el corte efectivo de biocombustibles (B20 para flotas cautivas de transporte pesado e incorporación de autos flex en el parque automotor naftero).

El ingreso de la cuarta y quinta centrales nucleares impacta en el crecimiento de la participación de esta fuente en el último quinquenio. La energía hidroeléctrica, por su parte, aumenta levemente su porcentaje de participación. Aun así, la dependencia respecto de los hidrocarburos es importante y se mantiene cercana al 80%.

En cuanto a la evolución futura de las emisiones del sector energético, los escenarios resultantes muestran un incremento moderado en las emisiones de CO₂ entre 2016 y 2030, se puede observar, al desagregar esas emisiones, que su crecimiento está direccionado principalmente por las generadas en el sector de consumo final, mientras que en el sector de generación eléctrica se da una reducción significativa, producto de la penetración de energías renovables, hidráulica y nuclear, que desplazan generación térmica, especialmente aquella generada con líquidos (gasoil y fueloil).

(...)

Escenarios de evolución del consumo final de energía

Los escenarios de consumo final de energía fueron construidos a través de un enfoque *top down*, en los cuales los requerimientos de información son sensiblemente inferiores a los modelos *bottom up*.

En ese sentido, y en conjunto con distintas áreas del Ministerio (como la Subsecretaría de Ahorro y Eficiencia Energética, Subsecretaría de Infraestructura Energética,



Subsecretaría de Exploración y Producción y la Subsecretaría de Energías Renovables, entre otras) y ministerios, como los de Hacienda y de Producción, se comenzó un proceso de recopilación, análisis y consolidación del conjunto de información que permite un abordaje desagregado de los distintos sectores de consumo y los impactos de las diferentes políticas públicas. Varios intercambios de los escenarios fueron realizados tanto con otros agentes representativos de la planificación energética (por ejemplo, CAMMESA y ENARSA), como con la Plataforma de Escenarios Energéticos y otros actores del sector.

En el ejercicio de prospectiva se realizaron dos tipos de análisis para el consumo final de energía, construyendo dos escenarios denominados Tendencial y Eficiente.

Para el escenario Tendencial, se evaluaron los consumos finales de energía eléctrica y gas natural, desagregados por sectores, a fin de poder capturar las dinámicas diferenciales en los tipos de usuario. También se prospectó la evolución de los consumos finales de los siguientes derivados: aerokerosene, naftas, gasoil, fueloil, GLP y kerosene. Se debe tener presente que, a los consumos finales de combustibles líquidos y gas natural deben incorporarse aquellos que surgen de los procesos de transformación intermedios, como de la generación eléctrica.

Las estimaciones tendenciales siguen los métodos utilizados en estudios de proyección de demanda¹. El período utilizado en las estimaciones es el resultado de la disponibilidad de datos o de los años en que la serie particu-

lar representa mejor la evolución de cada variable. Para la demanda de energía eléctrica según tipo de usuario (residencial, menores, intermedios y mayores) se trabajó con datos del período 2005-2016, debido a que no se contaba con información desagregada por tipo de usuario para los años previos.

Para el gas natural, se consideró el período 1995-2016 en las demandas industriales y 2000-2016 para la residencial. Finalmente, para los derivados se utilizaron datos del período 2005-2016, en base a la evolución del consumo de los mismos.

Las principales políticas que se reflejan en la construcción del escenario Eficiente se exponen en una subsección de este artículo. El escenario fue construido teniendo en cuenta el potencial impacto de las políticas de ahorro y eficiencia energética que se encuentran bajo análisis en la subsecretaría correspondiente a la materia. Las estimaciones de ahorro potencial de energía fueron construidas mediante un análisis tipo *bottom up* teniendo en cuenta la incidencia de esas políticas sobre el total del consumo de energía.

Principales variables empleadas en la construcción de los escenarios de demanda

Las principales variables utilizadas para prospectar los escenarios energéticos son el Producto Interno Bruto (PIB), población, total de hogares, hogares con conexiones de

gas natural, evolución de la producción agrícola y el parque automotor.

El crecimiento del PIB surge para 2017 del Relevamiento de Expectativas de Mercado- REM del BCRA (julio 2017 = 2,7%), para los años siguientes, se considera lo incorporado en el Presupuesto nacional (3,5%) y luego se asume convergencia a la tasa histórica de crecimiento de nuestra economía para los últimos 60 años (2,7%)². Esto entrega un crecimiento para el período analizado de 2,95% anual acumulado.

Como se mencionó antes, en materia de crecimiento poblacional y de hogares, se trabajó sobre la base de las estimaciones demográficas del Indec³. A partir de las mismas se estimó al 2030 una población de aproximadamente 49,4 millones de personas y unos 17,2 millones de hogares.

Sobre esta cantidad de hogares, se estimó una evolución de la penetración del gas natural, pasando del 65% en 2016 a un 74% hacia el 2030, contemplando no solo el crecimiento vegetativo de las distribuidoras, sino incorporando el impacto de las obras en materia de gasoductos troncales, especialmente el caso del Gasoducto del Noreste Argentino (GNEA). Se adoptaron en el estudio supuestos de penetración por provincia, teniendo en cuenta características geográficas y de saturación observadas con las series de ENARGAS para el período 1993-2017. Para cada una de las provincias se estimaron curvas de carga teniendo en cuenta los grados día de calefacción que ocurrieron mensualmente en cada región, sobre la base de información de temperaturas horarias del Servicio Meteorológico Nacional.

Se estima el parque vehicular por tipo de vehículo y consumo de combustible según las estadísticas de la Asociación de Fábricas Argentinas de Componentes (AFAC). El mismo se proyecta según la relación PIB per cápita y tasa de motorización. Esta relación se estima econométricamente con un panel de datos de más de 30 países en desarrollo y desarrollados durante 10 años. A 2030 se estiman 335 automóviles cada 1.000 habitantes⁴ (4% a.a.).

Se tomaron las exportaciones de soja de la Argentina estimadas hasta 2026 por el Departamento de Agricultura de Estados Unidos (USDA, por sus siglas en inglés)⁵ para la estimación del consumo de fueloil en bunker.

Evolución del consumo final total de energía

A continuación, se describen y analizan los principales resultados de las proyecciones de consumo final de energía de la Argentina para el período

2016-2030, bajo los escenarios Tendencial y Eficiente planteados como consecuencia de las hipótesis planteadas.

La demanda final de energía para el total país en el período 2016 - 2030 crecería con tasas de un 2,5% anual acumuladas (a.a) en el escenario Tendencial y del 1,7% a.a. en el Eficiente. Partiendo en 2016 de un consumo final de 56 MM tep, en 2030 se alcanzarían 74 MM tep en el Eficiente y 82 MM tep en el Tendencial, como se muestra en la figura 1.

En consecuencia, el ahorro entre ambos escenarios en el año final sería de 8 MM tep, casi un 10,2% del consumo referido al escenario Tendencial. El consumo final de energía en el período histórico 1993-2016 creció a una tasa media de un 2,5% a.a., resultando una elasticidad respec-

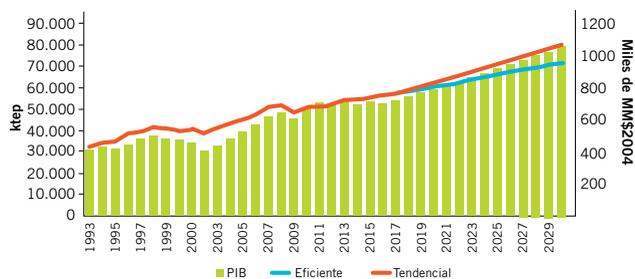


Figura 1. Evolución del consumo final de energía y PIB, 2016-2030. Fuente: SSEyEP-MINEM.

to del PIB del orden de la unidad. La elasticidad implícita resultante de la prospectiva 2016-2030 es del 0,9 en el escenario Tendencial y del 0,6 en el Eficiente, reducción que se explica básicamente por el impacto de las políticas de ahorro y eficiencia energética.

Evolución de los consumos de los principales energéticos en el escenario Tendencial

Energía eléctrica

Las estimaciones fueron de tipo *top down* utilizando como fundamento principal la relación entre las tasas de crecimiento del PIB y la demanda eléctrica. Para el período 2016-2030 se estima un crecimiento promedio del consumo del 3,4% a.a., alcanzando los 211 TWh en el final del período. En este escenario, el sector con mayor crecimiento es el residencial, con un 4,5% de crecimiento promedio anual (Figura 2, Cuadro 7).

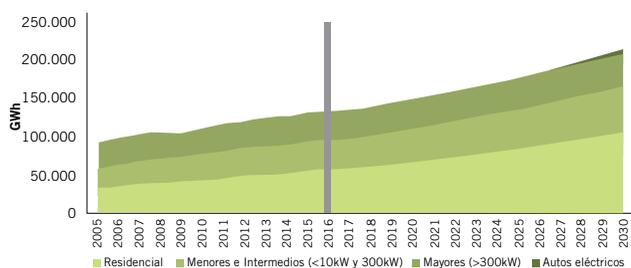


Figura 2. Demanda de energía eléctrica por segmento, 2005-2030. Fuente: SSEyEP-MINEM.

| Electricidad (TWh) | % a.a. 2016-2030 | Demanda | |
|--|---------------------|--------------|--------------|
| | | 2016 | 2030 |
| Residencial | 4,5% | 57,0 | 106,1 |
| Menores (<10kW) e Intermedios (10 y 300kW) | 3,1% | 38,5 | 59,1 |
| Mayores (>300kW) | 1,1% | 37,5 | 43,7 |
| Autos eléctricos | /// | 0,0 | 2,3 |
| Total | 3,4% | 133,0 | 211,2 |

Cuadro 7. Demanda de energía eléctrica por segmento. Fuente: SSEyEP-MINEM.

El potencial desarrollo de la movilidad eléctrica plantea un conjunto de desafíos prospectivos importantes, que merece formar parte de un análisis a mediano plazo. Entre los desafíos, se encuentran cuestiones vinculadas a los costos, los alcances y la infraestructura de carga y su regulación económica. Sin embargo, el desarrollo de la tecnología y la esperada disminución de costos incentivarán la penetra-

ción de estos vehículos.

Este es el primer ejercicio de prospectiva, en el cual se incluyen los vehículos eléctricos. Dado este hecho y la incertidumbre sobre cómo evolucionarán los desafíos previamente planteados, se estima una penetración de los vehículos moderada, en línea con proyecciones realizadas por otros estudios⁶. Se estima que hacia 2050, el 50% de las ventas vehiculares van a ser vehículos eléctricos.

En la figura 3 se representa la curva de incorporación de vehículos eléctricos.

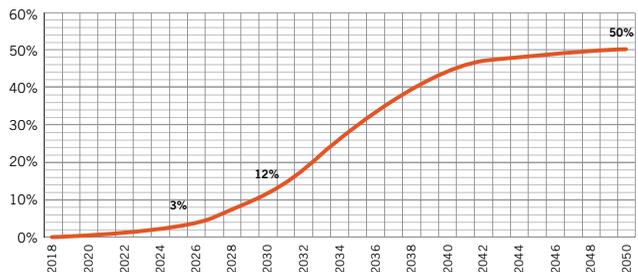


Figura 3. Vehículos eléctricos - Porcentaje de ventas. Fuente: SSEyEP-MINEM

Al 2025, los eléctricos representan 61.000 vehículos, un 3% de las ventas y el 0,3% del parque. Al 2030, representan 310.000 vehículos, un % de las ventas y un 1,5% del parque. Los mismos implican 460 GWh y 2330 GWh, respectivamente, menos del 1,5% de la demanda eléctrica para esos años.

Estos valores de consumo son bajos, por lo que no generarían problemas en el sistema eléctrico mayorista. Sin embargo, estos pueden tomar relevancia si aumenta el grado de penetración, teniendo en cuenta, por ejemplo, los momentos de carga de las baterías y su impacto sobre la curva monótona.

La carga de las baterías se simula un 50% en el valle (6 h) y el restante consumo se distribuye entre las horas Resto (13 h), Pico (4 h) y Súper Pico (1 h).

Construcción de los ahorros provenientes de medidas de ahorro y eficiencia energética

Las políticas de eficiencia energética buscan incentivar y desarrollar mecanismos de ahorro y uso racional en todas las fuentes que configuran la matriz energética argentina en los distintos sectores de demanda. Estas medidas se visualizan en el ahorro de energía que realizan los actores involucrados y, en consecuencia, la caída en la demanda energética es uno de los resultados directos de las políticas. Además de este efecto directo, existen cobeneficios generados a partir de las ganancias de eficiencia que se manifiestan en mejoras sistémicas para el desarrollo: aumentos de productividad, incrementos en la calidad de vida, generación de empleo, recaudación tributaria (por mayores inversiones y reducción de subsidios), etc.

El escenario de demanda Eficiente es el resultado obtenido con el impacto de los beneficios directos (ahorros acumulados por la implementación de políticas específicas) a la demanda tendencial. Es decir, las medidas de

ahorro y de eficiencia generan una proyección agregada menor en la demanda de energía.

La cuantificación de los ahorros asociados a las políticas de eficiencia se realizó a través de una modelización *bottom up*, partiendo de parámetros de consumo unitario y agregando información para llevar a la composición poblacional o de los parques de distintos equipamientos. Las hipótesis de ahorro por medida abarcaron a las asociadas a su implementación y se descontaron las optimizaciones en el consumo de energía derivadas del desempeño tecnológico tendencial (o de mercado).

Se estimó el ahorro energético asociado a más de 40 medidas, muchas de ellas vinculadas al compromiso asumido incondicionalmente por la Argentina en la Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC por sus siglas en inglés). A su vez, el éxito de las medidas afianzará el cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) vinculados a la temática de la energía y comprometidos al 2030.

El escenario Eficiente incorpora distintas medidas de ahorro y uso eficiente de la energía, para lo cual se adoptan hipótesis de penetración de tecnologías más eficientes y sus correspondientes potenciales de ahorro:

- **Eficiencia en electrodomésticos⁷:** la incorporación de tecnología de mayor eficiencia se basa fundamentalmente en la aplicación de políticas de etiquetado y el establecimiento de estándares mínimos de eficiencia energética. Además, se prevé realizar incentivos puntuales cada cinco años que generen un aumento en las ventas de las clases más eficientes, con una penetración esperada del 10%-15% de las ventas anuales.
- **Incremento de LED en el parque de iluminación:** se prevé intervenir con regulación a través del etiquetado y estándares mínimos o prohibición de tecnología ineficiente, que suponen un importante incremento de la tecnología LED en el parque vigente. Se supone una fuerte penetración en el mercado (en el orden del 98% de lámparas LED para 2030) sobre la base de proyecciones del Departamento de Energía de los Estados Unidos.
- **Bombas de calor:** se tuvo en cuenta el desplazamiento de calefactores por bombas de calor, considerando una potencia promedio de calefacción de 2.700 W y un alcance de sustitución equivalente al 74% de las ventas de tiro balanceado en el año 2030. Las bombas

de calor aumentan el consumo eléctrico, el ahorro se observa en el consumo del gas natural.

- **Alumbrado público:** se asumió un recambio completo de luminarias, que permite ahorros del 35% respecto al consumo base para igual cantidad de iluminación. Este ahorro se alcanza a lo largo de diez años, cambiando progresivamente el 10% del parque cada año.
- **Optimización de energía en la industria:** en esta política se agrupó un compendio de medidas dirigidas al sector industrial donde se articulan diagnósticos, líneas de crédito y promoción de la implementación de sistemas de gestión de la energía. Diferenciando entre medidas que generan impactos inmediatos (y con me-

nor costo relativo) y modificaciones estructurales que poseen repago en su ciclo de utilización (o de mayor inversión). El universo de aplicación son las empresas industriales en general, comenzando por las electrointensivas y PyMES.

- **Cogeneración:** con la finalidad de mejorar la eficiencia de procesos térmicos, se estructuró la incorporación de nuevas centrales de cogeneración eléctrica a partir de objetivos que permitan alcanzar niveles competitivos, sin incrementar necesidades de transporte eléctrico por encima de la conexión natural del sistema y que lleven a una reducción de costos del despacho del MEM.
- **Calefones y termotanques:** se contempló un ahorro asociado a estos gasodomésticos a partir de políticas de etiquetado unificado, normativa que elimine la fabricación de unidades con piloto y medidas de incentivo puntual para el reemplazo de termotanques por calefones.
- **Transporte urbano e interurbano:** se dimensionaron los ahorros en medidas para el transporte carretero (incorporación de bolsas de carga para la reducción de falsos fletes, rutas con menor rozamiento, motores más eficientes, neumáticos con menor rozamiento y capacitación a choferes). Además, se incluyeron las políticas involucradas en el Plan Sectorial de Transporte y Cambio Climático (Recuperación del sistema ferroviario y transporte urbano sustentable), alineadas a su vez con el Plan Nacional de Transporte.
- **Educación y comunicación:** se comenzaron a aplicar políticas transversales de sensibilización y concientización acerca de los usos de la energía. Se dimensionó un horizonte que busca generar cambios de hábito, optimizando y potenciando el uso eficiente de la energía. En este sentido se desarrollarán programas integrales de educación para todos los niveles del sistema de enseñanza formal, en alianza con distintas jurisdicciones del país y variadas líneas de acción comunicativa para garantizar el desarrollo sostenible de nuestra sociedad. Entre las mismas se destacan, por ejemplo, la elaboración de guías sectoriales de uso responsable, y diversas campañas masivas en medios de comunicación y en operativos censales.
- **Promoción de nuevas tecnologías y resto de acciones:** existe un compendio de políticas involucra-

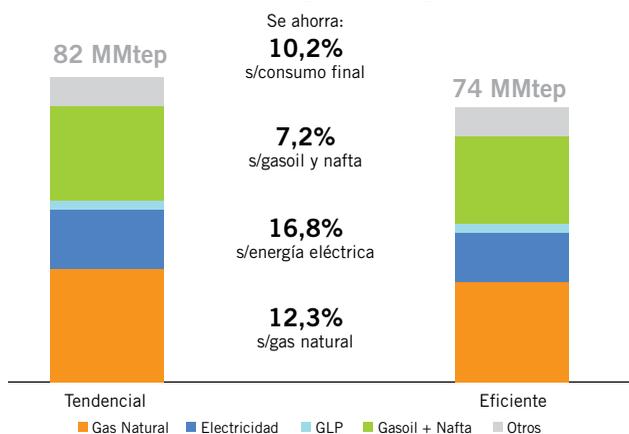


Figura 4. Consumo final de energía. Fuente: SSEyEP-MINEM.

das en distintos sectores de consumo y sobre las que se proyectaron los ahorros. En este grupo se destacan, entre otras, el fomento para incrementar la cantidad de variadores de velocidad en motores eléctricos dentro la industria manufacturera, morigerar el consumo de energía para calentamiento de agua sanitaria a través de la incorporación de economizadores de agua en el sector residencial, incentivar la mejora de aislaciones residenciales y el uso de materiales innovadores para mejorar la envolvente térmica de edificaciones, y la aplicación de parámetros de eficiencia en las construcciones a cargo del Estado o como contraprestación de incentivos directos para el desarrollo de viviendas.

En la figura 4 se presentan los ahorros por tipo de energético en comparación con la demanda final tendencial.

El ahorro total representa un 10,2% del total de la demanda final. Si se compara por energético, el ahorro en gas natural representa un 12,3% del total de la demanda final del escenario Tendencial, mientras que el de energía eléctrica representa un 16,8% de su contrapartida tendencial (Cuadro 8, Figura 5).

| | Tendencial Año 2030 | Eficiente Año 2030 |
|---|--|-----------------------|
| Consumo final | | |
| Consumo total de energía (MMtep) | 82 (2,5% a.a.) | 74 (1,7% a.a.) |
| Energía eléctrica (TWh) | 211 (3,4% a.a.) | 176 (2,0% a.a.) |
| Gas natural ²³ (miles MMm ³) | 36,3 (2,1% a.a.) | 31,9 (1,1% a.a.) |
| Gasoil (MMm ³) | 17,5 (2,1% a.a.) | 15,4 (1,2% a.a.) |
| Nafta (MMm ³) | 14,1 (3,5% a.a.) | 13,8 (3,4% a.a.) |
| Impacto de eficiencia y ahorro energético | Ahorro al año 2030 (Tendencial vs. Eficiente) | |
| Energía eléctrica | | 16,8% |
| Gas natural | | 12,3% |
| Gasoil y nafta | | 7,2% |

Cuadro 8. Ahorro acumulado según sector de demanda. Años 2017-2030. Fuente: SSEyEP y SSyEE-MINEM.

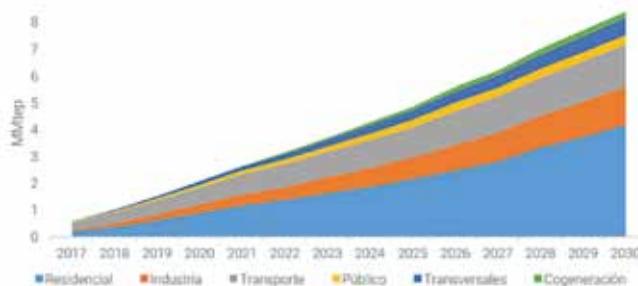


Figura 5. Ahorros acumulados por sector. Fuente: SSEyEP y SSyEE-MINEM.

Si se tiene en cuenta la participación en la demanda de cada uno de los sectores, el ahorro de los hogares aparece con mayor potencialidad de reducción de consumo y allí radica el papel estratégico de este sector en las políticas proyectadas. En la figura 6 se muestra la participación por política en los ahorros proyectados entre 2017 y 2030.

Por otra parte, los ahorros proyectados por medidas de eficiencia energética implican un mismo nivel de producción y un menor consumo agregado durante el período estimado respecto del escenario Tendencial. Es decir que se espera obtener el mismo PIB a lo largo del tiempo, pero con una menor demanda de energía (o con una participación mayor de la eficiencia energética como fuente de



Incorporación de potencia

En cierta forma, el establecimiento a priori de proyectos energéticos (hidroeléctricas y nucleares) y la fijación de metas para la generación de origen renovable, acota las opciones que tiene el presente estudio, ya que para 2030 hay una porción importante de la potencia a instalar que se considera predefinida de antemano, con un factor de participación de estas incorporaciones que prácticamente cubren los nuevos requerimientos energéticos.

Si bien no se asume a priori un retiro de máquinas, la generación de origen térmico sufrirá una disminución considerable en su despacho, donde aquella menos eficiente es desplazada por térmica de mayor eficiencia y nueva generación hidráulica, nuclear y renovable, facilitado esto por una evolución del sistema de transmisión que permite el levantamiento de un conjunto de restricciones que hoy presenta.

En el cuadro 9 se muestran a los fines del presente ejercicio, las hipótesis de ingreso de los proyectos hidráulicos y nucleares.

del mismo, como la amplitud geográfica de nuestro país, donde el transporte de energía cobra especial importancia y los diferentes patrones de consumo y producción de energía que se presentan en cada región.

El modelo tiene la posibilidad de representar las fluctuaciones estacionales de demanda, tanto eléctricas como gasíferas y el comportamiento de algunas fuentes energéticas, como la hidroeléctrica y la solar, por nombrar solo algunas. Estas fluctuaciones se denominan curvas de carga y se conforman mediante la convolución de factores de carga estacionales, diarios y horarios. Previamente, se debe dividir el año en diversos períodos que sean representativos del sistema.

En cuanto a la demanda de gas natural, el modelo incorpora una sola demanda regional a partir de la consolidación de las demandas residencial, comercial y público, GNC e industrial, para las que se realizaron análisis de estacionalidad. La demanda industrial se supone plana, a pesar que en los últimos años se observan algunos cuellos de botella en invierno; la demanda de centrales eléctricas, por su parte, se ajusta a las restricciones de demanda de gas natural ocasionada por los picos de consumo residencial de invierno.

En el caso de la demanda eléctrica, se optó por trabajar directamente con las demandas de las distribuidoras, por lo que en los resultados presentados no se contabilizan las pérdidas en este segmento (12%). Por otro lado, las pérdidas de transporte, como la capacidad de las líneas y la potencia instalada corresponden a los datos modelados por CAMMESA en su programación estacional. En promedio, las pérdidas de transporte se estiman en un 3,5%. En este primer análisis se proyectaron curvas de carga constantes por región, para todo el período, queda pendiente para futuros análisis la necesidad de medir el impacto a partir de la implementación de medidas de uso eficiente de la energía en la forma de la curva.

En cuanto a los intercambios eléctricos, se tuvieron en cuenta los existentes con Brasil, Chile, Paraguay, Uruguay y el futuro con Bolivia en el futuro. La demanda eléctrica se trabajó tomando en consideración las particularidades de cada región, sin desagregar por sectores de consumo.

Corresponde aclarar que en este ejercicio no se incluyeron aspectos que se encuentran bajo análisis y pueden generar significativos impactos en los escenarios evaluados, por ejemplo, la incidencia del almacenamiento eléctrico y redes inteligentes, entre otros.

| Escenario de incorporación hidroeléctrica | MW | Año de Ingreso |
|---|--------------|----------------|
| El Tambolar | 70 | 2022 |
| Aña Cuá | 270 | 2022 |
| Ampliación Yacyretá | 465 | 2023 |
| Cóndor Cliff | 950 | 2024 |
| La Barrancosa | 360 | 2025 |
| Chihuido I | 637 | 2026 |
| Portezuelo del Viento | 216 | 2028 |
| Total hidroeléctrica | 2.968 | |
| Escenario de incorporación nuclear | MW | Año de Ingreso |
| Repotenciación Embalse ²⁶ | +35 | 2018 |
| CAREM 25 | 27 | 2023 |
| IV Central Nuclear | 750 | 2025 |
| V Central Nuclear | 1.150 | 2027 |
| Total nuclear | 1.962 | |

Cuadro 9. Hipótesis de incorporación de nuevas centrales hidroeléctricas y nucleares.

Fuente: SSEyEP-MINEM.

Se asume la misma hipótesis de incorporación nuclear e hidroeléctrica para todos los escenarios. Cualquier modificación, dado el ambicioso escenario de incorporación de renovables no convencionales, requeriría un mayor uso de energía térmica.

Dentro del escenario de incorporación térmica, se tuvo en cuenta el ingreso de 3.109 MW de potencia ya licitada y comprometida de acuerdo con la resolución 21/2016 y 1.810 MW de la resolución 820 y 926 de 2017 (en el marco de la resolución 287/2017 de cierre de ciclos combinados y cogeneración). Adicionalmente, se consideró el cierre de ciclo de la central Vuelta de Obligado (+280 MW) y Termo Roca (+160 MW), la entrada en operación de Río Turbio en 2020 con 240 MW y los cierres de ciclo de Brigadier López (+140 MW) y Ensenada Barragán (+280 MW). Para el escenario Eficiente se supone el ingreso de 600 MW adicionales a los ya licitados y adjudicados por la resolución 820 y 926 de 2017.

De acuerdo con la Ley 27.191, cada uno de los escenarios de demanda incorpora generación renovable para cumplir con las metas mencionadas en su Art. 8, con una interpolación lineal en los años intermedios, alcanzando

el 20% en 2025 y luego, dada las curvas de reducción de costos que se esperan en estas tecnologías, se prevé ampliar el porcentaje a partir de fuentes de energías renovables no convencionales al 25% en 2030.

Los factores de carga de cada tipo de tecnología se establecieron en relación con parámetros históricos locales y en los casos en que aquellos no existían, se tomaron algunos estándares internacionales. Igual tratamiento se dio a los costos de inversión asumidos como insumos para el ejercicio, tomando parámetros tanto internacionales⁹ como locales. El valor de los aprovechamientos hidroeléctricos varía de acuerdo con cada proyecto. Respecto de la incorporación de potencia nuclear, se consideró como costo de capital el promedio ponderado de la inversión necesaria para la construcción de la cuarta y quinta central (Cuadro 10).

| Costo de inversión (USD 2016) – USD/kW | 2016 | 2030 |
|--|-------|-------|
| Ciclo combinado | 1.100 | 1.070 |
| Turbo gas | 680 | 660 |
| Eólico | 1.500 | 1.130 |
| Solar fotovoltaico | 1.100 | 570 |
| Solar distribuida | 3.500 | 3.230 |
| Nuclear | 7.250 | 7.250 |

Cuadro 10. Hipótesis de costos de inversión asumidos.
Fuente: SSEyEP-MINEM

Transporte eléctrico

En materia de transporte eléctrico, es posible realizar una diferenciación entre un escenario de corto plazo y otro de mediano y largo plazo. En el corto plazo, se supone una evolución del sistema en línea con lo planteado en los análisis elaborados por Transener y CAMMESA. Se prevé la próxima finalización de obras planteadas en los Planes Federales de Energía Eléctrica (I y II), elaborados por el Consejo Federal de Energía Eléctrica y establecidos en la Resolución SE 700/2011, que entre otras incluye la LEAT28 Bahía Blanca, Vivotatá y la segunda línea Rincón, Resistencia (en operación proyectada para 2017).

A su vez, en aras de acompañar el crecimiento de la demanda, subsanar problemas existentes y reforzar el sistema de transporte en 2018 se licitarán 2825 Km de líneas de 500 kV en 2018, donde se incluyen los siguientes proyectos:

- LEAT Río Diamante - Charlone (490 km, 600 MVA de Transformación).
- LEAT Atucha - Belgrano 2 + ET Belgrano 2 (35 km).
- LEAT Belgrano 2-Smith + ET Smith (100 km, 1600 MVA de Transformación).
- LEAT Atucha 2- Plomer + ET Plomer + doble LEAT 35 km (Anillo GBA) - (130 Km, 800 MVA de Transformación) § LEAT Charlone - Junín-Plomer + ET Junín (415 Km, 600 MVA de Transformación).
- LEAT Pto. Madryn - Choele Choel + LEAT Vivotatá - Plomer (705 km).
- LEAT Rodeo - La Rioja Sur + ET Rodeo + ET La Rioja Sur (300 km, 300 MVA de Transformación).
- LEAT Choele Choel - Bahía Blanca (340 km).
- LEAT Sto. Tomé - San Francisco-Malvinas + ET San Francisco (310 km, 450 MVA de Transformación).

En el horizonte de mediano y largo plazo, se plantean una serie de desafíos. Entre estos se encuentran:

- **Acompañar el crecimiento de la demanda e incrementar la confiabilidad y seguridad de suministro.** El sistema requerirá de ampliaciones de transporte que permitan abastecer el crecimiento de la demanda con una calidad de servicio satisfactorio, y también obras que permitan ante el mayor uso previsto de la red, la pérdida de un vínculo o unidad generadora no resulte en una situación de riesgo para la estabilidad del sistema.
- **Permitir evacuar la generación renovable futura.** Nuestro país cuenta con elevado potencial solar en las regiones de Cuyo y NOA, y eólico mayormente en la región sur del país. Como ambos recursos se encuentran en regiones muy distantes de la mayor zona de demanda, se deberá desarrollar una topología de red tal que permita asegurar el despacho sin restricciones de esta nueva generación hacia los nodos de mayor consumo.
- **Disponer de capacidad para ingreso de centrales de elevado módulo.** Frente al ingreso de centrales de generación de gran porte previstas para años venideros (aprovechamientos hidroeléctricos del río Santa Cruz y centrales nucleares), y con la consideración del tiempo requerido para desarrollar nuevos vínculos de red, es que se deberán definir apropiadamente las modificaciones topológicas necesarias para poder evacuar dicha generación al momento de su ingreso.
- **Lograr una red con un factor de uso apropiado al año horizonte.** Ante la consideración de que un elevado porcentaje de la generación a ingresar a futuro es del tipo renovable variable, se deberán instrumentar los mecanismos que permitan converger a una red óptima que no resulte con muy bajo factor de uso en momentos de baja generación renovable.

Con lo anterior como foco, la topología futura del sistema dependerá sensiblemente del lugar de asiento de los proyectos de generación a ingresar, así como de la proporción entre las distintas fuentes renovables. Particularmente se analiza entre otras obras el ingreso de una segunda LEAT Comahue-Cuyo, asociada al ingreso de la represa hidroeléctrica Chihuido, el refuerzo del corredor Patagonia-Comahue, duplicando las líneas provenientes desde la ET Río Santa Cruz, con el objetivo de despachar la nueva generación hidroeléctrica y renovable de la región. También se encuentra en estudio la viabilidad de una interconexión en HVDC¹⁰, que dependerá de lo expuesto en relación con la localización de los ingresos.

Principales resultados de los escenarios de potencia y generación eléctrica

Dado que la incorporación de potencia nuclear e hidroeléctrica es la misma para los dos escenarios, y todos los casos plantean el cumplimiento de la ley de renovables (variando los requerimientos de potencia de acuerdo con la demanda que deben abastecer), las diferencias se observan en el requerimiento adicional cubierto con potencia térmica y el de renovables.

Adicionalmente al ingreso de los proyectos térmicos predefinidos, el sistema requiere la incorporación de po-



Figura 8. Nueva potencia instalada al 2030 – Escenario Tendencial.
Fuente: SSEyEP-MINEM

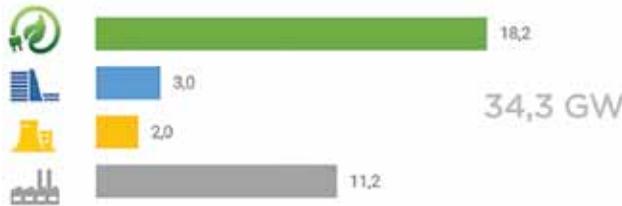


Figura 9. Nueva potencia instalada al 2030 – Escenario Eficiente.
Fuente: SSEyEP-MINEM

tencia firme que asegure un margen de reserva del 20% (Figura 8).

En la figura 9 se muestra la sensibilidad en la incorporación de energía térmica y renovable dada por un escenario con incorporación de medidas de ahorro y uso eficiente de la energía, donde una menor demanda de energía eléctrica se traduce en una reducción de requerimiento de potencia del orden de 8 GW.

Del total de potencia renovable incorporada, se asumen que en el escenario Tendencial se instalan 11,5 GW eólicos, principalmente en la región patagónica, Comahue y sur de la provincia de Buenos Aires, y 5,8 GW en parques solares fotovoltaicos, principalmente en la región cuyana y el centro del país. En el escenario Eficiente se instalan 9,6 GW eólicos y 3,7 GW solares.

Como se comentó, no hay un retiro explícito de potencia térmica, aunque al ver los resultados se puede observar que en el escenario Tendencial hay al menos 4.500 MW que podrían retirarse y en el escenario Eficiente este valor alcanzaría los 7.850 MW.

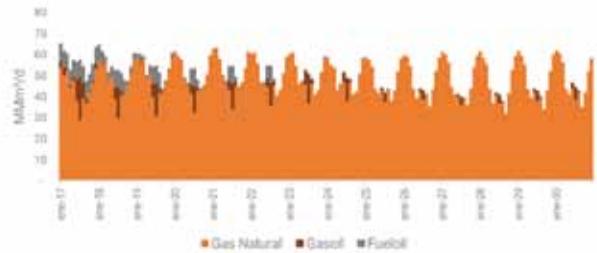
En ambos escenarios se alcanza el 25% de generación eléctrica a partir de las energías renovables no convencio-

nales, contrayéndose en todos los casos la participación de la generación térmica respecto del año base 2016 (66%) (Figura 10).

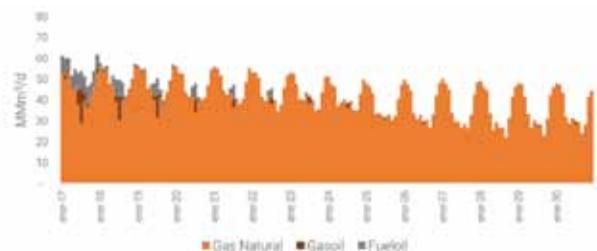


Figura 10. Resultados comparados por escenario – matriz de generación.
Fuente: SSEyEP-MINEM.

En las figuras 11 y 12 se observa el consumo de los distintos combustibles por mes para cada escenario. En concordancia con la generación, el escenario Tendencial tiene mayor consumo de gas natural que el Eficiente dado por una mayor generación de origen térmico.



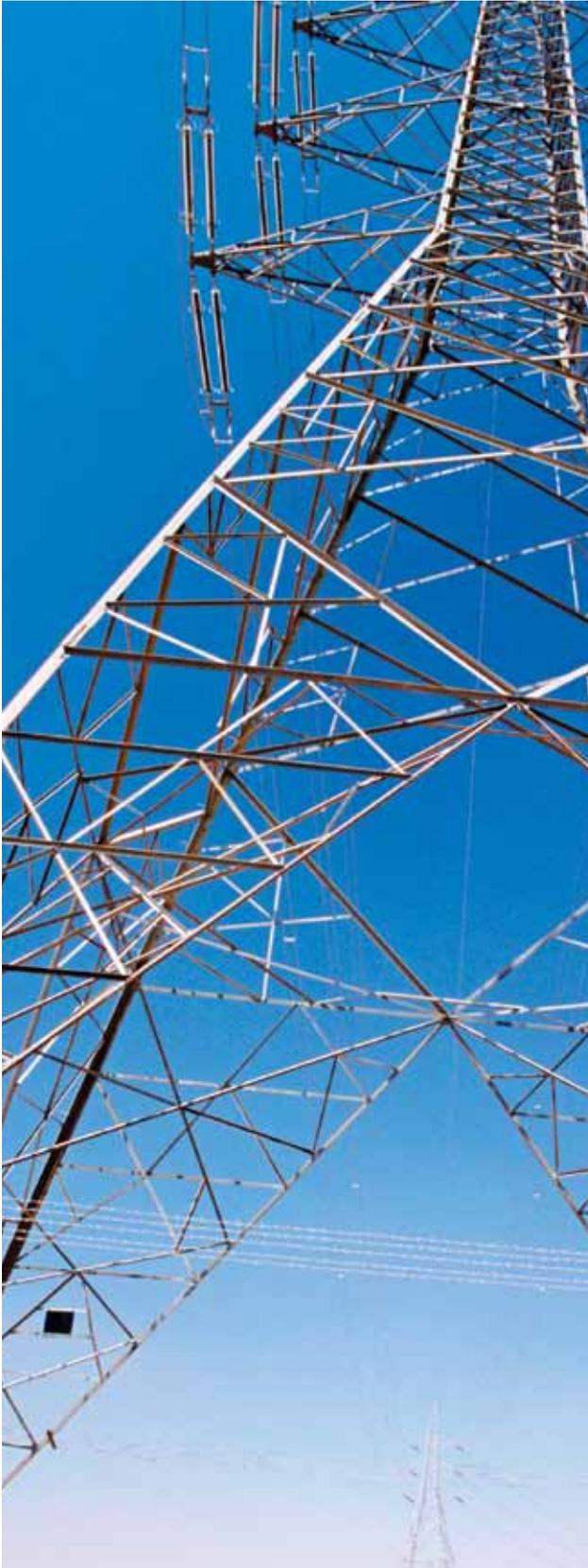
Escenario base tendencial



Escenario + Inversión eficiente

Figuras 11 y 12. Consumo de combustibles en las centrales térmicas, 2017-2030.

Fuente: SSEyEP-MINEM



A su vez, se observa una fuerte disminución en la participación de combustibles líquidos en ambos escenarios. Esto se debe por un lado al aumento de producción de gas natural y, por el otro, a la mayor diversificación de la matriz eléctrica.

De todos modos, es importante tener en cuenta que los escenarios suponen valores medios, por ejemplo, la hidraulicidad. Ante un eventual año seco, la disponibilidad de energía de origen hidráulico disminuiría, por lo cual habrá que recurrir el sistema a importaciones adicionales de gas natural o mayor cantidad de líquidos. Lo mismo sucede ante un eventual año frío, donde los requerimientos de gas natural para calefacción sean mayores que los valores medios proyectados.

Referencias

1. Bhattacharyya y Timilsina (2009), "Energy Demand Models for Policy Formulation: a comparative study of energy demand models".
2. Coremberg, Ariel, "PIB ARGENTINA 1913-2013: De las Tasas Chinas a los pocillos sin café – Serie Arklems Encadenada", 30 diciembre 2014.
3. Indec (2015), "Estimaciones y Proyecciones de población 2010-2040 Total País". N° 35 serie: Análisis demográfico.
4. Gartner, Andrés, "Estudio sobre tasa de motorización. Relaciones y determinantes". Centro Tecnológico de Transporte, Tránsito y Seguridad, UTN, 2011.
5. United States Department of Agriculture (2017): *USDA Agricultural Projections to 2026*. Desde 2027 las toneladas exportadas crecen de acuerdo a la tasa de crecimiento del PIB.
6. Bloomberg 2017, *Electric Vehicle Outlook*.
7. Heladeras, lavarropas y aires acondicionados.
8. La IEA registra una tasa anual acumulada entre 2005 y 2015 del -2,1% en la intensidad que contrapone la oferta primaria de energía y el producto agregado.
9. A los fines de este análisis, definiremos a la intensidad energética global como el resultado del cociente entre la cantidad de energía demandada en cada escenario y el Producto Interno Bruto a precios constantes de 2004. La intensidad energética global puede tomarse como "proxy" para la medición de la eficiencia energética. Sin embargo, resulta pertinente aclarar que, si bien el factor de eficiencia realiza un aporte a disminuir la intensidad, no necesariamente es el único. Deben considerarse muchos otros elementos para analizar el desempeño de la intensidad energética, como la estructura productiva de la economía, el tamaño del país, el clima y los recursos (IEA 2016, Indicadores de Eficiencia Energética: Fundamentos Estadísticos).
10. Se considera como potencia adicional (35 MW) aquella que surge del proyecto de repotenciación y extensión de vida útil de la Central Nuclear de Embalse.



Daniel Redondo: “Lo importante es identificar hacia dónde queremos desarrollar nuestro sector energético”

En esta entrevista, quien fue hasta hace pocos meses Secretario de Planeamiento Energético de la Argentina, analiza intención con que se generó el Escenario a 2030 publicado en las páginas precedentes, y los puntos ineludibles, a la luz de eventuales cambios ocasionados por la macroeconomía.

En los últimos años se han publicado “Escenarios Energéticos” pero no “Planes Energéticos”, ¿cuál es la diferencia entre los escenarios y los supuestos para establecer un Plan Energético y cuáles son las características relevantes de las últimas publicaciones?

En general, las agencias o instituciones internacionales¹ que hacen proyecciones energéticas, desde hace muchos años han adoptado la metodología de construir escenarios futuros, asumiendo algunas pautas sobre desarrollo económico, precios internacionales de petróleo y gas, uso de nuevas tecnologías o políticas de gobierno que son distintas para distintos contextos y entonces permiten visualizar rangos, tanto para la demanda de energía de los países, como para alternativas y costos de suministro. Esta es la metodología que adoptamos para la Secretaría de Planeamiento Energético en diciembre de 2015 e hicimos nuestra primera publicación en noviembre de 2016. La publica-

ción de un documento más elaborado, usando mejores herramientas de simulación y estándares internacionales se hizo en 2017 bajo el nombre Escenarios Energéticos 2030.

La metodología de construir planes energéticos, sean quinquenales o por varios períodos de gobierno, y que consistían en proyectar la demanda para un caso de desarrollo económico e identificar fuentes energéticas y proyectos para suplir esa demanda, ya ha quedado obsoleta. La velocidad del desarrollo tecnológico, muy superior a la de décadas anteriores, la influencia de eventos globales, acciones de otras naciones o cambios en la sociedad civil, hacen que estos planes multianuales queden desactualizados muy rápidamente. Por eso, se ha abandonado esta práctica, que era muy usual en los ochenta y los noventa². Actualmente, las agencias y países desarrollan escenarios, que se actualizan anualmente y que son expuestos y discutidos a distintos niveles de la sociedad para llegar a consensos mínimos sobre políticas y proyectos.

¿En qué consiste el ejercicio de Escenarios Energéticos 2030 y cuáles son las propuestas principales que se hicieron, en línea con las ideas analizadas en ese momento por la Secretaría de Planeamiento?

El ejercicio de planeamiento realizado a lo largo de 2017 terminó con la publicación de una presentación y un documento que se pusieron a disposición y para discusión de toda la sociedad en 2017³. El horizonte de planeamiento se amplió hasta 2030, en 2016 se analizaron escenarios hasta 2025, y para todos los casos se asumió un desarrollo económico del país con un crecimiento promedio del PBI del orden del 3% y la población total alcanzaría a cincuenta millones en 2030.

Para las proyecciones energéticas se adoptaron como bases dos escenarios de precios internacionales, en función de proyecciones de la Agencia Internacional de Energía, y dos escenarios de inversiones para el desarrollo de las distintas fuentes energéticas.

El resultado fueron cuatro escenarios, que incluían proyecciones de demanda de cada uno de los sectores que usan energía (residencial, industrial y transporte) y distintos niveles de inversión para el desarrollo de Vaca Muerta, la construcción de centrales hidroeléctricas y nucleares, el desarrollo de energías renovables, etc. El escenario que reflejaba las políticas del gobierno fue llamado "Eficiente + Inversión" porque asumía la implementación de

políticas de ahorro y eficiencia energética para atenuar la demanda energética y la máxima inversión posible para el desarrollo de los recursos disponibles.

Algunas de las ideas y políticas más importantes que son parte de ese escenario son las siguientes:

Se consideraba necesaria una progresiva adecuación de los precios de la energía y el desarrollo de mercados libres y transparentes para posibilitar un uso racional e impulsar las inversiones en el sector. La tarifa social implementada, tanto para gas natural como para electricidad es esencial para sostener a los sectores más desprotegidos de la sociedad.

Se ponía énfasis en políticas y planes de eficiencia energética que permitieran reducir, hacia 2030, la demanda de



energía primaria en un 10,2% entre el “caso eficiente” y el caso base de referencia.

Se impulsó dejar atrás la etapa piloto y empezar el desarrollo extendido de los recursos no convencionales de Vaca Muerta, priorizando el gas natural para aumentar la producción a niveles que compensaran la declinación de los yacimientos convencionales y redujeran nuestra dependencia importadora y producir excedentes exportables para amortiguar el alto desbalanceo estacional que tiene nuestra demanda interna. Las proyecciones del caso de máxima inversión asumían un plan de estímulo para aquellas explotaciones que pasaran de la etapa piloto a desarrollo que se tradujo en la Resolución 46/2017.

A partir de una política de impulso a las energías renovables, en función de lo dispuesto en la Ley 27.191 y mediante la aplicación continua del Plan RenovAR, se proyectaba la instalación de alrededor de 14 GW de capacidad, predominantemente solar y eólica, para alcanzar una participación del 25% de la matriz eléctrica hacia 2030.

También se proyectaba la construcción de varias centrales hidroeléctricas (Sobre el Río Santa Cruz, Aña Cuá, Chihuidos I, Tambolar, etc.), dos nuevas centrales nucleares y algunas termoeléctricas eficientes para reemplazar equipos obsoletos.

Uno de los resultados importantes del ejercicio fue la identificación de políticas y proyectos que permitirían reducir las emisiones de gases de efecto invernadero a nive-

les compatibles con los objetivos definidos por la Argentina como parte del Acuerdo de París⁴ de 2015.

En general, se planteaban escenarios posibles, con una demanda creciendo en función del desarrollo económico, pero incorporando prácticas eficientes y con precios razonables a reducirse en la medida en que aumenta la producción energética, tanto de hidrocarburos no convencionales como de otras fuentes primarias, llegando a una mejora notable de la balanza comercial por sustitución de importaciones y exportación de excedentes.

A la vista de la coyuntura macroeconómica actual que introduce cambios en muchos planes, ¿qué ideas principales de aquel ejercicio cree que mantienen su vigencia y qué aspectos deberían revisarse?

Como ideas que deberían mantener su vigencia, independientemente de estas coyunturas, nombraría tres: la primera –y creo que la más importante para las generaciones futuras– es mantener el énfasis en implementar políticas de eficiencia energética que reducen la demanda y contribuyen a la sustentabilidad del medio ambiente. La segunda, el desarrollo acelerado de Vaca Muerta para poner en producción hidrocarburos, reemplazar importaciones y uso de combustibles líquidos. El tercero, es asegurar la continuidad de las inversiones en energías renovables. Tenemos un país rico en recursos de este tipo, principalmente los vientos de la Patagonia y el sol del norte argentino, que son importantes para diversificar nuestra matriz energética y también para el desarrollo de regiones que hasta ahora han sido postergadas.

Al mismo tiempo, es probable que la reducción de fuentes de financiamiento obligue a revisar algunos de los proyectos hidroeléctricos, probablemente descartar algún proyecto nuclear o diferir algunos otros. Pero esa es una de las premisas básicas de la metodología de escenarios: se actualizan todos los años para reflejar cambios en los mercados internacionales, en el marco regulatorio o en el ambiente de negocios. Y los resultados se debaten con los distintos sectores de la sociedad para lograr consenso mínimo. Este proceso debería darse nuevamente este año.

¿Cómo se compatibilizan las proyecciones hechas con la metodología de los Escenarios Energéticos en 2017 con la visión sobre el desarrollo de Vaca Muerta expuesta recientemente por el Ministerio de Energía?

En mi opinión son dos cosas distintas, pero absolutamente compatibles y que pueden coexistir. La visión, como la expuesta por el Secretario Iguacel recientemente para el desarrollo de Vaca Muerta, plantea objetivos de largo plazo que son alcanzables en la medida que se den condiciones de contexto adecuadas y estima los beneficios relacionados. Obviamente, como en el caso de la visión de una empresa, este mensaje tiene implícita una mirada política y plantea incluso un desafío al sector para asumir compromisos, unir fuerzas y comprometer recursos, tanto humanos como de capital, para lograr el objetivo común de desarrollar Vaca Muerta. También está claro que no se pueden asegurar tiempos o pronosticar resultados numéricos relacionados con esta visión.

Los escenarios son una metodología de planeamiento distinta, más numérica, que se usa para mirar la totalidad de la demanda y el suministro, en un ejercicio que se repite anualmente para facilitar la discusión de los temas críticos con distintos grupos de opinión y sectores de la sociedad. Permite identificar políticas y proyectos necesarios para el desarrollo, pero dentro de un rango de inversiones que se dan para distinto acceso al capital, diferentes desarrollos tecnológicos o distintas preferencias de la sociedad. Espero que esta metodología se mantenga en el tiempo, es esencial para que la sociedad discuta los temas energéticos que son críticos para el desarrollo económico y social futuro.

Indudablemente habrá un impacto de los cambios que se han producido en los mercados internacionales, como de la situación económica local. Por el lado de la demanda, es previsible en el corto, un menor crecimiento de la demanda eléctrica del sector industrial reflejando la menor actividad y quizás también algún impacto en la demanda residencial. Por el lado de la oferta, ya se ha anunciado la postergación de la cuarta central nuclear y algunos de los proyectos hidroeléctricos pueden sufrir demoras por las dificultades en lograr financiamiento adecuado.

No se espera que el impacto sobre los proyectos del Plan RenovAR sea muy importante. Quizás algunos proyectos se demoren, pero la mayoría de los proyectos eólicos o solares adjudicados como parte de las rondas 1, 1.5 y 2.0 deberían entrar en operación en los próximos 18 meses. En infraestructura de transmisión se necesita nueva capacidad que se espera conseguir usando el Programa PPP para la construcción de algunas líneas críticas. Es importante que esos proyectos sigan adelante para resolver algunos problemas del sistema eléctrico nacional.

Lo importante es que analicemos todos los años los cambios que se producen y que actualicemos los escenarios para poder difundir y discutir los temas críticos del sector energético. A modo de conclusión, seguramente la realidad no copie enteramente los escenarios aquí publicados ni enteramente la nueva visión, y se encuentre en

algún lugar entre ambas. Lo importante es identificar hacia dónde queremos desarrollar nuestro sector energético y aplicar todos nuestros esfuerzos en conseguirlo. ■

El entrevistado es Ingeniero Químico con amplia experiencia en la industria hidrocarburífera, con 30 años en Exxon Mobil, en distintas posiciones y países. Especializado en temas del downstream incluyendo aspectos de trading, planeamiento estratégico, marketing y temas gerenciales. Director de International Oil Consultants con sede en Miami entre 2003 y 2015. Profesor en el Dpto. Ing. Química del ITBA-Instituto Tecnológico de Buenos Aires y Profesor en el Postgrado de Economía del Petróleo y el Gas Natural entre 2006-2015. Secretario de Planeamiento Energético de Argentina desde el 10 de diciembre del 2015 hasta junio de 2018. Es Chair del Grupo de Transiciones Energéticas durante la presidencia Argentina del G20, miembro del IAPG, co-autor del libro Aspectos Técnicos y Estratégicos de la Refinación del Petróleo y miembro del Club del Petróleo de Buenos Aires.

Notas

1. Esta es la metodología que siguen la Agencia Internacional de Energía, la OPEC, la Agencia de Energía de los Estados Unidos, etc...
2. Como ejemplos, el Plan Energético Nacional 1986-2000 realizado durante la presidencia del Dr. Raúl Alfonsín y el Plan Energético Nacional 2004-2019 publicado por el Ministerio de Planificación durante la presidencia de Néstor Kirchner.
3. El trabajo Escenarios Energéticos 2030 está disponible en la Web de la Secretaría de Energía (<http://datos.minem.gob.ar/dataset/9e2a8087-1b49-446a-8e86-712b476122fb/resource/04dbee7f-0b6f-48d0-b460-8d7fa3b282c7/download/minem-documento-escenarios-energeticos-2030pub.pdf>).
4. Argentina adhirió al Acuerdo de París mediante Ley 27.270 aprobada el 1 de septiembre del 2016.