



PLATAFORMA  
ESCENARIOS  
ENERGETICOS  
ARGENTINA 2040



COINCIDENCIAS Y DIVERGENCIAS  
SOBRE EL FUTURO  
DE LA ENERGÍA EN ARGENTINA



Con el apoyo de





# ESCENARIOS ENERGÉTICOS ARGENTINA 2040

Coincidencias y divergencias  
sobre el futuro  
de la energía en Argentina

Autores: Mariela Beljansky, Leonardo Katz, Pablo Alberio y Gustavo Barbarán

Edición Literaria: Luciano Caratori

Co-Editores: Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética (UBA), Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA), Fundación AVINA, Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo, Secretaría de Gobierno de Energía.

Esta iniciativa es financiada por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID).

## PROMOTORES



## CON EL APOYO DE



## ESCENARISTAS





# ÍNDICE

RESUMEN EJECUTIVO	7
1. INTRODUCCIÓN	11
2. ACERCA DE LOS ESCENARIOS ENERGÉTICOS 2040	13
Antecedentes: la evolución del ejercicio de Escenarios Energéticos	15
Escenarios energéticos 2040: innovación y complejidad	15
3. SUPUESTOS COMUNES, PARÁMETROS Y VARIABLES DE ENTRADA	17
4. METODOLOGÍA PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LOS ESCENARIOS	19
Introducción	20
Demanda	20
Escenario de Eficiencia Energética	21
Curvas de Carga	28
Precios y volúmenes del gas natural	27
Generación eléctrica: opciones tecnológicas y proyectos predefinidos	30
Costo de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).	32
5. ESCENARIOS ENERGÉTICOS AL 2040 Y SUS VISIONES	33
Los resultados del ejercicio	34
Indicadores comparados por escenarista	62
Coincidencias	71
Divergencias	72
6. SÍNTESIS DE LAS VISIONES DE LOS ESCENARISTAS	73
Visión del escenario «AGEERA»	74
Visión del escenario «AGUEERA–UIA»	77
Visión del escenario «CACME»	81
Visión del escenario «CADER»	84
Visión del escenario «CÓRDOBA»	87
Visión del escenario «FARN–UNICEN»	90
Visión del escenario «FEP»	92
Visión del escenario «FVS»	94
Visión del escenario «NOA»	97

# RESUMEN EJECUTIVO

La Plataforma Escenarios Energéticos Argentina es una iniciativa surgida en 2011, y actualmente impulsada por el Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética (CEARE) de la Universidad de Buenos Aires, el Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA), la Fundación Avina (AVINA), la Secretaría de Gobierno de Energía de la Nación (SGE) y el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), con el objeto de promover el debate público y con sustento técnico, que refleje una mirada plural sobre el futuro de la energía en Argentina, brindando insumos para la toma de decisión y para el diseño de políticas por parte de actores públicos y privados.

Es importante destacar que no es el objetivo de este ejercicio realizar previsiones detalladas sobre el futuro, ni cuantificar respuestas exactas a sus múltiples interrogantes, sino que el mismo pretende motorizar un proceso que identifique aspectos y elementos clave que afectan o pueden afectar en el futuro la evolución energética de nuestro país.

Los Escenarios Energéticos Argentina 2040 surgen de un proceso que implica la construcción de un marco tecnológico, sus parámetros, costos, precios e indicadores de desempeño, sobre la base de un ejercicio de puesta en común de expectativas y opiniones acerca de cómo evolucionarán las distintas variables involucradas en la elaboración de los escenarios.

La finalidad de los Escenarios Energéticos Argentina 2040 es contribuir a:

1. Asegurar el abastecimiento de energía eléctrica de la República Argentina.
2. Fortalecer el acceso a la información pública.
3. Promover la participación ciudadana y la transparencia en los procesos de decisión.
4. Evitar efectos indirectos que conlleven conflictos sociales o problemas fiscales.
5. Procurar precios de la energía que permitan la competitividad internacional de las empresas manufactureras y de servicios argentinas.
6. Asegurar niveles de emisión de gases de efecto invernadero compatibles con los compromisos de la República Argentina y con los esfuerzos que se están realizando a nivel mundial.

Los resultados obtenidos surgen de la aplicación de modelos –que son, por definición, representaciones simplificadas de la realidad–, con restricciones imperantes de tiempo y de recursos, y acotando a niveles aceptables para el cumplimiento de sus objetivos la complejidad del trabajo. Así, los escenarios presentados constituyen resultados posibles dentro de las limitaciones del ejercicio, y acotados por las condiciones de borde y los parámetros comunes establecidos mediante un proceso de diálogo entre los actores para el ejercicio.

Dadas estas restricciones, los escenarios aquí planteados no necesariamente representan los puntos de vista de las instituciones miembro del Comité Técnico ni los de los miembros del Comité Ejecutivo.

Han participado como escenaristas once organizaciones de primer nivel técnico y académico, con gran representatividad de los intereses de distintos sectores de la oferta y demanda de energía, constituyéndose como escenaristas.

Los escenaristas en este ejercicio son:

1. Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGEERA).
2. Asociación de Grandes Usuarios de la Energía Eléctrica de la República Argentina (AGUEERA) en conjunto con la Unión Industrial Argentina (UIA).
3. Comité Argentino del Consejo Mundial de Energía (CACME).
4. Cámara Argentina de Energías Renovables (CADER).
5. Foro de Ecología Política (FEP).
6. Fundación Vida Silvestre (FVS).
7. Fundación Ambiente y Recursos Naturales (FARN) en conjunto con la Universidad Nacional del Centro de la Provincia de Buenos Aires (UNICEN).
8. Grupo NOA (Salta y Jujuy).
9. Consejo Asesor de Política Energética de la Provincia de Córdoba (CAPEC).

Las experiencias del primer y segundo ejercicio permitieron no sólo elaborar los escenarios energéticos para Argentina con un horizonte al año 2030 (edición realizada entre 2011 y 2012) y luego a 2035 (ejercicio realizado entre 2014 y 2015), sino que constituyeron también en sí mismas un proceso de aprendizaje colectivo en cuanto al manejo de las herramientas, su dinámica de trabajo y los mecanismos de búsqueda de consensos.

Como fruto de este aprendizaje colectivo, e identificadas nuevas necesidades para representar de manera adecuada las distintas visiones allí recogidas, los Escenarios Energéticos 2040 incrementan la complejidad del modelo, como así también su alcance.

El gran cambio respecto de las versiones anteriores es que cada escenarista modeló en esta iteración sus curvas de demanda eléctrica y de demanda de hidrocarburos en función de demandas tendenciales —un punto de partida común para todos— y de la selección que cada uno de ellos hiciera dentro de un conjunto de medidas de eficiencia energética y de gestión de demanda.

En respuesta a cada demanda construida, los escenaristas desarrollaron sus respectivos escenarios de generación eléctrica y de oferta de hidrocarburos, incorporándose, además de aspectos vinculados a la producción y refinación, escenarios de importación y exportación.

Finalmente, para cada escenario se costearon de manera simplificada las ampliaciones en la red eléctrica y de gasoductos, de un modo análogo a la ronda anterior.

Por último, el Comité Ejecutivo agradece la participación de los miembros del Comité Técnico y de los escenaristas, y particularmente el financiamiento del Banco Interamericano de Desarrollo, sin el cual no hubiera sido posible materializar este proceso. A modo de síntesis, se presentan a continuación las principales coincidencias y divergencias observadas entre los resultados planteados por los escenaristas.

## Coincidencias

- En el sector eléctrico, aún considerando un escenario de demanda de uso responsable de la energía, al final del período de análisis será necesario más que duplicar y hasta triplicar la potencia instalada, alcanzando los 104,6 GW en promedio (con un mínimo de 85,5 GW y un máximo de 127,4 GW).
- La magnitud de los costos actualizados del sistema es importante. Para expandir la generación se requieren en promedio 185.169 MMUSD en todo el período (entre 163 mil MMUSD y 204 mil MMUSD), que se suman a las inversiones requeridas en eficiencia que en promedio son 90.663 MMUSD en todo el período (con un mínimo de 39,6 mil MMUSD y un máximo de 145,8 mil MMUSD).
- El fuerte crecimiento de renovables respecto de la situación de potencia instalada actual sucede en todos los escenarios, siendo en alguno de ellos la variable más relevante de la matriz final.
- La generación en base a carbón mineral es una opción prácticamente no utilizada.
- El fuerte crecimiento de la potencia instalada requiere su correlato en ampliación de la red de transporte en alta tensión, se requerirán construir al 2030 en promedio 32.578 km (entre 19.500 km y 37.700 km) de líneas con subestaciones y compensadores, con una inversión promedio de 16.337 MMUSD (entre 9,9 mil MMUSD y 18,8 MMUSD). En el período 2030- 2040 se requerirán en promedio 40.100 km (entre 25.900 km y 60.700 km) de líneas de alta tensión con una inversión promedio de 19.103 MMUSD (entre 177 mil MMUSD y 28,6 mil MMUSD).
- Dada la fuerte presencia de generación renovable en la Patagonia, sumada a algunos proyectos hidráulicos, una o más líneas de corriente continua aparecen como opción para evacuar dicha potencia.
- En casi todos los escenarios se observa un incremento importante en la potencia hidráulica: en el plan estratégico de incorporación de oferta hidráulica, se destaca que es necesario analizar las hidraulicidades de los ríos en función de escenarios futuros de cambio climático.
- Todos los escenaristas plantean en mayor o menor proporción medidas de gestión de demanda, y existe un consenso en cuanto a la necesidad de incorporar medidas de eficiencia energética. Los ahorros en la demanda final suministrada van desde el 10% hasta el 27%.

## Divergencias

- La generación nuclear es en general poco incorporada por la mayoría de los escenaristas, salvo el escenario NOA, CACME y AGEERA, que sí incorporan esta fuente de manera que se incrementa su participación relativa en el período. Dos escenaristas retiran hacia el final del período centrales nucleares existentes.
- En el caso de la generación hidráulica, hay escenaristas que muestran reparo a la expansión en base a las mismas, en particular sobre las centrales de pasada, ubicadas en el litoral argentino, por sus potenciales implicancias ambientales. Dos escenaristas, por su parte, eligen no avanzar con las dos represas del río Santa Cruz. No obstante prácticamente todos los escenarios incorporan proyectos hidroeléctricos.
- La producción de gas natural y de petróleo no convencional genera posiciones opuestas: mientras que algunos escenaristas toman esta opción y apuestan fuertemente a que el nivel de producción local supere a la demanda y haya exportación de gas a la región por ductos o como GNL, otros escenaristas, por el contrario, no apuntan al desarrollo de Vaca Muerta con niveles de producción altos que conlleven a precios de gas bajos debido a cuestionamientos ambien-

tales, o bien porque consideran que son inviables los niveles de inversión y requerimientos de infraestructura necesarios.

- Los intercambios comerciales de energía eléctrica con otros países se han utilizado o bien marginalmente (la mayoría de los escenarios), o en cambio en forma relevante como medio de balancear el aporte intermitente de tecnologías renovables.
- La ampliación de la capacidad de refinación está ligada al crecimiento de petróleo no convencional, y al posicionamiento hacia la balanza comercial que tomó cada escenarista, importando productos refinados y exportando crudo, o viceversa.
- El cuanto al retiro de potencia, se observan posturas diversas. Algunos escenarios plantean retiros sobre la base de antigüedad o eficiencia, mientras que otros las mantienen pasando paulatinamente a formar parte de la reserva. Asimismo, aparecen quienes realizan retiros asociados a temas ambientales. Los retiros acumulados al 2040 se ubican entre 5.309 MW y 17.966 MW.
- No resultó posible alcanzar un consenso en las visiones que tienen los escenaristas respecto del rol que tendrán la generación distribuida y el almacenamiento en la matriz eléctrica.
- Respecto de las políticas de gestión de demanda y eficiencia energética, si bien hubo consenso respecto a la necesidad de implementar medidas en este sentido, hubo discrepancias sobre la profundidad de algunas de las medidas.

# 1. INTRODUCCIÓN



**Al pensar sobre aquello que nos motivó en el año 2012 a impulsar el primer proceso de elaboración de estos escenarios energéticos, seguimos convencidos de su absoluta vigencia, dado que contribuye a satisfacer la necesidad de iniciar un debate abierto, serio y transparente que incentive una visión de largo plazo sobre el futuro energético de la Argentina.**

Este nuevo ejercicio es parte de ese proceso de diálogo puesto en marcha hace más de 5 años. Representa la continuidad de un espacio donde confluye un conjunto plural de visiones sobre el camino que debe transitar el sector energético nacional.

No se pretende aquí hacer una previsión detallada del futuro, ni mucho menos generar respuestas exactas a sus múltiples interrogantes, sino motorizar un proceso que identifique aspectos y elementos clave que afectan o pueden afectar en el futuro la evolución energética de nuestro país.

La finalidad de este ejercicio es contribuir a:

1. Asegurar el abastecimiento de energía eléctrica de la República Argentina.
2. Fortalecer el acceso a la información pública.
3. Promover la participación ciudadana y la transparencia en los procesos de decisión.
4. Evitar efectos indirectos que conlleven conflictos sociales o problemas fiscales.
5. Procurar precios de la energía que permitan la competitividad internacional de las empresas manufactureras y de servicios argentinas.
6. Asegurar niveles de emisión de gases de efecto invernadero compatibles con los compromisos de la República Argentina y con los esfuerzos que se están realizando a nivel mundial.

Cumpliendo con este conjunto de objetivos, el ejercicio servirá también como un insumo valioso para la construcción de la visión al 2050 que la República Argentina presentará a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático en el marco del Acuerdo de París, planteando hojas de ruta posibles y diversas para la transición energética.

Dada la dinámica del sector energético en particular y de la economía en general, resulta claro que ningún análisis estático y unilateral resulta suficiente. Debido a esto, el camino para alcanzar respuestas viables para sortear estos desafíos impone la necesidad de realizar un esfuerzo interdisciplinario y la participación de múltiples actores.

Entendemos que integrar estas visiones en un proceso colectivo constituye un elemento que fortalecerá la sostenibilidad de los posibles acuerdos o soluciones que se promuevan. La transparencia y la participación empoderan la institucionalidad democrática y promueven la articulación de un conjunto de opiniones y percepciones del futuro, que ayudarán a responder a alguno de los grandes desafíos que enfrentan Argentina y el mundo para el desarrollo sostenible a mediano y largo plazo.

En este tercer ejercicio, además de contar con nuevos escenaristas, se ha definido una mayor complejidad en la metodología utilizada para la elaboración de los distintos escenarios, pero manteniendo la idea original: que los mismos surjan de una construcción consensuada de los distintos parámetros y criterios que los componen, dejando asentadas respetuosamente las divergencias cuando las mismas sean inevitables.

El Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética (CEARE), el Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA), la Fundación AVINA, la Secretaría de Gobierno de Energía (SGE) y el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) agradecen muy especialmente la confianza, el compromiso y la capacidad técnica demostrada por las instituciones que trabajaron como escenaristas, ratificando para los próximos años su propio compromiso de seguir incentivando el debate y continuar trabajando en la formulación periódica de escenarios energéticos, como un aporte a la visión energética de largo plazo.

## 2. ACERCA DE LOS ESCENARIOS ENERGÉTICOS 2040



Este es el tercer ejercicio de la Plataforma Escenarios Energéticos, y ha sido desarrollado entre los años 2017 y 2018 en el marco de un convenio de colaboración suscripto en el año 2016 entre las entidades de su antiguo Comité Ejecutivo —a excepción de FARN, que decidió en este ejercicio constituirse como escenarista— y el entonces Ministerio de Energía y Minería (MINEM), instituciones a las que se sumó como el PNUD a través de un Memorandum de Entendimiento en diciembre de 2017.

En este nuevo esquema se incorpora por primera vez la participación del Estado nacional, un actor clave en un ejercicio que se propone generar insumos para la elaboración de políticas de largo plazo.

De este modo, el nuevo Comité Ejecutivo ha quedado conformado por el **Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética (CEARE) de la UBA**, el **Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA)**, la **Fundación Avina (AVINA)**, la **Secretaría de Gobierno de Energía de la Nación (SGE)** y el **Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD)**.

Las funciones centrales del Comité Ejecutivo, encargado de poner en marcha el trabajo propuesto, fueron:

- Crear las condiciones marco para el desarrollo de los Escenarios.
- Convocar a las instituciones para que realizaran los escenarios.
- Sostener el proceso de diálogo entre los participantes.
- Asegurar la visibilidad del proceso y de las posiciones de los distintos escenarios elaborados.

Asimismo, se constituyó un Comité Técnico compuesto por cuatro profesionales: Leonardo Katz, Mariela Beljansky, Gustavo Barbarán y Pablo Alberio. Este comité, constituido por especialistas designados por consenso por las organizaciones convocantes, fue el encargado de definir los aspectos metodológicos y técnicos para la realización del ejercicio.

En esta oportunidad, la convocatoria de las organizaciones que asumieron el rol de «escenaristas» se incrementó en relación con el primer y el segundo ejercicio, alcanzando un total de 11 instituciones. Independientemente de la cantidad, se mantuvo el objetivo de contar con una multiplicidad de actores que permitieran brindar una representación equilibrada de visiones e intereses diversos, procurando así enriquecer el análisis y el debate en torno al sector energético.

Han participado como escenaristas once organizaciones de primer nivel técnico y académico, con gran representatividad de los intereses de distintos sectores de la oferta y la demanda de energía.

Los escenaristas en este ejercicio son:

- Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGEERA).
- Asociación de Grandes Usuarios de la Energía Eléctrica de la República Argentina (AGUEERA) en conjunto con la Unión Industrial Argentina (UIA).
- Comité Argentino del Consejo Mundial de Energía (CACME).
- Cámara Argentina de Energías Renovables (CADER).
- Foro de Ecología Política (FEP).
- Fundación Vida Silvestre (FVS).
- Fundación Ambiente y Recursos Naturales (FARN) en conjunto con la Universidad Nacional del Centro de la Provincia de Buenos Aires (UNICEN).
- Grupo NOA (Salta y Jujuy)<sup>1</sup>.
- Consejo Asesor de Política Energética de la Provincia de Córdoba (CAPEC).

Durante el segundo semestre de 2017 y el primer cuatrimestre de 2018 se consensaron, entre el

<sup>1</sup> Conformado por el Consejo Profesional de Agrimensores, Ingenieros y Profesionales Afines (COPAIPA), la Universidad Católica de Salta (UCASAL), la Universidad Nacional de Salta (UNSa), la Universidad Nacional de Jujuy (UNJu), el Instituto de Investigaciones de Energías No Convencionales (INENCO-UNSa-CONICET), la Comisión Nacional de Energía Atómica Regional Noroeste (CNEA), y el Colegio de Ingenieros de Jujuy (CUJ).

Comité Ejecutivo, el Comité Técnico y los escenaristas, los aspectos metodológicos para construir los escenarios, así como los indicadores a ser utilizados en su análisis comparativo.

## Antecedentes: la evolución del ejercicio de Escenarios Energéticos

La construcción de escenarios es un proceso iterativo y laborioso, que usualmente se ajusta en función de los resultados, desafíos y brechas de conocimiento identificadas al momento de realizar el ejercicio.

En este sentido, las experiencias del primer y segundo ejercicio permitieron no sólo elaborar los escenarios energéticos para Argentina con un horizonte al año 2030 y luego a 2035, sino que constituyeron también en sí mismas un proceso de aprendizaje colectivo en cuanto al manejo de las herramientas, su dinámica de trabajo y los mecanismos de búsqueda de consensos.

Como fruto de este aprendizaje colectivo, e identificadas nuevas necesidades para representar de manera adecuada las distintas visiones allí recogidas, en cada una de las iteraciones de los Escenarios Energéticos se ha ido incrementando la complejidad del modelo, como así también progresivamente su alcance.

En la primera ronda de los escenarios, realizada entre 2011 y 2012, cada escenarista modelaba la oferta de generación eléctrica de dos escenarios de demanda eléctrica (uno tendencial, llamado escenario BAU<sup>2</sup> por sus siglas en inglés, y otro de menor demanda, llamado escenario URE<sup>3</sup>), y un escenario BAU de demanda de gas natural. En este primer ejercicio no existían restricciones de acceso a la red, ni se estimaban costos de ampliación de líneas de transmisión.

Por su parte, en la segunda ronda de los escenarios, llevada a cabo en el periodo 2014-2015, el Comité Ejecutivo fue responsable de elaborar un escenario BAU de oferta de generación eléctrica, contra el cual se comparaban los escenarios desarrollados por los escenaristas que eran escenarios de oferta eléctrica de una demanda URE. En esta ocasión, los escenaristas debían también hacer sus escenarios de producción de hidrocarburos y las ampliaciones en el sector de refinación. Además, se estimaban para cada escenario los costos de ampliación de las líneas de transmisión, subestaciones y gasoductos.

## Escenarios energéticos 2040: innovación y complejidad

Para esta ronda, el Comité Ejecutivo acordó convocar a un nuevo ejercicio de planteo y análisis de escenarios energéticos de mediano y largo plazo en Argentina, que incluyera por primera vez, además de la ya clásica proyección de oferta de energía para la matriz energética de las ediciones anteriores, la modelación y proyección tanto de la oferta como de la demanda y las medidas de eficiencia energética. Asimismo, se estableció un nuevo año de horizonte, llevando su extensión hasta el año 2040.

Al igual que en las rondas anteriores, se ha consensado entre el Comité Técnico y el Comité Ejecutivo el alcance general del ejercicio teniendo en cuenta restricciones imperantes de tiempo y de recursos, así como la necesidad de acotar a niveles aceptables para el cumplimiento de sus objetivos la complejidad del trabajo.

El gran cambio respecto de las versiones anteriores es que cada escenarista modeló en esta iteración sus curvas de demanda eléctrica y de demanda de hidrocarburos en función de demandas ten-

<sup>2</sup> BAU: Business as usual.  
<sup>3</sup> URE: Uso racional de la energía.



denciales —el punto de partida común para todos— y de la selección que cada escenarista hiciera dentro de un conjunto de medidas de eficiencia energética y de gestión de demanda.

La inclusión de medidas de eficiencia energética y de gestión de la demanda ha requerido un esfuerzo muy importante, tanto por parte del Comité Técnico como por parte de los escenaristas. En esta línea, se realizó junto a la Subsecretaría de Ahorro y Eficiencia Energética del entonces Ministerio de Energía y Minería (MINEM) un taller sobre las políticas y medidas de eficiencia, y sobre los potenciales ahorros que el gobierno había tenido en cuenta en la confección de sus escenarios energéticos publicados en 2017 por el MINEM con un horizonte hacia 2030.

Es importante destacar que, para estas medidas, en la mayoría de los casos resulta notablemente escasa la información de la situación de referencia y sobre el potencial realista que se podría considerar, así como sobre sus costos de implementación y su evolución en el tiempo.

Resulta, por lo tanto, deseable y probable que en las próximas rondas de este ejercicio pueda incluirse una mayor cantidad de medidas modelizadas con mayor detalle a partir de una mayor disponibilidad de datos locales confiables. En este sentido, se celebran las iniciativas llevadas adelante por la Subsecretaría de Ahorro y Eficiencia Energética de la Secretaría de Gobierno de Energía para generar conocimiento sobre estas medidas y sus condiciones de borde, así como el esfuerzo actualmente en curso de confeccionar un Balance de Energía Útil (BEU) para la República Argentina.

En respuesta a cada demanda construida, los escenaristas desarrollaron sus respectivos escenarios de generación eléctrica y de oferta de hidrocarburos, incorporándose, además de aspectos vinculados a la producción y refinación, escenarios de importación y exportación.

Por último, para cada escenario se costearon de manera simplificada las ampliaciones en la red eléctrica y de gasoductos, de un modo análogo a la ronda anterior.

### 3. SUPUESTOS COMUNES, PARÁMETROS Y VARIABLES DE ENTRADA



En esta edición de los Escenarios Energéticos se mantuvo la premisa de la construcción de un marco tecnológico, sus parámetros, costos, precios e indicadores de desempeño, como parte de un ejercicio de puesta en común de expectativas y opiniones acerca de cómo evolucionarán las distintas variables involucradas en la elaboración de los escenarios, siendo ésta una condición esencial para facilitar el proceso de diálogo, constituyendo de este modo una base común de información.

Al igual que en los ejercicios anteriores, se decidió partir de información técnica de consulta publicada por diferentes organismos nacionales e internacionales de gran reconocimiento<sup>4</sup>, brindando mayor transparencia al presente trabajo.

En el marco del ejercicio de *Escenarios Energéticos de Argentina con un horizonte al año 2040* se han realizado también los siguientes talleres que promovieron el diálogo entre los escenaristas y otras instituciones relevantes para el sector energético:

- Medidas de eficiencia energética que está trabajando la Subsecretaría de Ahorro y Eficiencia energética del entonces MINEM.
- Presentación de curva de demanda tendencial al 2030 elaborada en 2017 por la Subsecretaría de Escenarios y Evaluación de Proyectos del entonces MINEM.
- Desarrollo del Gas No Convencional en la cuenca Neuquina, que fue presentado por el Instituto Argentino del Gas y Petróleo (IAPG).

Es importante destacar que en todas las reuniones entre el Comité Técnico y los escenaristas se han debatido temas referidos a:

- Tecnologías de abastecimiento energético.
- Almacenamiento de energía.
- Conjuntos de medidas de eficiencia a modelar en el ejercicio y sus variables asociadas relevantes.
- Evolución de precios de combustibles fósiles.
- Costos de ampliación de gasoductos.
- Costos de ampliación de líneas de transmisión y subestaciones.
- Indicadores.

Es destacable el consenso alcanzado sobre la mayoría de las cuestiones metodológicas asociadas a este ejercicio. Sin embargo, también resulta una señal de alta relevancia la falta de consenso sobre la evolución de precios de producción de gas natural local<sup>5</sup> y sobre el costo de las emisiones de gases de efecto invernadero, lo que resultó en que por primera vez en la historia de la Plataforma se solicite al Comité Ejecutivo que defina la evolución de una variable: el costo de las emisiones.

Las principales causas de estas divergencias se encontrarían en primer lugar en la gran heterogeneidad de valores establecidos en las fuentes consultadas, al carácter altamente político que tienen estas definiciones, y a su influencia para el desarrollo a mediano y largo plazo de las diferentes tecnologías.

<sup>4</sup> Entre aquellas publicaciones, se destacan:

a) *Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants*. EIA, noviembre 2016.

b) *Lazard's Levelized cost for storage*. Lazard, noviembre 2017.

c) Información de IRENA sobre fuentes de generación renovable.

d) Datos de los proyectos y contratos de la Resolución 275 de 2017 y del RenovAr 1, 1.5 y 2 de 2016 y 2017.

e) *Tercera Comunicación Nacional de la República Argentina a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático*, MAyDS, 2015.

f) *Evaluación expeditiva de aprovechamientos hidroeléctricos*. Secretaría de Energía y Emprendimientos Energéticos Binacionales S.A. (EBISA), 2006.

<sup>5</sup> La cuestión de los costos de producción del gas natural doméstico fue largamente discutida. Dicha controversia es razonable teniendo en cuenta que dentro de los escenaristas hay quienes consideran que Vaca Muerta se desarrollará pronto, y fuertemente, y otros que dudan que se desarrolle o creen que el nivel de producción que se lograría no permitiría una fuerte baja de costos de producción. Para lograr el consenso se estableció una curva de costos en función del nivel de producción y se realizó un taller específico dictado por el Instituto Argentino de Petróleo y Gas (IAPG) sobre las posibilidades y condiciones necesarias para el desarrollo de gas no convencional en la formación Vaca Muerta. Otros puntos que condicionaron la metodología a emplear son las limitaciones del modelo y de acceso a información de calidad asociada a dichos costos.

## 4. METODOLOGÍA PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LOS ESCENARIOS



## Introducción

Al igual que en las versiones anteriores, se utilizó como herramienta en el proceso de planificación y evaluación de escenarios el modelo *Long-range Energy Alternative Planning* (LEAP). El programa ha sido creado por el Instituto Ambiental de Estocolmo y es el más usado a nivel mundial para evaluar escenarios energéticos que incorporen variables ambientales en su análisis.

La modelización del ejercicio Escenarios Energéticos 2040 utiliza la interacción entre una planilla Excel, donde los escenaristas configuran conceptualmente su escenario, y el modelo LEAP, que realiza su simulación. Esta interacción permite a los escenaristas no familiarizados con el modelo obtener el máximo provecho del mismo sin tener que realizar un aprendizaje profundo del LEAP, ayudándolos a concentrarse en las decisiones, sin perderse en los detalles de la modelización.

A continuación, se presentará la cadena energética desde el consumo hasta las fuentes, describiendo cada uno de los sectores y cómo fueron modelados. Comenzando por la demanda, se partirá de la demanda tendencial final por energético para llegar a los diversos sectores de consumo utilizados para la gestión de demanda. Se comentará sobre los supuestos utilizados en la modelación y sobre cómo éstos influyen en la demanda total agregada y en la forma en que se consume la energía expresada como un total bajo la curva de carga.

Seguidamente, se explicará de manera breve la conceptualización de la generación de energía eléctrica, tanto mayorista como distribuida.

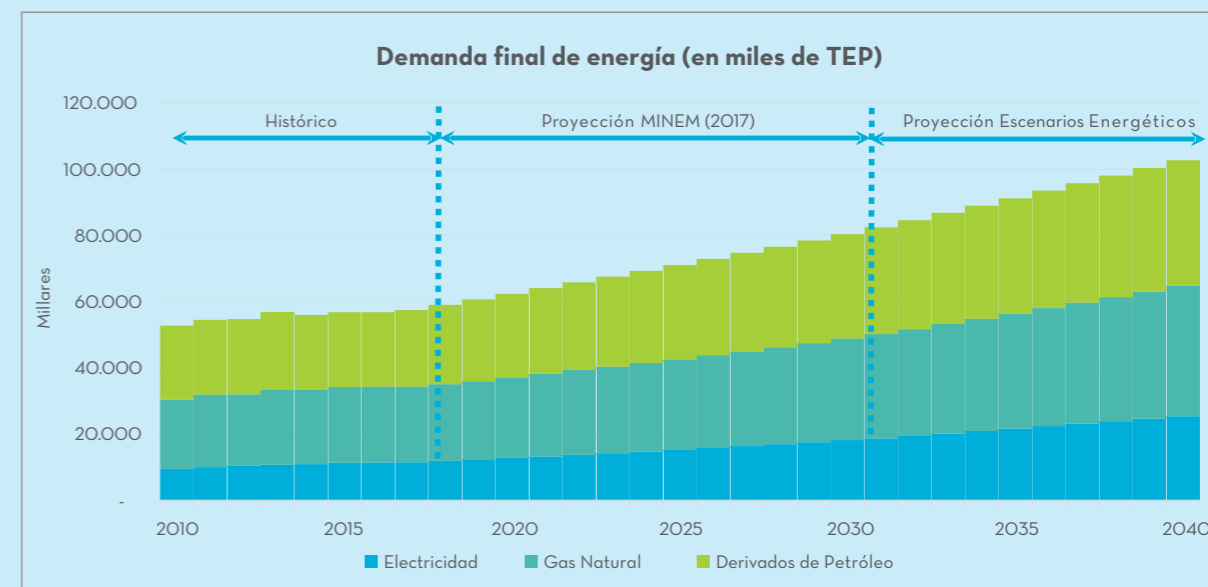
Por último, se hará una referencia a las simplificaciones realizadas para el modelo de producción, transporte y conversión de hidrocarburos (gas natural y petróleo), con los supuestos asumidos y algunos de los resultados planteados en la modelación.

## Demanda

Para el ejercicio de la Plataforma, el entonces Ministerio de Energía y Minería proveyó las demandas finales por energético, que son los mismos utilizados en el ejercicio anterior: electricidad, gas natural, naftas, GLP, gasoil, fueloil y aerokerosene. A estas demandas se les suman las de *bio-oil*, biodiesel y bioetanol, tomadas como un porcentaje de la demanda de fueloil, gasoil y naftas, respectivamente.

La demanda que presenta el Comité Técnico es la demanda BAU o tendencial, y fue elaborada a partir de la demanda provista en 2017 por la Subsecretaría de Escenarios y Evaluación de Proyectos del entonces MINEM hasta el año 2030, sobre la cual se extrapolaron las tendencias hacia el año 2040. Estas demandas se muestran en la figura 4-1.

Figura 4-1: Proyección de demanda energética tendencial al año 2040



Fuente: Elaboración propia sobre la base del Ministerio de Energía y Minería.

Esta demanda tendencial sirvió luego como base para la selección de medidas de eficiencia energética y gestión de la demanda. El conjunto de opciones disponibles fue escogido sobre la base del impacto que tienen en la curva de carga, la facilidad para su modelación y la posibilidad de prever su evolución a futuro.

## Escenario de Eficiencia Energética

A diferencia de los ejercicios anteriores, en esta iteración cada escenarista planteó su propio escenario de eficiencia energética. Para ello, se presenta una serie de medidas de ahorro energético, o cambios tecnológicos, que permitirían hacer un uso más razonable de la energía, manteniendo las premisas de los drivers de demanda.

Los datos energéticos con los que se cuenta (demanda agregada) hacen que sea muy difícil trabajar opciones de gestión de demanda para un escenario de eficiencia energética, ya que, por definición, la eficiencia energética se aplica a un uso específico, mientras que los datos que se tienen son agregados en su totalidad.

Así, se pusieron a consideración algunas formas de consumo que pueden ser trabajadas bajo un enfoque de eficiencia energética, permitiendo a los escenaristas proponer medidas adicionales.

A los fines de ordenar el debate y establecer criterios de selección, se ofreció un marco de tratamiento de las opciones de demanda de acuerdo con los siguientes requisitos:

1. La medida propuesta debe contar con una estimación de la demanda actual (y la forma en que se demanda) en base al consumo específico y la cantidad de usuarios (hogares, automóviles, etc.).
2. Sobre la base de la proyección en la cantidad de usuarios y el consumo específico establecido, se obtiene una proyección de la demanda energética en dicho consumo.
3. Es necesario, para el equipamiento de «consumo eficiente», conocer el ahorro o consumo específico promedio de la opción por unidad. También se debe establecer la base actual de dicho equipamiento y el costo extra de la opción.

4. Para el año 2040 se deberán establecer diversas opciones de penetración, desde un valor base (actual, o proyección del actual), hasta un máximo de penetración (100%, o lo que corresponda). Cada una de las opciones contará con una trayectoria en la cantidad de equipamiento a considerar (actual y eficiente) de manera de considerar el ahorro energético a lo largo de todo el análisis.
5. La demanda eficiente se obtendrá de la trayectoria seleccionada, con el producto entre los consumos específicos (eficientes y actuales) por la cantidad de usuarios con consumo eficiente y actual respectivamente.
6. El costo de la iniciativa resultará de la cantidad de unidades eficientes instaladas multiplicados por el costo extra unitario.

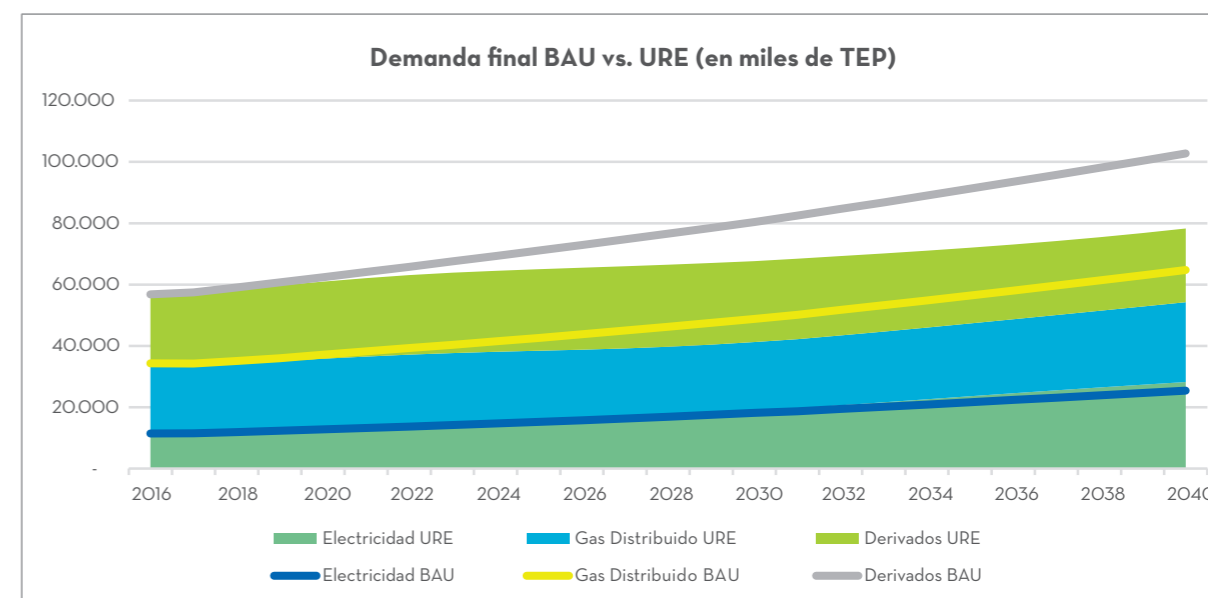
Bajo este esquema, se analizaron diversas medidas de eficiencia y se seleccionaron aquéllas que pudieron cumplir con los requisitos mencionados. Ellas son:

1. Recambio de calefones y termotanques con piloto a sin piloto.
2. Implementación de termotanques solares térmicos.
3. Mejoras en la envolvente térmica de los edificios residenciales, comerciales y públicos.
4. Cambio en el modo de calefacción, de gas natural a bombas de calor.
5. Implementación de automóviles eléctricos.
6. Implementación de colectivos urbanos eléctricos.
7. Programa de eficiencia energética en heladeras.
8. Programa de recambio de lámparas en iluminación residencial.
9. Programa de recambio de lámparas led en alumbrado público.
10. Programa de eficiencia energética en motores industriales.
11. Sistemas de gestión de energía en empresas energointensivas.

La suma de las medidas de eficiencia energética influye en la demanda total al año 2040. Esto se observa en la siguiente figura. En términos globales, el ahorro al año 2040 es de un 20%. Estos ahorros pueden incrementarse mediante el uso de centrales de cogeneración, donde, a través del aprovechamiento del calor residual de los gases de combustión, se ahorra gas natural para aprovechamiento térmico en la industria.

Entre las lecciones aprendidas de este ejercicio, en el que, como se indicó, por primera vez se abordaron políticas de gestión de demanda en Escenarios en forma consolidada, se destaca que se debe ampliar el marco de especialidades a involucrar. Un ejemplo de ello es el sector transporte, ya que el conjunto de posibilidades de cambios en las modalidades de transporte futuro y su impacto en la demanda de energéticos, requiere un abordaje mucho más profundo. En esta ocasión se tomaron dos medidas que se pudieron cuantificar (vehículos eléctricos y colectivos), pero podría ampliarse el menú si se contase con más información consolidada.

**Figura 4-2: Diferencia máxima entre demandas finales BAU y URE.**



Elaboración propia.

A continuación, se describe brevemente cada una de estas políticas y cómo se lograron modelar e incluir en los escenarios.

### RECAMBIO DE CALEFONES Y TERMOTANQUES CON PILOTO A SIN PILOTO

Las propuestas de eficiencia energética tienen una mayor facilidad de aplicación en aquellos energéticos que tienen un uso fijo y bien establecido, como es el caso del gas natural residencial, que esencialmente tiene tres usos: cocción de alimentos, agua caliente sanitaria (que incluye el piloto de los aparatos) y calefacción.

En el caso de recambio de calefones y termotanques a sin piloto, la medida propuesta se encuentra ampliamente documentada y respaldada incluso por un proyecto de ley que tiene estado parlamentario en el Congreso de la Nación. El consumo del piloto de calefón alcanza 0,5 m<sup>3</sup>/usuario-día, lo que equivale a aproximadamente un 12% del consumo anual residencial, por lo que el reemplazo de cada calefón/termotanque por su equivalente sin piloto redundaría en la reducción de dicha demanda.

En esta ronda de los Escenarios Energéticos se plantea el caso BAU más tres opciones de penetración de aparatos eficientes. La opción A es mantener el escenario BAU. La B presenta un recambio del 50% al año 2040, la C del 100% al 2040 y la D, la más ambiciosa, de un recambio casi total al año 2030. Se definió el supuesto simplificador de que cada hogar que cuenta con acceso al gas natural tiene un calefón o termotanque con piloto, y sobre ellos es que se contabilizan los porcentajes de penetración.

De un relevamiento realizado en tiendas online, el promedio en la diferencia de costos entre calefones con y sin pilotos era de 60 USD, considerando que esa brecha se va cerrando en un 2% anual. Es decir, por cada calefón que se cambia, existen ahorros en combustible (gas natural) y costos extras.

### IMPLEMENTACIÓN DE TERMOTANQUES SOLARES TÉRMICOS

En este caso, el consumo de gas natural para agua caliente sanitaria (+piloto) disminuye hasta un 65%. La implementación de esta medida contribuiría en que el consumo total de gas natural se reduzca de 1,5 m<sup>3</sup>/usuario-día a 0,5 m<sup>3</sup>/usuario-día.

En este caso, la política propuesta está basada en las capacidades industriales para la fabricación de este tipo de aparatos. En el caso A, se presume que no habría una política de implementación de calefones solares, manteniendo éstos una participación marginal en la matriz de consumo a nivel nacional. Los porcentajes de penetración en los casos B, C y D suponen un recambio de 50.000, 100.000 y 250.000 calefones al año, respectivamente.

El costo diferencial de cada aparato se estimó en 600 USD, con un porcentaje de declinación de ese valor de un 3% anual.

### MEJORAS EN LA ENVOLVENTE TÉRMICA DE LOS EDIFICIOS RESIDENCIALES, COMERCIALES Y PÚBLICOS

Para esta medida se adoptó el supuesto de que al implementarse políticas de mejoras en la aislación térmica, en promedio, los edificios mejoran en un 50% su aislación, disminuyendo sus consumos para calefacción en igual porcentaje.

De acuerdo con el estudio de Volantino y Bilbao<sup>6</sup>, una mejora en la aislación de los hogares en Argentina podría brindar ahorros del 40% en caso de solamente trabajar sobre la envolvente de techos y muros, y llegar hasta un 50% si se contempla la instalación de doble vidriado hermético en las carpinterías.

Esta opción resulta atractiva para la reducción del consumo de gas natural, ya que no solamente reduce el consumo, sino que en particular lo hace sobre su efecto más pernicioso para el sistema, el pico de demanda.

Como en los otros casos, la opción A es mantener el caso BAU, las opciones B, C y D son políticas de fomento en las que, anualmente el 0,5%, 1% y 2% de los edificios reducen sus consumos en un 50% de gas natural destinado a calefacción.

En este caso, el costo de las modificaciones en los hogares se estableció en 15.000 USD por hogar, en promedio.

### CAMBIO EN EL MODO DE CALEFACCIÓN, DE GAS NATURAL A BOMBAS DE CALOR

Esta política, propuesta por especialistas de la Subsecretaría de Ahorro y Eficiencia Energética del entonces MINEM, propone el reemplazo de gasodomésticos por bombas de calor para la calefacción residencial. La medida supone un reemplazo de 9 unidades energéticas de gas natural por cada equipamiento sustituido por 1 consumo de unidad energética de electricidad.

Se asume que el cambio de uso energético se hace sin cambiar el patrón de consumo, es decir que el uso de las bombas de calor tendría el mismo régimen que la calefacción a gas. Para esta medida se tuvo en cuenta un acople con la medida anterior, de mejoras en la aislación térmica donde se reducen consumos de gas y se suplantán dichos consumos por electricidad. Dado que las bombas de calor se comercializan en una forma estándar de aires acondicionados *split*, no se consideraron los efectos que tendría la incorporación masiva de este tipo de equipamiento en verano, quedando el análisis para un estudio posterior.

Los escenarios de penetración que se supusieron al año 2040 son un 20%, 40% y 60% de los hogares que cambian el modo de calefacción.

El costo asociado a esta política se simplificó, tomando solamente el diferencial de costo promedio entre una estufa tiro balanceado a gas y un aire acondicionado en el mismo rango calórico. Esto se estableció en unos 400 USD por equipo, obteniéndose el costo total de la medida por la multiplica-

ción de dicho costo por la cantidad de equipamiento cambiado anualmente.

### ADOPCIÓN DE AUTOMÓVILES ELÉCTRICOS

En este ejercicio únicamente se plantea un cambio en vehículos de combustión interna a vehículos eléctricos.

Las estimaciones se realizaron sobre la base de una curva de consumo de combustibles en km por litro presentada por la SGE (en la actualidad está considerado en aproximadamente 10 l/100 km y 20 kWh/100 km), un kilometraje promedio por auto por año, y la evolución BAU de un parque automotor, valores que no varían entre los diferentes escenarios.

Las opciones consideradas van desde el caso BAU (opción A), con la penetración de vehículos eléctricos planteada por la SGE, mientras que las B, C y D se estimaron sobre la base de un porcentaje de penetración de 20%, 40% y 60% de automóviles eléctricos al año 2040.

El parque automotor está estimado en 50% de vehículos a nafta, 35% de vehículos a gasoil y 15% de vehículos a GN, considerándose en este ejercicio que los porcentajes se mantienen constantes y el reemplazo se hace de manera proporcional.

El costo de la medida considerado se planteó como la diferencia de precio entre un auto eléctrico y su similar a combustión interna, estimada en 15.000 USD<sup>7</sup>, y decreciendo a una tasa del 2% anual.

### IMPLEMENTACIÓN DE COLECTIVOS URBANOS ELÉCTRICOS

El parque de colectivos urbanos actual es de 30.000 unidades, con un consumo de aproximadamente 30 m<sup>3</sup> de gasoil por colectivo por año, reemplazados por vehículos eléctricos que tienen un consumo de 102,8 MWh anuales. La opción A es equivalente a que no existe dicha política y no hay cambios en la forma de consumo. Por otro lado, la opción B es un recambio del 50% de colectivos al año 2040, mientras que la C y la D se proponen cambios en la totalidad del parque, pero con la diferencia de que en la opción D, el cambio se hace al 2030 y en la opción C el cambio completo se hace al 2040.

En este caso, de acuerdo con estudios elaborados por la SGE, la diferencia entre los colectivos convencionales y los eléctricos ronda los 350.000 USD, y contempla también las estaciones de carga. Dicha diferencia también se reduce paulatinamente, como en los autos eléctricos, a un ritmo del 2% anual.

### PROGRAMA DE EFICIENCIA ENERGÉTICA EN HELADERAS

A diferencia del resto de las medidas, este programa fue evaluado exclusivamente en dos escenarios: «con política de eficiencia» y «sin política de eficiencia».

De la diferencia del escenario BAU y el eficiente (considerando recambio y nuevas heladeras a partir de datos de la FVS en 2013) se estableció el escenario eficiente y los costos que implica la medida. Al ser un ejercicio realizado en el año 2013, y dado que en esta ronda de los escenarios energéticos tiene el año base en el 2016, existe un salto inicial provocado por la simulación en un año anterior al año base.

En promedio, la diferencia de costo el parque de heladeras eficientes y el BAU es de 50 USD por heladera reemplazada (cambio o nueva).

6 V. L. Volantino, P. A. Bilbao. Ahorro energético en el consumo de gas residencial mediante aislamiento térmico en la construcción.

7 Precio promedio en USD tomado de <http://ve.cartif.com/CEVNE/index.aspx> para diversos modelos de automóviles en versiones eléctricas y convencionales.

## PROGRAMA DE RECAMBIO DE LÁMPARAS EN ILUMINACIÓN RESIDENCIAL

En este caso se estableció la posibilidad de un programa de recambio de lámparas de «bajo consumo» y halógenas por lámparas LED. Existe vasta bibliografía sobre las ventajas de este cambio debido a la rápida convergencia en los costos de las lámparas LED.

Se adoptó el escenario planteado en los Escenarios MINEM al 2030 (2017) y se estableció una extensión de dicha tendencia al 2040. Así, se estimaron cantidades de lámparas que se reemplazan con una diferencia de costo unitario de 4 USD y una tasa de decrecimiento de dicha diferencia de 15% anual, lo que resulta en que en menos de 10 años, dicha diferencia se vuelva irrelevante.

## PROGRAMA DE RECAMBIO DE LÁMPARAS LED EN ALUMBRADO PÚBLICO

Al igual que la iluminación residencial, se trabajó con el alumbrado público sobre la base de datos suministrados por la SGE.

A partir de los datos históricos se conforma la demanda tendencial, y por sustracción de los ahorros presentados por la SGE, se elabora la demanda eficiente. Los ahorros presentados por la Secretaría son hasta el año 2030, y calculando la diferencia, se observa que existen ahorros netos hasta el año 2026, año en que se estabilizan los ahorros y comienza nuevamente una tendencia creciente con una menor pendiente. Esta tendencia es la que se utiliza para proyectar al 2040 la demanda eficiente en alumbrado público.

La demanda de alumbrado público histórica puede obtenerse de los datos del Documento de Transacciones Económicas (DTE) mensual de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA)<sup>8</sup>.

En términos porcentuales, el consumo es estable interanualmente, presentando un patrón característico de consumo mensual, con picos en invierno, correspondientes con una menor cantidad de horas solares y mínimos en verano.

## PROGRAMA DE EFICIENCIA ENERGÉTICA EN MOTORES INDUSTRIALES

Para poder establecer los consumos industriales, se caracterizó la demanda industrial en relación con las demandas de usuarios «menores e intermedios» y «mayores». Suponiéndose que toda la demanda «mayor» es industrial.

Dado que el porcentaje de consumo de usuarios menores e intermedios que corresponde al consumo industrial es del 40% de los mismos, la demanda industrial se considerará entonces como la demanda de mayores más el 40% de la demanda de menores e intermedios.

El consumo de motores está estimado en dos tercios del consumo industrial. Tomando una tasa de reposición del 4%, con una eficiencia de motores actuales del 87% y una eficiencia estimada de motores futuros del 92%, la diferencia en el año 2040 alcanza casi 3.000 GWh entre los escenarios tendencial y eficiente.

La demanda industrial, según surge del análisis de los datos horarios de CAMMESA, tiene un factor de carga del 84%. Se realizó una estimación del uso de los motores eléctricos de manera tal que el resto de los usos industriales mantengan el mismo factor de carga, tomando como base que los motores industriales presentan un uso promedio de 3.000 horas al año (250 horas por mes).

Manteniendo factores del resto de los consumos industriales en un valor equivalente al total industrial (84%), se obtuvo que el uso de los motores eléctricos está concentrado en un 70% en las horas del «resto» (6 a 19 horas). El costo de la medida está supuesto en la diferencia de costo del motor promedio considerado (11 kW), estimado en 200 USD por motor.

<sup>8</sup> DTE Mensual CAMMESA - Anexo Distribuidores. Hasta enero de 2016. A partir de esa fecha se dejó de particularizar la demanda de alumbrado público.

## SISTEMAS DE GESTIÓN DE ENERGÍA EN EMPRESAS ENERGÉTICO-INTENSIVAS

Esta política está conformada por un conjunto de medidas que la SGE planteó para las 500 industrias que más consumen energía en nuestro país. Incluyen desde auditorías energéticas hasta el rediseño de los procesos industriales, por lo que es bastante compleja de modelar. Se supuso que su forma de consumo era similar a los consumos industriales, y el costo de cada medida también fue estimado por la Secretaría, establecido en 40 USD por cada MWh ahorrado.

## Curvas de Carga

La forma y el momento en que se utiliza la energía tienen influencia directa en cuánta energía se consume. Es por ello que algunas de las opciones de gestión de la demanda están directamente asociadas a cambios en las curvas de carga de los energéticos correspondientes. La modelación de dichas curvas de carga con posibles modificaciones e impactos también formó parte del presente ejercicio.

En lo que respecta a la modelación de la oferta energética, se agregan algunas opciones tecnológicas, aunque mantienen los mismos conceptos de sus formas de operación. Se adicionan algunas opciones de oferta energética que tienen impacto sobre la demanda, como ser cogeneración, donde se reduce el consumo de gas, o almacenamiento eléctrico, donde se produce un desplazamiento de la demanda energética (llenar valles y cortar picos).

En el ejercicio previo (de 2014-2015), únicamente la electricidad contemplaba una curva de carga del tipo monótona, mientras que el resto de los energéticos tenían una demanda plana. En el presente ejercicio, en contraste, se contemplaron curvas de carga para la electricidad y gas natural, considerando la interrelación que tienen ambos energéticos en el sistema eléctrico argentino. El modelo LEAP tiene dos opciones de configuración al momento de hacer curvas de carga: o bien se modela sólo la electricidad, o se modelan todos los energéticos.

En cuanto a la demanda de gas natural, ésta se supondrá plana dentro de cada mes, y con cambios mensuales. En este caso, se trabajó con una curva de demanda final de gas natural que considera todos sus usos a excepción del consumo en centrales eléctricas. Este consumo se modeló considerando únicamente las fracciones mensuales, estimando su consumo plano dentro de cada mes.

La interrelación de los energéticos existe en una escala temporal, es decir que ocurre en momentos específicos, como los picos de consumo de gas natural en invierno. Esto significa que la modelación de las curvas de carga debe cambiarse de una conceptualización de monótona de carga a una conceptualización temporal.

Para esto se plantea una división mensual, y dentro de cada mes hacer una división en cuatro fracciones que representen las horas de generación; superpico (SP), pico (P), resto (R) y valle (V), siguiendo de alguna manera lo que modela CAMMESA con el programa OSCAR-MARGO en sus bandas horarias en la siguiente carga horaria semanal.

Si bien las curvas de carga están modeladas de acuerdo con un patrón temporal, existe una correlación con la curva monótona de carga, que se modificará según las opciones de demanda que seleccionen los escenaristas.

## Precios y volúmenes del gas natural

Para definir la oferta de gas natural, cada escenarista definió el volumen de gas natural disponible en función de las fuentes posibles, cada una con precio diferente: gas de origen nacional, gas natural importado por ductos, gas natural licuado (GNL) y biogás.

En el caso del gas natural de origen doméstico, en este ejercicio se consideró al recurso fósil no convencional de Vaca Muerta como la única fuente de petróleo y gas.

Luego de múltiples intercambios respecto de los precios del gas natural, se decidió por consenso establecer un mecanismo de fijación de precio para el gas natural de origen local vinculado al balance entre producción doméstica e importación.

A los fines de establecer un criterio simplificado y común en el desarrollo de la modelación, se definió que en la medida que la importación se imponga como componente relevante de la oferta, el precio de gas natural local tienda a la paridad de importación<sup>9</sup>, mientras que en la medida que la producción nacional exceda la demanda doméstica, el precio del gas natural tienda al costo de desarrollo del shale gas.

En otras palabras, mientras la producción local no alcance para cubrir la demanda, el precio del mismo estará relacionado con la paridad de importación, y cuando existiesen excedentes para exportación, el costo local de gas natural estará relacionado con el costo de desarrollo de la producción.

De este modo, al planificar los escenarios su estructura de oferta de gas natural, definen indirectamente las condiciones de fijación del precio de dicho fluido.

Dado que el costo de desarrollo del shale gas no es un dato conocido —un punto por profundizar en futuras rondas de los escenarios—, se ha aproximado a partir de estimar cuál debería ser el precio en gas de boca de pozo necesario para que los excedentes de producción resulten exportables<sup>10</sup>.

Por otro lado, la demanda de gas estará compuesta por la demanda escogida por los escenaristas, la exportación, las pérdidas del sistema<sup>11</sup> y el gas utilizado en centrales eléctricas. Como el combustible utilizado en centrales eléctricas es un resultado del modelo, ya que depende del conjunto de tecnologías y combustibles usados por los escenaristas, se realiza un precálculo en base a eficiencias y porcentajes de combustibles utilizados en la generación.

Tomando la producción local de gas natural más la importación de Bolivia, —que por cuestiones contractuales se maneja como un «piso» y cuyos costos son exógenos a este ejercicio—, en el mismo punto de medición de la demanda —es decir, considerando todas las pérdidas—, se puede realizar el cruce entre oferta y demanda.

A modo de síntesis, las reglas que se establecieron para la fijación de precios en la confección de los escenarios son:

1. Si la producción local + Bolivia se encuentra por debajo de los mínimos de demanda, el precio de gas natural local será el de paridad de importación (vinculado al Henry Hub).
2. Si la producción local + Bolivia se encuentra por encima de los máximos de demanda, el precio del gas local será el costo de desarrollo de Vaca Muerta.
3. Si la producción local + Bolivia se encuentra en el medio, se elaborará un precio intermedio, de acuerdo con la siguiente tabla para valorizar el gas local:

**Tabla 4 | 1: tabla de referencia para la valorización del gas doméstico**

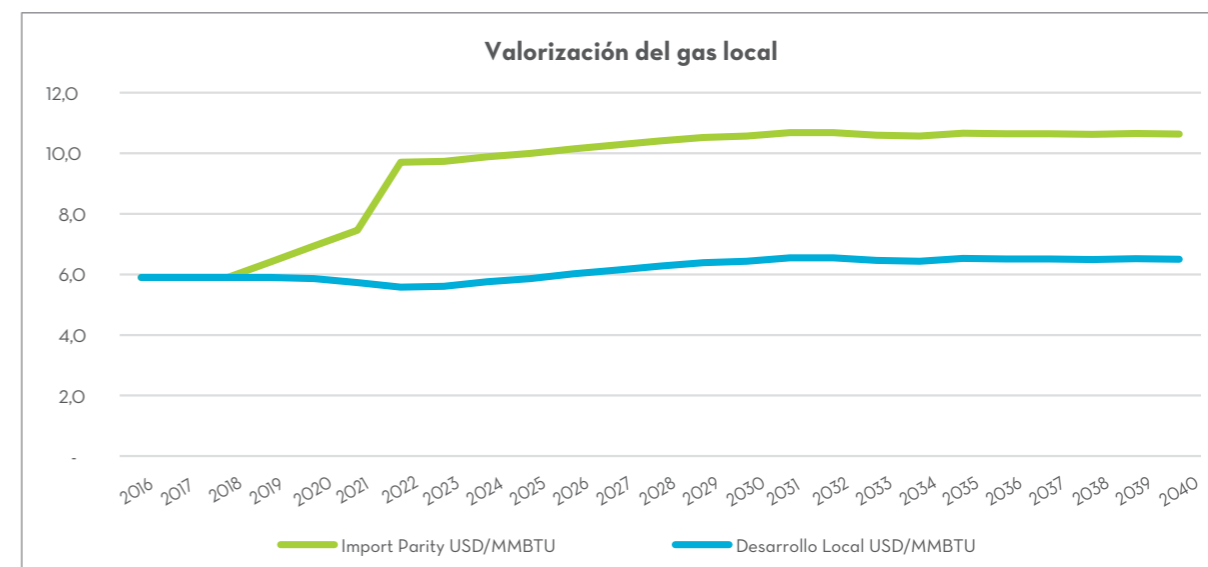
Cantidad de meses Demanda > Oferta Local	Valorización de gas en import parity
6 o más	100%
5	50%
4	40%
3	30%
2	20%
1	10%
0	0%

Elaboración propia

De esta forma, a partir de los volúmenes de oferta y demanda se obtendrá el precio del gas local que será ingresado en el modelo LEAP.

Dependiendo de la demanda de gas natural y de la producción, la valorización del gas local, con los precios expresados en el punto de consumo, para centrales eléctricas puede resultar en el siguiente rango:

**Figura 4-3: Valores del gas natural doméstico para centrales eléctricas (considera transporte)**



Elaboración propia

El lector podrá observar en secciones posteriores que en algunos escenarios se producen resultados contra intuitivos, donde hay poca demanda de gas, y con un leve incremento de la oferta gasífera ya se observan precios bajos, lo que no se corresponde con un desarrollo masivo de Vaca Muerta, que sería el principal driver para la baja de los precios.

<sup>9</sup> La base para calcular los valores de import y export parity fue la proyección de precios de Henry Hub de la EIA. En las proyecciones de precio existen 5 escenarios, y se tomó como base el escenario medio tanto para petróleo como para gas natural. Para el caso de import parity, se recabó información de proveedores de GNL a escala mundial, y se obtuvo la relación para contratos de largo plazo vinculado a Henry Hub.

<sup>10</sup> Para export parity, se asumió que el mismo precio puede obtener un consumidor de Chile, y se calculó el netback hasta la boca de pozo en Neuquén, asumiendo un premio para que Chile opte por abastecerse de Argentina en lugar de GNL de 2 USD/MMBTU.

<sup>11</sup> Las pérdidas consideradas y a qué tipo de gas se aplican son las siguientes, iguales a las del ejercicio anterior:

Pérdidas producción	13,0%	Gas Local
Pérdidas plantas tratamiento	8,0%	Gas Local + Bolivia
Pérdidas transporte	4,0%	Gas Local + Bolivia + Bahía Blanca + Chile + 3ra RG
Pérdidas Distribución	7,0%	Gas Local + Bolivia + Bahía Blanca + Chile + 3ra RG + Escobar + Uruguay

## Generación eléctrica: opciones tecnológicas y proyectos predefinidos

Como se mencionara previamente, cada escenario está conformado por un conjunto de medidas de eficiencia y gestión de demanda, y por un plan de obras necesario para satisfacer la demanda esperada de energía eléctrica desde la actualidad hasta el año 2040.

Dicho plan fue presentado por cada escenarista como un conjunto de centrales de generación, indicando tecnología, capacidad, localización, opciones de combustibles a utilizar y su incorporación en el tiempo al Sistema Interconectado Nacional (SIN).

La selección de las centrales a incluir en dicho plan fue condicionada en términos tecnológicos y económicos, de modo que la comparación de los distintos escenarios resultase homologable, caracterizándose para las mismas los montos de inversión, O&M fijo y variable, factor de planta y *capacity credit* de los proyectos candidatos y la lista de proyectos predefinidos.

Asimismo, las opciones tecnológicas fueron diferenciadas de manera tal de configurar proyectos representativos de las diferentes zonas geográficas del país y por escala.

El parque de generación eléctrica se separó conceptualmente en tres bloques: el parque actual, el parque predefinido y los proyectos candidatos.

### PARQUE ACTUAL

El *parque actual* contempla todas las máquinas existentes al 31-12-2016 en el SIN. Todo el *parque actual* se condensó en 79 máquinas agrupadas. La definición de estos agrupamientos fue el tipo de máquina<sup>12</sup>, su tamaño<sup>13</sup>, la región<sup>14</sup> en la que se ubican, y los combustibles con los que operan.

Dada la heterogénea antigüedad de las máquinas del parque térmico, se propuso agregar requerimientos de inversión para extender la vida útil de dichas centrales. Inicialmente se presentaron montos de inversión para las distintas tecnologías, pero luego se convino que este requerimiento solo alcance a las turbinas de vapor. Esta decisión se fundamentó en que, según AGEERA, los montos que se pagan para la operación de las centrales de tipo ciclos combinados, turbinas de gas y motogeneración alcanzan para hacer las actualizaciones requeridas, por lo que no requerirían de una inversión diferenciada.

También se consideró la salida de aquellas máquinas tipo turbinas de gas que cierran su ciclo transformándose en ciclos combinados (Brigadier López, Ensenada de Barragán y Vuelta de Obligado).

### PROYECTOS PREDEFINIDOS

Por su parte, se consideran *proyectos predefinidos* aquellos sobre los cuales ya se hizo un anuncio o están bajo algún grado de avance en la conformación de sus proyectos. En esta categoría están los planes RenovAr, la incorporación de potencia firme térmica (Resoluciones SEE 21/2016 y 287/2017), las centrales nucleares, las centrales hidroeléctricas Cóndor Cliff, La Barrancosa, Chihuido I, Ampliación de Yacyretá, Aña Cuá, entre otras, y diversos proyectos, que se agruparon en 34 máquinas del modelo LEAP, siguiendo los mismos criterios que con las centrales existentes.

<sup>12</sup> Las tecnologías consideradas son ciclos térmicos fósiles (ciclos combinados, turbinas de Vapor, turbinas de gas y motogeneradores), Centrales hidroeléctricas (de pasada, de embalse, de bombeo), centrales nucleares, parques eólicos, generación solar fotovoltaica, centrales de biomasa y centrales de biogás.

<sup>13</sup> Aquellas centrales que tuviesen un tamaño importante con relación al parque de generación se consideraron de manera individual, mientras que todas las máquinas pequeñas se agruparon para un tratamiento más sencillo de la modelación.

<sup>14</sup> Las regiones consideradas son las mismas que considera CAMMESA, salvo que se agrupó la región núcleo (LIT-GBA-BAS). Las regiones consideradas son NOA (Jujuy, Salta, Tucumán, Catamarca, La Rioja y Santiago del Estero), NEA (Formosa, Chaco, Misiones y Corrientes), CEN (Córdoba y San Luis), CUY (Mendoza, San Juan), BAS-GBA-LIT (Entre Ríos, Santa Fe, Resto de la Provincia de Buenos Aires, Gran Buenos Aires), COM (Neuquén, La Pampa, Río Negro) y PAT (Chubut, Santa Cruz y Tierra del Fuego).

En esta oportunidad fue notable la cantidad de proyectos predefinidos que han sido objeto de discusión, aún teniendo en muchos casos contratos firmados.

Fue necesario, por lo tanto, establecer multas en caso de discontinuar proyectos ya en construcción, como es el caso puntual de las dos represas hidroeléctricas en el río Santa Cruz, cuya penalidad por interrumpir su ejecución se estableció en 2.000 millones de dólares. En los casos de otros proyectos predefinidos, pero con escaso grado de avance se consensuó que no exista multa por no incorporarlo al escenario: tales son los casos de la 4ta y la 5ta central nuclear, y de la represa hidroeléctrica Chihuido.

En el caso de los proyectos de las resoluciones 21 y 287 (centrales térmicas para potencia firme, cierres de ciclos y cogeneración) y los programas RenovAr 1, 1.5 y 2, no se incluyeron montos de inversión requeridos, dado que se supuso que los precios que licitaron, tanto fijos como variables en ambos programas, incluyen el repago de la inversión realizada.

Tabla 4 | 2: Proyectos predefinidos

PROYECTOS PREDEFINIDOS		Inversión (USD/kW)		
		2016	2030	2040
PP CT CC BRIGADIER LOPEZ	CC	900	850	830
PP CT CC ENSENADA	CC	900	850	830
PP CT CC VUELTA DE OBLIGADO	CC	900	850	830
CH FUTALEUFU	HI	3.200	3.100	3.100
PP CH CHIHUIDOS I	HI	3.200	3.100	3.100
PP CH GOB CEPERNIC	HI	3.200	3.100	3.100
PP CH PRES KIRCHNER	HI	3.200	3.100	3.100
CH YACYRETA	HI	3.200	3.100	3.100
PP CH AÑA CUA	HI	3.200	3.100	3.100
PP CH PORTEZUELO DEL VIENTO	HI	3.200	3.100	3.100
PP CN CAREM 25	NU	7.300	7.200	7.100
PP CN ATUCHA 3	NU	7.300	7.200	7.100
PP CN QUINTA CENTRAL	NU	7.300	7.200	7.100
PP CT TV RIO TURBIO	TV	2.934	2.778	2.620

Elaboración propia

### PARQUE CANDIDATO

El tercer bloque de máquinas generadoras es el *parque candidato*.

El parque candidato consideró aquellas máquinas que se consideran como posibles de instalar en la matriz eléctrica argentina para los próximos 25 años.

Se presentaron en el mismo 55 máquinas en 19 tipos distintos de tecnologías. Se consideraron 26 proyectos hidroeléctricos de diversa envergadura considerados por EBISA<sup>15</sup>, se desagregaron algunas tecnologías para considerar su tamaño (biomasa, biogás), su combustible (motogeneración con biocombustibles o combustibles fósiles) o una regionalización primaria (como ser eólicas y solares fotovoltaicas).

Las tecnologías nuevas que se incluyeron en este ejercicio son: las centrales nucleares nacionales tipo CAREM, el almacenamiento eléctrico, la generación fotovoltaica distribuida, la cogeneración y la generación mediante residuos sólidos urbanos. Los parámetros considerados se presentan en la siguiente tabla.

<sup>15</sup> Evaluación expeditiva de aprovechamientos hidroeléctricos. Secretaría de Energía de la Nación y Emprendimientos Energéticos Binacionales S.A (EBISA), 2006.



**Tabla 4 | 3: Parámetros considerados por central tipo para el parque candidato**

PROYECTOS CANDIDATOS				Inversión (USD/kW)			O&M Fijo (USD/kW-year)			O&M Var (USD/kWh)			O&M Var (USD/MWh)			Factor de Carga	Rendimiento	Capacidad Credit
				2016	2030	2040	2016	2030	2040	2016	2030	2040	2016	2030	2040			
Nuclear	NU	PCN Nuclear PWR	Gen III+	7.300	7.200	7.100	93,0	90,0	87,0	0,0021	0,0020	0,0019	2,10	2,00	1,90	90,0	36,0	90,0
Nuclear	NU	PCN CAREM comercial		5.000	5.000	5.000	93,0	90,0	87,0	0,0021	0,0020	0,0019	2,10	2,00	1,90	85,0	30,0	90,0
Renovable	BC	PCR Biocombustibles		1.350	1.310	1.283	10,0	9,5	9,2	0,0150	0,0145	0,0140	15,00	14,50	14,00	85,0	40,0	75,0
Renovable	BG	PCR Biogas menos 1 MW	< 1 MW	7.100	6.900	6.700				0,1800	0,1650	0,1500	180,00	165,00	150,00	85,0	28,0	80,0
Renovable	BG	PCR Biogas mas 1 MW	> 1 MW	4.500	4.300	4.100				0,1600	0,1467	0,1333	160,00	146,67	133,33	85,0	28,0	80,0
Renovable	BG	PCR Biogas RSU	Residuos Sólidos Urbanos	2.500	2.389	2.278				0,0600	0,0550	0,0500	60,00	55,00	50,00	85,0	28,0	80,0
Renovable	BM	PCR Biomasa menos 5 MW		3.000	2.850	2.600	60,0	60,0	60,0	0,0053	0,0049	0,0046	5,30	4,90	4,60	85,0	20,0	80,0
Renovable	BM	PCR Biomasa entre 5 y 15 MW		2.500	2.350	2.100	40,0	40,0	40,0	0,0053	0,0049	0,0046	5,30	4,90	4,60	85,0	26,0	80,0
Renovable	BM	PCR Biomasa mas de 15 MW		2.100	1.900	1.700	30,0	30,0	30,0	0,0053	0,0049	0,0046	5,30	4,90	4,60	85,0	30,0	80,0
RSU	MSW	PCR Residuos		8.312	8.113	7.917	393,0	382,0	374,0	0,0087	0,0080	0,0076	8,70	8,00	7,60	85,0	19,0	80,0
Renovable	EO	PCR Eolico 1	Maritimo	6.230	5.765	5.300	74,0	69,0	63,0							40,0	100,0	37,0
Renovable	EO	PCR Eolico 2	Terrestre A	1.300	1.235	1.174	39,0	37,0	34,0							37,0	100,0	37,0
Renovable	EO	PCR Eolico 3	Terrestre B	1.400	1.288	1.200	39,0	35,0	33,0							46,0	100,0	37,0
Renovable	EO	PCR Eolico 4	Terrestre C	1.300	1.235	1.174	39,0	37,0	34,0							28,0	100,0	37,0
Renovable	GT	PCR Geotermico		4.360	4.186	4.001	100,0	90,0	81,0							80,0	100,0	85,0
Renovable	MM	PCR Mareomotriz	Tidal	5.000	4.878	4.750	120,0	107,0	93,0							26,0	100,0	17,0
Renovable	HR	PCR Mini Hidro		3.000	2.950	2.900	50,0	49,0	48,0							45,0	80,0	80,0
Renovable	SC	PCR Solar Concentrado		4.300	4.000	3.800	68,0	59,0	52,0							30,0	100,0	19,0
Renovable	FV	PCR Solar Fotovoltaico A	FV 1	1.100	950	800	26,0	21,0	17,0							28,0	100,0	19,0
Renovable	FV	PCR Solar Fotovoltaico B	FV 2	1.100	950	800	26,0	21,0	17,0							23,0	100,0	19,0
Renovable	FV	PCR Solar Fotovoltaico C	FV 3	1.100	950	800	26,0	21,0	17,0							18,0	100,0	19,0
Renovable	FD	PCR FV DISTRIBUIDA		3.500	3.200	3.050	100,0	80,0	70,0							18,0	100,0	19,0
Almacenamiento	AL	PCR ALMACENAMIENTO		3.400	1.360	680	50,0	50,0	50,0							16,0	95,0	95,0
TV	CC	PCT Carbon IGCC	Carbon	3.700	3.600	3.400	52,0	49,0	46,0	0,0072	0,0068	0,0064	7,20	6,80	6,40	85,0	48,0	95,0
TV	TV	PCT Carbon SC PCC	Carbon	2.934	2.778	2.620	32,0	30,0	28,0	0,0045	0,0043	0,0040	4,50	4,30	4,00	85,0	42,0	90,0
CC	CC	PCT CC	Gas Distribuido	900	850	830	7,5	7,4	7,3	0,0035	0,0035	0,0035	3,50	3,50	3,50	85,0	60,0	85,0
TG	TG	PCT TG	Gas Distribuido	680	646	620	15,0	14,5	14,0	0,0104	0,0104	0,0104	10,37	10,40	10,40	50,0	40,0	85,0
CO	CO	PCT COGENERACION	Gas Distribuido	1.200	1.100	1.000	16,0	15,5	15,0	0,0040	0,0040	0,0040	4,00	4,00	4,00	90,0	40,0	90,0
DI	DI	PCT Motores	FO-GO	1.350	1.310	1.283	10,0	9,5	9,2	0,0150	0,0145	0,0140	15,00	14,50	14,00	50,0	40,0	80,0
HI	HI	Proyectos Hidroelectricos		3.200	3.100	3.100	40,0	39,0	38,0							50,0	80,0	95,0

Elaboración propia

## Costo de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

A partir del año 2019 se asumió que habrá un costo de emisiones partiendo de 10 USD/tCO<sub>2</sub>e. La evolución del costo de las emisiones que se utiliza para el presente ejercicio es lineal por tramos, y adopta los siguientes valores para los años 2019, 2030 y 2040:

- 2019: 10 USD/tCO<sub>2</sub>e
- 2030: 25 USD/ tCO<sub>2</sub>e
- 2040: 40 USD/ tCO<sub>2</sub>e

Es importante destacar la notoria disparidad entre los valores estimados por distintas fuentes en torno al costo de las emisiones de GEI, así como la heterogeneidad de los valores fijados para la tCO<sub>2</sub>e por iniciativas de *carbon pricing* en diferentes países<sup>16</sup>.

<sup>16</sup> Al respecto, ver «prices in implemented carbon pricing initiatives» en World Bank y Ecofys. 2018. *State and Trends of Carbon Pricing 2018 (May)*, Banco Mundial, Washington, DC. Doi: 10.1596/978-1-4648-1292-7.

# 5. ESCENARIOS ENERGÉTICOS AL AÑO 2040 Y SUS VISIONES



## Los resultados del ejercicio

Las curvas de demanda eléctrica y de combustibles que se presentarán en esta sección, así como los planes de obras de generación eléctrica, las proyecciones de producción de hidrocarburos (petróleo y gas natural), y la capacidad de refinación asociados a cada escenario fueron elaborados por las once instituciones que construyeron los 9 escenarios durante el periodo agosto 2017 a julio 2018.

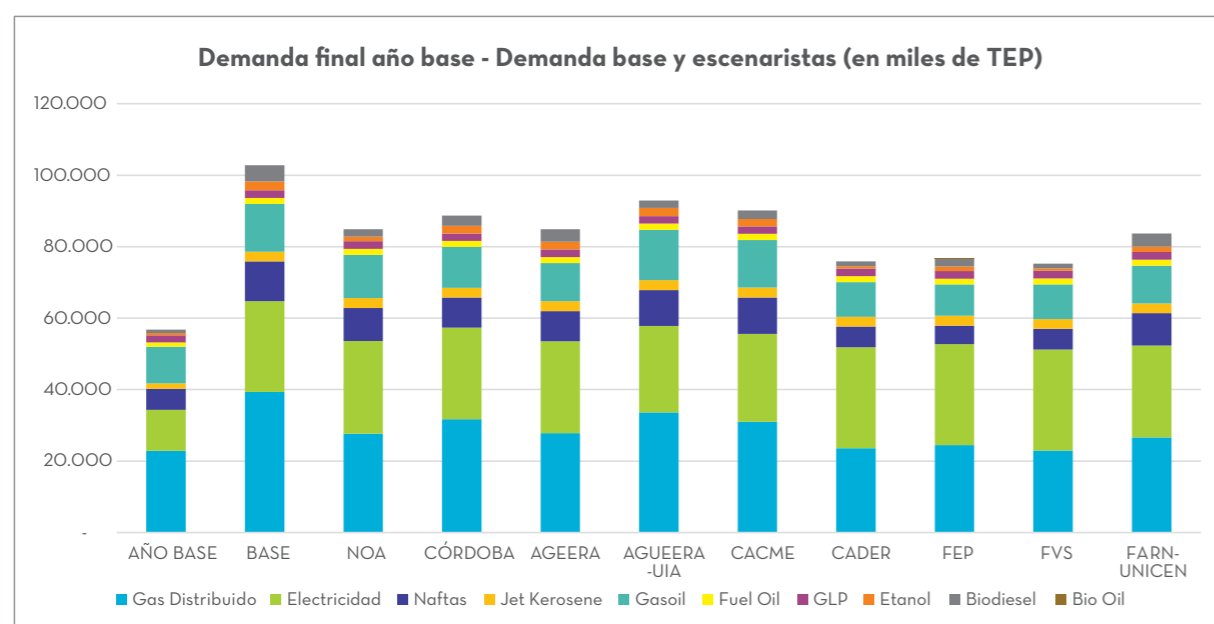
Es importante resaltar que los escenarios construidos por cada uno de los actores no necesariamente reflejan de manera precisa su visión, sino que son un resultado considerado por aquellos como posible bajo las condicionantes del plan de obras actualmente en construcción, los parámetros técnico-económicos preestablecidos, así como los criterios y visiones de cada uno de ellos.

Las demandas de electricidad y de otros combustibles fueron construidas por cada escenarista tomando en cuenta las opciones disponibles para el ejercicio de medidas de eficiencia energética y de gestión de la demanda. Como se observará, en algunos casos, la demanda eléctrica, a pesar de adoptar todas las medidas de eficiencia, resulta mayor a la del escenario base debido a que la misma se incrementa al sustituir a otros energéticos.

### DEMANDA FINAL DE ENERGÍA

Se muestra a continuación la demanda del año base (2016) y para 2040 la demanda final BAU y la construida por cada escenarista, discriminando por fuente de energía y expresada en millones de toneladas equivalentes de petróleo (Tep).

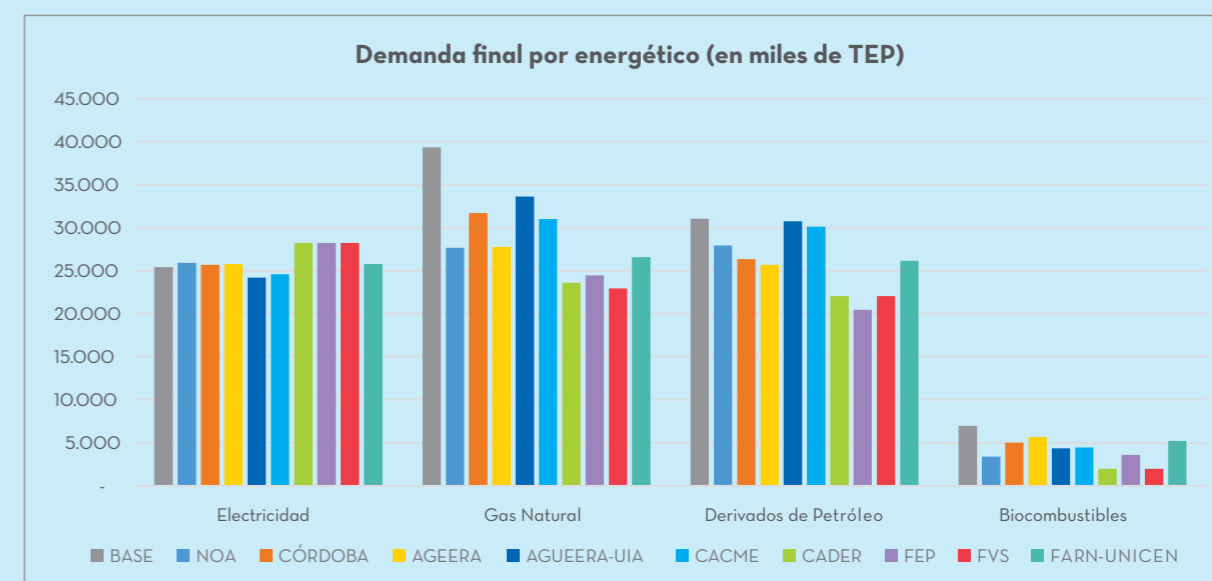
**Figura 5-1: Demanda final de energía en año base (2016) y en 2040**



Elaboración propia

En el siguiente gráfico se puede apreciar la demanda final por energético al 2040 en función de las decisiones de cada escenarista:

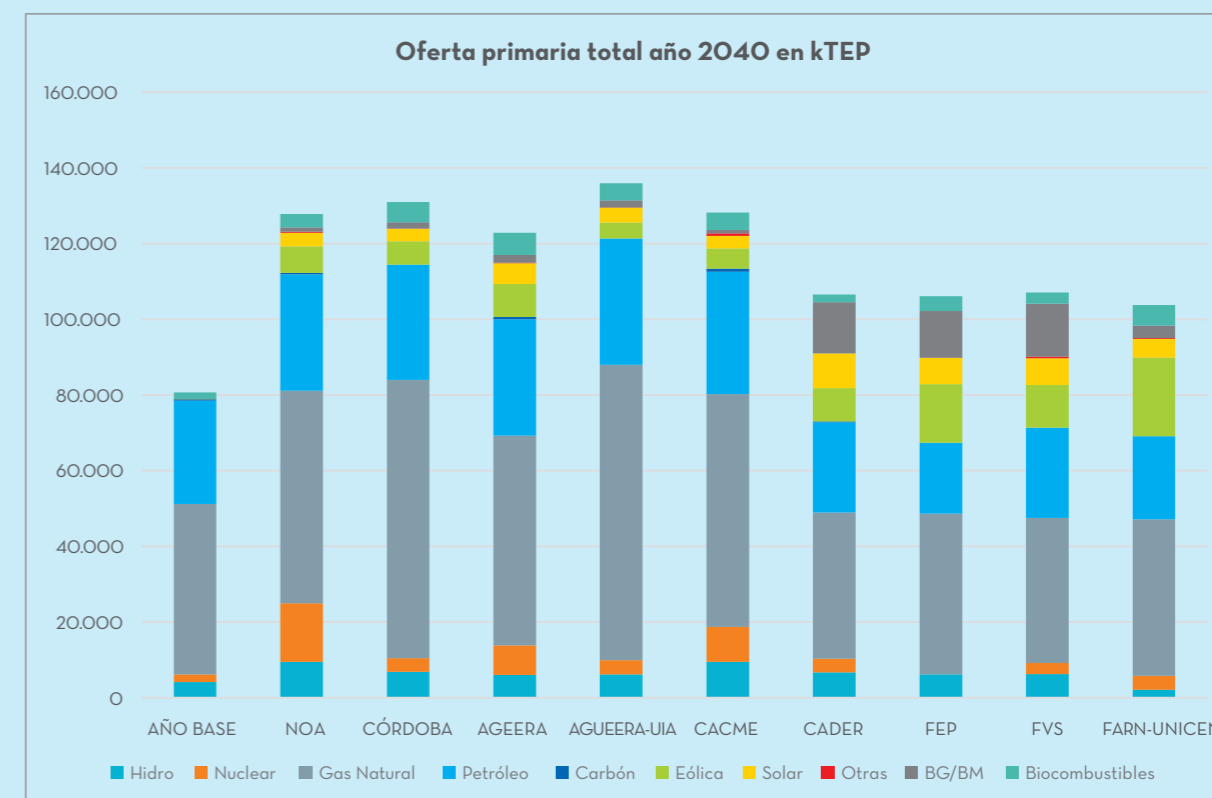
**Figura 5-2: Demanda final agrupada de energía en 2040**



Elaboración propia

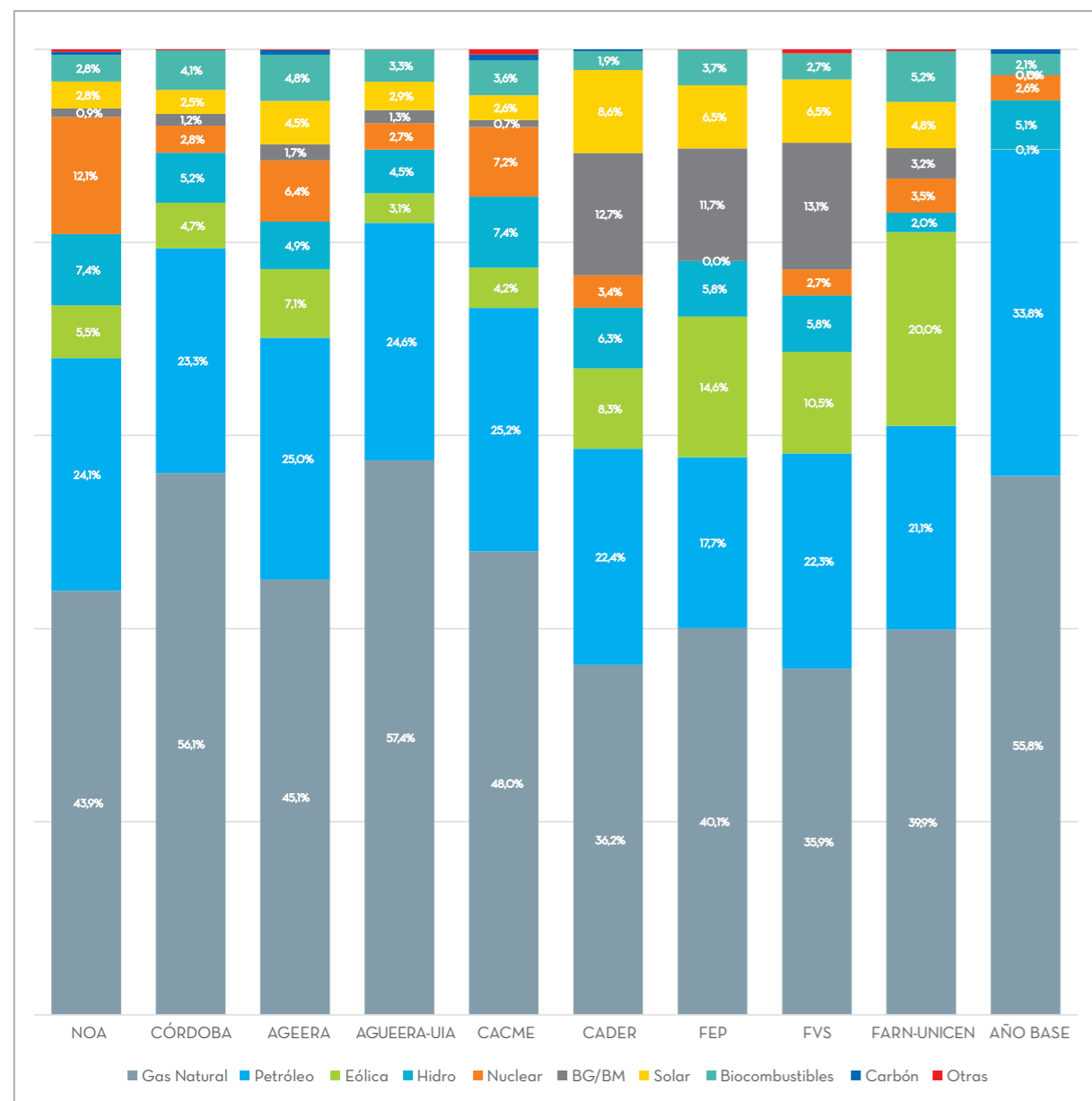
Sobre la base de las decisiones que fue tomando cada escenarista, la matriz primaria de energía queda conformada al 2040 del siguiente modo:

**Figura 5-3: Oferta total de energía primaria en 2040**



Elaboración propia

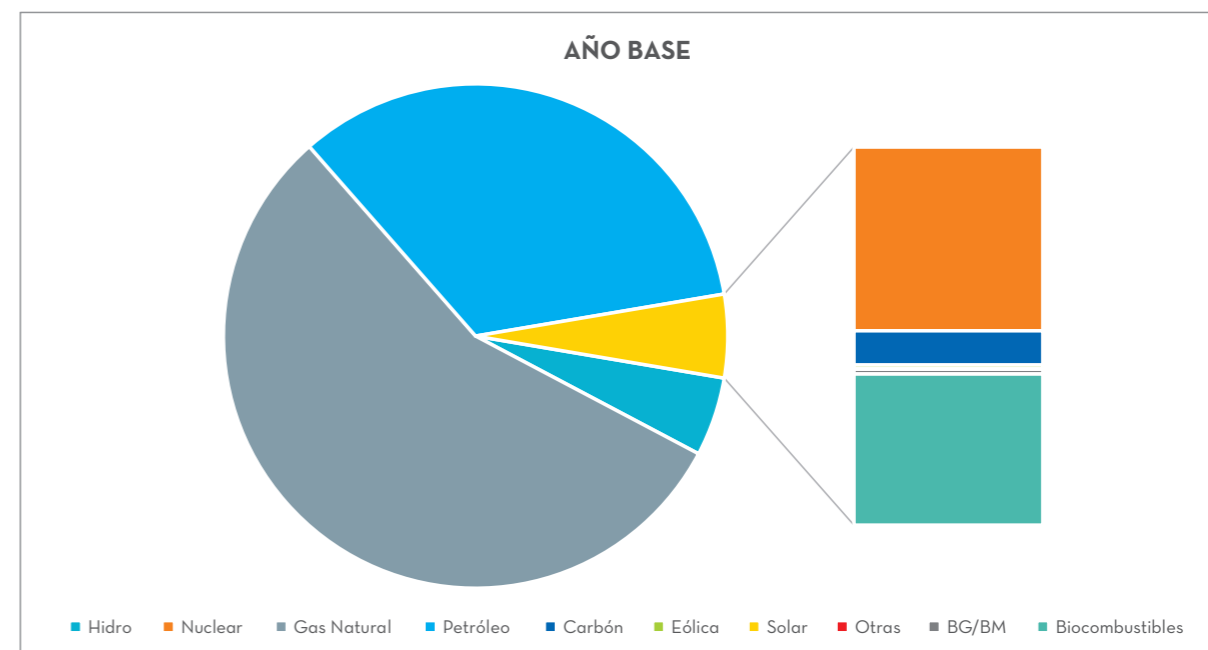
**Figura 5-4: Diversidad de los escenarios en la composición de la oferta total de energía primaria en 2040**



Elaboración propia

A modo de contraste, puede observarse que la matriz primaria en el año base (2016) tuvo las siguientes participaciones:

**Figura 5-5: Composición de la oferta total de energía primaria en 2016**

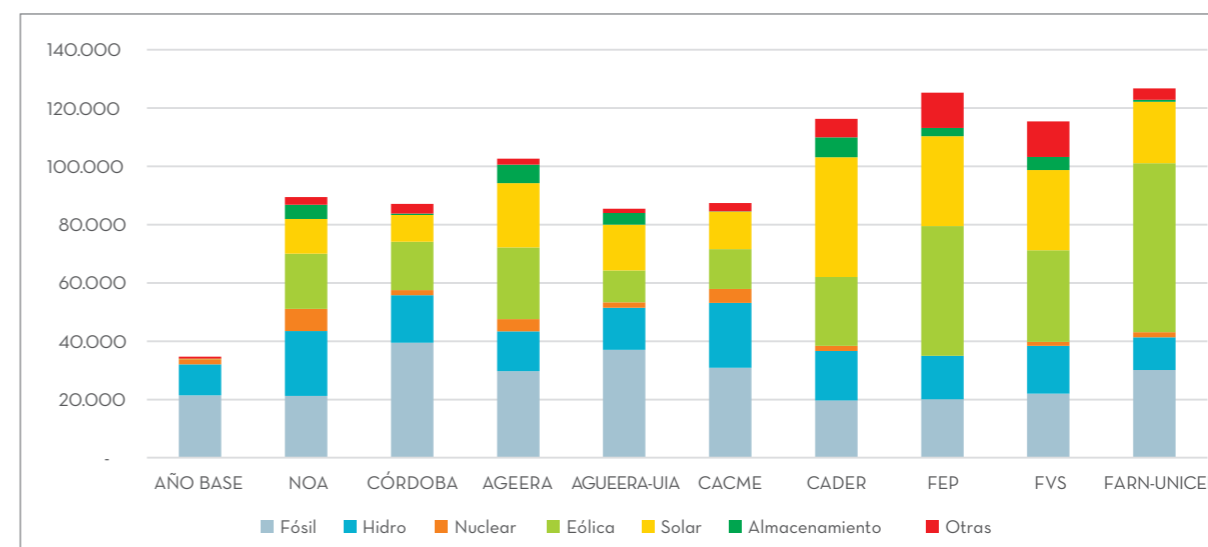


Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía

### Energía eléctrica

La diversidad de planes de obra de generación eléctrica seleccionados por los escenaristas se plasma en el siguiente gráfico, donde aparece representada la potencia instalada al año 2040 para cada escenario. A la izquierda está el parque del año base (2016) para facilitar la identificación de la variación de la potencia instalada en 24 años.

**Figura 5-6: Potencia instalada en 2040 [MW]**



Elaboración propia

Nótese que, a junio de 2018, el sistema eléctrico argentino tenía una potencia instalada de 37.775 MW. Esto implica que el desafío de incorporación de capacidad al 2040 es muy importante.

A primera vista se observa que la totalidad de los escenarios más que duplican la potencia instalada

del año base y que varios la triplican, lo cual implica un alto nivel de inversión de capital requerido a lo largo de todo el periodo y un esfuerzo grande por mantener el ritmo de crecimiento que se supuso en términos de demanda de energía eléctrica.

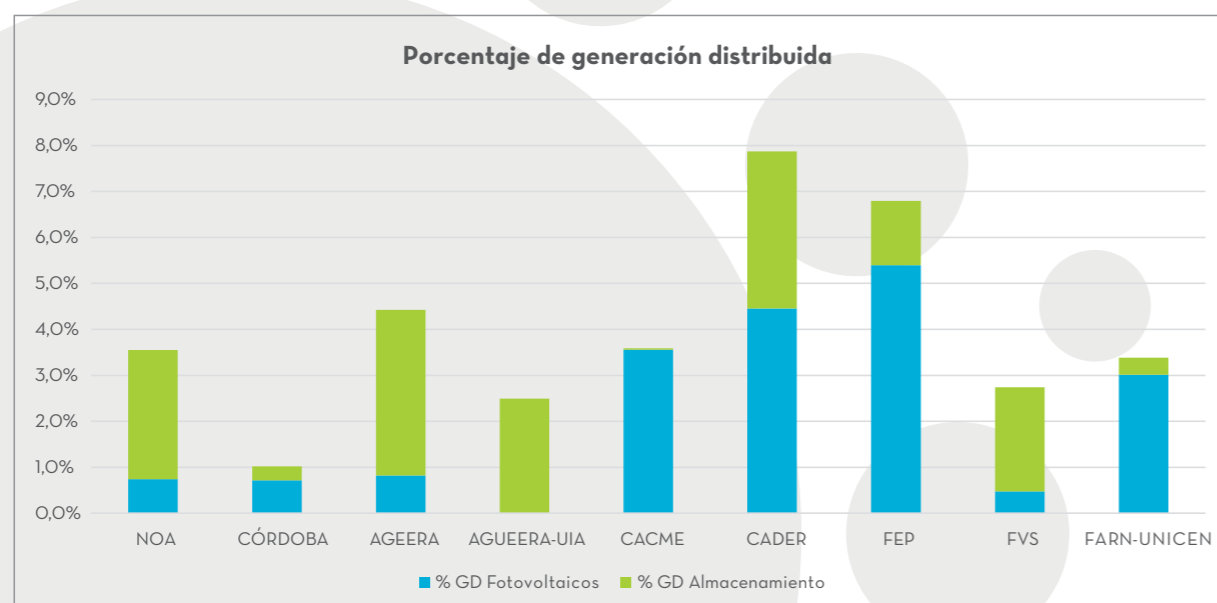
En todos los casos se observa un incremento en la potencia hidráulica instalada en 2040, aunque el incremento es dispar. FARN-UNICEN es el escenarista que menos hidroelectricidad incorpora (538 MW) y junto con FVS son los dos escenaristas que discontinúan las represas en construcción (Cóndor Cliff y La Barrancosa). AGEERA incorpora 3.000 MW, mientras que AGUEERA-UIA y FEP incorporan cerca de 4.000 MW. Hay tres escenarios que incorporan cerca de 6.000 MW (CADER, CAPEC de Córdoba y FVS) y por último se ubican NOA y CACME que incorporan 11.600 MW que son todos los proyectos disponibles.

En términos de energía nuclear, la mayor incorporación la plantea NOA con 5.802 MW y le siguen CACME con 3.062 MW y AGEERA con 2.362 MW. AGUEERA-UIA, FARN-UNICEN, CAPEC de Córdoba y CADER prácticamente no incorporan potencia nuclear mientras que FVS y FEP no sólo no incorporan, sino que además retiran potencia nuclear instalada en el parque actual.

La mayor incorporación de centrales térmicas al 2040 la propone CAPEC de Córdoba con 18.100 MW, le sigue AGUEERA-UIA con 15.650 MW, CACME con 9.470 MW, FARN-UNICEN con 9.260 MW, y AGEERA con 8.340 MW. Por el otro lado, se encuentra FVS que sólo incorpora 560 MW y los que incluso quedan en 2040 con menos potencia térmica que en el año base (2016) que son: NOA que termina con 200 MW menos, FEP con 1.350 MW menos y CADER con 1.780 MW menos.

A continuación se presentan las elecciones que han hecho los escenaristas respecto de los proyectos de generación distribuida y almacenamiento:

**Figura 5-7: Porcentaje de participación de generación distribuida y almacenamiento en 2040**



Elaboración propia

En los extremos, a 2040 CADER prevé 6.800 MW de almacenamiento y CACME 48 MW. Hay dos escenarios que prevén 500 y 700 MW (Córdoba y FARN-UNICEN), FEP con 2.850 MW, tres escenarios entre 4.000 y 5.000 MW (AGUEERA-UIA, FVS y NOA) y por último se ubican AGEERA y CADER, con alrededor de 6.300 MW.

Con generación distribuida (solar fotovoltaica), el rango está entre 0 MW, considerado por

AGUEERA-UIA, y 10.000 MW de FEP. Hay cuatro escenarios que prevén cerca de 1.000 MW (AGEERA, CAPEC de Córdoba, FVS y NOA), dos escenarios que consideran cerca de 5.200 MW (FARN-UNICEN y CACME), y por último CADER presenta la mayor ambición, con 8.125 MW.

A continuación, se muestra cuánta potencia total habría instalada al 2040. Como puede observarse, todos los escenarios prevén que gran parte de la electricidad sea de fuentes renovables:

**Tabla 5|1: Potencia total instalada y participación de renovables por escenario**

	NOA	CÓRDOBA	AGEERA	AGUEERA-UIA	CACME	CADER	FEP	FVS	FARN-UNICEN
Potencia total (MW)	89.427	87.091	102.661	85.469	87.452	116.336	125.260	115.429	127.416
Potencia renovable	33.491	28.991	48.801	28.110	29.438	71.087	87.423	71.034	83.022
Participación renovables	37,5%	33,3%	47,5%	32,9%	33,7%	61,1%	69,8%	61,5%	65,2%

Elaboración propia

El escenario a 2040 que menor participación de capacidad renovable prevé es confeccionado por AGUEERA-UIA, que totaliza 28.110 MW y representa un 32,9% de su escenario. En contraste, el escenario en el que más participación alcanza la potencia renovable es el correspondiente al FEP, con 87.423 MW (69,8%). Cabe destacar que el escenario de AGUEERA-UIA es el único que considera que al año 2025 no se cumplirá el objetivo de participación de energía renovable previsto en la ley 27.191 del 20%, postergando esta participación hasta 2030.

Como es de esperarse, los escenarios que mayor potencia incorporaron son aquellos que mayor peso de energías renovables tienen en sus escenarios, por ser éstas en su amplia mayoría de características intermitentes<sup>17</sup>. En contraposición, aquellos que menor potencia instalaron, poseen mayor peso relativo de potencia firme.

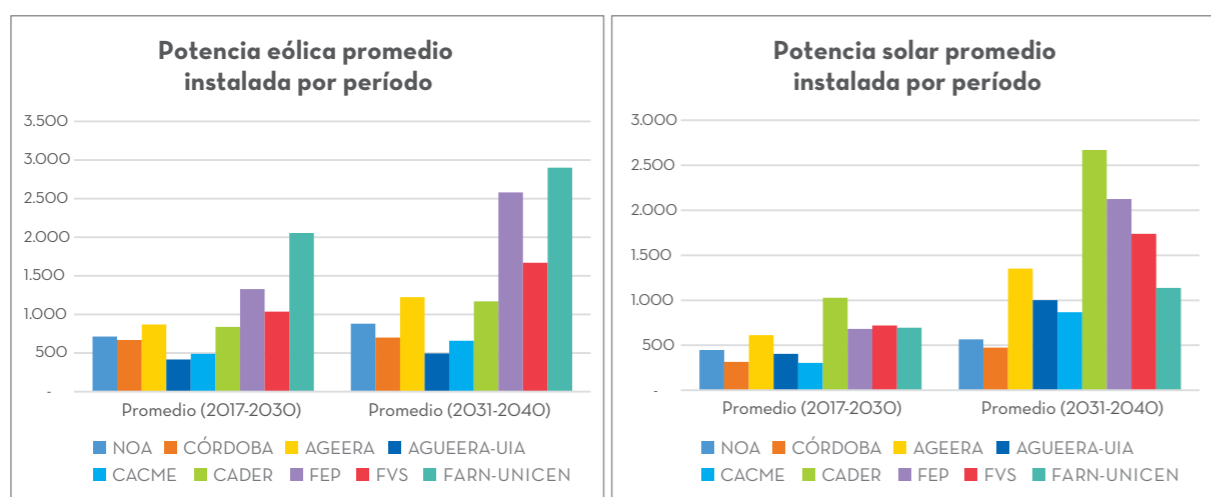
Resulta de interés analizar la potencia eólica y la fotovoltaica promedio a instalar en el período 2017-2030 y 2031-2040 para los 9 escenarios:

El escenario que prevé una mayor incorporación de potencia eólica al año 2040 (FARN-UNICEN) alcanza casi 58.000 MW en ese horizonte, mientras que en el escenario en que menor participación se espera para esta fuente (AGUEERA-UIA), alcanza los 11.000 MW.

En lo que se refiere a la incorporación de energía solar fotovoltaica, el escenario de mayor penetración (CADER) alcanza los 41.000 MW, mientras que el de menor incorporación (Córdoba) adiciona 9.150 MW.

<sup>17</sup> Cuando la potencia que se incorpora para abastecer la demanda es de característica renovable, los factores de planta que tienen esas tecnologías son muy inferiores, en general, a los factores de planta que tienen las centrales térmicas convencionales

**Figura 5-8: Potencia total fotovoltaica y eólica promedio a instalar (MW)**



Elaboración propia

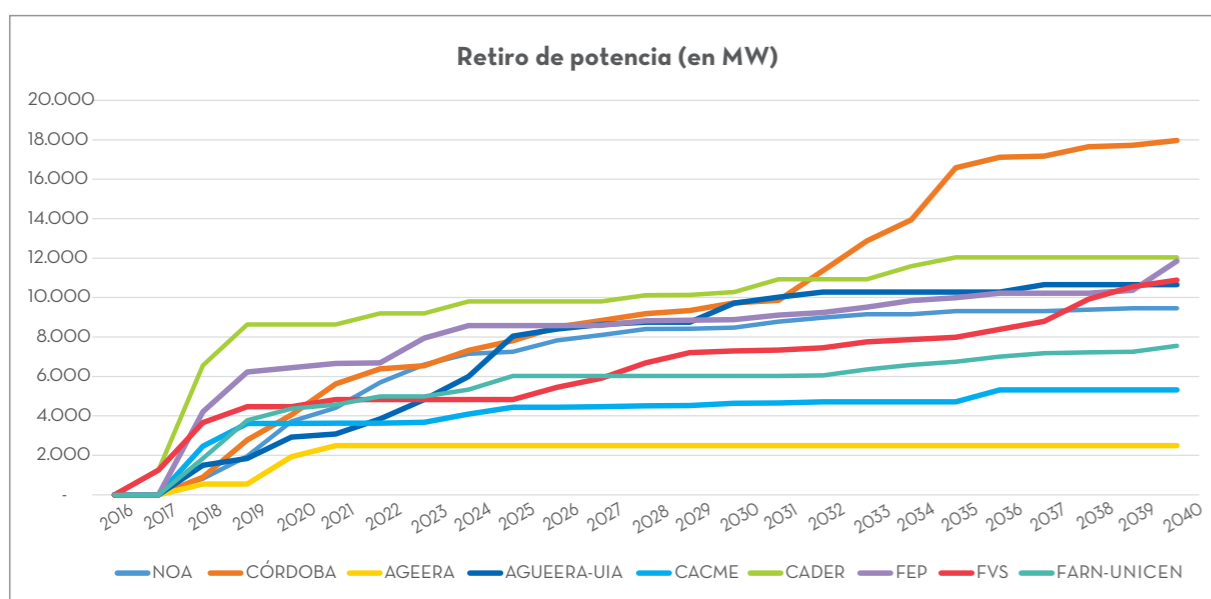
Respecto del retiro de máquinas, algunos escenaristas optaron por retirar más potencia que otros, ya sea por cuestiones de eficiencia del parque, vida útil de los generadores, cuestiones económicas, políticas o ambientales. Los retiros acumulados al 2040 van entre 5.309 MW y 17.966. Hay 5 de los 9 escenarios entre 9.500 y 12.000 MW de retiro. En los casos con mayor retiro se requiere sustituir aquella potencia por nuevas inversiones, incurriendo en mayores costos de capital.

Asimismo, ese retiro implica tener un parque de generación más eficiente, dado que las máquinas nuevas que ingresan son más eficientes que las retiradas (o no consumen combustibles).

En líneas generales los escenarios mantienen un margen de reserva por encima del 20% durante el periodo de análisis, lo que enfoca la comparación de los parques instalados a la diferencia entre las tecnologías escogidas y el retiro de potencia considerada.

El hecho de que durante los primeros años del ejercicio las incorporaciones de los proyectos pre-definidos aumentan considerablemente el margen de reserva ha permitido a varios escenaristas aprovechar este «excedente» para retirar máquinas obsoletas con bajos rendimientos.

**Figura 5-9: Retiro acumulado de potencia (MW)**



Elaboración propia

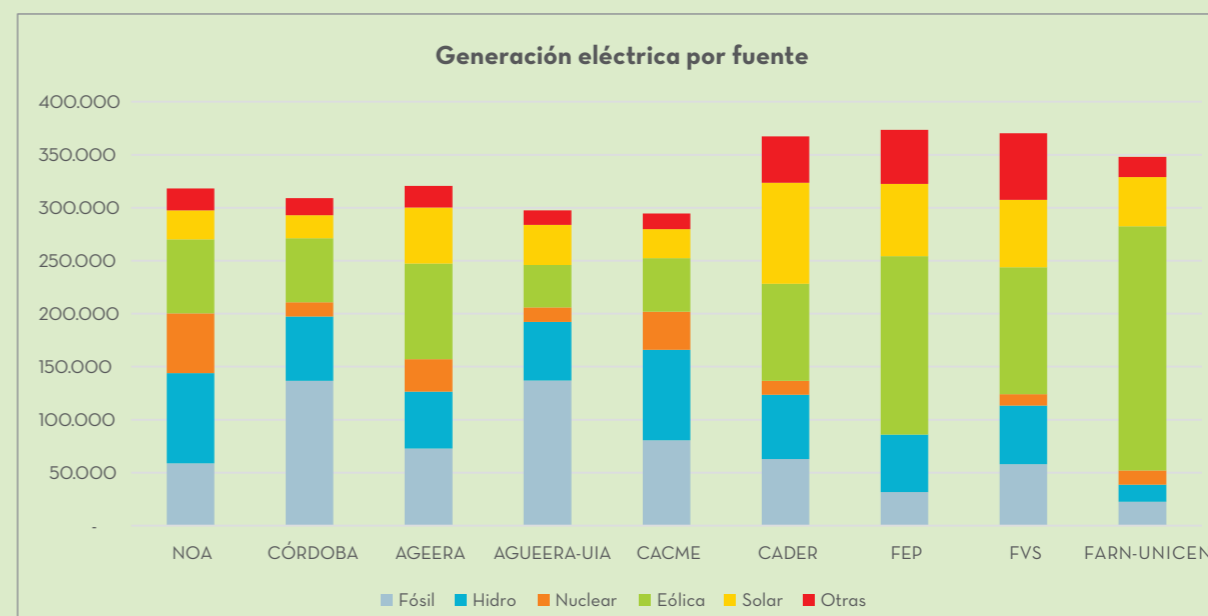
Los retiros planteados fueron los siguientes:

Como decisiones de alto impacto, se destaca que el FEP retira en 2040 las centrales nucleares del parque actual y FVS retira Atucha I.

En cuanto a potencia termoeléctrica, en los gráficos siguientes se presentan los retiros previstos de ciclos combinados, turbinas de gas, turbinas de vapor y motogeneradores diésel.

Como resultado de estas incorporaciones de potencia en lo que respecta al despacho de energía eléctrica en 2040, la energía sería entregada a partir de las siguientes fuentes dependiendo del escenario:

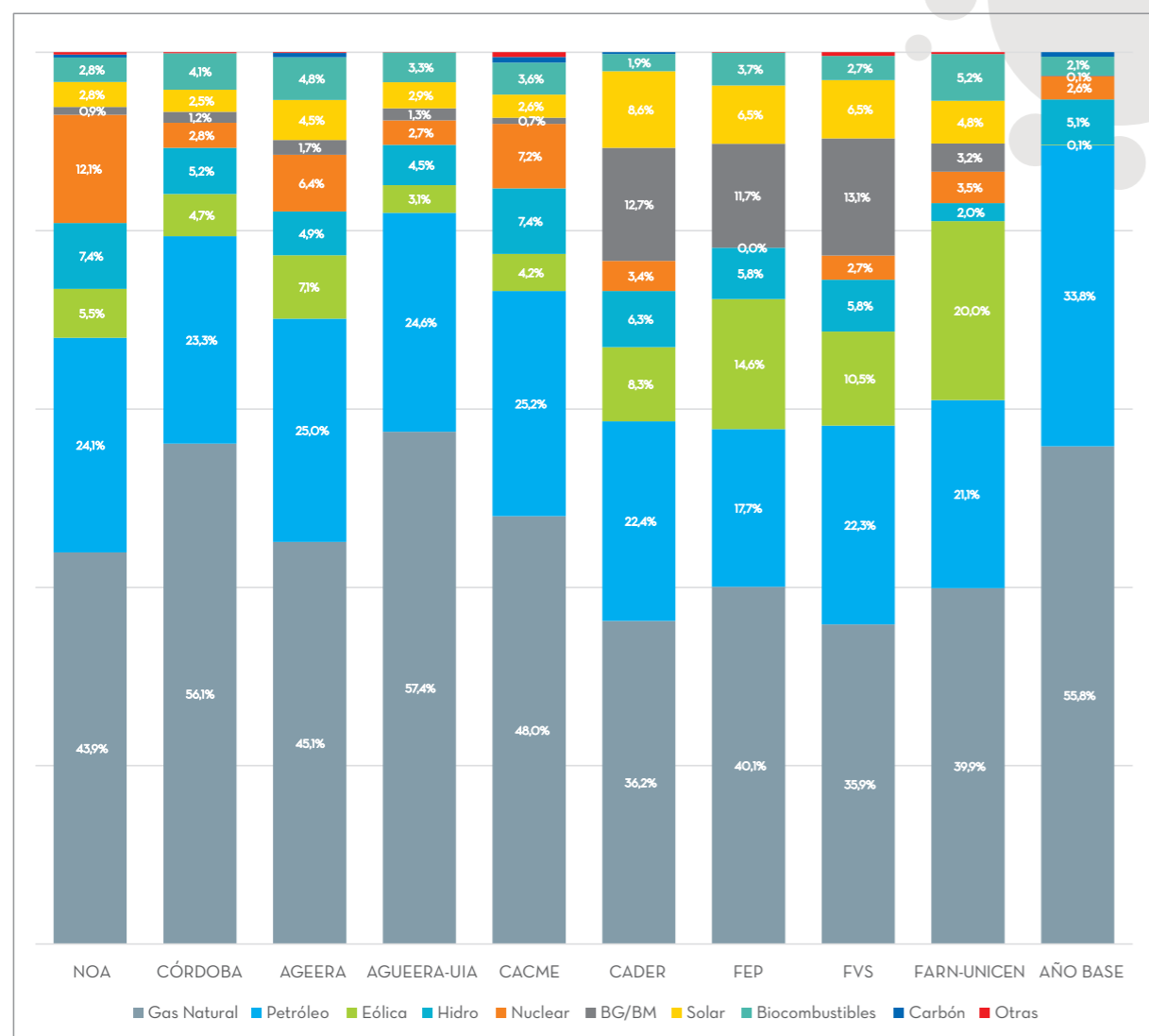
**Figura 5-10: Generación eléctrica por fuente en 2040 (GWh)**



Elaboración propia

A continuación se muestra cómo los escenaristas han logrado diversificar la generación eléctrica y la matriz primaria. Como puede observarse, hay 5 escenarios que han logrado mayor diversidad en la energía eléctrica que en energía primaria (NOA, CAPEC de Córdoba, AGEERA, AGUEERA y CACME):

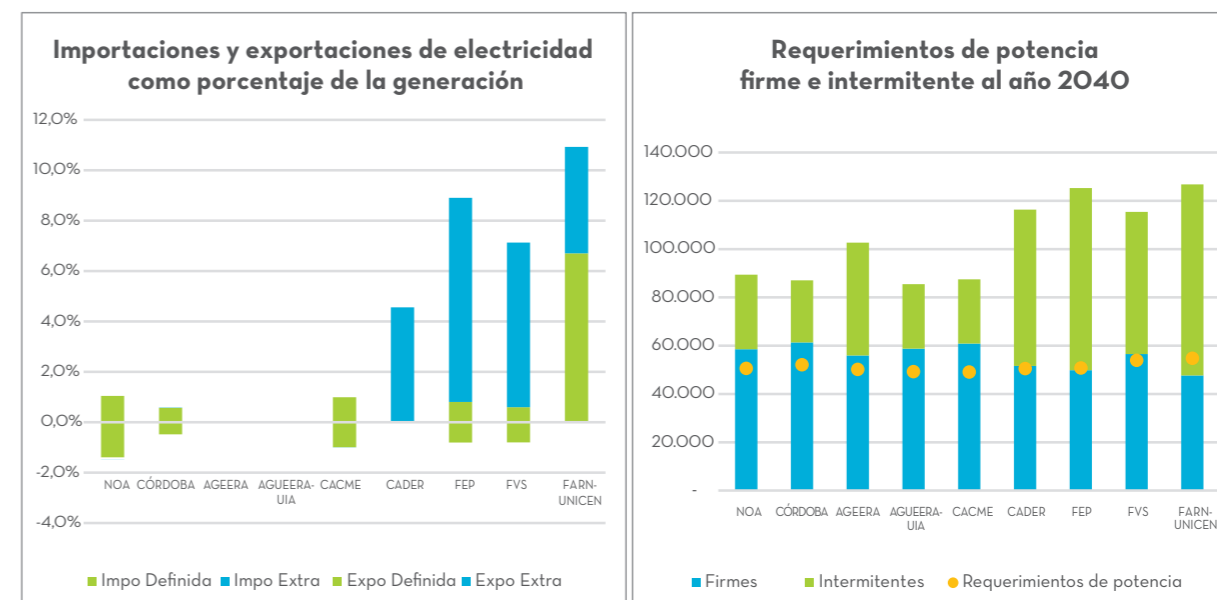
Figura 5-11: Diversidad de generación eléctrica



Elaboración propia

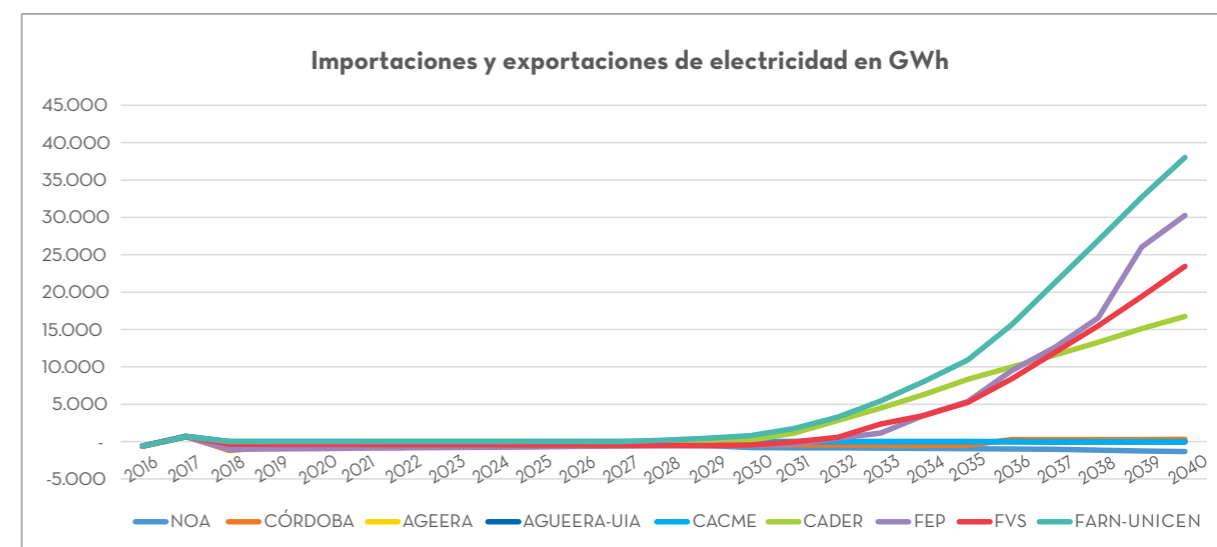
Dado que en muchos escenarios se prevé una fuerte incorporación de capacidad renovable intermitente, es importante tener en cuenta que como consecuencia de mantener el margen de reserva se producen excedentes de energía que el modelo trata como exportación extra, es decir que es un volumen de exportación que no fue definido por el escenarista, sino que es un resultado del despacho. Se muestra también la relación entre potencia firme y potencia intermitente de cada escenario. Estos resultados muestran que fuerte incorporación de tecnologías intermitentes requerirán diseñar y construir medios para un mayor intercambio regional de energía eléctrica.

Figura 5-12: Importaciones, exportaciones y relación entre potencia firme e intermitente al año 2040



Elaboración propia

Figura 5-13: Saldo X-I de energía eléctrica (GWh)



Elaboración propia

El escenario de FARN-UNICEN es el que exporta mayor volumen de electricidad, le sigue el de FEP y luego FVS y CADER. En la siguiente tabla se muestran, para cada escenarista, el incremento requerido en la Red de Alta Tensión, medido en km adicionales y la necesidad de estaciones y subestaciones. En los costos de inversión requerida se incluye además los costos de los equipos de compensación. Como puede apreciarse hay 4 escenarios que requieren de la construcción de entre 98.400 y 91.400 km de líneas de alta tensión (FEP, FARN-UNICEN, CADER y FVS), AGEERA requiere 68.500 km. Hay tres escenarios que requieren entre 57.600 km y 51.400 km (NOA, CACME de Córdoba y CACME). El escenario de AGUEERA-UIA es el que menos ampliación de red necesita, con 45.400 km. Es importante destacar que a julio de 2018 hay del orden de 28.000 km de líneas de alta tensión en Argentina, lo que da una pauta de que el desafío es importantísimo.

**Tabla 5 | 2: Líneas de alta tensión construidas al año 2040 por escenario**

	NOA	CORDOBA	AGEERA-UIA	AGUEERA	CACME	CADER	FEP	FVS	FARN-UNICEN
Kilómetros de líneas de AT	57.600	53.100	68.500	45.400	51.400	94.000	98.400	91.400	94.100
Estaciones y Subestaciones	112	101	125	96	96	172	175	177	160

Elaboración propia

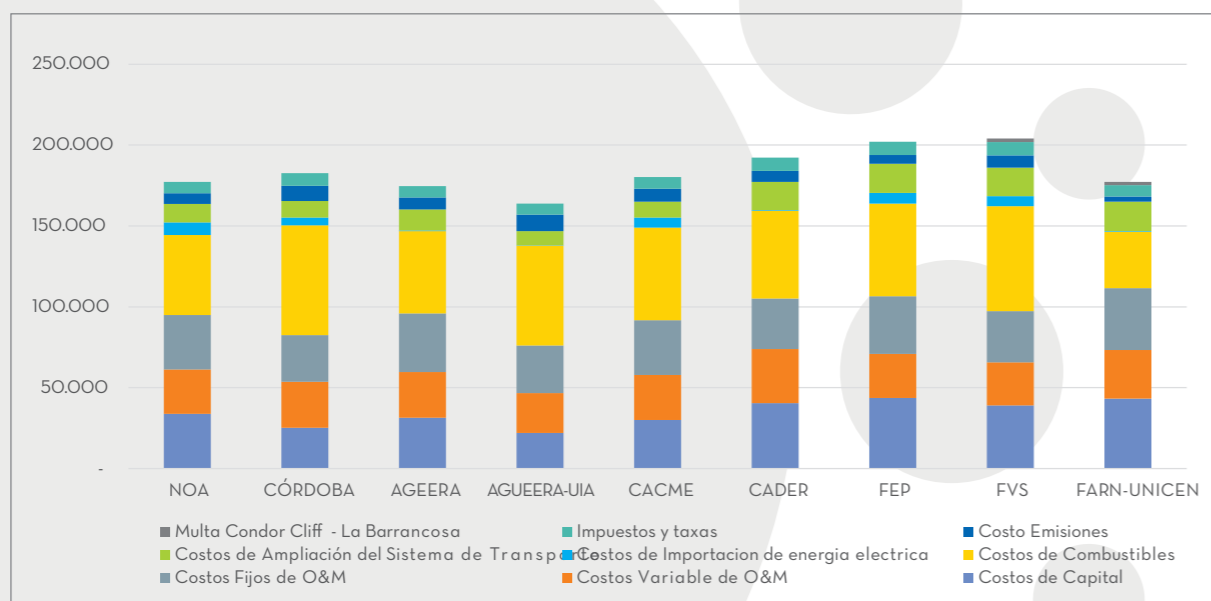
Este cálculo aproximado, perfectible, y no intenta mostrar precisión de cálculo, sino visualizar que la expansión de oferta requiere de una fuerte expansión de red, lo que permite algunas conclusiones a nuestro entender relevantes y comunes a todos (o casi todos) los escenarios, el detalle de análisis de expansión de red es un trabajo en si mismo, aquí no considerado:

- Las expansiones necesarias para acompañar el crecimiento de la oferta de generación resultan ser relevantes, su magnitud crece, cuanto más «rupturista» o modificador de tendencias resulte el escenario en cuestión.
- Aquellos escenarios que por el tipo de tecnología seleccionada tienen mayor potencia adicional instalada y a su vez optan o se ven inducidos a buscar ubicaciones más alejadas de la demanda, requerirán de un mayor esfuerzo inversor en el sistema de transporte de Alta Tensión.
- Los escenarios con fuertes excedentes de energía deberán analizar cómo es su distribución en el tiempo para ampliar las interconexiones con los países de la región.

**Análisis de costos:**

A efectos de analizar la composición del costo medio al año 2040, se mostrará para todos los escenarios la composición del costo actualizado con una tasa del 5%.

**Figura 5-14: Costos por componente, actualizados con tasa de descuento del 5%, expresados en millones de USD**

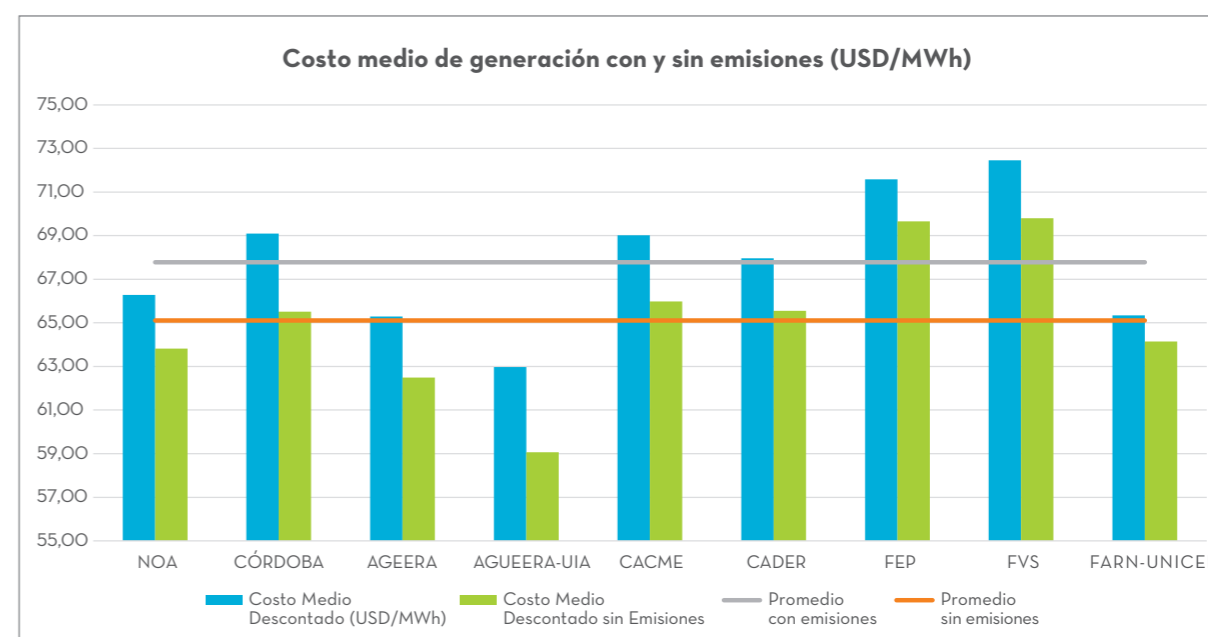


Elaboración propia

Como puede apreciarse, los escenarios que emplean mucho gas natural tienen un costo de emisiones de CO<sub>2</sub> mucho más importante que aquellos que se basan principalmente en fuentes renovables. En el caso del escenario de AGUEERA-UIA que se basa principalmente en generación térmica operando con gas natural y que es el que menor volumen de potencia incorpora, el costo por emisiones de CO<sub>2</sub>, con la proyección de costo de referencia, es del orden del de las ampliaciones del sistema de transporte. Cinco de los escenarios tienen costos de importación de electricidad, además, FVS y FARN-UNICEN asumen el costo por la multa de abandono de la obra de Cóndor Cliff y La Barrancosa.

Se muestran a continuación los costos medios de electricidad con y sin incluir el costo de emisiones de CO<sub>2</sub>.

**Figura 5-15: Costo medio de generación con y sin la incorporación del costo asociado a emisiones**



Elaboración propia

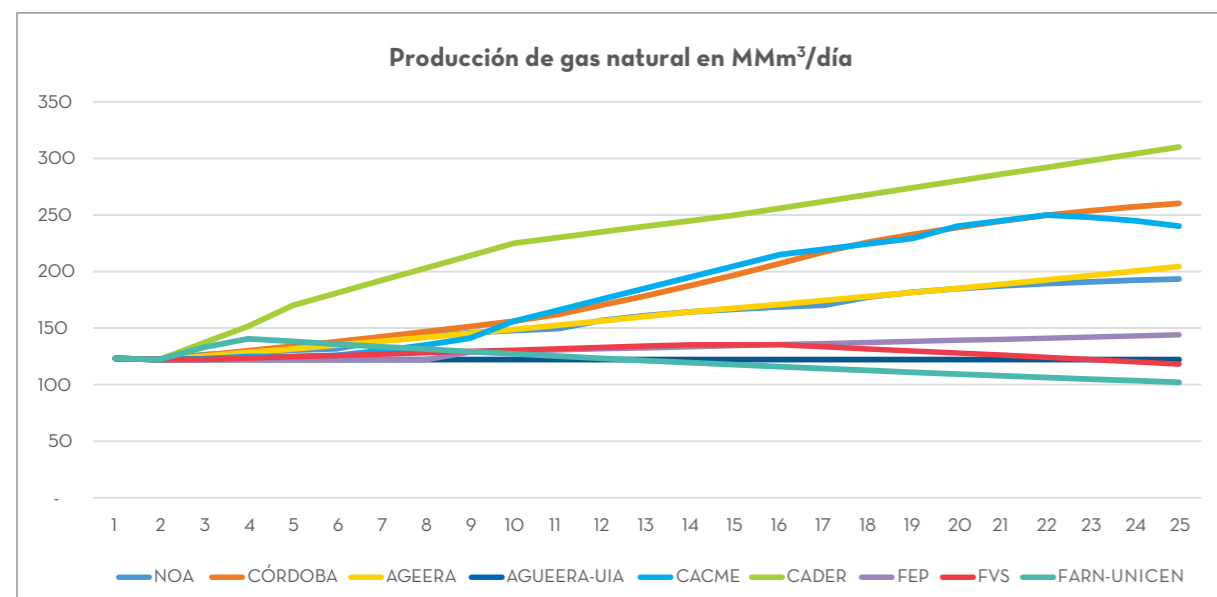
Como puede apreciarse, los costos medios de la electricidad con costos de referencia de las emisiones de GEI, están en el rango de 63 USD/MWh (AGUEERA-UIA) a 72,4 USD/MWh (FVS) mientras que sin considerar un costo a las emisiones resulta entre 59,1 y 69,8 USD/MWh.

Resulta destacable, sin embargo, que a diferencia de ejercicios anteriores, y teniendo en cuenta la diversidad de escenarios y de matrices de generación (ver figura 5-11), los rangos mencionados son notablemente acotados en relación al nivel de incertidumbre sobre los parámetros del ejercicio.

## HIDROCARBUROS

En cuanto a la producción local de gas natural, los escenarios plantean las siguientes evoluciones.

**Figura 5-16: Evolución de la producción de gas natural local (MMm<sup>3</sup>/día)**



Elaboración propia

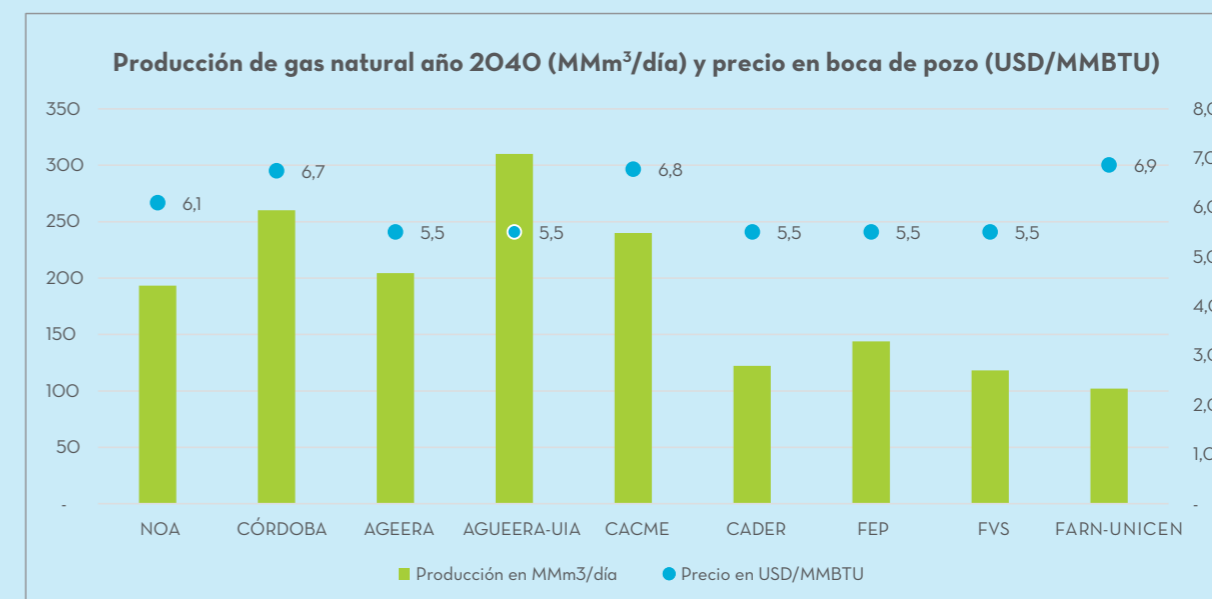
Como se desprende del gráfico, hay escenaristas que consideran que se explotará masivamente la formación de Vaca Muerta y otros que no. Esto influye en la evolución de producción de gas local.

Como se ha señalado, en este ejercicio, el precio del gas natural se construye en función de la producción y de la demanda, y por lo tanto el precio de gas natural es único para cada escenarista y resulta de las decisiones que cada uno haya tomado respecto del GNL, el gas de Bolivia y la producción de gas local.

Los escenarios con mayor oferta de gas que demanda resultan en precios más bajos, ya que asumen un desarrollo importante en Vaca Muerta que incluye exportación de *shale* y que tiene asociados costos de *shale* gas bajos. En los escenarios con menor producción, en contraposición, el costo del gas resulta más alto. Asimismo, resulta destacable que el único escenario que propone la construcción de una planta de licuefacción de gas natural es AGUEERA-UIA.

Al año 2040, la producción de gas natural y el precio resulta para cada escenario como se muestra a continuación:

**Figura 5-17: Evolución de producción de gas natural al año 2040 y precio en boca de pozo**

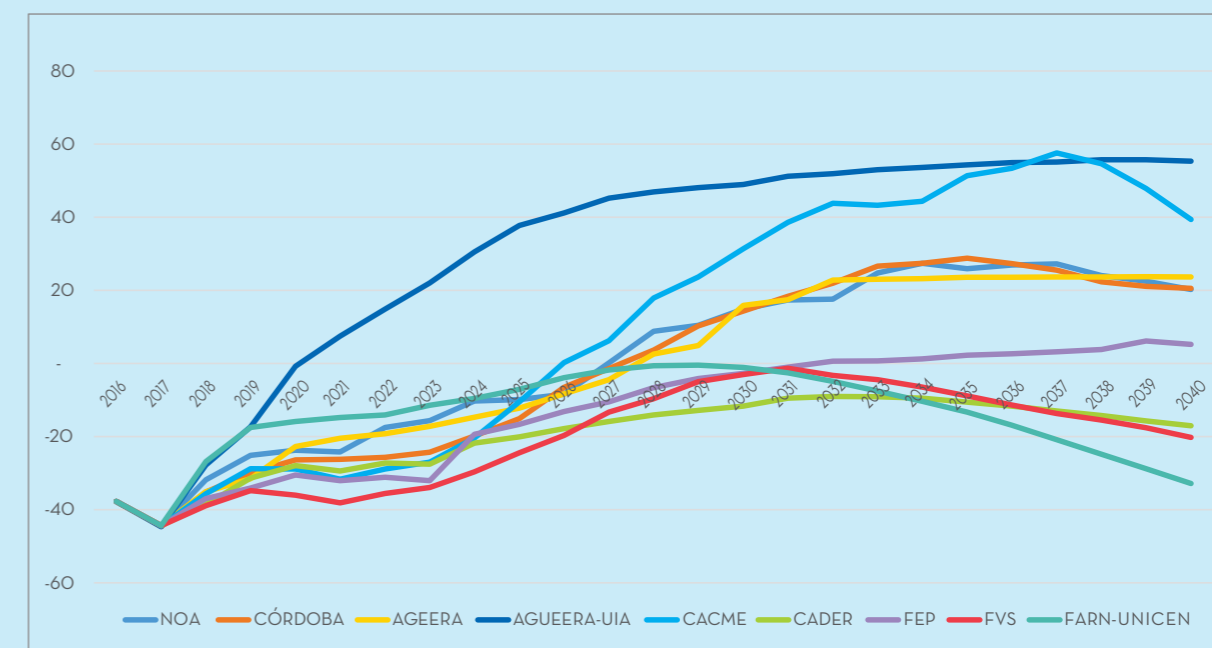


Elaboración propia

Cinco de los nueve escenaristas han considerado que habrá un desarrollo muy importante del *shale* gas de Vaca Muerta, aunque difieren respecto de la fecha en que esto sucede, mientras que los 4 restantes creen que no existirá un desarrollo tan importante como para exportar gas natural a los países vecinos o como GNL por cuestiones ambientales, por necesidades de financiamiento e infraestructura, o porque consideran que los países irán descarbonizando sus economías, no existiendo por lo tanto a futuro demanda de esa escala.

Las importaciones/exportaciones de gas natural consideradas por los escenaristas son las siguientes:

**Figura 5-18: Importaciones y exportaciones de gas natural en MMm<sup>3</sup>/día**



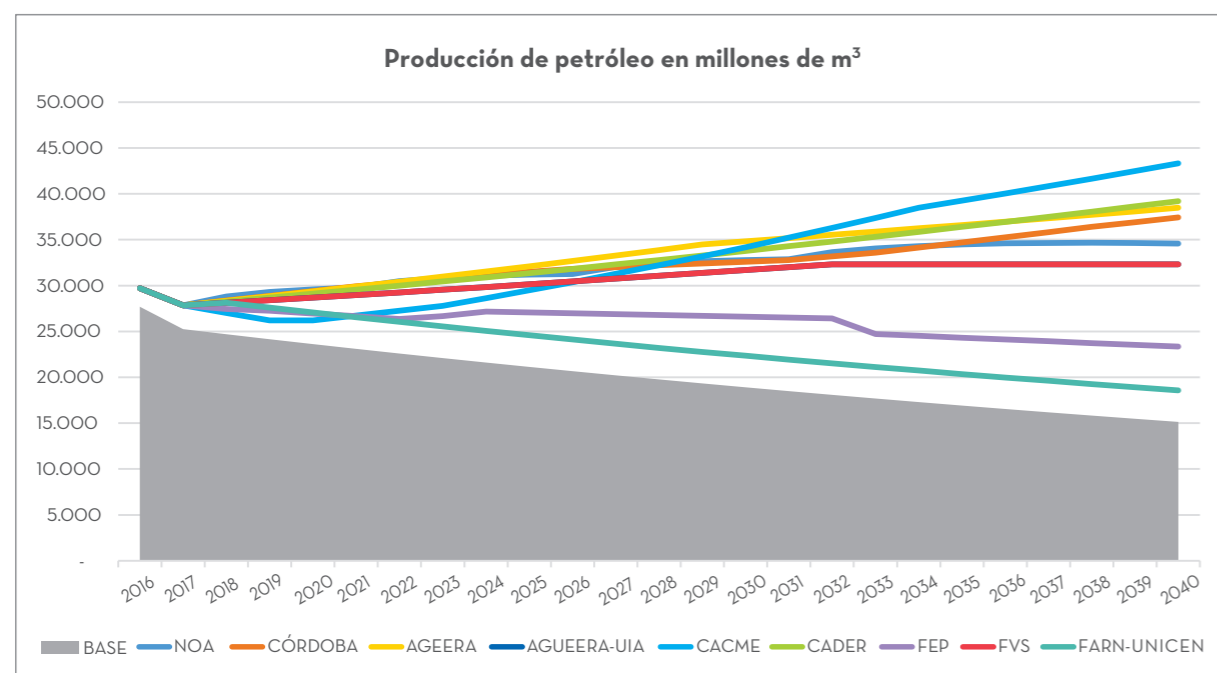
Elaboración propia



Todos los escenarios consideran que el suministro de gas convencional irá declinando en el período y que el shale gas irá ganando su participación en el gas de producción local. Dicho de otra forma, en el ámbito de este ejercicio, se considera que toda la producción de gas natural o de petróleo «nueva» corresponde a recursos no convencionales.

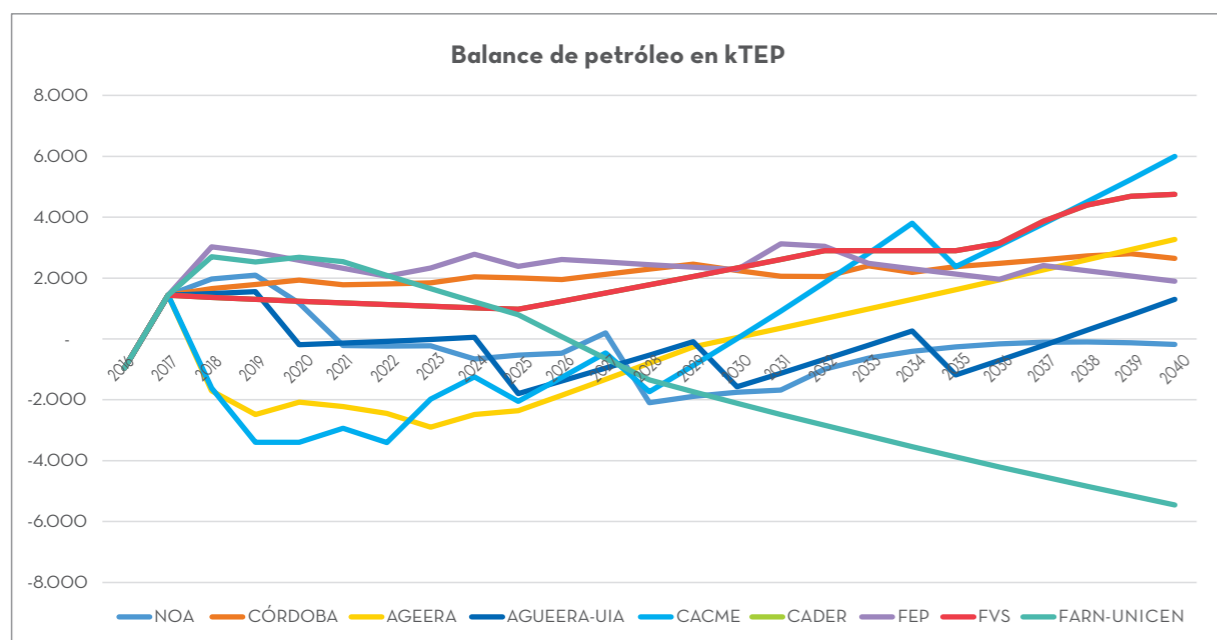
Respecto de la producción de petróleo, los escenaristas consideran que se continuará con la declinación en la producción de petróleo convencional y dependiendo del escenarista antes o después, en menor o mayor medida, incorporan shale oil. En el gráfico siguiente se presentan las evoluciones en la producción de petróleo previstas por cada escenarista y en el siguiente gráfico el balance entre importación y exportación de petróleo.

**Figura 5-19: Producción de petróleo en millones de m<sup>3</sup>**



Elaboración propia

**Figura 5-20: Balance físico de importaciones y exportaciones de petróleo**

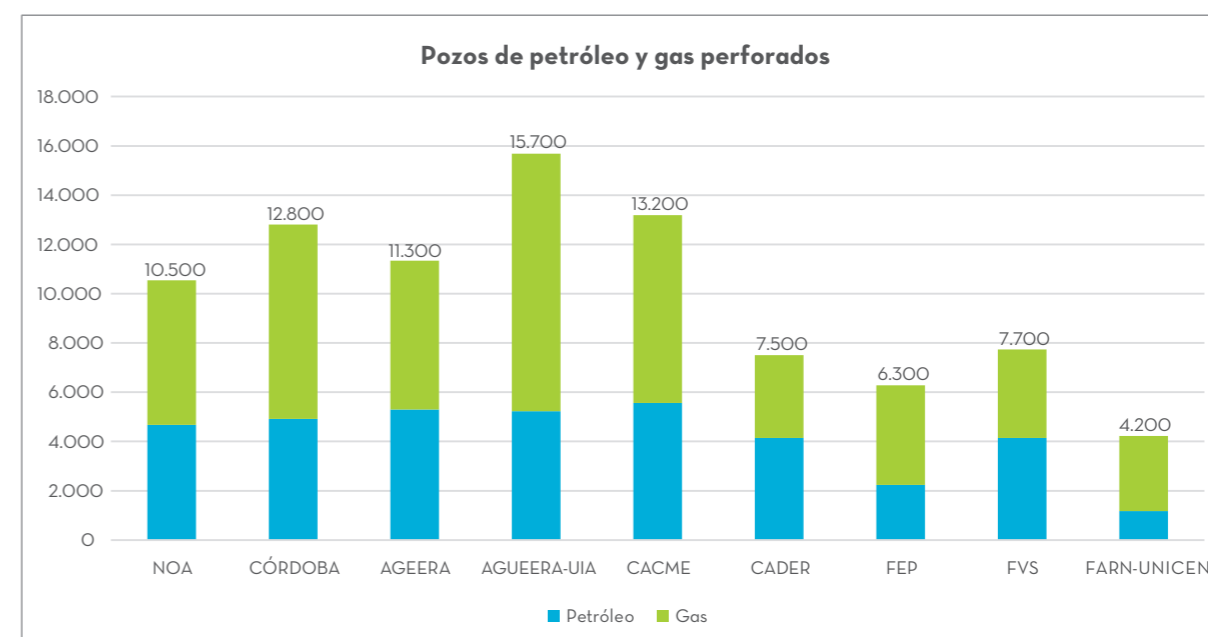


Elaboración propia

Como puede observarse, el escenario de FARN-UNICEN considera una fuerte caída de la producción de petróleo y por lo tanto el balance de comercio exterior le da muy negativo.

Varios de los escenarios buscan el autoabastecimiento energético, e incluso la exportación. El desarrollo del sector hidrocarburífero asociado a las producciones de gas y petróleo presentadas tiene asociada una cantidad de pozos perforados. A continuación, se presentan al 2040 la cantidad acumulada de pozos perforados previstas en cada escenario:

**Figura 5-21: Pozos de petróleo y gas terminados (2017-2040)**

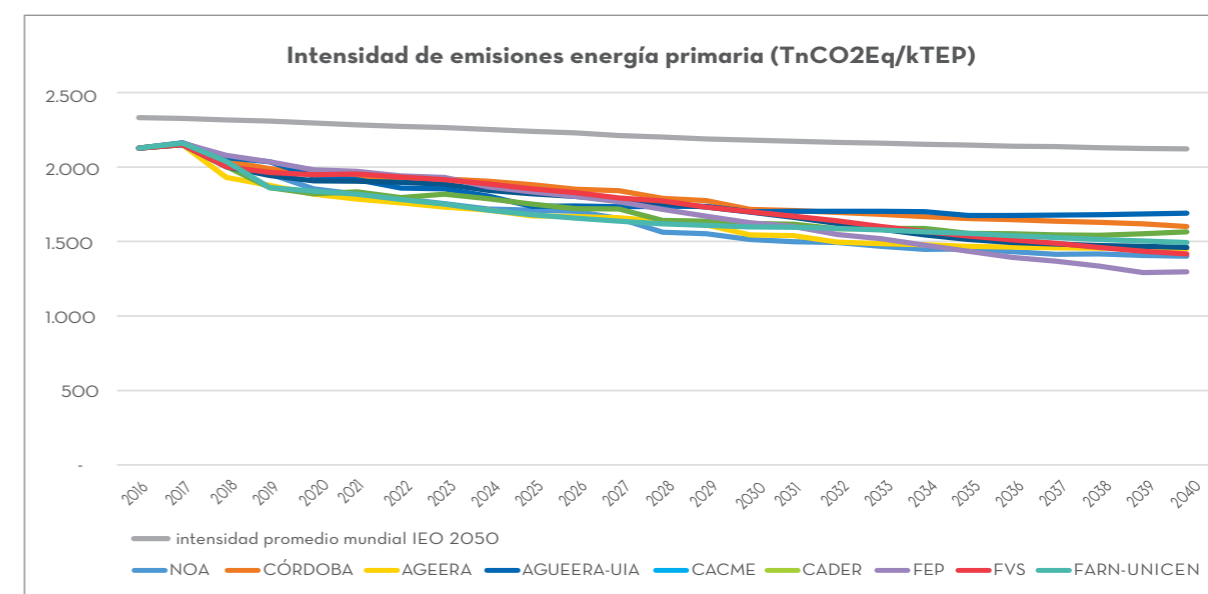


Elaboración propia

## EMISIONES

La siguiente figura muestra los resultados de las curvas de Intensidad de Emisiones de Energía Primaria expresadas en tCO<sub>2</sub>e/kTEP y se agrega la curva de Intensidad promedio mundial para tomar como referencia.

**Figura 5-22: Intensidad de emisiones energía primaria**



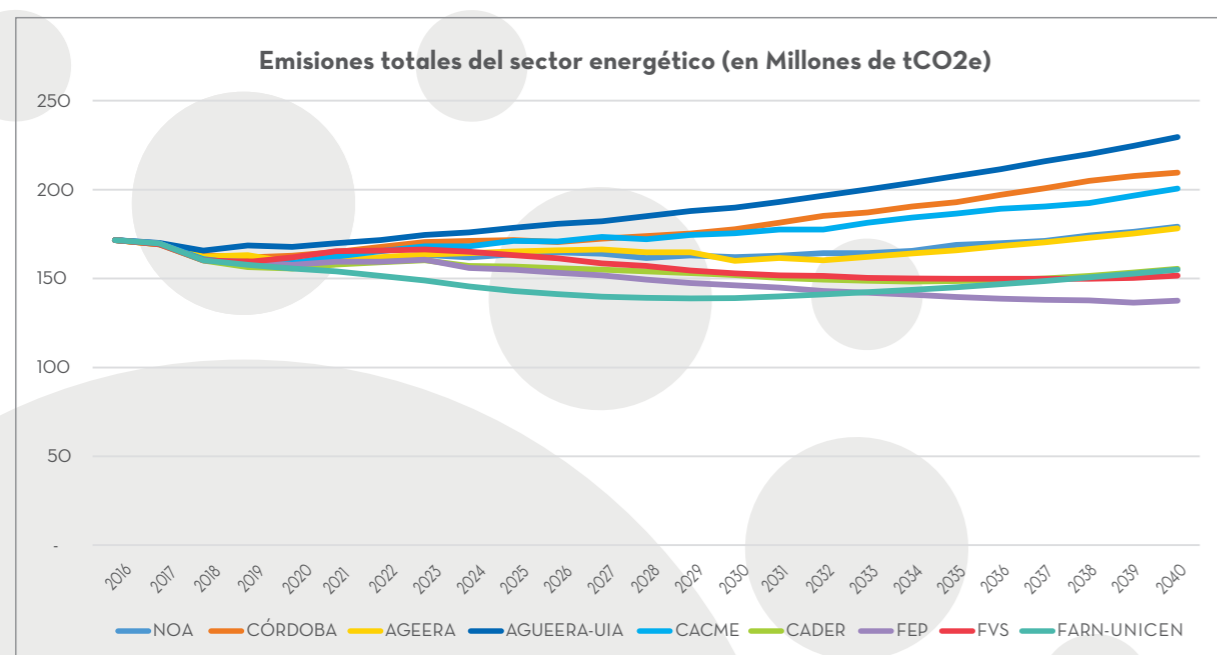
Elaboración propia

Todos los escenarios logran disminuir la intensidad de emisiones de CO<sub>2</sub>e de la energía primaria, que se mantiene alejada y con valores bastante más bajos que los de la intensidad promedio mundial.

En el siguiente gráfico se muestran la evolución de las emisiones totales del sector energético a lo largo del período. Puede verse que el escenario de AGUEERA-UIA es el que tiene mayor volumen de emisiones (33,7% más que las de 2016), le sigue el escenario del CAPEC de Córdoba con 22% más emisiones que las de 2016 y el escenario del CACME con 16,8% más que el año base. El escenario de AGEERA y del NOA, en cambio, logran que a 2040 se mantenga igual nivel de emisiones que 2016.

Por último, están los escenarios que logran que el nivel de emisiones de 2040 resulte inferior al de 2016: el escenario de FARN-UNICEN logra disminuir 5,2%, mientras que el de CADER reduce 9,3%, y el de FVS 12%. El escenario de FEP, por su parte, es el de menor volumen de emisiones y resulta en una reducción al 2040 del 19,8% respecto de las emisiones de 2016.

**Figura 5-23: Emisiones totales del sector energético**



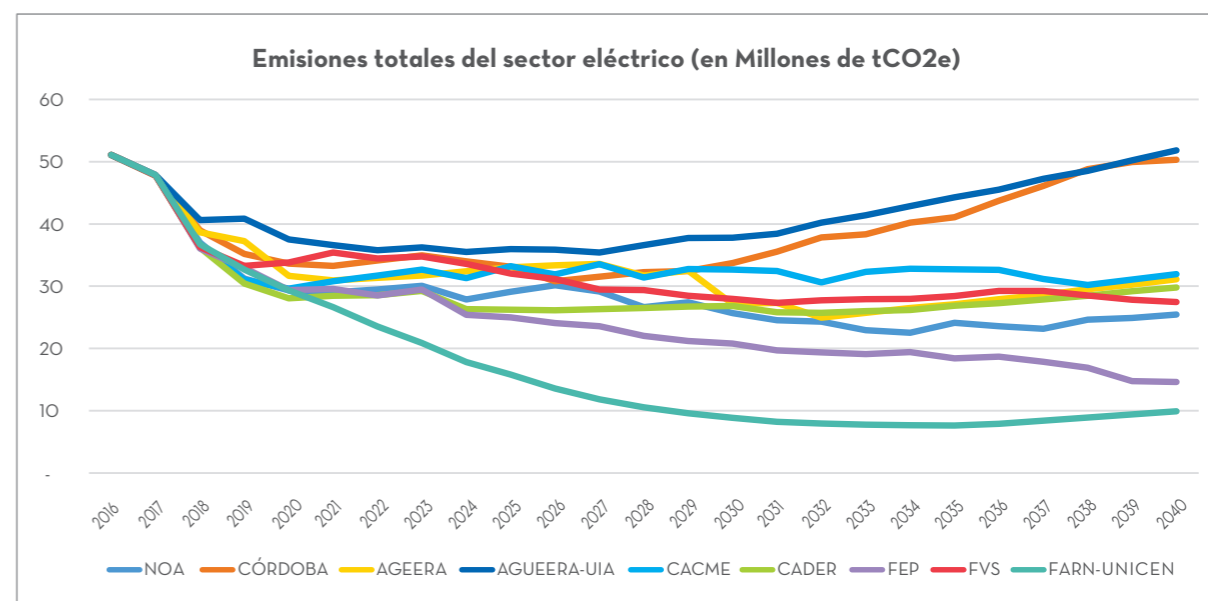
Elaboración propia

Salvo el escenario de AGUEERA-UIA y el de CAPEC de Córdoba, que al 2040 tienen prácticamente igual volumen de emisiones de CO<sub>2</sub>e que las del sector eléctrico de 2016, los restantes 7 escenarios logran disminuir fuertemente las emisiones totales de este sector.

El que más las reduce es FARN-UNICEN (80% menos), siguiéndole FEP (70% reducción), NOA (50%), FVS (47%), CADER (41%) y AGEERA y CACME con 37% menos.

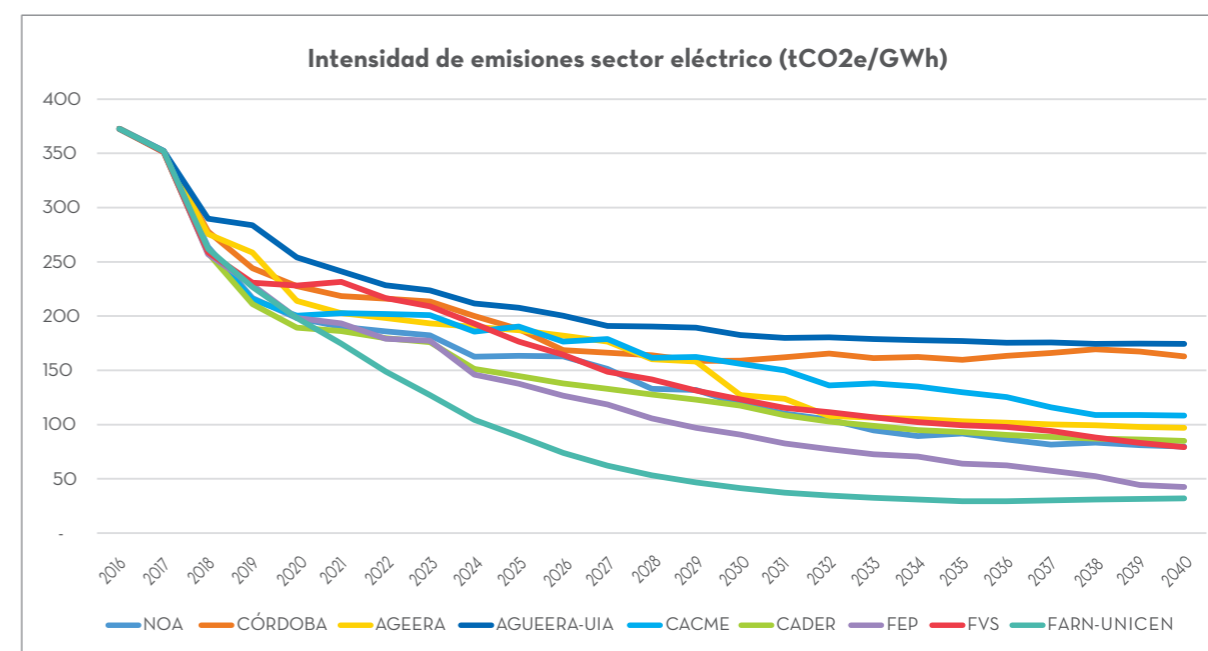
Asimismo, todos los escenarios redujeron la intensidad de emisiones del sector eléctrico respecto del año base, como puede observarse en los gráficos que se muestran a continuación:

**Figura 5-24: Emisiones del sector eléctrico**



Elaboración propia

**Figura 5-25: Intensidad de emisiones del sector eléctrico**

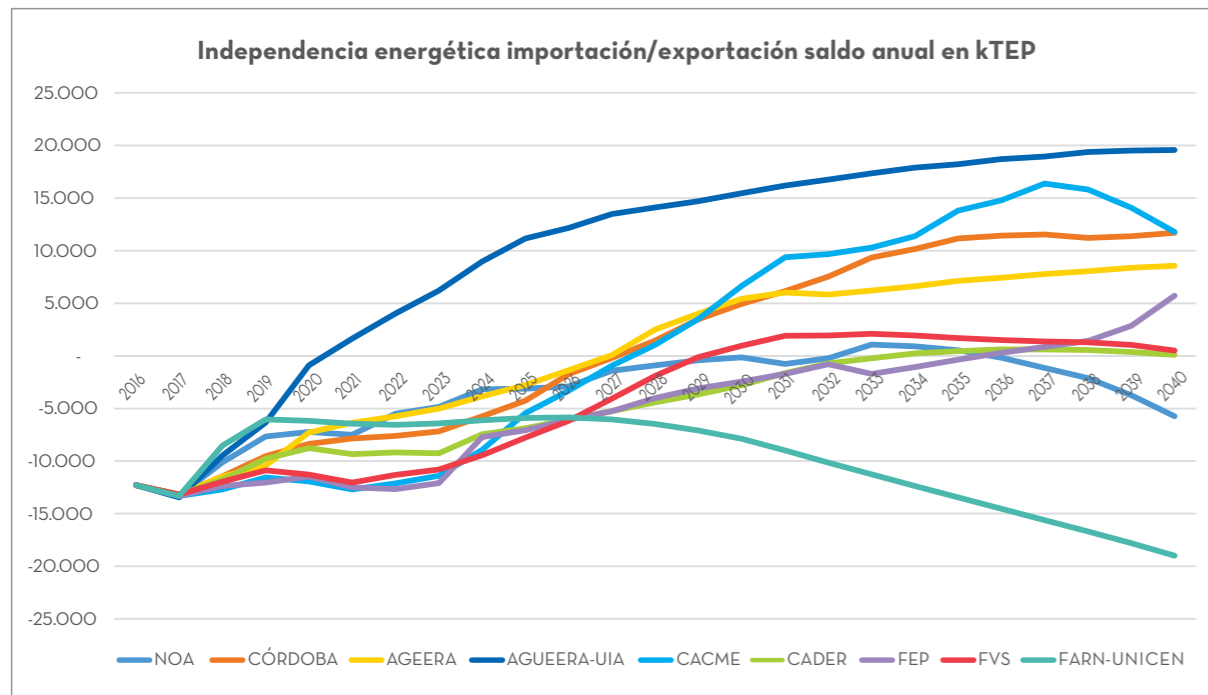


Elaboración propia

### BALANZA COMERCIAL ENERGÉTICA

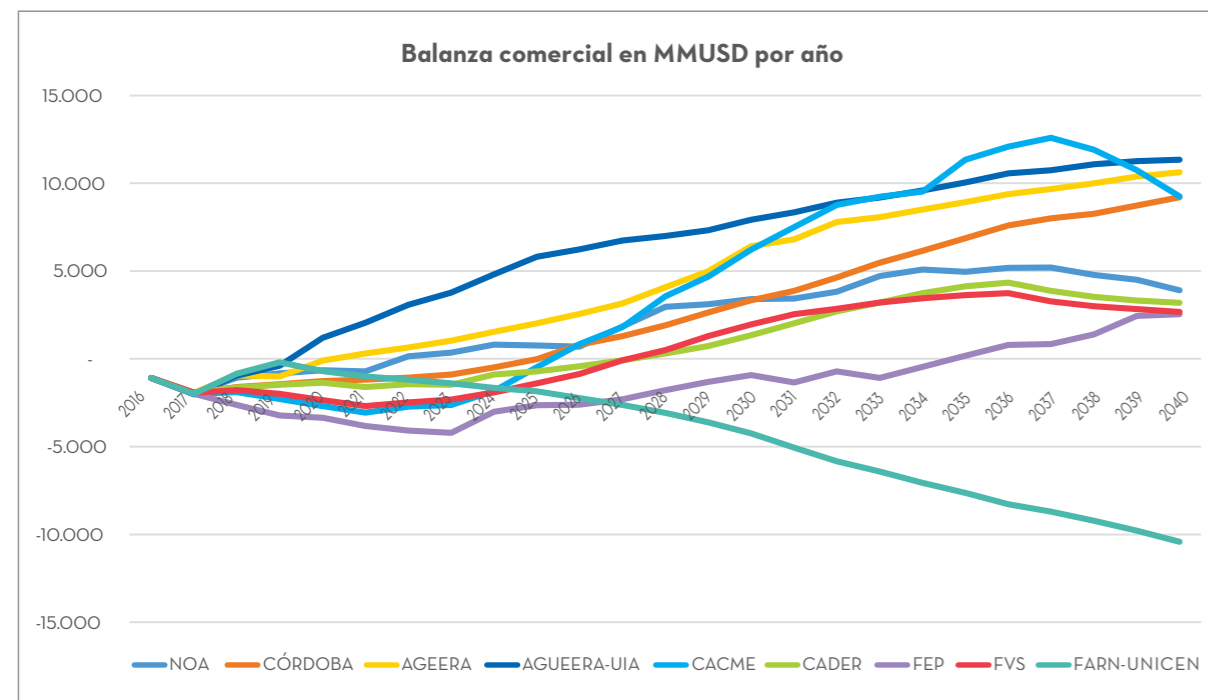
Otros aspectos para tomar en cuenta en la evaluación de los escenarios energéticos están relacionados con la independencia energética y su impacto en la balanza comercial. En los siguientes dos gráficos se presentan las evoluciones previstas para el período analizado. Aquellos escenarios que apuestan a un fuerte desarrollo de Vaca Muerta y tienen excedentes importantes de gas natural tienen una balanza comercial más positiva como el caso de AGUEERA-UIA, AGEERA, NOA y CAPEC de Córdoba. Los escenarios intermedios en general han buscado el autoabastecimiento y logran una balanza comercial levemente positiva. El único escenario que plantea una importación neta en todo el período es el de FARN-UNICEN.

**Figura 5-26: Independencia Energética. Importaciones y exportaciones en kTep**



Elaboración propia

**Figura 5-27: Balanza comercial en MMUSD por año**



Elaboración propia

MEDIDAS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA Y DE GESTIÓN DE LA DEMANDA

Las opciones que adoptaron los escenaristas respecto de las medidas son las que se presentan en la tabla:

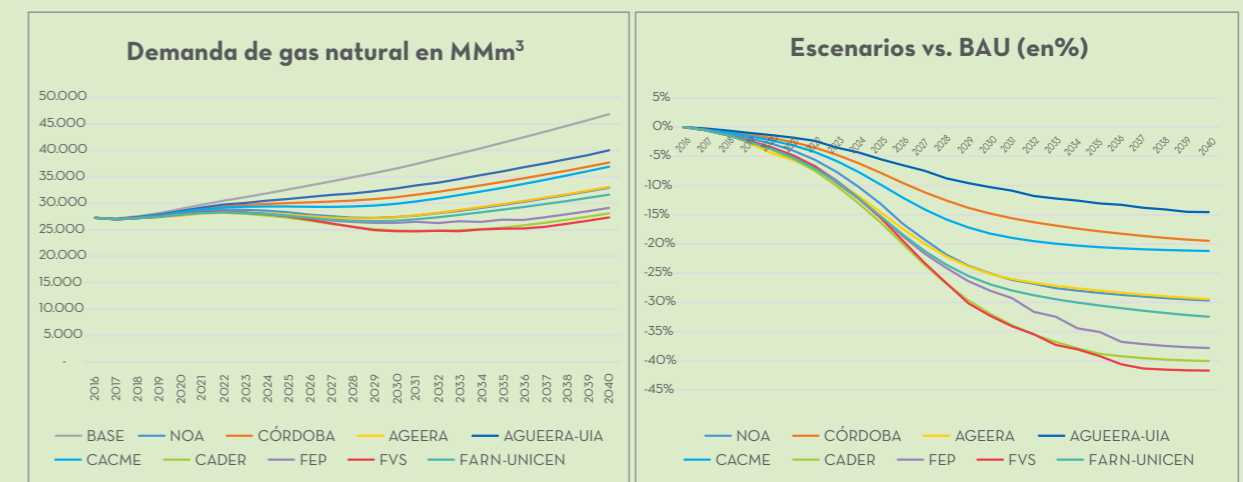
**Tabla 5|3: Opciones de eficiencia escogidas por los escenaristas**

	NOA	CORDOBA	AGEERA	AGUEERA	CACME	CADER	FEP	FVS	FARN
CALEFÓN SIN PILOTO	D	B	D	B	D	D	D	D	D
CALEFONES SOLARES	D	C	B	B	B	D	D	D	D
ENVOLVENTE TÉRMICA	B	B	D	B	C	D	D	D	D
CAMBIO MODO CALEFACCIÓN	D	C	D	B	C	D	D	D	D
AUTOS ELÉCTRICOS	C	C	C	B	B	D	D	D	C
BUSES ELÉCTRICOS	D	C	C	B	C	D	D	D	C
HELADERAS	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
ILUMINACION RESIDENCIAL	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
ALUMBRADO PUBLICO	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
MOTORES ELÉCTRICOS	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI

Elaboración propia

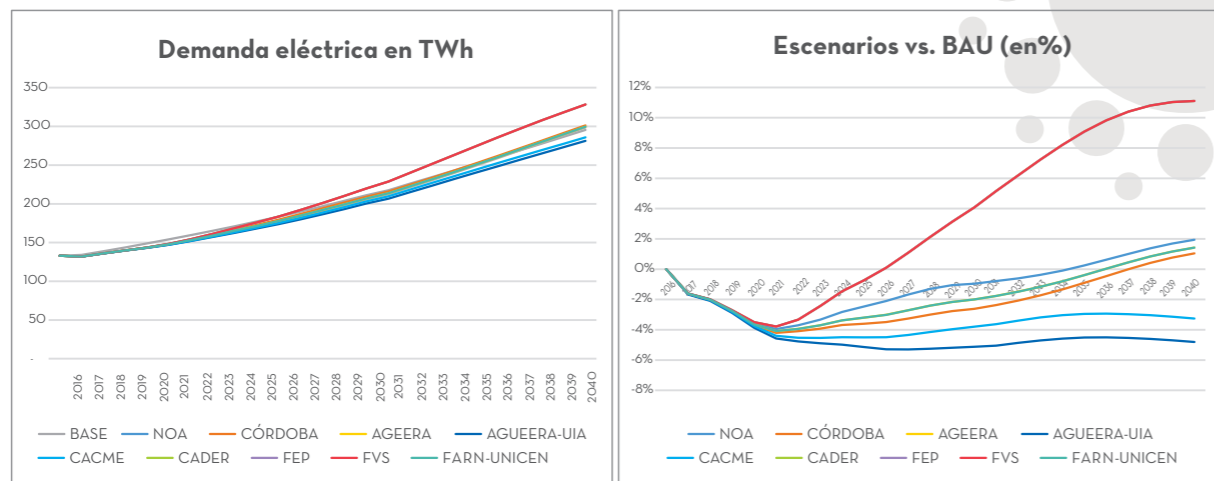
Los resultados de seleccionar las medidas de eficiencia y de gestión de demanda se pueden apreciar en los siguientes gráficos que muestran cómo los escenaristas han modificado de demanda de gas natural y de generación eléctrica respecto de las tendencias:

**Figura 5-28: demanda final de gas natural, total y diferencia contra escenario BAU**



Elaboración propia

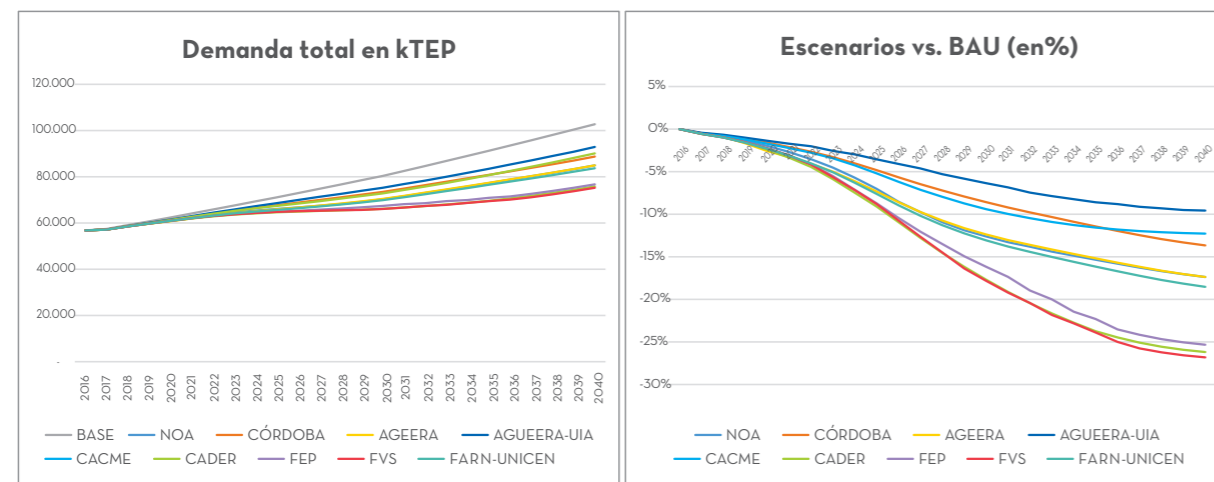
**Figura 5-29: demanda final de electricidad, total y diferencia contra escenario BAU**



Elaboración propia

Como puede observarse, algunos escenarios prevén que crezca la demanda eléctrica por encima de la tendencial, en esos escenarios la disminución en la demanda de gas natural es mayor. No obstante, la demanda en kTep de todos los escenarios disminuye respecto de la demanda tendencial, como puede observarse en las siguientes figuras.

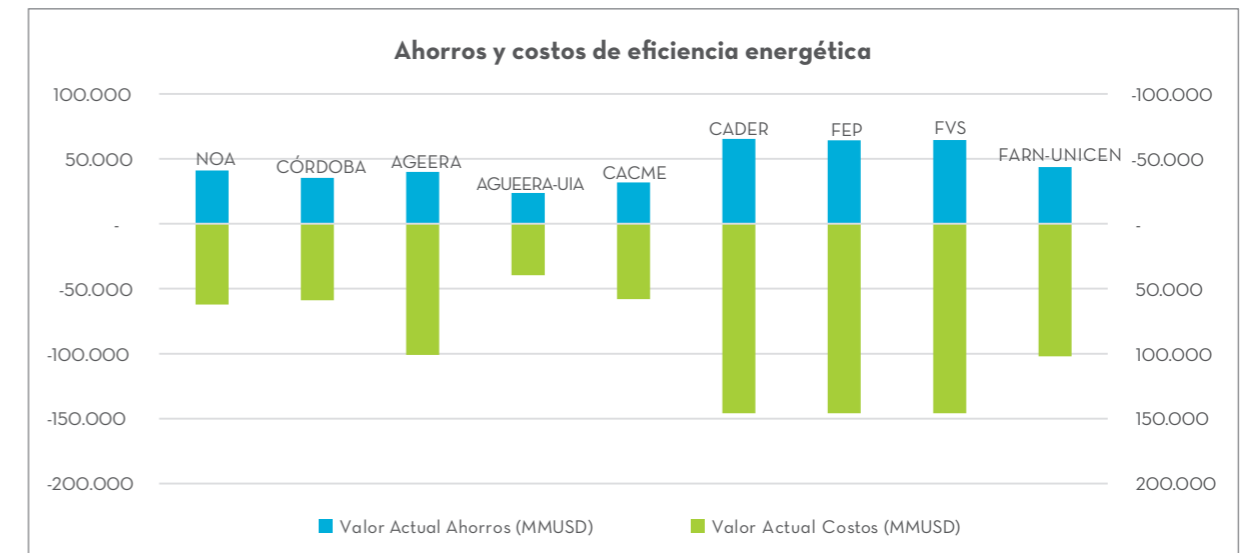
**Figura 5-30: demanda final total y diferencia contra escenario BAU**



Elaboración propia

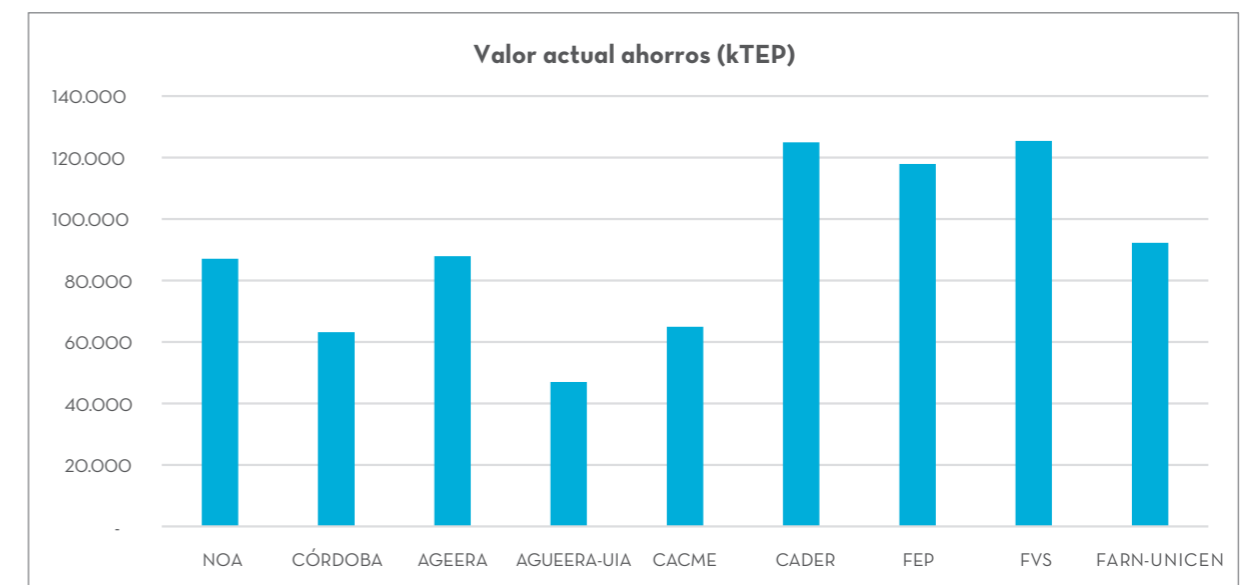
Los ahorros y los costos de las medidas seleccionadas para cada escenario arrojan los siguientes resultados:

**Figura 5-31: demanda final total y diferencia contra escenario BAU, en MMUSD**



Elaboración propia

**Figura 5-32: Valores Actuales de Ahorros energéticos (en kTep)**

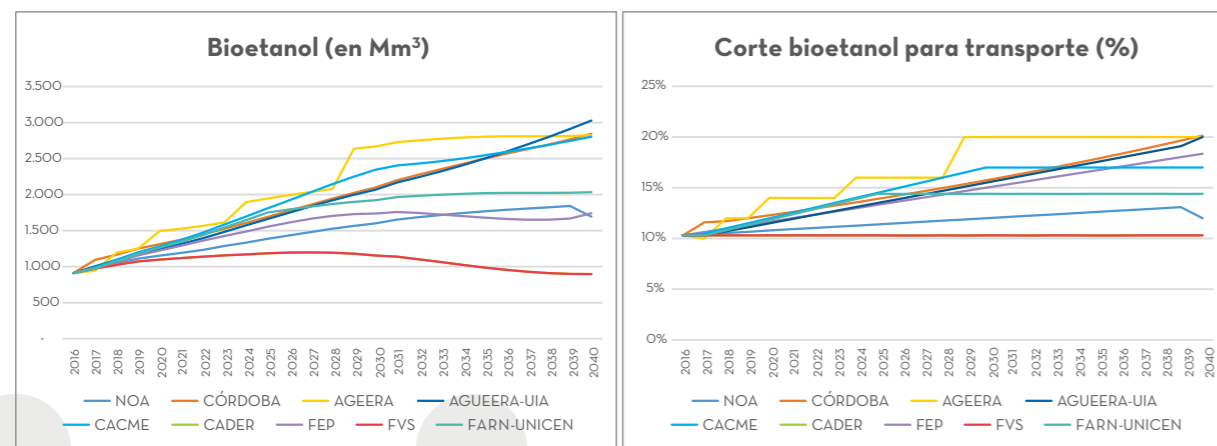


Elaboración propia

## BIOCOMBUSTIBLES

Respecto de los biocombustibles en general y del corte para el transporte las evoluciones previstas para cada uno de ellos a lo largo del período son:

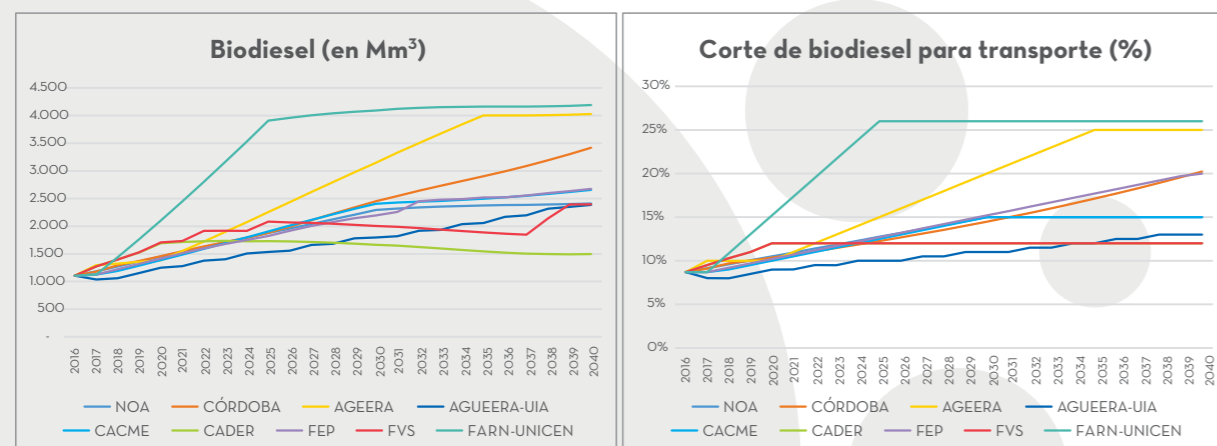
**Figura 5-33: Cantidad demandada y corte de bioetanol**



Elaboración propia

Salvo el escenario de FVS, que a 2040 prevé prácticamente igual volumen de bioetanol que en 2016, FEP, NOA y FARN-UNICEN duplican el volumen. Por su parte, AGEERA, CACME y AGUEERA-UIA lo triplican. Existe un correlato entre el volumen anual requerido y el corte de bioetanol para transporte. Al 2040, los escenarios que mayor corte prevén alcanzan el 20%. El escenario de AGEERA es el que más pronto alcanza el corte del 20% y lo prevé para 2029.

**Figura 5-34: Cantidad demandada y corte de biodiésel**

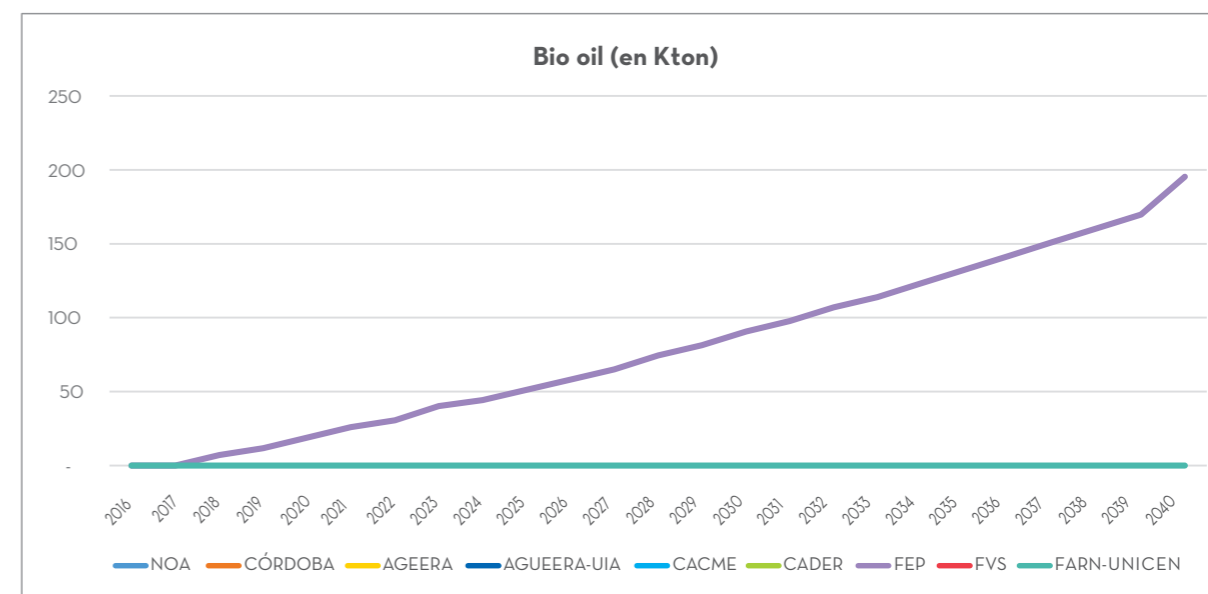


Elaboración propia

En el caso del biodiesel, todos los escenarios consideran que habrá un aumento en el volumen respecto del de 2016. El escenario de CADER es el que menor aumento prevé, el que para 2040 resulta de un 35%, 5 escenarios duplican el volumen al 2040 (FEP, AGUEERA-UIA, CACME, NOA y FVS), el escenario de CAPEC de Córdoba lo triplica al 2040 y los escenarios de AGEERA y FARN-UNICEN casi llegan a cuadruplicarlo. El máximo corte con biodiesel llega al 25-26% en los escenarios de FARN-UNICEN y AGEERA, mientras que los escenarios de FEP y CAPEC de Córdoba llegan al 20%, el de CACME y el del NOA llegan al 15%, el de AGUEERA-UIA al 13% y CADER y FVS alcanzan el 12% de corte. El escenario de mayor corte y en el menor tiempo es el de FARN-UNICEN, que prevé que a partir del 2025 el corte sea del 26%.

El único escenario que considera la incorporación de bio-oil es el de FEP, que lo hace con la siguiente evolución:

**Figura 5-35: Cantidad de bio-oil demandado**

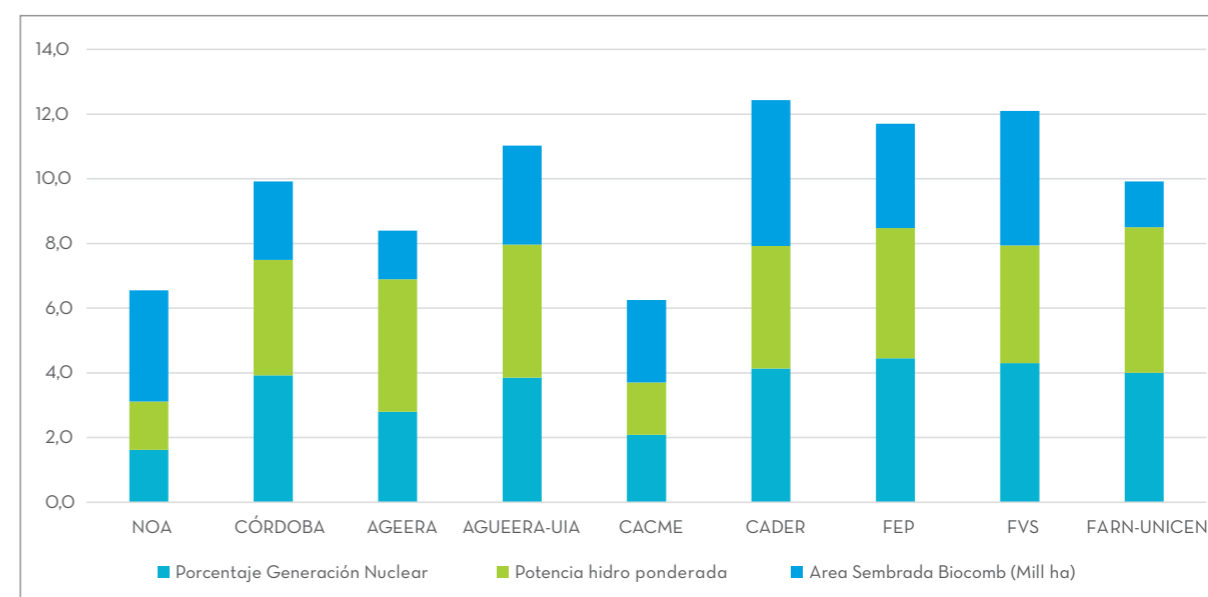


Elaboración propia

## USO DEL SUELO

Como se explicó anteriormente, el uso de suelo como indicador evalúa tres aspectos de los escenarios: potencia de generación nuclear ya que los residuos pueden afectar el suelo, la potencia hidroeléctrica ya que el suelo utilizado no puede usarse para otra actividad ni se recupera después, y el área sembrada para la producción de biocombustibles. Los resultados de estos tres factores que son tomados en cuenta y se han normalizado son los siguientes:

**Figura 5-36: Indicadores de uso del suelo por escenario**



Elaboración propia

## GENERACIÓN DE EMPLEO

A partir de las opciones que han tomado los escenaristas se presentan ahora algunos resultados de los indicadores sociales referidos a la generación de empleo y a la potencial conflictividad por el desarrollo propuesto:

Para entender mejor el impacto sobre el empleo hay que recordar que se define como «1 empleo-año», a un empleo de una persona durante 12 meses. Otros ejemplos que equivalen a 1 empleo año son los siguientes:

- 3 empleos de 4 meses = 1 empleo-año
- 6 empleos de 2 meses = 1 empleo-año
- 2 empleos de 3 años = 6 empleos-año

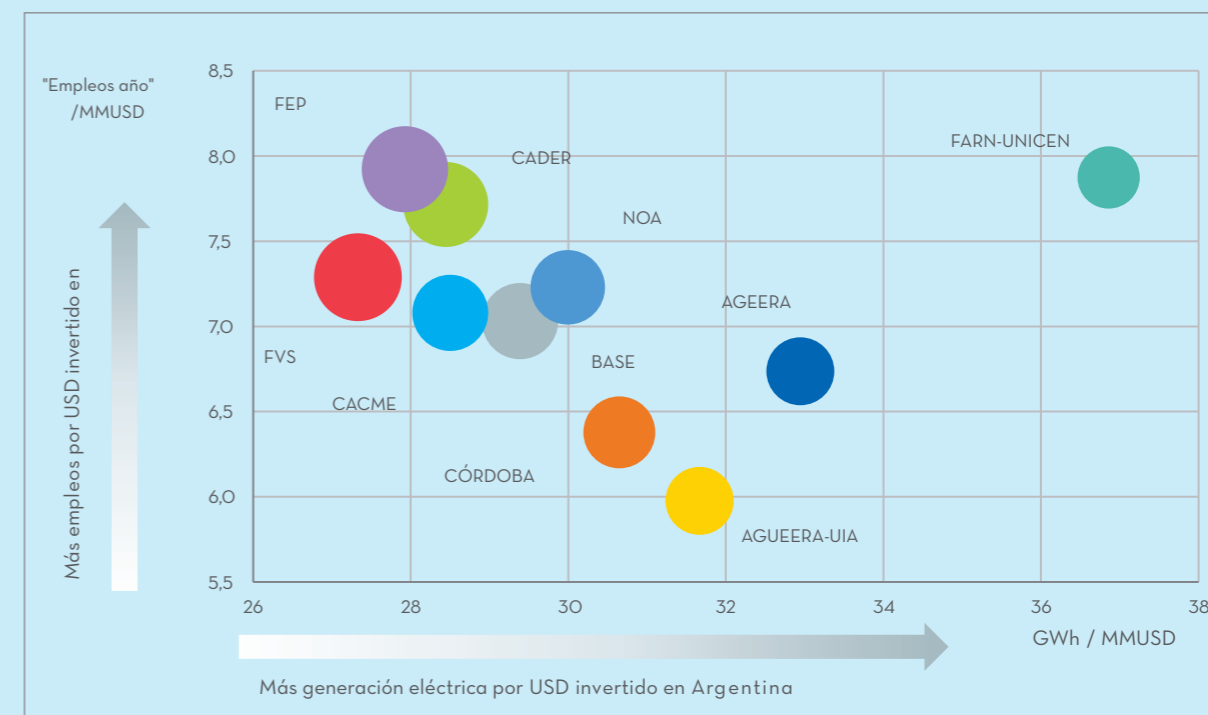
Cada escenario está basado en una demanda individual y tanto eso como la composición de la oferta influyen los resultados. Es importante tener en cuenta que el *Employment Economic Impact Tool Model for Electricity Supply* (EIM-ES), desarrollado por *NewClimate Institute*, es un modelo de programación lineal que sienta sus bases en la matriz inversa de Leontief que no considera los empleos relacionados con las medidas de eficiencia energética y por esto, en aquellos escenarios con mayor penetración de este tipo de medidas, el empleo resulta menor. La tabla a continuación resume los resultados principales denominados en diferentes unidades; por ejemplo, empleos por TWh y empleos por USD de inversión local.

**Tabla 5|4: Principales resultados sobre empleo por escenario en función de variables clave**

	ESCENARIO	NOA	CORDOBA	AGEERA-UIA	AGUEERA	CACME	CADER	FEP	FVS	FARN-UNICEN
IMPACTOS	Unidades									
Empleo directo	job years	2.688.687	2.268.273	2.200.773	1.937.973	2.717.669	3.272.897	3.265.642	3.108.167	2.336.900
Empleo total	job years	7.672.644	6.834.759	6.452.322	5.912.211	7.828.821	9.074.027	8.956.716	8.829.881	6.572.557
Inversión total	USDm	161.232	156.306	140.837	138.498	168.010	182.880	177.615	184.325	133.614
Generación total	TWh	5.073	4.995	5.079	4.895	4.915	5.480	5.469	5.449	5.191
Generación total por USD	GWh/USDm	31	32	36	35	29	30	31	30	39
Empleo directo por USD	job years per USDm	17	14,5	15,6	14,0	16,2	17,9	18,4	16,9	17,5
Empleo directo por TWh	job years/TWh	530	454	433	396	553	597	597	570	450
Empleo direct por año	job years	112.029	94.511	91.699	80.749	113.236	136.371	136.068	129.507	97.371
Empleo total por año	job years	319.693	284.782	268.847	246.342	326.201	378.084	373.196	367.912	273.857
Inversión promedio por año	USDm	6.718	6.513	5.868	5.771	7.000	7.620	7.401	7.680	5.567
Empleos indirectos e inducidos		4.983.956	4.566.486	4.251.548	3.974.238	5.111.152	5.801.130	5.691.074	5.721.715	4.235.657

En la siguiente figura se comparan los impactos sobre el empleo en los escenarios tanto en términos de empleos por millones de dólares (MMUSD) de inversión, como la cantidad de generación eléctrica por millones de dólares de inversión (MMUSD). El empleo por millones de dólares (MMUSD) de inversión es más alto en los escenarios en la parte superior del gráfico. Los escenarios más a la derecha generan un nivel más alto de electricidad por millones de dólares (MMUSD) de inversión realizada.

**Figura 5-37: Impacto sobre empleo directo y generación eléctrica por millones de USD de inversión en Argentina.**

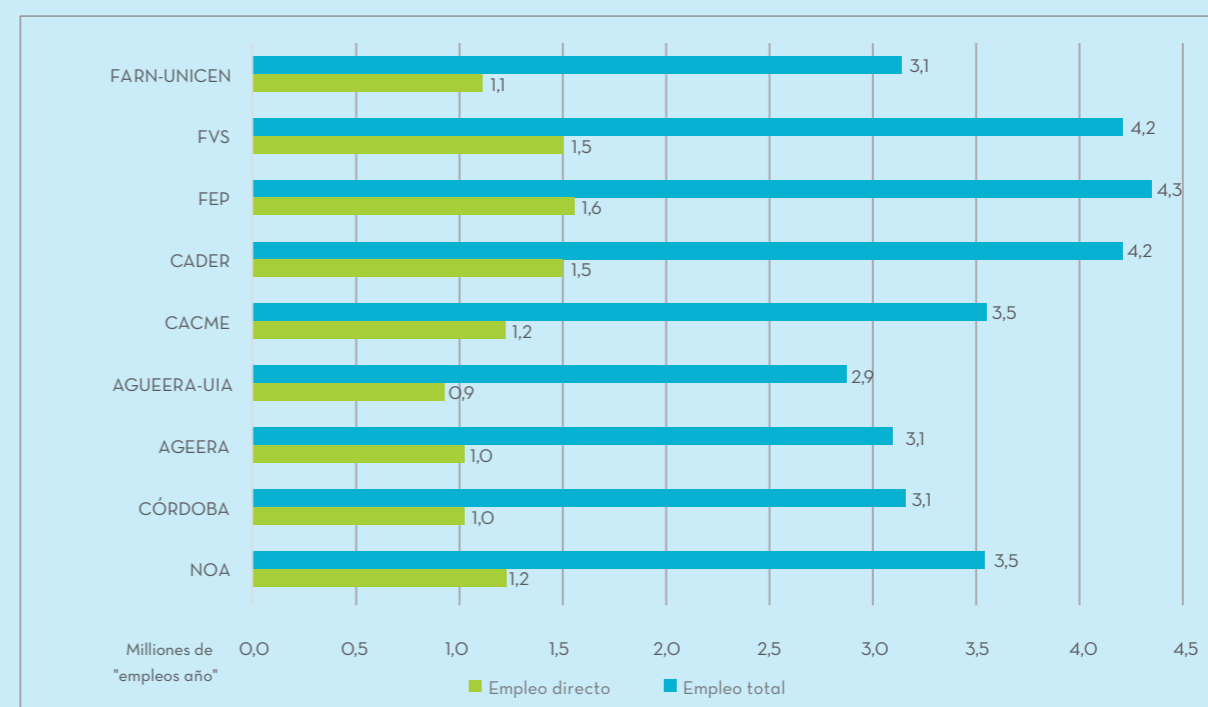


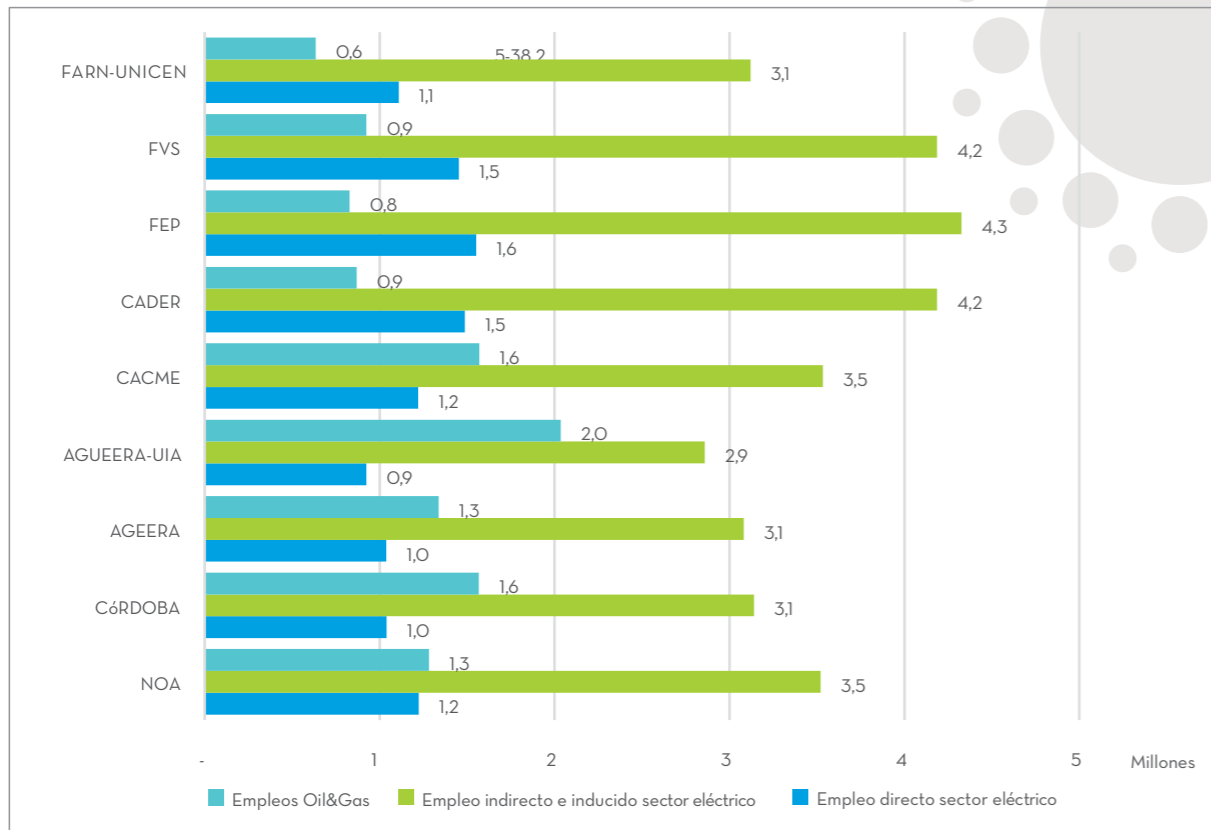
Elaboración\_NCI.

El tamaño de los círculos indica la inversión doméstica total de los escenarios.

Por último, se muestran los empleos año acumulados en todo el período y la cantidad promedio anual de empleos discriminando empleos en el sector eléctrico y en el sector de petróleo y gas en base a los pozos perforados.

**Figura 5-38: Cantidad de empleos-año directos y totales del sector eléctrico a 2040**



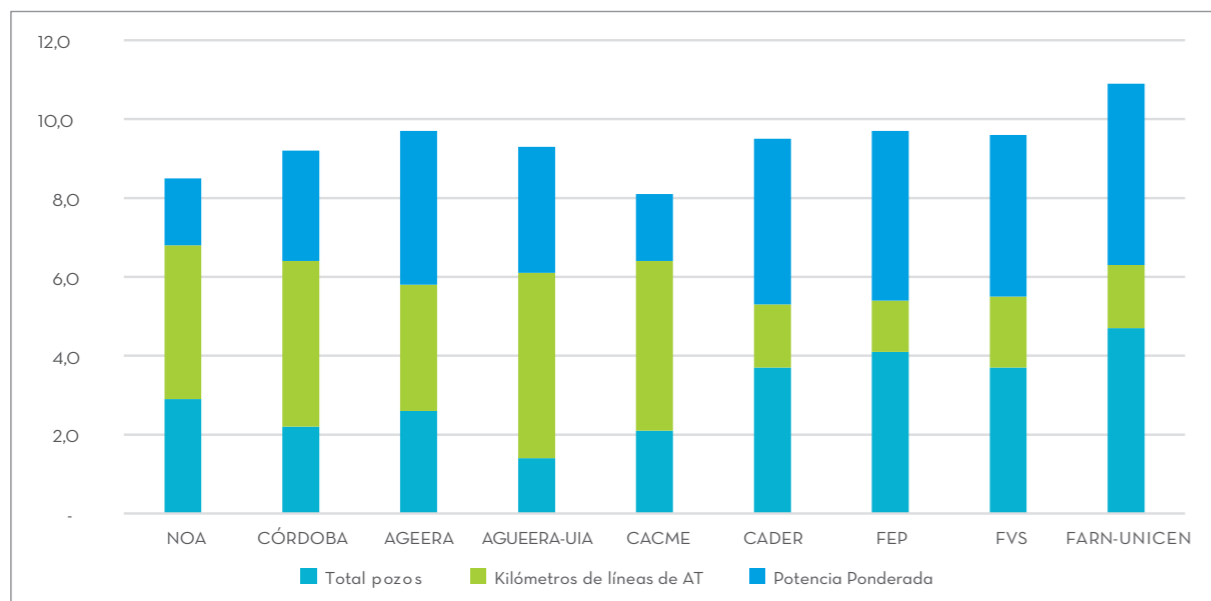


Elaboración propia.

### CONFLICTIVIDAD

Se presentan aquí los resultados del indicador normalizado que refleja la potencial conflictividad del escenario que toma en cuenta tres factores: la potencia a instalar, los kilómetros de líneas de alta tensión y subestaciones a realizar y la cantidad de pozos de petróleo y gas a terminar.

Figura 5-39: Conformación del indicador de conflictividad social



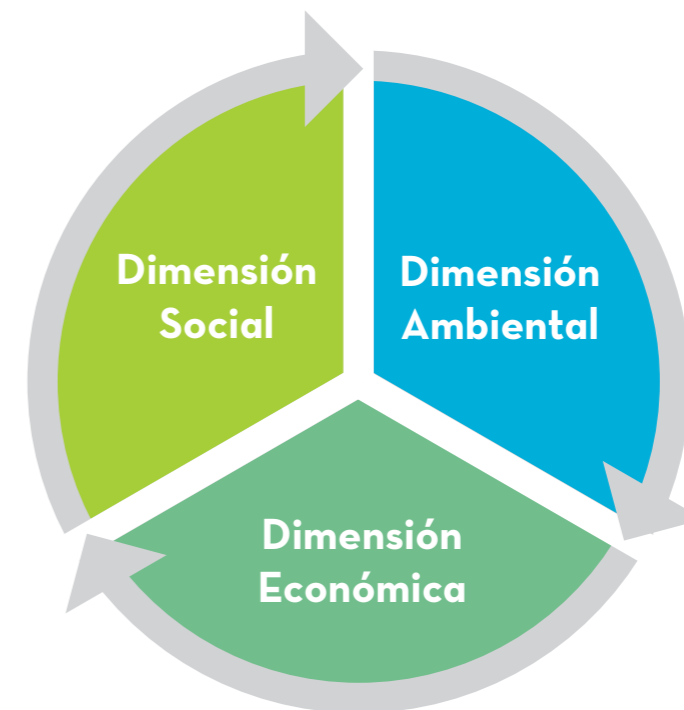
Elaboración propia.

### Indicadores comparados por escenarista

El propósito de los indicadores seleccionados es evaluar cualitativa y cuantitativamente la evolución del sistema energético planteado en los escenarios. Estos indicadores complementan la evolución de otra serie de variables como ser la potencia instalada, los costos medios anuales, inversión total, producción de gas natural, entre otras, que terminan de describir los escenarios de cada institución participante.

Alineados con la visión del trilema energético<sup>18</sup> y con la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible de Naciones Unidas<sup>19</sup>, pero tomando en cuenta las limitaciones de los resultados que se pueden obtener de los escenarios energéticos en el marco de la Plataforma, se establecieron tres dimensiones de análisis:

Figura 5-40: Dimensiones del desarrollo sostenible para el análisis de indicadores



- La **dimensión ambiental** incluye indicadores que reflejan los impactos ambientales locales y globales relacionados con los escenarios de producción de hidrocarburos y el uso de combustibles fósiles y renovables destinados a la generación eléctrica y a usos finales. Se toman en cuenta emisiones de NO<sub>x</sub> y SO<sub>2</sub> así como el uso de suelo<sup>20</sup>. Se evalúan, además, las emisiones de gases de efecto invernadero ocasionadas tanto por la producción de hidrocarburos, como por el uso de combustibles fósiles en centrales eléctricas, para transporte y en diferentes procesos industriales.
- Los indicadores vinculados a la **dimensión económica** se seleccionaron con el criterio de mostrar la eficiencia en el uso de los diferentes recursos energéticos, así como la relación entre la disponibilidad de esos recursos y los aspectos económicos.

18 Ver El Trilema Energético. CACME, 2012.

19 La Agenda 2030 puede consultarse en <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/development-agenda/>

20 Si bien se trató de incluir indicadores que reflejen otros efectos locales como la afectación a la flora y fauna, afectación a los cursos de agua, potencial de contaminación de napas de agua, entre otros, no fue posible a partir de los resultados que arrojan los escenarios energéticos encontrar datos o aproximaciones adecuadas que permitan su valoración.

- En cuanto a la **dimensión social**, se seleccionaron indicadores que reflejaran la relación entre el impacto de las actividades energéticas y la satisfacción de las necesidades materiales y no materiales de la población.

Dentro de cada dimensión se incluyen criterios asociados a cada área, para poder obtener un resultado (desempeño) del escenario en esa dimensión y luego se asignan relevancias de ponderación para los criterios de esa dimensión. Para este ejercicio se adoptó igual ponderación para todos los indicadores dentro de una misma dimensión, ya que debido a los tiempos del ejercicio no fue posible debatir al respecto y consensuar algo diferente.

Así, se desarrollaron veinte criterios, que se agruparon en 16 indicadores para evaluar aspectos económicos, ambientales y sociales de los escenarios.

Estos indicadores permiten simplificar una evaluación cuantitativa de la evolución del sistema energético planteado en cada escenario, poder realizar comparaciones entre ellos y, a su vez, brindar una imagen sintetizada de las cualidades que caracterizan a cada una de las visiones expresadas por cada escenarista.

A tal fin, los resultados obtenidos en el cómputo de cada indicador fueron normalizados entre los valores 1 y 5 con el objeto de permitir comparar los diferentes resultados.

## INDICADORES TOMADOS EN CUENTA EN LA DIMENSIÓN AMBIENTAL

### INDICADOR #1: Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI)

Este indicador evalúa las emisiones totales para todo el período (hasta 2040), expresadas en tCO<sub>2</sub>e para los distintos escenarios energéticos, haciendo la sumatoria de:

- 1.1)** Las emisiones de la demanda que incluyen las emisiones que ocurren como consecuencia de lo que se presenta a continuación:
- a. Demanda eléctrica almacenamiento: son las emisiones de la electricidad necesaria para que operen las unidades de almacenamiento.
  - b. Demanda de gas natural: son las emisiones debidas al uso de gas excluyendo el gas de las centrales de generación eléctrica.
  - c. Demanda de nafta: son las emisiones debidas al uso de naftas.
  - d. Demanda de gasoil: son las emisiones debidas al uso de gasoil excluyendo el gasoil empleado en las centrales de generación eléctrica.
  - e. Demanda de aerokerosene: son las emisiones debidas al uso de kerosene en la aviación.
  - f. Demanda de GLP: emisiones debidas al uso de GLP en el país.
  - g. Demanda de fuel oil: son las emisiones debidas al uso de fueloil. excluyendo el fueloil empleado en las centrales de generación eléctrica.
  - h. Demanda de biodiesel\* son las emisiones debidas al uso de biodiesel, excluyendo el biodiesel empleado en las centrales de generación eléctrica.
  - i. Demanda de bioetanol\*: son las emisiones debidas al uso de bioetanol excluyendo el bioetanol empleado en las centrales de generación eléctrica.

**1.2)** Las emisiones de las centrales eléctricas son las emisiones resultantes de la combustión del volumen de combustible utilizado, que puede ser:

- Gasoil
- Fueloil
- Carbón
- Residuos sólidos urbanos
- Biodiesel\*
- Bio-oil\*
- Gas natural

\*Debido al origen biogénico de estos combustibles se ha considerado en el presente ejercicio que las emisiones netas de los mismos son nulas.

**1.3)** Las emisiones fugitivas de los hidrocarburos: En toda la cadena de producción de hidrocarburos se presentan emisiones que se originan en escapes, pruebas, fugas y accidentes. Estos valores fueron establecidos de acuerdo con la metodología del Inventario de Gases de Efecto Invernadero de la República Argentina de la Tercera Comunicación Nacional de la República Argentina a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático.

### INDICADOR #2: Intensidad de emisiones de GEI en el sector primario

Este indicador expresado en tCO<sub>2</sub>e/kTep, surge del cociente entre las emisiones totales anuales expresadas en tCO<sub>2</sub>e de la matriz primaria y la energía primaria total expresada en kTep.

### INDICADOR #3: Emisiones de GEI del sector eléctrico

Son las emisiones totales consecuencia de la combustión de fósiles en centrales eléctricas. Se expresa en tCO<sub>2</sub>e.

### INDICADOR #4: Intensidad de Emisiones del sector eléctrico

Este indicador surge del cociente entre las emisiones anuales debidas a la combustión de combustibles fósiles en centrales de generación eléctrica y la energía generada, se expresa en tCO<sub>2</sub>e/GWh.

### INDICADOR #5: Emisiones de NO<sub>x</sub> y SO<sub>2</sub>

Este indicador surge del despacho del LEAP y computa la sumatoria de las toneladas de NO<sub>x</sub> y de SO<sub>2</sub> generadas en consecuencia de la generación eléctrica durante todo el período.

### INDICADOR #6: Uso de suelo

Este indicador procura abordar los impactos de algunas fuentes de energía en lo que respecta a uso de suelo. Dentro de este indicador se combinaron los impactos asociados a: 1.) la producción de Biocombustibles 2.) la generación hidroeléctrica 3.) la generación de energía nuclear.

Los tres términos se ponderan por igual y toman en cuenta lo siguiente:

Para considerar impacto en el suelo consecuencia de la producción de los biocombustibles se adoptó un factor de 2,224 hectáreas por toneladas de biocombustible.



Para considerar el impacto de la generación hidroeléctrica, se hace un análisis cualitativo tomando en cuenta diferentes tipos de centrales hidroeléctricas, luego se calcula como la sumatoria de la potencia de cada central hidroeléctrica multiplicada por el factor de impacto. El valor 5 corresponde con el menor impacto negativo y el valor 1 con el mayor impacto negativo.

- Hidro de potencia menor a 50 MW 5
- Hidro grande de base 3
- Hidro grande de embalse 1

Para evaluar el impacto en el suelo por la generación nuclear se determina la participación de energía nuclear respecto de la energía total y se compara entre escenarios y se asigna el puntaje menor (1) a aquel escenario con mayor participación.

### INDICADOR #7: Aspectos ambientales vinculados a la producción de hidrocarburos (AAH)

El presente indicador evalúa los aspectos ambientales de las diferentes opciones de producción de hidrocarburos expresado en kTep. A cada tipo de hidrocarburo se le asigna un factor de impacto cualitativo de acuerdo con el grado de impacto ambiental que involucra su explotación. Se calcula como la sumatoria del producto de la producción por tipo expresada en kTep y el factor de impacto.

Tipo de Hidrocarburo	Factor
Biogás	5
Gas natural convencional	3
Gas natural no convencional	1
Biocombustibles	5
Petróleo convencional	3
Petróleo no convencional	1

## INDICADORES TOMADOS EN CUENTA EN LA DIMENSIÓN ECONÓMICA

### INDICADOR #8: Diversidad de Fuentes de generación eléctrica

Este indicador establece el grado de diversidad que presenta la matriz de generación de energía eléctrica por fuente de energía (tipo de combustible), entendiendo que la diversidad contribuye a la solidez del sistema eléctrico. Se calcula como la sumatoria de las fracciones de energía por su logaritmo, y luego se compara con los otros escenarios y se normaliza<sup>21</sup>.

Teniendo que hay algunas opciones tecnológicas elegibles en el ejercicio de escenarios que explotan una misma fuente, que algunas tecnologías sólo han sido seleccionadas de manera muy marginal, y que la diversidad se entiende como un objetivo deseable, hace falta agrupar las fuentes para evitar distorsiones en el indicador.

21 Es el índice de diversidad de Shannon–Wiener (SWI)

La agrupación planteada para la confección de este indicador ha sido:

- Fósil
- Carbón
- Hidro
- Nuclear
- Biocombustible
- Biogás/biomasa
- Eólica
- Solar
- Otras

### INDICADOR #9: Diversidad energética primaria

Este indicador establece el grado de diversidad que presenta la matriz primaria de energía por fuente (tipo de combustible). Se calcula como la sumatoria de las fracciones de energía por tipo por su logaritmo y luego se compara con los otros escenarios y se normaliza.

La agrupación de fuentes, para evitar distorsiones en el indicador es la siguiente:

- Hidro
- Nuclear
- Gas natural
- Petróleo
- Carbón
- Eólica
- Solar
- Biogás/biomasa
- Biocombustibles
- Otras (geotérmica, mareomotriz, etc.)

### INDICADOR #10: Costos Medios Actualizados (CMe)

Se utilizó el indicador de costos medios actualizados (CMe) como referencia del costo total de los escenarios propuestos. Para el cálculo del costo medio se consideraron:

- Costos de Capital
- Costos Variable de O&M
- Costos Fijos de O&M
- Costos de Combustibles
- Costos de Importación de energía eléctrica
- Costos de Transporte
- Costo Emisiones
- Impuestos y tasas
- Multa Cóndor Cliff –La Barrancosa

La tasa de descuento adoptada fue del 5%, por considerarse que es una tasa razonable para un flujo a largo plazo.

Se muestran los valores del costo medio con y sin considerar el costo de las emisiones de CO<sub>2</sub>. El indicador se expresa en USD/MWh.

### INDICADOR #11: Costo Total Actualizado (CT)

Se utilizó el indicador de costo total actualizado (CT) como referencia del costo total de los escenarios propuestos. La tasa de descuento adoptada fue del 5%, por considerarse que es una tasa razonable para un flujo a largo plazo. Para el cálculo se tomaron en cuenta los costos del sistema eléctrico, los de eficiencia energética, los de transporte de gas natural, los de la demanda no eléctrica y los resultados de la balanza comercial. Se expresa en millones de dólares (MMUSD).

### INDICADOR #12: Indicador de eficiencia energética (EE)

Este indicador refleja la penetración de medidas de eficiencia y de gestión de demanda que adoptó el escenarista. Se calcula como el producto entre dos factores, a saber: el cociente del valor actual neto de los ahorros en USD y el valor actual neto de los costos de implementación en USD y el cociente entre el valor actual neto de los ahorros en kTep y el valor actual neto de los máximos ahorros a incluir expresados en kTep. La tasa de descuento utilizada es del 5%.

### INDICADOR #13: Independencia energética (IE)

El indicador evalúa los aspectos de dependencia energética externa del escenario de abastecimiento. En función de la demanda a cubrir y de la producción local de hidrocarburos y de electricidad anualmente se calculan los saldos netos en kTep. El indicador resulta de la sumatoria de los saldos netos (positivos o negativos) expresados en kTep a lo largo de todo el período.

### INDICADOR #14: Impacto en la balanza comercial (BC)

El indicador resulta un complemento del indicador definido previamente, ya que evalúa y valora el impacto del escenario en la balanza comercial nacional. En este caso se realiza una valorización monetaria de exportaciones e importaciones de los energéticos propuestos.

En los escenarios con fuerte incorporación de energías renovables intermitentes, resulta necesario incorporar mucha potencia para cumplir con un margen de reserva del 20%. Esto tiene como consecuencia que haya importantes saldos de energía eléctrica exportable. Dado que el modelo considera que la energía exportada es al costo medio del sistema eléctrico y que la electricidad importada es a costo de oportunidad, en estos escenarios la balanza comercial se ve afectada.

El indicador se calcula como el valor presente neto de los saldos anuales netos de todo el período, expresados en millones de dólares. La tasa de descuento que se utiliza es del 5%.

## INDICADORES TOMADOS EN CUENTA EN LA DIMENSIÓN SOCIAL

### INDICADOR #15: Generación de Empleo (GE)

Este indicador procura abordar el impacto en la generación de empleo directo, indirecto e inducido<sup>22</sup> en cada escenario propuesto. Toma en cuenta no sólo los empleos que se producen por incorporación de nueva oferta, sino también aquellos empleos que se pierden por retiro de centrales.

<sup>22</sup> Los empleos directos son aquellos que se desarrollan dentro de los límites del proyecto de energía. Los empleos indirectos, en cambio, reflejan las inversiones realizadas en las cadenas de valor. Por último, los empleos inducidos son aquellos que resultan del aumento de actividad económica tanto en el proyecto como en la cadena de valor que genera empleos en otros sectores de la economía.

Para ejemplificar, en el caso de un parque eólico, los empleos directos son aquellos empleos de los profesionales, contratistas y obreros que trabajan en la planificación y construcción del parque eólico, en la producción de los componentes (turbina, palas, torre, etc.) y en la operación y mantenimiento del parque durante su vida operativa. Los empleos indirectos, en cambio, son aquellos que se generan en la fábrica de materiales (cemento, acero, etc.) o de equipos usados en la construcción (grúas, camiones, etc.). Por último, los empleos inducidos son aquellos que se generan por toda la economía como consecuencia de los gastos de los trabajadores que se benefician de las inversiones de los empleos directos e indirectos. Sus salarios se gastan en bienes de supermercados, tiendas, etc. o en servicios como alojamiento, educación, salud o restaurantes, etc. y el aumento en la actividad económica crea empleos en estos sectores

El indicador tiene dos componentes igualmente ponderadas que están asociadas con: a) Generación de empleo debido a incorporación neta de oferta en el parque eléctrico, y b) Generación de empleo en el área de producción de hidrocarburos para el balance total de energía. Este indicador no toma en cuenta los empleos que se producen como consecuencia de las medidas de eficiencia energética, dejando su análisis para futuros ejercicios.

El componente de empleo del sector hidrocarburos fue estimado sobre la base de la cantidad de pozos perforados de cada escenario.

En cuanto a la generación de empleo del sector eléctrico, se logró en este indicador una mejora sustancial respecto de la ronda anterior, adoptándose un modelo desarrollado por el *New Climate Institute* de Alemania.

El modelo toma información sobre la capacidad y la generación de cada tecnología en cada uno de los nueve escenarios y estima la inversión total realizada en Argentina en cada año del período entre 2017 y 2040.

Los supuestos de costos para todas las tecnologías están alineados con los costos de inversión, O&M fijo, O&M variable y costos de combustibles acordados por todos los escenaristas. El modelo calcula la parte de la inversión local que se dirige al mercado laboral, utilizando la matriz insumo-producto más reciente para Argentina, que se basa en las estadísticas nacionales para mapear las relaciones económicas entre los diferentes sectores.<sup>23</sup>

El modelo calcula los impactos del empleo directo dividiendo las inversiones en el mercado laboral por estimaciones del salario promedio de los trabajadores empleados en el sector relevante. Estos trabajos directos se distribuyen a lo largo del tiempo en función de suposiciones relacionadas con la duración de las diversas tareas y servicios. Por ejemplo, los trabajos relacionados con la planificación y construcción pueden durar entre 1 y 8 años, dependiendo de la tecnología, antes del inicio de la operación de la planta. Los trabajos creados en relación con el O&M están vinculados a la vida operativa de la planta. Además, el modelo estima los empleos indirectos e inducidos generados por las inversiones directas utilizando multiplicadores calculados a partir de la matriz de contabilidad social para la economía argentina.

### INDICADOR #16: Indicador de conflictividad en el escenario:

Entiéndase aquí por conflictividad al potencial que tiene una tecnología o política para generar determinadas consecuencias perjudiciales, reales o percibidas, para una o más partes.

Este indicador se construyó a partir de tres sub-indicadores de conflictividad, relacionados con:

1. Potencia nueva a instalar por tecnología.
2. Producción de hidrocarburos. Medida en número de pozos nuevos de *shale* (petróleo y gas).
3. Líneas eléctricas de alta tensión a realizar.

Los indicadores estarán medidos entre 1 y 5, siendo el valor 5 el que implique una baja conflictividad y el valor 1 la mayor conflictividad. Valores máximos y mínimos dependerán de los valores máximos y mínimos de los escenaristas.

<sup>23</sup> OECD, <https://stats.oecd.org/Index.aspx?DataSetCode=IOTS>

1) Potencia nueva a instalar por tecnología. Para el año 2040 se suma toda la nueva potencia a instalar, por tecnología. A cada valor se lo multiplica por su «factor de conflictividad», expresado en la siguiente tabla (1 = Alta conflictividad, 5 = baja conflictividad).

Tecnología	Factor de conflictividad
Hidro grande de embalse	3
Hidro grande de base	1
Nuclear.	1
Residuos	2
Eólica	5
Solar FV	5
Hidro de potencia menor a 50 MW	4
Ciclos combinados	4
Turbinas de gas	4
Turbinas de vapor	4
Turbinas de vapor a carbón	3
Motores de Combustión Interna	3
Biomasa	4
Biogás	4
Geotérmica	5
Mareomotriz	5
Solar Concentrada	5
Almacenamiento	5
Petróleo convencional	3
Biocombustibles	5
Petróleo convencional	3

A dicha suma ponderada se la divide por el total de potencia nueva a instalar. El valor resultante puede estar entre 5 (todo eólico, por ejemplo) y 1 (todo nuclear, por ejemplo). Luego, esos valores se normalizan entre sí, haciendo que el mejor valor sea igual a 5 y el peor valor igual a 1.

2) Producción de hidrocarburos.

Se suman todos los pozos de petróleo y gas que salen del cálculo de proyecciones de hidrocarburos. Para normalizarlo, a la menor cantidad de pozos se le asigna un 1, a la mayor cantidad de pozos, se le asigna un 5.

3) Kilómetros de líneas de alta tensión.

Se suman las líneas totales de alta tensión que se deben hacer. A la menor cantidad de líneas se le asigna un valor 1, a la mayor cantidad de líneas se le asigna el valor 5.

El conjunto de indicadores oportunamente definido permite comparar de manera sintética los resultados de los escenarios en términos de sus impactos ambientales, económicos y sociales.

Los diagramas de radar presentados a continuación pueden ser utilizados para comparar a simple vista los resultados de los ejercicios realizados por cada uno de los escenaristas.

Ambiental	Económica	Social
<ul style="list-style-type: none"> <li>Emisiones de gases de efecto invernadero (gei)</li> <li>Intensidad de emisiones energía primaria (ieep)</li> <li>Emisiones generación eléctrica (ege)</li> <li>Intensidad de emisiones sector eléctrico (iese)</li> <li>Emisiones de nox y sox (ens)</li> <li>Uso de suelo (us): area sembrada biocomb (mill ha)                             <ul style="list-style-type: none"> <li>-Potencia hidro ponderada</li> <li>-Porcentaje generación nuclear</li> </ul> </li> <li>Aspectos ambientales de hidrocarburos (aah)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Diversidad energética eléctrica (dee)</li> <li>Diversidad energética primaria (dep)</li> <li>Costo medio (cme)</li> <li>Costo total (ctot)</li> <li>Eficiencia energética (efen)</li> <li>Independencia externa (ie)</li> <li>Balanza comercial (bc)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Conflictividad (cs)                             <ul style="list-style-type: none"> <li>-Potencia ponderada</li> <li>-Kilómetros de líneas de AT</li> <li>-Total pozos</li> </ul> </li> <li>Generación de empleo (emp):                             <ul style="list-style-type: none"> <li>-Empleos totales</li> <li>-Empleos promedio por año</li> </ul> </li> </ul>

Figura 5-41: Indicadores por escenario



■ Ambiente ■ Economía ■ Sociedad  
Elaboración propia.

## Coincidencias

- En el sector eléctrico, aún considerando un escenario de demanda de uso responsable de la energía, al final del período de análisis será necesario más que duplicar y hasta triplicar la potencia instalada, alcanzando los 104,6 GW en promedio (con un mínimo de 85,5 GW y un máximo de 127,4 GW).
- La magnitud de los costos actualizados del sistema es importante, para expandir la generación se requieren en promedio 185.169 MMUSD en todo el período (entre 163 mil MMUSD y 204 mil MMUSD), que se suman a las inversiones requeridas en eficiencia que en promedio son 90.663 MMUSD en todo el período (con un mínimo de 39,6 mil MMUSD y un máximo de 145,8 mil MMUSD).
- El fuerte crecimiento de renovables en relación con la situación de potencia instalada actual sucede en todos los escenarios, siendo en alguno de ellos la variable más relevante de la matriz final.
  - El uso de generación eólica y solar soporta prácticamente todo el incremento de renovables.
  - En prácticamente todos los escenarios se incrementa el uso de biocombustibles, el incremento es mayor para biodiesel que para bioetanol.
- La generación en base a carbón mineral es una opción prácticamente no utilizada.
- El fuerte crecimiento de la potencia instalada requiere su correlato de ampliación de la red de transporte en alta tensión. Se requerirán construir al 2030 en promedio 32.578 km (entre 19.500 km y 37.700 km) de líneas con subestaciones y compensadores con una inversión promedio de 16.337 MMUSD (entre 9,9 mil MMUSD y 18,8 MMUSD). En el período 2030- 2040 se requerirán en promedio 40.100 km (entre 25.900 km y 60.700 km) de líneas de alta tensión con una inversión promedio de 19.103 MMUSD (entre 177 mil MMUSD y 28,6 mil MMUSD).
- Dada la fuerte presencia de generación renovable en la Patagonia, sumada a algunos proyectos hidráulicos, una o más líneas de corriente continua aparecen como opción para evacuar dicha potencia.
- En casi todos los escenarios se observa un incremento importante en la potencia hidráulica: En el plan estratégico de incorporación de oferta hidráulica, se destaca que es necesario analizar las hidraulicidades de los ríos en función de escenarios futuros de cambio climático.
- Históricamente Argentina posee gran cantidad de potencia hidroeléctrica que en los últimos años fue perdiendo participación relativa, y encontrándose muy por debajo de su potencial. Algunos escenaristas descartan los proyectos de mayor envergadura por su costo ambiental y social, pero de todos modos incorporan gran cantidad de potencia de esta fuente. En todos los escenarios se incluyen los proyectos de pequeñas centrales hidroeléctricas.
- Todos los escenaristas plantean en mayor o menor cuantía medidas de gestión de demanda, y existe un consenso en cuanto a la necesidad de incorporar medidas de eficiencia energética. Los ahorros en la demanda final suministrada van desde el 10% hasta el 27%.

## Divergencias

- La generación nuclear es en general poco incorporada por la mayoría de los escenaristas, salvo el escenario NOA, CACME y AGEERA, que incorporan esta fuente de manera de que se incrementa su participación relativa en el período. Dos escenaristas retiran hacia el final del período centrales nucleares existentes.
- En el caso de la generación hidráulica, hay escenaristas que muestran reparo a la expansión en base a las mismas, en particular sobre las centrales de pasada, ubicadas en el litoral argentino, por sus potenciales implicancias ambientales y dos escenaristas no avanzan con las dos represas del río Santa Cruz. No obstante prácticamente todos los escenarios incorporan proyectos hidroeléctricos.
- La producción de gas natural y de petróleo no convencional genera posiciones opuestas: mientras que algunos escenaristas toman esta opción y apuestan fuertemente a que el nivel de producción local supere la demanda y haya exportación de gas a la región por ductos o como GNL, otros escenaristas, por el contrario, no apuntan al desarrollo de Vaca Muerta con niveles de producción altos que conlleven a precios de gas bajos debido a cuestionamientos ambientales, o bien porque consideran que son inviables los niveles de inversión y requerimientos de infraestructura necesarios.
- Los intercambios comerciales de energía eléctrica con otros países se han utilizado o bien marginalmente (la mayoría de los escenarios), o en cambio en forma relevante como medio de balancear el aporte intermitente de tecnologías renovables.
- La ampliación de la capacidad de refinación está ligada al crecimiento de petróleo no convencional, y al posicionamiento hacia la balanza comercial que tomó cada escenarista, importando productos refinados y exportando crudo, o viceversa.
- En cuanto al retiro de potencia, se observan posturas diversas. Algunos escenarios plantean retiros sobre la base de antigüedad o de eficiencia, mientras otros las mantienen pasando paulatinamente a formar parte de la reserva. Asimismo, aparecen quienes realizan retiros asociados a temas ambientales. Los retiros acumulados al año 2040 se ubican entre 5.309 MW y 17.966 MW.
- El único escenarista que no contempla la instalación de todos los proyectos RenovAr es AGUEERA-UIA, instalando 1.350 MW menos que el total de 5250 MW. Estos proyectos, significativamente más caros que sus similares del parque candidato, pueden significar parte de la baja del costo de generación de AGUEERA-UIA, máxime considerando los contratos a largo plazo durante 20 años.
- No resultó posible alcanzar un consenso en las visiones que tienen los escenaristas respecto del rol que tendrán la generación distribuida y el almacenamiento en la matriz eléctrica.
- Respecto de las políticas de gestión de demanda y eficiencia energética, si bien hubo consenso respecto a la necesidad de implementar medidas en este sentido, hubo discrepancias sobre la profundidad de algunas de las medidas.
- Se presentaron, por ejemplo, fuertes diferencias con relación a la incorporación de autos y colectivos eléctricos, y sobre medidas relacionadas con la instalación de calefones solares o las mejoras en la envolvente térmica de edificios.

## 6. SÍNTESIS DE LAS VISIONES DE LOS ESCENARISTAS



En esta sección se presentarán los textos remitidos por cada escenaristas sobre su visión, destacando cada uno de ellos en primera persona lo que consideran más relevante sobre sus escenarios.

Dichos textos se presentan sin modificaciones.

## Visión del escenario «AGEERA»

El objetivo de la planificación electroenergética debería ser la asignación «óptima» de recursos en la cadena de actividades desde la producción de energía eléctrica hasta el consumo teniendo en cuenta una serie de condicionantes y observaciones que se indican posteriormente.

AGEERA propone para este ejercicio mantener el parque actual de potencia instalada, incorporando los proyectos previamente definidos y completar el escenario con generación nuclear, térmica y renovable buscando alcanzar una diversidad energética a costos competitivos y, al mismo tiempo, reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI).

Es importante destacar que se trabaja a sabiendas de que el modelo es una versión simplificada de la realidad y por lo tanto no tiene en cuenta restricciones locales, no permite utilización de máquinas específicas para modular en horas pico, no tiene en cuenta restricciones nodales y realiza un despacho de máquinas que podría diferir significativamente con un despacho real.

La prioridad para el acceso de generación será hidráulica o renovable, unidades nucleares y luego completar el faltante con unidades térmicas convencionales, apuntando a reducir la participación de esta componente fósil para lograr una matriz energética más diversificada.

La propuesta incluirá la existencia de reserva, entre el 20% y el 30% para darle robustez y seguridad al modelo. Una serie de puntos condicionan al análisis del abastecimiento y deberán ser tenidos en cuenta para una correcta planificación:

1. Necesidad de garantizar el abastecimiento en el momento en que se produce la demanda, con un cierto grado de seguridad (calidad de servicio).
2. Consideración de la aleatoriedad de ciertas variables (aportes hidroeléctricos y de viento, demanda, disponibilidad de los equipos, etc.).
3. Necesidad de que la oferta se ajuste en forma instantánea a las variaciones de la demanda (curvas de carga).
4. Existencia de redes fijas de transporte y distribución.
5. La disponibilidad de combustible para las unidades.
6. Los costos de producción y desarrollo.
7. El equipamiento no siempre estará disponible por:
  - i) indisponibilidades forzadas (estrechamente vinculado al mantenimiento preventivo),
  - ii) indisponibilidades programadas,
  - iii) eventuales problemas hidráulicos, etc.,
  - iv) la disponibilidad de los recursos puede verse reducida (combustibles, cambios climáticos, etc.).

El equipamiento adicional deberá ser tal que permita:

- i) Absorber razonables errores en la previsión de la demanda.
- ii) Disminuir la cantidad de cortes de larga, corta y muy corta duración.
- iii) Disminuir las caídas de tensión manteniéndolas dentro de los valores de tolerancia aceptados.
- iv) Debe ser constante con las variaciones de frecuencia.
- v) Aportar energía reactiva necesaria.

Para el desarrollo del escenario, se han considerado las siguientes premisas:

1. El Gobierno argentino propiciará medidas de eficiencia energética.
2. El Desarrollo y Explotación de Vaca Muerta y la expansión y desarrollo de la generación nuclear es una Política de Estado que forma parte de la Planificación Estratégica del país.
3. Seguridad de abastecimiento de energía eléctrica con una reserva adecuada.
4. Alcanzar el autoabastecimiento de gas y petróleo y la generación de saldos exportables.
5. Costos medios competitivos.
6. Reducir emisiones de GEI.
7. Matriz energética diversificada.

### Escenario eléctrico

En cuanto a la demanda de energía, se consideró que en general existirán políticas de fomento para medidas de eficiencia energética, logrando una reducción global de todas las demandas de 17,37% al 2040, respecto a la condición tendencial.

En materia de energía hidráulica se consideraron los proyectos predefinidos que fueron presentados como disponibles en los datos de partida.

Con relación a las energías renovables, el principal objetivo de mínima que se planteó fue cumplir con lo establecido en la Ley 27.191. Así, proyectamos al 2040 más de 51% de energías renovables en la matriz de generación.

Dentro de los renovables se incluyen más de 6.300 MW de almacenamiento, que aportan seguridad y confiabilidad al despacho.

En cuanto al parque nuclear, no se consideró la realización de la IV Central Nuclear debido al anuncio del Gobierno Nacional de no continuar con este proyecto. Se consideró una postergación de la V Central Nuclear hasta el año 2030 y una VI Central Nuclear en el año 2032, ambas con tecnología PWR.

Respecto al parque térmico, adicionalmente a los proyectos predefinidos en curso de construcción, se incorporaron dos Ciclos Combinados de 800 MW cada uno.

En la planificación propuesta, AGEERA no predefine importaciones ni exportaciones de energía eléctrica, dejando que el modelo importe o exporte de acuerdo con las necesidades que surjan del balance de energía. Sin embargo, entiende que debe perseguirse el desarrollo futuro de los intercambios energéticos entre países con el objetivo de lograr complementariedades que reduzcan los costos globales. Estos intercambios deberán incluir swaps de energéticos.

Con respecto al retiro de potencia, si bien no se asume a priori un retiro de potencia, las máquinas térmicas menos eficientes serán desplazadas por térmicas de mayor eficiencia que resultarán despachadas con mayor probabilidad. Asimismo, la generación hidráulica, nuclear y renovable tendrá el mismo efecto, aportando eficiencia al modelo.

La decisión de no retirar potencia se debe a que muchas de las unidades que podrían dejar de operar se encuentran ubicadas donde por mucho tiempo seguirá requiriéndose su aporte (puntos cercanos a la demanda) donde el recurso primario no puede ser otro que el existente, por lo que sólo se prevé reemplazo por equipamiento donde sólo se podría tener en cuenta la mejora en los rendimientos -Bajas de unidades Turbo Gas (TG) cuando se produce el cierre del Ciclo Combinado (CC)-. Adicionalmente, se considera que muchas de estas unidades se requieren para seguridad del sistema y flexibilidad para responder a las intermitencias que puedan producir algunas tecnologías de generación eléctrica.

Se considera 100% de uso de gas natural para generación a partir de 2023.

### Hipótesis de suministro de gas

Se apunta a un fuerte desarrollo de gas no convencional en el reservorio Vaca Muerta y a disminuir las importaciones de Bolivia y de GNL.

### Hipótesis de suministro de petróleo y derivados

Se supone un incremento en la producción de no convencional merced al impulso al financiamiento de explotación y exploración. También se supone un aumento en la capacidad de procesamiento de crudo.

### Observaciones y Sugerencias

Con relación a la Gestión de Demanda energética, AGEERA consideró la aplicación de políticas de fomento en un ambicioso plan de medidas de eficiencia energética, no obstante, el indicador que se definió para medir este concepto no expone adecuadamente esta premisa, por lo que se sugiere su revisión para próximos trabajos.

Muchas tecnologías poseen tiempos de implementación y amortización que exceden los períodos gubernamentales. Para su necesaria implementación deberá garantizarse el sostenimiento de políticas que acompañen las planificaciones, sobre todo si se espera que participen inversiones privadas en algunos de estos proyectos.

El penalizar a ciertas tecnologías con externalidades para que competitivamente se vean relegadas en los accesos generará escenarios más caros que, en definitiva, el usuario final terminará viendo reflejado en el costo total de la energía. En este sentido, AGEERA entiende que el desarrollo de Vaca Muerta y la mayor competencia, a nivel mundial, que genera la expansión de energías renovables, con costos a la baja, podrían permitir obtener costos de combustibles más competitivos para la generación térmica que los definidos en estas proyecciones. En esta misma línea, no compartimos el criterio asumido para la modelación de aplicar una penalización a las emisiones del CO<sub>2</sub> a partir de gas natural, ya que las mismas no se encuentran comprendidas en la regulación vigente.

Si bien en el escenario no se modela intercambios de energía eléctrica con países vecinos, AGEERA entiende que hacia futuro debe alentarse el fluido intercambio energético con el objetivo de lograr complementariedades que reduzcan los costos globales. Estos intercambios deberán incluir la plena vigencia activa de los convenios firmados con los países vecinos, nuevos convenios y swaps de energéticos.

Con relación al margen de reserva eléctrica del sistema, se deberá contar con una reserva operativa necesaria en la punta de demanda, con equipamiento que otorgue potencia firme y permita modular los requerimientos del Sistema Eléctrico Nacional. Igual condición debe verificarse para expectativas de «año seco».

Respecto a los combustibles, AGEERA entiende que el desarrollo de Vaca Muerta permitirá alcanzar el autoabastecimiento de gas y obtener saldos exportables de gas y petróleo que permitirán mejorar nuestra Balanza Comercial, y convertir a la Argentina en un Proveedor de Energía de Clase Mundial (World Class Energy Supplier), para ello y para las inversiones que se proyectan en el Sector Eléctrico, se requiere dar señales claras que permitan atraer inversores y faciliten la obtención del financiamiento, a tasas competitivas, que requieren estos emprendimientos.

## Visión del escenario «AGUEERA-UIA»

El escenario planteado por AGUEERA-UIA busca alcanzar una matriz eléctrica que permita un suministro sustentable, en cantidad, calidad, seguridad y con costos competitivos que favorezcan el desarrollo industrial.

Para lograrlo es necesario un plan estratégico de largo plazo, consensado por los diversos actores y que se mantenga a lo largo de los distintos gobiernos. A su vez debe ser realizable y potenciar el desarrollo socio económico de Argentina, considerando los recursos naturales, humanos y materiales con que cuenta el país.

El ejercicio implica la adopción de distintas hipótesis. En particular hay dos hipótesis adoptadas por el comité técnico con las que AGUEERA-UIA discrepan y por ende no convalidan. Estas son:

1. **Precio del gas natural en boca de pozo o PIST:** El mecanismo de determinación del precio futuro del gas local en boca de pozo o PIST, que fluctúa entre un mínimo definido por la paridad exportación a Chile en momentos de oferta mayor a la demanda (6,5 USD/MMBTU) y la paridad importación con GNL cuando la oferta es menor a la demanda (aproximadamente 10,4 USD/MMBTU). Tanto la exportación a Chile como la importación en forma de GNL, por el volumen implicado, no podrían ni deberían elevar el precio del gas local, máxime en un escenario donde se desarrolla todo el potencial del yacimiento de shale gas Vaca Muerta. En el caso de exportación mediante el proceso de licuefacción, el mercado comprador será Europa, por lo que agregando el costo de licuefacción, transporte de GNL y regasificación en destino, el precio local deberá del orden del Henry Hub o inferior para acceder a dichos mercados.

Argentina ha tomado la decisión de desarrollar Vaca Muerta. El resultado de la explotación realizada a la fecha indica que se podrán alcanzar costos de extracción de gas inferiores a 4 USD/MMBTU, moción sostenida por AGUEERA-UIA, de modo reiterado, y avalada por información fehaciente, tanto del sector privado como oficial.

2. **Costo de emisiones de CO<sub>2</sub>:** Los montos planteados en el ejercicio están alejados de la realidad argentina. El tema fue tratado en la ley de presupuesto 2018 y fue eliminado para el caso del gas natural.

Aceptar las hipótesis planteadas por el Comité Técnico implicaría tener un costo del gas que, utilizado como combustible para generar calor y/o energía eléctrica, haría inviable el desarrollo de un sector industrial competitivo y limitar su crecimiento futuro.

Del mismo modo, el elevado precio del gas desalentaría su uso como materia prima, para agregar valor en la industria petroquímica, del acero o de los fertilizantes, por ejemplo.

**Por lo expuesto, AGUEERA-UIA presenta un escenario alternativo al utilizado en el resumen ejecutivo. En este nuevo escenario se adopta un precio de gas natural de 5 USD/MMBTU en city gate y no se considera el impuesto a las emisiones de CO<sub>2</sub>.**

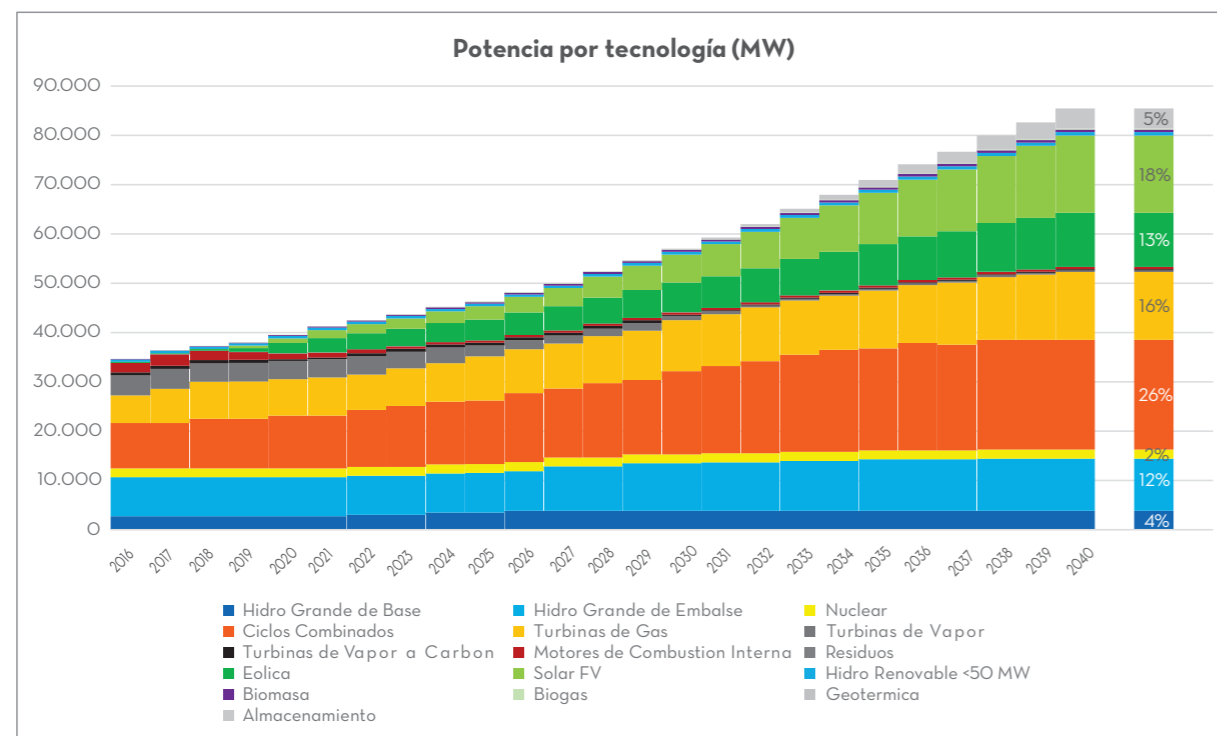
Hipótesis adoptadas en Escenario Alternativo:

- Medidas de eficiencia energética conservadoras (opción B de AVINA).
- Reemplazo al año 2040 del 50% de los Calefones Totales por otros más eficientes.
- Agua Caliente Sanitaria en Base a Energía Solar Térmica, 50.000 calefones por año.
- Mejoras en la Envolvente Térmica, anualmente el 0,5% de los edificios mejoran un 50% su aislamiento.
- Modo de calefacción, al año 2040 un 20% de los hogares cambia su modo de calefacción por aire acondicionado frío/calor.
- Autos eléctricos, 20% al año 2040.
- Buses eléctricos, 50% al año 2040.

- Políticas de fomento de cambio de heladeras, recambio de lámparas led en alumbrado público e iluminación residencial, motores eléctricos en industria, sistemas de Gestión de Energía en empresas energético-intensivas.
- Ingreso de 3.742 MW hidráulicos: Chihuido I y II, Condor Cliff y La Barrancosa, Ampliación de Yacyretá y Aña Cuá, Portezuelo del Viento, La Elena, Los Blancos I y II. Es necesario que las autoridades definan una política para la expansión de la generación hidroeléctrica.
- No se incorporan centrales nucleares a la espera de una definición de la política nuclear por parte del Estado nacional. Es necesario que las autoridades definan una política para la expansión de la generación nuclear.
- Retiro de 10.653 MW térmicos, por obsolescencia y bajo rendimiento, a lo largo de todo el periodo.
- Ingreso de 15.687 MW en Ciclos Combinados.
- Ingreso de 9.861 MW de Turbo Gas para cubrimiento de picos de demanda.
- Ingreso de 27.153 MW de EERR, principalmente eólicas y solar, llegando al 30.5 % de participación en el año 2040.
- Ingreso de 4.052 MW de baterías paulatinamente a partir del año 2030
- Reemplazo del 100% de gas oil y fuel oil al año 2024.
- Despacho según costos variables crecientes, con prioridad de despacho para hidroeléctricas de base, renovables y nucleares.
- No se consideran importaciones ni exportaciones de energía eléctrica en forma firme
- Reservas del sistema eléctrico, se mantienen en 20% todo el período de análisis.
- Desarrollo a gran escala de Vaca Muerta, permitiendo alcanzar un precio de Gas Natural de 3,80 USD/MMBTU en boca de pozo, 5 USD/MMBTU en city gate.

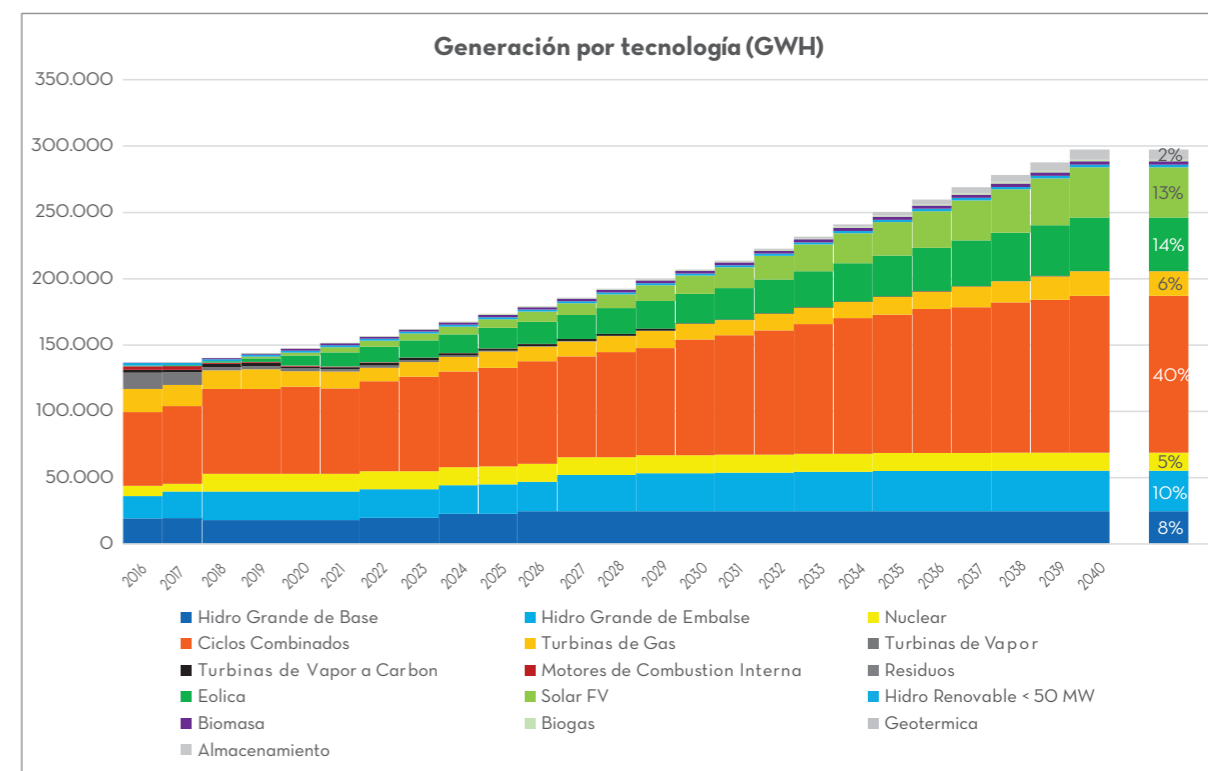
## RESULTADOS ALCANZADOS

**Potencia instalada: Fuerte ingreso de CCI y energías renovables y TG actuando de reserva.**

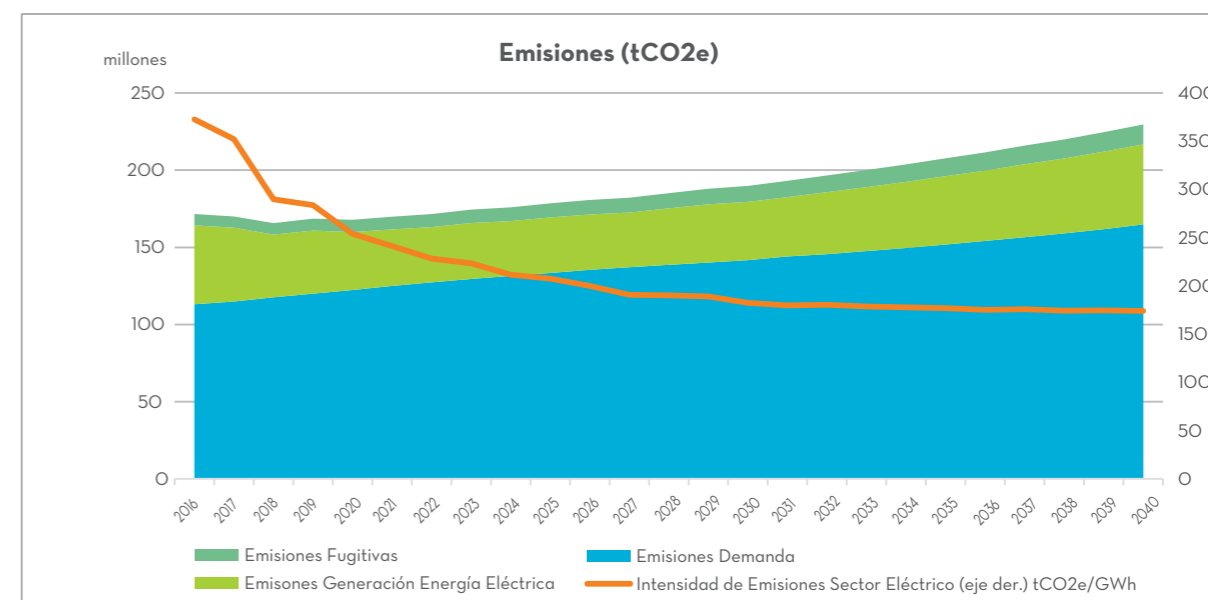


**Transporte Eléctrico: Fuerte necesidad de inversiones en expansión de redes de transporte, 55 subestaciones, 25.900 km de líneas de 500 kV, etc.**

**Generación: Fuerte expansión de la generación en base a ciclos combinados a gas natural y energías renovables.**

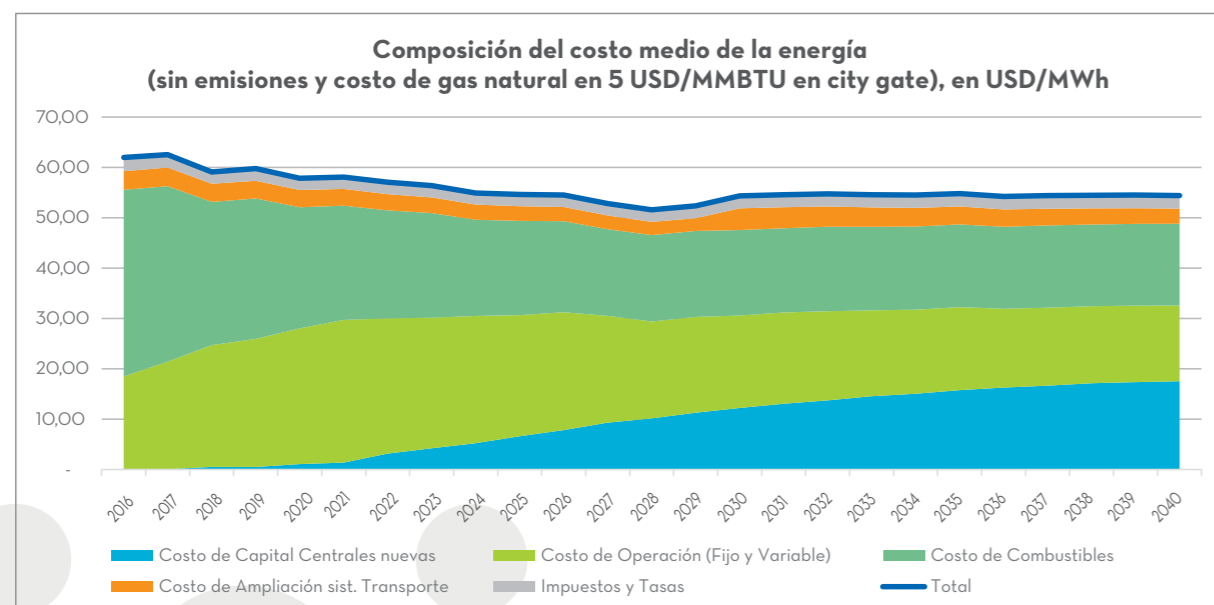


**Emisiones de CO2: Disminución sustancial de las emisiones de CO2 por GWh generado**





**Costo: Costo final monómico: costo medio descontado, sin emisiones y gas a 5 USD/MM-BTU en city gate a partir del año 2020: 55,3 USD/MWh.**



## Conclusiones

El escenario planteado por AGUEERA-UIA muestra que es posible una expansión del sector eléctrico en base a energía renovable y térmica con uso de gas natural, obteniendo **precios de energía eléctrica competitivos** que favorezcan el desarrollo del sector industrial argentino, a la vez de contribuir a tener una matriz de energía limpia (disminución sustancial de las emisiones por unidad de generación).

Dadas las potencialidades energéticas que dispone Argentina, creemos indispensable se dé un debate sobre cuáles serán las políticas de largo plazo en materia energética, las que sin duda deberían apuntar a maximizar las oportunidades de inversión en el país, el desarrollo laboral y social de la población, además de poder contar con precios finales de energía eléctrica y gas natural que contribuyan al crecimiento del país.

## Visión del escenario «CACME»

Desde CACME se planteó un escenario que tienda al equilibrio, respetando el objetivo fundamental de lograr un balance en el «Trilema Energético» planteado por el Consejo Mundial de Energía (WEC). Los principios del mismo son los siguientes: i) seguridad energética, ii) equidad energética e iii) impacto ambiental.

Sobre esta base, y teniendo en cuenta el marco social y político que en forma constante afectan a nuestro país, proyectamos acceder al top 20 para el año 2040 en el ranking del Índice del Trilema Energético. Con dicho objetivo y ante esta situación planteada, consideramos, se manera similar al ejercicio anterior, que las principales medidas a adoptar, son las siguientes:

- Diversificar la matriz energética primaria, promover la integración regional y contar con redes y empresas confiables.
- Precios competitivos que no desalienten la inversión pero que sean accesibles a la mayoría de la población.
- Énfasis en la eficiencia y ahorro energético y fuerte participación de renovables.
- Producción de hidrocarburos que ayuden a nivelar la balanza comercial.

El escenario presentado por CACME pretende mostrar un equilibrio entre lo «deseado» y lo «plausible». Teniendo en cuenta la importante presencia de recursos naturales en nuestro país, la necesidad de aumentar la oferta de energía eléctrica, y siendo conscientes de la Transición que debemos atravesar, apoyados en las decisiones y desafíos políticos y sociales que se presenten en cada paso.

Este ambicioso escenario basa sus ideales y fundamentos en la confianza en las políticas a largo plazo planteadas estos últimos 2 años. Considerando que estas políticas se apuntalen sobre un marco institucional, legal y regulatorio que haga posible alcanzar los objetivos fijados. Por otro lado, entendemos que el efecto de estas políticas a largo plazo creará un clima de estabilidad que alentará a los inversores extranjeros, generando así un mercado competitivo a nivel internacional, posibilitando luego el desarrollo a nivel local.

## Gestión de la Demanda y Eficiencia Energética:

La curva de demanda de cada escenario es definida por una curva base BAU y es afectada por diversas políticas de eficiencia energética. Según el WEC este es uno de los mayores recursos para disminuir las emisiones de CO<sub>2</sub>. Por esta razón, se proponen todas las políticas más agresivas posibles siempre y cuando: i) la inversión necesaria y el ahorro en el consumo lo permita y ii) la política sea considerada plausible.

- Recambio de calefones a calefones sin piloto: Reemplazo al año 2040 del 100% de los Calefones Totales. Reducción equivalente en gas natural (D). Se considera que se puede impulsar como se hizo con las heladeras y aires acondicionados (con estándares mínimos de EE). Esta medida es especialmente valiosa en su relación costo beneficio, por eso se eligió la mayor penetración.
- Agua caliente sanitaria en base a energía solar térmica: Con política de fomento. 50.000 calefones por año (B). Si bien es considerado beneficioso, no se cree que la tasa de penetración puede ser mucha más alta con zonas como el sur del país donde el repago es más largo.
- Mejoras en la envolvente térmica. Tanto en Residenciales como en Comercial y Público: Política de fomento. Anualmente, el 1% de los edificios mejora en un 50% su aislación (C). Esto es algo que se puede impulsar desde el etiquetado de viviendas u otras medidas como mejora de tasas de hipotecas, etc. El problema de la medida pasa más por su medición que por el desarrollo de estrategias para su desarrollo.

- Cambio en modos de calefacción - Gas natural por bombas de Calor: Política de fomento. Al año 2040 un 40% de hogares cambia su modo de calefacción (C). Esta estrategia es solo posible si se idean instrumentos para el reemplazo por rotura de equipos poco eficientes por equipos más eficientes.
- Autos eléctricos: Política de fomento, 20% de autos eléctricos al 2040 (B). Se considera esencial, pero se estima un escenario de penetración más lento que en Europa. Esto se debe a las redes eléctricas argentinas (infraestructura); las distancias a recorrer no son las mismas (son mucho más largas) y el tema de los costos de mantenimiento (y baterías).
- Colectivos urbanos eléctricos: Política de fomento, 100% de buses eléctricos al 2040 (C). Sucede algo similar al caso de los autos eléctricos, aunque en una escala mucho menor.
- Además, se consideraron positivas las siguientes medidas:
  - Heladeras: Aplicación del Programa de Eficiencia Energética
  - Alumbrado Público: Programa de Recambio de Lámparas LED
  - Motores Eléctricos en Industria
  - Iluminación residencial: Recambio de Lámparas LED
  - Sistemas de Gestión de Energía en Empresas energético-intensivas

### Matriz Eléctrica (Parque actual y proyectos a futuro):

Se considera que la diversificación de la matriz eléctrica es el aspecto clave en esta temática para tener una matriz sostenible ambientalmente, eficiente, de bajo coste y de alta resiliencia.

### Renovables no Convencionales:

- Se utilizan los siguientes objetivos y *benchmarks*:
  - El MINEM tiene fijado un objetivo de 20% de renovables no convencionales de capacidad instalada al 2025.
  - La capacidad instalada actual de renovables no convencionales de los países europeos está en 19% en el Reino Unido, 26% en Alemania y hay casos de un 60% como en Dinamarca (Fuente: World Energy Council).
  - En Latinoamérica, Uruguay tiene un 17% y Brasil o Chile un 10% (Fuente: World Energy Council).
- Al comienzo de este escenario la Argentina tiene un 2% de renovables no convencionales.
- Si bien diversas tecnologías son tenidas en cuenta las más elegidas son la energía eólica y la solar (distribuida o no). En menor medida: geotermia y biomasa.

### Centrales Térmicas:

- Se moderniza el parque de generación térmica al instalar Ciclos Combinados.
- Se eliminan los combustibles líquidos en TV y CC (incluyendo biocombustibles) para el 2025. El gas es un combustible más limpio que el petróleo y el carbón por unidad calórica y es considerado por el WEC clave para transición energética.
- Se dan de baja todos los equipos a gas con una eficiencia menor a 35% y con más de 20 años de servicio.
- Se eliminan los equipos a diesel y no se agregan nuevos.

### Centrales Hidroeléctricas y Nuclear:

- Se propone continuar aumentando el parque nuclear e hidroeléctrico.
- En el caso de la energía nuclear, que los valores son mucho menores, se intenta siempre tener un proyecto en marcha para mantener los equipos técnicos activos.

### Resultados Finales:

- Con respecto a renovables no convencionales se propone alcanzar el objetivo del MINEM para el 2025 y tener un tercio renovables no convencionales para el 2040.
- El resto de la matriz eléctrica estaría compuesto por un tercio de energía térmica y casi un tercio por energía hidroeléctrica. Por último, se mantienen los valores actuales de 5% de energía nuclear.
- Se mantiene un margen de reserva mayor a 20% en todo el ejercicio.
- Los 4 grupos (Renovables, Térmicas, Hidroeléctrica y Nuclear) tiene aumentos en su capacidad instalada en valores absolutos entre fecha actual y el 2040.

### Producción de Gas:

Las fuentes para el aprovisionamiento de gas consideradas tienen la siguiente prioridad: reservorios convencionales, reservorios no convencionales (tight y shale gas), importación de Bolivia y finalmente importación de GNL. No se contempla la incorporación de biogás.

Se concuerda con la suposición que la producción de gas convencional es declinante y no se considera probable un descubrimiento de tal magnitud que pudiera modificar esta tendencia. La producción de gas propuesta se basa en el pronóstico del IAPG de actividad deseable o esperada. En este escenario se alcanza a la demanda en el año 2029 para luego convertirse en exportadores netos, si bien se exporta en verano, pero se importa en menor medida en invierno.

La importación de gas de Bolivia se incrementa hasta un máximo en los años 2023 y 2024, a partir del cual comienza a reducirse hasta hacerse cero en 2029. En el año 2023 se eliminan las importaciones de GNL, no siendo necesario ampliar capacidad de las instalaciones de recepción respecto de las existentes en la actualidad.

### Producción de Petróleo:

La producción de petróleo convencional declina a razón de 3% por año y no se considera como probable un descubrimiento de tal magnitud que pudiera modificar significativamente la declinación definida.

El petróleo no convencional se considera incorporado a partir del año y alcanza un volumen de casi 23 MMm<sup>3</sup>/año en el año 2040. Mayores volúmenes bien serían factibles, limitaciones logísticas de magnitud lo hacen poco plausible. Con las producciones estimadas, se elimina la importación en el año 2029, quedando a partir de ese mismo un pequeño saldo exportable. Se consideran dos ampliaciones de refinería de 8 kbpd cada una, que son representativas de los pequeños proyectos de ampliación que están actualmente en etapas de ingeniería en las refinerías existentes.

### Porcentaje de biocombustibles:

El WEC considera a los biocombustibles como una fuente de transición, similar al caso de gas. Si bien es clave que aumente su proporción para reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> equivalente, no se lo trata como una solución final. Los cortes elegidos son:

- Bioetanol: 10,3% actual y 17% a partir del 2030.
- Biodiesel: 8,7% actual y 15% a partir del 2030.
- Biodiesel Centrales Eléctricas y Bio Oil: 0% durante todo el modelo.

Los cortes elegidos se basan en números muy similares a los del escenario del MINEM al 2030. El crecimiento de estos cortes se realiza de forma gradual.

## Visión del escenario «CADER»

Las premisas que guiaron este escenario fueron:

- El escenario debe ser compatible con objetivos de descarbonización de la matriz acordados en París. En el año 2040, la matriz eléctrica debería tener un porcentaje lo suficientemente bajo de generación fósil como para ser eliminado en una década. El contexto mundial favorece la adopción de metas ambiciosas y penalización de las emisiones de GEI.
- Debe procurarse la minimización del costo ambiental y social de las medidas que llevan al cambio de paradigma desde la generación centralizada hacia la distribuida. Debe priorizarse políticas industriales de integración local. Costo promedio del MWh competitivo.
- Deben maximizarse los cobeneficios de la energización: creación de empleo local, seguridad energética, mejoramiento ambiental, desarrollo regional.
- En las ER y sus tecnologías facilitadoras (control/almacenamiento) se puede prever la continuación del descenso del costo a lo largo del periodo considerado por debajo de las opciones tradicionales.
- Las medidas facilitadoras de bajo costo y alto impacto anteceden a las inversiones en infraestructura de transporte y almacenamiento como ya ha ocurrido en casos de alta penetración.
- Se procura maximizar la flexibilización del sistema para la integración de fuentes renovables variables en la matriz eléctrica.
- Se pretende maximizar el URE y evitar activos bloqueados y encierros tecnológicos por el uso de fósiles.

En este, como en los escenarios anteriores (2013 y 2015), se han adoptado criterios que se revelaron muy conservadores para estimar la evolución de los costos y prestaciones (ej. factores de utilización) de las Energías Renovables (ER) y baterías. En el año horizonte de cada ejercicio (2030, 2035 y 2040) se adoptaron parámetros que en la actualidad ya han sido superados en el mundo y también, aunque con retraso, en Argentina. La tasa de interés aplicada a proyectos y los plazos de amortización de las tecnologías también resultan mayores que los usados en estudios similares. De este modo se explica un **costo** nivelado más elevado y mayor necesidad de reserva del sistema eléctrico en el escenario obtenido.

En el mundo, al igual que en Argentina, las energías renovables variables (ERV) presentan hoy los menores **costos** de generación eléctrica en sitios apropiados. Tanto en eólica como en solar costos de O&M y capital tienden a disminuir por mejoras continuas en eficiencia y factores de planta según curvas de aprendizaje con tasas bien establecidas que dan confiabilidad a las previsiones de los escenarios. El aumento del costo de las **emisiones de GEI** se traduce en ventajas crecientes para las ER, ya sea porque se carga directamente a los fósiles (como precio de carbono), por el costo diferencial de la financiación para estas fuentes (fondos climáticos), por medidas en el comercio (caso barreras en biodiesel) o en las inversiones (retiros de inversiones y activos bloqueados en fósiles).

La reducción relativa de demanda de electricidad por URE en transporte, en el sector residencial y en el sector industrial se verá potenciada por la sinergia con la adopción simultánea de ER en particular cerca del uso final. Esto determina economías de más de 20% que no aparecen en el modelo. Así ocurre en la electrificación con digitalización y redes inteligentes para la incorporación de ERV distribuida en esos tres sectores, como ser la aplicación de energía solar térmica y domótica en sector residencial e industrial.

Debido al gran aumento en la demanda eléctrica, la generación fósil no disminuye significativamente en valor absoluto hasta 2040, si bien hay un cambio en su composición: de ciclos combinados se pasa a turbinas de gas o motores con factor de uso decreciente. La electrificación de la matriz requiere un aumento neto de generación para sustituir usos de gas natural y otros combustibles en función de los costos decrecientes de las ERV. Esta reducción neta en la demanda global de fósiles debiera comenzar tempranamente para que la trayectoria de emisiones sea decreciente como ya lo

es la de generación eléctrica y apunte a los objetivos de descarbonización.

El resto de la demanda a cargo de combustibles fluidos puede ser abastecido con biocombustibles avanzados. La cogeneración que por sí misma reduce la combustión de hidrocarburos sería alimentada crecientemente por estos vectores bioenergéticos, como ocurre hoy con bioetanol de caña. Esta opción, al igual que las bioenergías, con o sin cogeneración, no fueron consideradas en este ejercicio. La producción de biocombustibles de segunda generación podría ser muy significativa en varias regiones reduciendo el consumo de gas natural y otros fósiles a partir de fuentes de biomasa de bajo costo y mejorando los saldos exportables. Existen nichos donde Argentina podría ser muy competitiva por sus bajos costos en producción de biomasa exportando bunker fuel marítimo o de aviación con **impacto positivo en la balanza comercial**. La síntesis de hidrógeno ( $H_2$ ) a bajo costo para ser usado en las biorrefinerías también puede capitalizar los excedentes eléctricos de ERV. A su vez, el costo de bio-oil debiera descender progresivamente en lugar de seguir el ascenso del fueloil como se ha propuesto en este ejercicio, ya que no competiría con usos de este fósil sino con biomasa para combustión y/o para producción de combustibles de segunda generación en biorrefinerías.

Bioetanol y biodiesel podrían ser sustituidos por biometano y biocombustibles de segunda generación en transporte y usos estacionarios. Biometano inyectado en ductos en escala y usado para transporte como GNC podrían ponerse en práctica muy rápidamente con costos descendentes. Así, la inyección en ductos superaría el 30% al 2040 que hemos asignado. Más adelante podría ser complementado con biocombustibles avanzados y luego con los derivados de *power-to-gas*. Estos últimos se obtienen a partir de ERV para síntesis de  $H_2$ .

Un aumento en la penetración de vehículos eléctricos e inteligentes también disminuiría la demanda de vectores para motores de explosión interna tanto fósiles como bioenergéticos abaratando la transición. El transporte eléctrico permitirá ahorros no solo en combustibles sino también en O&M por ser mucho más robusto. Por la misma razón mejorará el retorno del capital al gozar de factores de utilización más altos y mayores sinergias con uso inteligente (caso de usos compartidos). El masivo parque de baterías nuevas y usadas de los vehículos aumentaría la capacidad de almacenamiento eléctrico a bajo costo de todo el sistema.

En los sectores industrial y residencial el calor y la cogeneración por medio de biomasa, así como las medidas de respuesta de demanda lograrán reducir el uso de combustibles fósiles donde la electrificación y la energía solar térmica distribuida se revelen insuficientes. Estas acciones y otras basadas en el cambio de comportamiento del usuario en estos sectores rezagados cambiarán la curva de demanda reduciendo la necesidad de respaldo con generación fósil.

El rol principal de las centrales hidroeléctricas sería proporcionar respaldo a las ERV teniendo en cuenta los excedentes estacionales sobre todo estivales en energía solar. Sería posible acoplar ERV cerca del punto de conexión para optimizar el factor de utilización y transporte. Este es el caso de energía solar FV flotante y eólicas, que asegura generación en años secos. Tomando en cuenta esta evolución podrían sustituirse las centrales hidroeléctricas menos convenientes desde el punto de vista económico o ambiental, y destinar el ahorro a la flexibilidad del sistema.

La tecnología de solar térmica de concentración (STC) no se ha incorporado debido a los altos costos propuestos. A pesar de ello, creemos que serían relevantes dos aplicaciones: calor industrial de alta y media temperatura, incluyendo cogeneración. Así se sustituiría gas natural en la demanda. En generación eléctrica el mayor valor lo tendrían plantas asociadas a almacenamiento de más de 4 horas las cuales podrían complementar solar FV progresivamente en regiones de muy buen recurso con el uso de baterías acopladas a FV. Esto tendría lugar al llegar a la meta de 50 USD/MWh antes de 2030. Las baterías acopladas a ERV actualmente son la forma más económica de proveer capacidad adicional y resolver el excedente diario que de otro modo sería vertido o exportado. La meta de 100 USD/KWh de almacenamiento se podría alcanzar antes del 2030 en FV y posteriormente en eólica eliminando la necesidad de respaldo fósil.

La flexibilidad de la matriz eléctrica depende en gran medida de la variabilidad meteorológica y de su relación con la curva de demanda. Las recomendaciones BID-OLADE sobre la planificación de largo plazo en América Latina de la optimización del transporte eléctrico entre países valen también en el nivel nacional para reducir el costo en función de las complementariedades geográficas que presentan los regímenes de las ERV eólica, solar e hidroelectricidad y minimizar la probabilidad de déficit o excesos de generación estacionales. Otra medida para disminuir los costos de distribución y transporte es aumentar la proporción de ERV descentralizada más allá de los bajos montos adoptados en este ejercicio por el alto costo de generación resultante en él.

Nuestro escenario presenta valores muy altos de **generación de empleo**, tal como fuera deseado al igual que otros cobeneficios de las ER (desarrollo regional, seguridad energética, impacto ambiental positivo).

En cuanto a la **independencia y el balance comercial**, la importación de gas natural se reduce a largo plazo por la producción local de biogás y otros vectores bioenergéticos. En el primer caso su costo deberá disminuir por debajo de los 10 USD/MMBTU previstos uniformemente para todo el período, de modo tal que sea una fracción creciente del fluido en los ductos y en transporte (GNC). En el segundo caso, los combustibles líquidos y sólidos actuales se sustituirán por vectores avanzados a partir de recursos biomásicos de muy bajo costo como residuos y cultivos energéticos. Los excedentes para la exportación como se señaló en el caso del bunker fuel y los cobeneficios debidos a la descentralización y el ahorro de emisiones de CO<sub>2</sub> compensarán los mayores costos e importaciones en la primera fase de la transición. El **uso de suelo y de agua** será significativamente mejor que el de los biocombustibles de primera generación actuales que además requieren mayor costo de transporte hasta centros de procesamiento (caso soja).

El resultado procurado de desplazar fósiles en el sistema energético hacia fuentes renovables (eólica y solar FV en particular) con el consiguiente aumento de **robustez** sólo se ha logrado en el sistema eléctrico y en mucho menor medida en la demanda de otros sectores. Es esperable que otras opciones tecnológicas que aprovechan la excelencia de recursos locales lo hagan más diverso y confiable: bioenergéticos de segunda y tercera generación (incluyendo marinos), geotérmica, STC, eólica fuera costa, undimotriz, «power-to-gas». Todas y cada una de ellas tienen un gran potencial y contribuirían significativamente a la descarbonización, la flexibilidad de todo el sistema y el **balance comercial**. No han sido incluidas por haber sido consideradas en este ejercicio menos competitivas en costo respecto de eólica terrestre, FV, hidroelectricidad, baterías y actuales bioenergéticos. Sin embargo, esfuerzos sostenidos desde hace tiempo en la cadena de innovación de una paleta tecnológica tan amplia como esta permiten ser muy optimistas antes de 2040 en el mundo y en Argentina en cuanto a **diversidad energética primaria**. Otras opciones bajas en carbono como megahidro y nuclear presentan menor potencial económico y social y mayores impactos negativos.

En suma, se parte de una situación dominada por altos subsidios a la producción y consumo de combustibles fósiles que son la base de un sistema energético centralizado construido por más de un siglo en función de ellos. Antes de 2030 se requerirá la reversión de este cuadro para aprovechar las ventajas económicas, sociales y ambientales de un nuevo paradigma descentralizado en la generación de energía y basado en su uso racional. Las políticas y medidas procuran facilitar la incorporación de fuentes renovables dando prioridad a la flexibilidad del sistema y a la progresiva integración nacional en las inversiones necesarias para minimizar costos y dependencia externa.

## Visión del escenario «CÓRDOBA»

El escenario presentado por la provincia de Córdoba fue coordinado por el Consejo Asesor de Política Energética de Córdoba (CAPEC), que está integrado por instituciones intermedias, para el desarrollo de propuestas de políticas energéticas provinciales. La metodología de trabajo de CAPEC implica la generación de consensos entre los diferentes integrantes del Consejo.

El desarrollo de este escenario nos permitió comprender las distintas visiones y enfoques que plantearon los escenaristas, enriqueciendo nuestra posición. Asimismo, reafirmó el valor del proceso de generación de escenarios para el desarrollo de políticas públicas y marcos regulatorios a nivel nacional, así como a nivel provincial. Es por esto que hemos iniciado el proceso para la generación de Escenarios Energéticos para la provincia de Córdoba.

Los primeros consensos respecto del ejercicio de Escenarios Energéticos 2040 fueron los criterios que debía satisfacer. Los tres criterios adoptados son:

- El cumplimiento de la Ley 27.191 en lo relativo a la incorporación porcentual de fuentes renovables a la matriz de generación eléctrica de Argentina hasta 2025, proyectando con un criterio propio hasta 2040.
- El cumplimiento de los compromisos asumidos por Argentina en el Acuerdo de París, ratificado por el Congreso de la Nación y presentados en la COP22, respecto de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.
- Costo competitivo de la energía a nivel regional.

Con estos criterios consensuados, el ejercicio se focalizó en la diversificación de la matriz energética, reduciendo el aporte predominante de los combustibles fósiles por la incorporación de energías renovables, la activación de políticas de eficiencia energética que permitieron optimizar la demanda y la obtención de precios de energía que fuesen competitivos a nivel regional.

Asimismo, se previó la optimización del parque térmico reemplazando las máquinas de mayor antigüedad así como las de menor rendimiento. Dicha planificación se basó en la producción de gas creciente de Vaca Muerta hacia 2040.

Los objetivos de este escenario serán posibles con una integración energética regional que permita un intercambio (importación y exportación de energía) sosteniendo un saldo positivo para el país.

### Gestión de la Demanda

Se tomaron las siguientes medidas de eficiencia energética:

- **Calefones sin piloto:** Reemplazo al año 2040 del 50% de la totalidad de los calefones,
- **Calefones solares:** Instalación de 100.000 calefones por año en todo el período del escenario
- **Envoltente térmica:** Mejora de la aislación en edificios existentes en un 50% y a razón de 0,5% de los edificios al año,
- **Cambio modo calefacción:** Al año 2040 un 40% de hogares cambia su modo de calefacción de gas a electricidad,
- **Autos eléctricos:** 40% de autos eléctricos al 2040,
- **Buses eléctricos:** 100% de buses eléctricos al 2040.

Como medidas adicionales se adoptaron las siguientes:

- Aplicación del Programa de eficiencia energética (heladeras),
- Programa de Recambio de Lámparas LED en alumbrado público,
- Mejora de eficiencia en Motores Eléctricos en la Industria,
- Programa de Recambio de Lámparas LED en iluminación residencial,
- Sistemas de Gestión de Energía en empresas energético-intensivas.

Como resultado de la aplicación de las medidas mencionadas se produjo una reducción global de la demanda del 13,7% con respecto a la demanda tendencial (Business as Usual, BAU) hacia 2040. La reducción mencionada del 13,7% por fuente fue: +1 % electricidad, -19,4% gas distribuido, -22,4% nafta y -20% gasoil.

## Oferta de Generación

Para atender la demanda resultante, se definió una oferta de parque generador que se describe a continuación:

### • Generación Térmica

Se reemplazó gradualmente y se retiraron de servicio las plantas de generación térmica de menor disponibilidad, mayor antigüedad y de menor rendimiento. A su vez, se fueron incorporando centrales más modernas y eficientes.

El equipamiento térmico incorporado es a base de gas natural (Ciclos Combinados-CC) y turbinas de gas (TG).

La generación diésel (DI) distribuida se reemplazó gradualmente por tecnologías más eficientes.

No se tuvo en cuenta, para este escenario, la incorporación de nuevas centrales nucleares y se descartaron los proyectos de generación a base de carbón.

### • Generación Renovable:

De acuerdo con la legislación vigente, Ley 27.191, se proyectó alcanzar los 10.000 MW (21% de la matriz de potencia instalada) hacia 2025 con una proyección del 27% de la potencia instalada en 2030 y un 32% de la potencia instalada en 2040 con una composición de la matriz descrita de la siguiente manera:

- Energía Eólica:
 

Se lograron los 15.893 MW instalados en 2040. Esto se alcanzó por el aprovechamiento de los sitios con mayores factores de planta (Patagonia, Comahue y BAS). En las zonas con menor factor de planta se seleccionaron centrales de menor tamaño (del orden de los 10 a 20 MW) a los fines de mejorar algunos parámetros eléctricos especialmente en redes de media tensión. No se consideró incorporación de equipamiento eólico marítimo (off shore).
- Energía Solar:
 

Para la fotovoltaica se alcanzan los 7.404 MW instalados en 2040. Con similar criterio que para la energía eólica, el desarrollo se basa en el aprovechamiento de los sitios con mayores factores de planta (NOA y Cuyo). También se aprovecha el recurso, aunque en menor medida, en las zonas del Centro, NEA y BAS-GBA-LIT. En las zonas de menor factor de planta se previeron pequeñas centrales (del orden de los 1 a 10 MW) a los fines de mejorar algunos parámetros eléctricos especialmente en redes de media tensión. Se incorpora la Generación Distribuida y el Almacenamiento particularmente en las zonas de mayor disponibilidad de recurso y de mayor desarrollo urbano, llegando a un nivel de penetración en la matriz total de 0,45 % hacia 2040. Se definieron proyectos de energía solar concentrada en zonas de donde los niveles de radiación son elevados alcanzando los 2.170 MW en 2040.
- Energía Hidráulica
 

Teniendo en cuenta los proyectos definidos en el ejercicio se eligieron aquéllos que están en el orden de los 300 MW o menores, teniendo en cuenta el impacto ambiental de las centrales, especialmente las de gran tamaño. Sólo se consideraron las grandes centrales como Cóndor Cliff (año 2026), La Barrancosa (año 2026) y Chihuido I (año 2030). En cuanto a la minihidráulica se consideró el 96 % de los proyectos disponibles en el ejercicio.

### ○ Otras Renovables:

Se priorizó el aprovechamiento de los recursos locales (regionalizar las renovables en función de la disponibilidad geográfica del recurso de Biomasa, Biogás, RSU). Se eligieron módulos de potencias del orden (1 a 10 MW). Al igual que para energía solar y eólica uno de los objetivos es de mejorar algunos parámetros eléctricos especialmente en redes de media tensión.

### ○ Importación y Exportación de Energía Eléctrica

Se consideraron la integración y los intercambios energéticos a nivel regional. Dicha situación permite un mejor aprovechamiento del potencial renovable disponible y una mayor estabilidad a la red. El intercambio previsto hacia 2040 se ubica en el 0,6 % promedio de la energía.

## Hidrocarburos

### ○ Gas:

Se decidió un sostenido desarrollo de gas no convencional a partir de los recursos disponibles en la Cuenca Neuquina a razón de un crecimiento del 3% anual hasta 2026, desde 2027 con un 5 % anual hasta 2032 y desde 2033, con un porcentaje de crecimiento que se va reduciendo progresivamente hasta alcanzar el 1,5 % en 2040. Se tiende a disminuir el uso de GNL a expensas del uso de gas no convencional, reduciendo el porcentaje de gas importado, principalmente de Bolivia. La reducción se hace de manera gradual, primero con el gas licuado, y luego con el gas de Bolivia. Las necesidades se cubren con gas convencional y con gas no convencional. La producción de gas no convencional crece hasta 2040 permitiendo reducir la importación de gas de Bolivia hasta 2032, al igual que la importación de gas licuado hasta 2030.

### ○ Petróleo:

Se consideró un incremento en la producción de no convencional, con un crecimiento del orden del 1,5 % promedio anual hasta 2026, desde 2027 con un crecimiento del 0,6 % anual hasta 2031 y desde 2032, con un porcentaje de crecimiento el 1,4 % promedio anual hasta 2040. Además, se supuso un aumento en la capacidad de refinación de manera que acompañe al incremento de producción, ampliándola a razón de 8 mil m<sup>3</sup>/día en 2025, 2030, 2035 y 2040.

Fueron considerados cortes crecientes de biocombustibles, alcanzando el 20% de biodiesel en el gas oil y 20% de bioetanol en naftas, respectivamente en 2040. Para centrales eléctricas el corte de biodiesel se definió en un 11,9 % para 2040.

## Conclusiones

Los criterios asumidos, sumados a las decisiones en la gestión de la demanda y en la oferta, permitieron obtener un escenario que presenta costos razonables para la energía eléctrica sin perder de vista el impacto en las emisiones y manteniendo la consigna del margen de reserva de potencia (20%).

## Visión del escenario «FARN-UNICEN»

Con el objetivo de promover el desarrollo sustentable reflejado en la Agenda 2030 de los Objetivos de Desarrollo Sustentable (ODS), el Escenario Energético elaborado conjuntamente por FARN y UNICEN intenta abordar proyecciones para el desarrollo energético de nuestro país con una mirada integral que contemple no sólo su viabilidad técnico-económica, sino también sus implicancias sociales, económicas y ambientales, vitales a la hora de la toma de decisiones para la necesaria transformación del sector.

Los combustibles fósiles, la energía hidroeléctrica de gran escala, y la energía nuclear tienen consecuencias sociales, económicas y ambientales que no contribuyen al desarrollo sustentable. Las inversiones en estas tecnologías son de largo aliento, y por lo tanto dejan al país receptor atrapado por décadas en el uso de esos recursos y en la infraestructura y tecnologías de transformación. De este modo, difícilmente se pueda alcanzar una transición energética hacia una matriz diversificada, basada en recursos renovables, y en línea con los ODS y el Acuerdo de París sobre cambio climático. En este escenario se decide no invertir en nuevos desarrollos en energía nuclear, en grandes represas hidroeléctricas ni en la explotación de hidrocarburos, incluidos los no convencionales. Al ya mencionado «encierró» tecnológico, se agregan los daños ambientales, incluidas las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), el alto grado de concentración económica, y los altos niveles de conflictividad social que muchos de esos emprendimientos conllevan.

Este escenario también restringe el crecimiento de los biocombustibles por las implicancias en la producción de alimentos y la posible expansión de la frontera agropecuaria a expensas de ecosistemas que brindan servicios vitales, como los bosques nativos y los humedales. Es por eso que sólo se considera un incremento marginal de los biocombustibles que no altera la superficie sembrada actualmente de los cultivos utilizados para su producción.

Se considera un desarrollo moderado de la movilidad eléctrica individual con base en baterías de litio, teniendo en cuenta las implicancias ambientales y sociales de la explotación de este mineral, que en nuestro país se ubica en territorios de pueblos originarios. El escenario enfatiza la necesidad de un cambio modal a favor del transporte público.

Finalmente, el escenario considera un gran desarrollo de las energías renovables hacia 2040. Aun cuando se consideran valores conservadores de penetración, las energías renovables pasan a ser la principal fuente de energía, descarbonizando la matriz eléctrica casi en su totalidad hacia el 2040, dejando la generación a partir de hidrocarburos limitada a centrales de cogeneración de muy alta eficiencia y otras centrales termoeléctricas utilizadas únicamente como reserva de potencia firme.

Respecto a la gestión de la demanda, el escenario FARN-UNICEN utiliza las opciones disponibles en este ejercicio de manera criteriosa, analizando la factibilidad de implementación de cada una de ellas a lo largo del período analizado.

### Limitaciones del modelo

El modelo utilizado presenta varias limitaciones. En primer lugar, el modelo da cuenta únicamente de los aspectos técnicos y económicos de los escenarios, con la única excepción de las emisiones de GEI. Así, la posibilidad de diseñar un escenario que optimice todas las variables en juego que hacen a la sustentabilidad económica, social y ambiental, queda limitada. Los indicadores de sustentabilidad energética que acompañan al modelo intentan suplir esta falencia, pero son insuficientes y no logran el objetivo.

En cuanto a la gestión de la demanda, el modelo sólo acepta algunas medidas de eficiencia energética, pero no brinda, por ejemplo, la posibilidad de incluir en el escenario medidas de que fomenten la movilidad sustentable, con cambios modales de transporte que favorezcan lo colectivo por sobre lo individual.

Con relación a la oferta energética, el modelo no contempla las mejoras esperables en el futuro de los rendimientos de las tecnologías para la producción de energía renovable, aunque sí lo hace para tecnologías de generación a partir de combustibles fósiles. Tampoco tiene en cuenta la previsible reducción de los costos de inversión de las energías renovables, lo que penaliza a aquellos escenarios que, como el de FARN-UNICEN, promueven el uso de estas tecnologías.

Por último, el modelo no contempla los costos reales de la producción de gas natural y petróleo, en particular de los no convencionales, tomando en su lugar el precio de estos energéticos, lo que distorsiona la comparativa entre las distintas fuentes de energía.

### Principales Resultados

Se resaltan tres aspectos del escenario FARN-UNICEN: la matriz eléctrica y el uso de recursos energéticos renovables, las emisiones de GEI y la balanza comercial del sector.

La energía eléctrica renovable generada hacia 2040, representa un 85% de la generación total, descarbonizando y diversificando la matriz energética de manera notable. El consumo de combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica a 2040 se mantiene sólo para garantizar el margen de reserva mínimo necesario, con excepción de las plantas de cogeneración de alta eficiencia.

En cuanto a la intensidad de emisiones tanto de energía primaria como de energía eléctrica, se puede ver un marcado decrecimiento en ambos indicadores, lo que muestra un uso más racional y eficiente por un lado, y una oferta de energía baja en carbono por otro. A pesar de ello, el crecimiento poblacional y la demanda final asociada siguen arrastrando las emisiones totales de GEI del sector hacia arriba, lo que implica la necesidad de implementar más y mejores medidas que apunten a reducir el consumo final, en particular el asociado al residencial y al transporte.

En cuanto a la balanza comercial del escenario, si bien el nivel de importación de hidrocarburos es importante, se podría compensar gracias a la exportación de energía eléctrica de origen renovable. La importación de gas natural y petróleo es una medida que, eventualmente, se puede revertir sin grandes apremios a medida que nuevas políticas se implementen para hacer más racional y reducir el consumo final de estos recursos, a diferencia de los escenarios que incorporan el uso de estos energéticos a partir de la explotación de gas natural y petróleo no convencionales. Como se sabe, la explotación de estos recursos necesita de grandes capitales e inversiones de largo plazo que requiere de varias décadas para su amortización, dejando al país atrapado en la explotación de recursos concentrados y contaminantes, contrario a los ODS, al Acuerdo de París y a la visión de FARN-UNICEN.

En resumen, el escenario FARN-UNICEN muestra que es posible una transformación del sector energético basado en recursos renovables, diversos, no concentrados, de bajo impacto ambiental y social, y con la posibilidad de desarrollarlos con tecnología local, sin la necesidad de continuar expandiendo el uso de recursos económicamente concentrados y de alta conflictividad socioambiental como la energía nuclear, las grandes represas hidroeléctricas y los combustibles fósiles no convencionales.

La limitación mencionada anteriormente en relación con no poder diseñar el escenario en función de un conjunto comprensivo y balanceado de variables ambientales, sociales y económicas hace que este escenario deba ser revisado en el futuro teniendo en cuenta estos aspectos que, en definitiva, son los pilares de la sustentabilidad energética, y del desarrollo sustentable en su sentido más amplio.

## Visión del escenario «FEP»

Nuestro escenario tiene como premisa principal estar en línea con los objetivos climáticos que emergen del Acuerdo de París (2015). Esto significa que debe enmarcarse en un proceso de descarbonización de la economía global desde el presente hacia el año 2050. Dentro de este proceso, la Argentina deberá realizar un esfuerzo coherente para abandonar los combustibles fósiles para mediados de este siglo. Es el sector energético el que debe realizar el esfuerzo mayor y sin demoras.

Además de que el escenario eléctrico planteado tiene como objetivo ser de cero emisiones en el 2050, también se procura que ese objetivo sea alcanzado minimizando otros impactos ambientales y procurando una transición armónica tanto en la dimensión social, tecnológica como económica.

La primera observación que surge en la construcción del presente escenario es la constatación del enorme valor que tienen la adopción de acciones tempranas, es decir que las demoras en iniciar la transición nos obligan a tener que flexibilizar algunas premisas que adoptamos en escenarios anteriores. Como el presente escenario se realiza varios años después del anterior y en el tiempo transcurrido el sistema energético argentino no tuvo ninguna dinámica en favor de la transición, el punto de partida hoy es similar o peor que el anterior escenario, pero con menos tiempo disponible de aquí al 2050. Acortar los tiempos para la transición la hacen más costosa y menos flexible a la hora de tomar decisiones.

La construcción de un escenario eléctrico cero emisiones al 2050 y de bajo impacto implica el abandono de los combustibles fósiles, la desnuclearización del mismo, evitar la construcción de grandes represas hidroeléctricas y hacer un uso de la bioenergía compatible con el desarrollo sostenible (otros usos del suelo, biodiversidad).

Debido a la demora en iniciarse el proceso de transición energética y al haberse adoptado en los últimos años medidas contrarias a los principios rectores de este escenario, tales como la puesta en marcha de la central atómica de Atucha II y la construcción de las represas sobre el Río Santa Cruz, este escenario posee algunas características que lo diferencian de nuestra versión previa. Una de ellas es que el cierre de las plantas nucleares debe demorarse hasta el 2040, en el anterior eso se lograba para el 2035. También en este nuevo escenario hay más presencia de energía hidroeléctrica, en este nuevo escenario la nueva potencia se concentra en PAH y también en centrales de porte mediano (hasta 300 MW) en la región de Cuyo y el Comahue.

En cuanto a las medidas de eficiencia energética hemos adoptado las máximas medidas en todas aquellas que el modelo nos permitía, ya que se tratan de opciones viables tecnológicamente, aunque repercutan en mayores costos económicos para el escenario. Sin medidas radicales en materia de eficiencia, es muy difícil lograr la transición necesaria en base a los objetivos enunciados.

Al mismo tiempo que se adoptan todas las opciones de eficiencia energética, se maximiza la electrificación de la matriz de usos finales de la energía. Tanto en algunas opciones de modalidad de consumos residenciales como en la electrificación de la movilidad. Respecto a esto último, se asumió un escenario en la que la totalidad de los buses son eléctricos para el 2030 y los automóviles eléctricos alcanzan el 60% para el 2040.

En materia de biocombustibles hemos mantenido la hipótesis utilizada en nuestro anterior escenario en alcanzar un corte del 20% para los combustibles destinados al transporte, aunque en este caso ese porcentaje se alcanza en el 2040. Los biocombustibles utilizados en la generación eléctrica llegan al 100% para biodiesel y el 5% para el bio-oil. Las máquinas térmicas en base a fósiles se las mantienen funcionando en el mismo porcentaje de gas y combustibles líquidos a los que funcionaron en el año base, asumimos esa hipótesis conservadora, aunque los combustibles líquidos van migrando al corte con biocombustibles tal como señalamos anteriormente.

El parque térmico fósil se va retirando progresivamente mientras se va incorporando potencia re-

novable y procurando la descarbonización del sector. Van saliendo las máquinas más viejas, las más ineficientes y más caras, sólo dejando máquinas eficientes y basadas en gas natural.

Como ya lo señalamos en anteriores ejercicios, consideramos que un escenario de bajas emisiones requiere de mayores intercambios eléctricos con los países vecinos, ya que eso permite maximizar el aprovechamiento de las renovables. Esto requerirá, sin duda, de un marco regulatorio e institucional regional sólido. Hacia el final del período suponemos un intercambio neto igual a cero, con importaciones y exportaciones en el orden de un 1% de la oferta o demanda de energía eléctrica anual del sistema. Esto repercute en nuestro indicador relativo a la independencia energética, pero es un costo que el modelo impone ante la hipótesis asumida.

El escenario procura lograr la independencia de las importaciones de gas, petróleo y sus derivados, lo que se alcanza a través de una transición que implica salir progresivamente de un rojo de USD 1.080.000.000 en el año base a un saldo a favor de USD 2.725.000.000 en el 2040.

Para el suministro del petróleo, la premisa dominante ha sido la de desarrollar el *shale* con el objetivo de ir sustituyendo progresivamente la declinación de los yacimientos convencionales (-2.5%/anual) cubriendo la totalidad de los requerimientos de cada año con producción local y lograr sustituir las importaciones hacia fines del escenario. No se incorporan nuevos módulos de refinerías y, por el contrario, decrece el factor de utilización de las actuales debido a la mayor independencia del escenario de este recurso hacia el 2040.

En el caso del gas, la hipótesis ha sido similar pero con algunos agregados que hacen al desarrollo de este sector un poco más agresivo que el anterior: cubrir la declinación del 2,5% anual de los yacimientos convencionales abasteciendo la creciente demanda de gas (1,6% a.a), limitar la importación de Bolivia, Uruguay y Chile y eliminar la importación de GNL llegando a algunas exportaciones hacia fines del escenario que ayuden a la balanza comercial. Se incorpora la producción de Biogás inyectado a las redes de distribución (1% del Gas en redes) a partir del 2023 con proyectos pilotos a partir de rellenos sanitarios y luego a partir de residuos ganaderos siguiendo las experiencias actuales de Brasil.

Se suponen las inversiones en fósiles cuidando que las mismas prevean la declinación en la producción y su desactivación para el 2050.

El siguiente cuadro muestra cómo es la inserción de las diferentes fuentes de energía en el 2030, 2035 y 2040 en el presente escenario 2040-EE, en comparación con los escenarios de Los Verdes previamente realizados, 2015-EE y 2013-EE.

Escenario Versión	Eólica	Biomasa	Biogas	Solar	Geot./Marit.	Hidro	GN+LiqFós.	Nuc.	Almac.
2040 - EE2040 (2018)	45%	10%	1%	19%	0%	15%	9%	0%	1%
2035 -EE2040(2018)	39%	10%	1%	13%	0%	19%	14%	4%	2%
2030 - EE2040 (2018)	31%	8%	1%	9%	0%	23%	22%	5%	1%
2035 -EE2035 (2015)	39%	15%	14%	10%	1%	19%	19%	0%	0
2030 - EE2035 (2015)	27%	21%	11%	6%	1%	22%	23%	3%	0
2030 - EE2030 (2013)	29%	6%	9%	12%	2%	17%	19%	0%	0

## Visión del escenario «FVS»

### Conceptos generales

Los fundamentos sobre los cuales se apoya el escenario de Fundación Vida Silvestre (FVS) son aquellos que intentan materializar una visión que converge hacia el año 2050 en un Sistema Energético Sustentable.

Esta propuesta busca minimizar y evitar cuando es posible los impactos y riesgos: i) **sociales** causados por las grandes obras hidroeléctricas y centrales termonucleares y ii) **ambientales**, alineándose con la descarbonización de la matriz nacional hacia el año 2050 y evitando la pérdida de biodiversidad, afectación a ecosistemas, minimizando la conversión de ambientes naturales con fines energéticos.

Se buscaron aquellas alternativas que optimicen la relación costo beneficio, teniendo en cuenta que las externalidades que tienen varias de las fuentes energéticas convencionales no aparecen en los cálculos.

Dados estos argumentos básicos, sólo concordamos con el uso del Gas Natural como transición, si su uso y desarrollo se encuentra claramente acotado en el tiempo y se alinea con la drástica disminución de emisiones en el 2050 bajo el límite impuesto por las emisiones admisibles de GEI que determinan los estudios científicos.

El camino hacia la reducción del consumo es prioritario, de no hacerlo no habrá posibilidad de avanzar hacia un modelo viable y sustentable.

Dados las explicaciones anteriores, se considera que gran parte de la solución se encuentra en la **electrificación del consumo energético**, para lo cual debemos desactivar gradualmente el consumo de combustibles fósiles. Debe detenerse y estudiarse la necesidad de extender las redes de distribución de gas natural en los sectores residencial y comercial y público desarrollando una política agresiva que comprenda todos los sectores involucrados, tanto en la oferta, transmisión, distribución y usos finales, incluyendo las empresas que manufacturan aparatos que consumen gas. Análogamente deberá procederse con los combustibles líquidos.

### Restricciones del modelo

El modelo utilizado tiene algunas limitaciones técnicas, de falta de información y de imposibilidad de plasmar un sinnúmero de alternativas que afectan seriamente la visualización del escenario tal cual nuestra institución lo entiende.

Estas limitaciones van desde la imposibilidad de modelizar adecuadamente tecnologías como las de almacenamiento en baterías, como la correcta cuantificación e incorporación de políticas del lado de la demanda.

En este contexto, nuestra propuesta de representa la **mejor adaptación** de nuestra visión al modelo y a los parámetros acordados para la planificación, pero no reflejan nuestra verdadera intención.

### Aspectos ambientales

Los impactos ambientales relacionados con los sistemas energéticos son múltiples. El más relevante por su alcance es el Cambio Climático (CC), pero existen otros a escala regional y local que deben ser tenidos en cuenta por el gran daño que provocan.

Comenzando con el **Cambio Climático**, la ciencia establece un límite de emisiones máximo posible para sostener el clima terrestre estable. Más allá los riesgos y la incertidumbre de causar alteraciones irreversibles, crecen fuertemente. La Naturaleza no negocia esta cuota de emisiones. Cada habitante del planeta debe hacer su esfuerzo, sin dejar de tener en cuenta en los cálculos las res-

pensabilidades de quienes emitieron y emiten más. Dicho esto, el escenario incorpora las siguientes decisiones:

- Reducir fuertemente las emisiones de GEI en combustibles en línea con su eliminación hacia el año 2050: apelando a las energías renovables para producir electricidad y combustibles como biomasa, biocombustibles y biogás.
- Reducir la demanda y descarbonizar el consumo, todo lo que el modelo acepta.

Más allá del Cambio Climático, considerando los enormes impactos concretos o riesgos potenciales para la salud humana y el medio ambiente **se evitan: centrales a carbón, centrales nucleares y los grandes proyectos hidroeléctricos de río de llanura, excluyendo también a las represas del Río Santa Cruz.**

Dentro de las consideraciones ambientales deben considerarse también aquellas relacionadas con las energías renovables en cuanto a su localización, reciclado y disposición final de los productos al fin de su vida útil.

### Políticas de demanda de energía

La demanda justifica la oferta. Las políticas energéticas deben pensarse a partir de una demanda energética estudiada basándose en los servicios energéticos a proveer. Esta visión está inconvenientemente representada en el modelo de la Plataforma Escenarios Energéticos. A partir de ello, los resultados demuestran que es prácticamente inviable una política energética que no contemple esta modalidad en forma adecuada. Debe buscarse el desacople entre PBI y consumo de energía como ocurre en otros países. El crecimiento ininterrumpido del consumo por más de 20 años genera una enorme presión al sistema, que fuerza el modelo a soluciones distorsionadas, lejos de la realidad y lejísimos de la sustentabilidad.

El principal sector de consumo de energía del país, el transporte no incluye en el modelo, las medidas de eficiencia más efectivas utilizadas actualmente en muchos países del mundo y de la región.

Tampoco el modelo evalúa la generación de empleos en UREE, ni el cambio de comportamiento formulado en la comunicación del *Energy Transitions Working Group* del G20 en junio de 2018 en Bariloche.

Todo esto deriva en que los resultados del modelo demuestran la imposibilidad de bajar las emisiones al 2040, sin la incorporación de las medidas no incluidas.

Es por esto que, hemos aceptado todas las medidas de reducción del consumo en su máximo nivel, sabiendo que, el modelo les atribuye un costo muy elevado a algunas de ellas (vehículos eléctricos, aislación térmica).

Para corregir estos altos costos, es necesario incorporar en la comparación no sólo el ahorro entre una tecnología y otra, sino el conjunto de opciones de intervención que existen: incentivos y desincentivos económicos, desarrollo de I+D en áreas críticas de consumo, entre otras, que reducen sus costos.

### Fuentes de energía y tecnologías de oferta

El suministro de **gas natural** se incrementa a nivel local hasta el año 2030, en donde proponemos un pico de producción. Posteriormente comienza un sendero de declinación de la producción local. Durante este período, deberán activarse las políticas de desgasificación de la matriz argentina. Nuestro escenario no promueve el desarrollo del yacimiento de Vaca Muerta.

La hipótesis del desarrollo de Vaca Muerta, además de apuntar en contra de la sustentabilidad, considera y asume una serie de supuestos, muy riesgosos y difícilmente cumplibles tales como: i) la



posibilidad de exportación de gas, siendo que existen otros productores de gas mejor posicionados geográficamente y económicamente y que, los países de la región están desarrollando matrices descarbonizadas, ii) la no consideración de la aparición de barreras para-arancelarias que castiguen las matrices intensas en CO<sub>2</sub> que penalicen el consumo de combustibles fósiles.

Para diversificar la matriz y reducir la presión sobre los combustibles fósiles se implementaron 530 MW de motores funcionando con biocombustibles, 1.050 MW con biogás y 7.500 MW con biomasa. La **biomasa** produce un aporte significativo del orden del 8,4% en términos de biomasa y 1,8% el biogás.

Los **proyectos eólicos** proporcionan el 32% de la energía eléctrica en el año 2040 habiéndose incorporado en el año horizonte al sistema eléctrico, 31.000 MW.

En **energía solar**, la producción alcanza a los 17,2% de energía y 27.500 MW de potencia eléctrica. La generación distribuida no se ha desarrollado fuertemente en el modelo ya que los supuestos de precios son muy altos alcanzando sólo los 900 MW.

No se adopta tecnología de **incineración de residuos** para producir energía, por sus potenciales impactos ambientales y sociales.

También se asigna una participación importante a los **proyectos hidráulicos**, con unos 4.050 MW, incluyendo todos los proyectos vigentes menos las grandes centrales de pasada en la región del NEA y NOA, en ríos de llanura, y los proyectos Cóndor Cliff - Barrancosa, por sus fuertes impactos ambientales y sociales negativos. Los proyectos **minihidros** se incorporan hasta completar el potencial existente según los estudios de 440 MW.

Lamentablemente el modelo no incluye la repotenciación de las centrales hidroeléctricas existentes, política aplicada con éxito en otros países, por ejemplo EE.UU., es una opción que debería contemplarse en el modelo.

La tecnología **geotérmica** se consideró con una participación de 740 MW.

No se contemplaron nuevos **proyectos nucleares**, así como, a su vez, se procedió al retiro de Atucha I en 2035. Por sus altos costos y potencial peligro a la salud humana y al ambiente.

Se descartaron los **proyectos a carbón**.

Los **proyectos mareomotrices** también se descartaron por su alto costo y su impacto ambiental.

El **total de potencia eléctrica incorporada** asciende al final del período, en el año 2040, a 89.900 MW. Debe considerarse que la alta cifra de potencia eléctrica incorporada al sistema se justifica por i) la alta penetración de energía renovable intermitente, ii) la migración de usos finales, cuya fuente son los combustibles, a la electricidad, como lo son el caso de la calefacción residencial y los vehículos eléctricos, dos grandes usos de gas y combustibles líquidos respectivamente y iii) una reducción de demanda eléctrica acotada en el escenario.

### Para concluir

Queremos resaltar la importancia de incluir en las políticas energéticas un alcance amplio y un desarrollo institucional adecuado que refleje la matriz que buscamos. Las instituciones deben responderse con la visión a futuro sin quedar atrapadas en la historia energética del país.

Este ejercicio muestra tan sólo un aspecto de la formulación de un escenario energético. Sólo podremos plasmar una Visión Sustentable del Sistema Energético si las instituciones se adecúan al peso de las nuevas tecnologías y a los cambios de modelos conceptuales; si los temas ambientales y sociales no quedan subordinados a los intereses económicos del sector energético y; si la conducción de los temas energéticos en los ministerios es ejercida por referentes que encarnen los nuevos paradigmas y no los viejos.

## Visión del escenario «NOA»

El escenario NOA lo conformamos un grupo de instituciones académicas y de la sociedad civil de Salta y Jujuy. Nucleados por el Consejo Profesional de Agrimensores, Ingenieros y Profesionales Afines (COPAIPA), se encuentran la Universidad Católica de Salta, la Universidad Nacional de Salta, la Universidad Nacional de Jujuy, el Instituto de Investigaciones de Energías No Convencionales (INENCO-UNSA-CONICET), la Comisión Nacional de Energía Atómica Regional Noroeste, y el Colegio de Ingenieros de Jujuy.

Estamos convencidos que el debate sobre el desarrollo energético tiene que reorientarse. Esto requiere debates amplios, transparentes, y fundamentalmente participativos, ya que no se puede dejar la política energética librada a intereses sectoriales, ni pensar que las soluciones tipo «bala de plata», como Vaca Muerta (o el viento de la Patagonia), serán la salvación de nuestro país.

En este sentido, el escenario energético que visualizamos se enmarca en nuestra visión de país. Creemos que el país tiene el legítimo derecho a usar **todos** sus recursos de manera responsable, sustentable y eficiente, pero al mismo tiempo usar dichos recursos para **impulsar el desarrollo del país**, ya que crecimiento no es igual a desarrollo. Aquí marcamos una postura definida, los mercados energéticos mostraron sin lugar a duda que poseen limitaciones que no pueden ser superadas por sí mismos, y que la intervención del Estado en su rol de impulsor de políticas estratégicas es necesaria. El desarrollo que visualizamos es la adquisición de capacidades productivas, utilizando y desarrollando tecnologías y organizaciones a través del uso de los recursos naturales que dispone el país.

Desde el lado de la demanda, creemos también que se puede trabajar fuertemente, sobre todo en aquellos sectores donde participen empresas locales, innovando y generando equipamientos cada vez más eficientes y ajustados a nuestros requerimientos. Es por eso que pensamos en una fuerte penetración de equipamientos que reemplacen o mejoren el uso de gas natural, como calefones sin piloto, calefones solares y aires acondicionados, iluminación (tanto de edificios como alumbrado público), los cuales deberían ir de la mano de políticas de promoción industrial y planes para el reemplazo de equipos, no podemos esperar que solamente la señalización de la eficiencia provoque la transformación en los usos.

Lo mismo sucede con la política de electrificar todo el parque de colectivos urbanos, estimado por la Plataforma en casi 50.000 unidades al año 2040. Si bien creemos que debe replantearse toda la política de movilidad urbana (alternativa no prevista por la Plataforma), pensamos que no es un número grande de vehículos, por lo tanto, se puede aplicar una política de asociación con alguna empresa para producir esos vehículos en nuestro país, en el menor tiempo posible. En cambio, respecto a la política de incentivos para los autos eléctricos, no creemos que deba incentivarse tanto y que Argentina seguirá las tendencias mundiales, donde se espera que al año 2040 el 50% de la venta de automóviles nuevos, sea alguna combinación de vehículo eléctrico/híbrido.

Con el set de medidas de eficiencia energética y ahorro de nuestro escenario llegamos a reducir un 17% la demanda respecto de la propuesta en el ejercicio, con los mayores ahorros en gas natural, llegando a un ahorro del 30% respecto a la demanda propuesta. Lo mismo sucede con los consumos de nafta y gasoil, donde los ahorros rondan un 20%, por una mayor penetración de biocombustibles, la conversión parcial del parque automotor y de la totalidad de colectivos urbanos a electricidad. Estos cambios en energéticos para diversos usos impactan claramente en una mayor demanda eléctrica, a pesar de los ahorros efectuados.

Por el lado de la oferta energética, somos conscientes que nos encontramos a las puertas de una transición energética, que debe ser direccionada a través del Estado para poder aprovecharla de la mejor manera posible. Esto implica repensar muchos paradigmas que rodean al sistema energético, dejar de lado ideas preconcebidas y buscar nuevos mecanismos para incentivar fuentes energéticas que no tuvieron desarrollo desde que se liberalizó el mercado, a principio de los años '90.

La primera fuente a la que recurrimos es la hidroeléctrica. Argentina apenas usa un 25% de sus recursos hidroeléctricos, cuantificados en alrededor de 45.000 MW de potencia. Consideramos que es un recurso limpio, con las menores emisiones de CO<sub>2</sub>, la mejor eficiencia, una gran vida útil (llegando a casi 100 años, más que cualquier otra tecnología), y que además permite una mejor inserción de las energías renovables no despachables. Además, debido a la geografía de nuestro país, ese recurso representa la posibilidad de aprovechamientos multipropósitos para el desarrollo agro-industrial y recreativo. El plan que pensamos podría haber incluido más centrales, pero nos limitamos a las propuestas por la Plataforma.

El desarrollo hidroeléctrico lo pensamos a partir de la segunda mitad de la próxima década y se fundamenta en dos pilares. El primero, desarrollar los proyectos, presentarlos a la sociedad, priorizarlos y generar los consensos necesarios. El segundo es financiero y operativo. El desarrollo de este tipo de centrales es altamente demandante en capitales, gran limitación para nuestro país. Entre los años 2023 y 2027 vencen las concesiones de casi 5.800 MW hidroeléctricos. Creemos que se no se deben renovar y pasar a formar parte de una gran empresa que utilice los recursos generados por esas centrales para el desarrollo de las nuevas, generando un círculo virtuoso. Así como *Eletrobrás* es el propietario (solo o asociado) de más de 155 GW de potencia hidroeléctrica, o el caso de Noruega, donde más del 90% de la potencia hidroeléctrica es propiedad de empresas cuya titularidad es del Estado. Asegurado el financiamiento, nuestro país tiene tanto los recursos materiales y humanos, como tecnológicos, para encarar un plan de construcción de 10.000 MW de centrales hidroeléctricas de todo tipo en 15 años (a un promedio de 3.300 MW por quinquenio). Hace cuarenta años, Argentina construyó en el mismo período de tiempo (entre los años 1970 y 1985) 6.500 MW en represas.

Otro pilar básico de nuestro plan es un desarrollo planificado de las energías renovables no despachables de implementación masiva, básicamente la eólica y solar. Ambas fuentes poseen casi el 50% de toda nueva potencia a instalar en nuestro plan (30% eólica - casi 19.000 MW y 20% la solar - casi 12.000 MW). En el caso de la energía eólica, hay que aprovechar los fabulosos recursos que posee nuestro país, pero hacerlo de manera planificada. Después que se instalen los casi 4.000 MW licitados en los diversos planes RenovAR, a partir del año 2020, se irían incorporando en forma escalonada 600 MW - 700 MW - 900 MW a lo largo de todo el período de estudio. Este horizonte firme, escalonado, permitiría realizar acuerdos con fabricantes de generadores eólicos para que se instalen en Argentina, creando las capacidades productivas necesarias para nuestro ideal de vinculación entre el sector energético y el desarrollo productivo.

Respecto a la energía solar, nuestro plan contempla una instalación anual promedio de 500 MW de paneles fotovoltaicos. Inicialmente, la mayor instalación se dará en parques solares para generación a gran escala, sin embargo, a medida que evolucionen las redes eléctricas y bajen los costos, se contempla que cada vez exista una mayor penetración de la generación fotovoltaica distribuida. La implementación de la energía renovable no despachable pensamos que sea acompañada, de tecnologías de almacenamiento eléctrico a escala masiva. Si bien nuestro mayor almacenamiento serán los embalses hidroeléctricos, también pensamos en la incorporación de casi 5.000 MW de almacenamiento en baterías, para capturar toda energía adicional que se produzca en centrales eólicas y solares e inyectarla a la red cuando sea necesario, para evitar vertidos o faltantes de energía. El carácter modular de esta tecnología, es ideal para un crecimiento sostenido. Aquí también, pensamos que nuestro país tiene que hacer uso de sus recursos minerales (el litio, en este caso), desarrollar la tecnología y aprovecharla industrial y comercialmente.

El tercer gran recurso que pensamos debería utilizar nuestro país es el nuclear. Es la fuente energética más segura a nivel mundial, la que menos recursos consume por energía generada, en la cual Argentina tiene grandes capacidades logradas a lo largo de los años. A pesar de los anuncios del gobierno de cancelar la construcción de la cuarta y quinta central de origen chino, creemos que éstas son necesarias para el desarrollo de una línea de reactores nucleares nacionales, por ello las consideramos desfasadas de su cronograma original. Ese puente tecnológico, nos permitiría alcanzar la década del 2030 con las capacidades suficientes para encarar un plan de construcción esca-

lonado de reactores comerciales tipo CAREM, desarrollados completamente en el país, generando los consensos necesarios locales, de una manera clara y transparente.

Con cinco centrales nucleares operativas (las tres existentes, más las dos a construir), ya se generarían fondos suficientes por venta de energía para la construcción de nuevas centrales, aunque sabemos que el debate debe ir más allá, y debemos buscar nuevas formas de desarrollar estos proyectos. Un modelo que resulta atractivo es el finlandés, donde las centrales nucleares son propiedad de «*Mankalas*», una especie de cooperativa. Cediendo parte de la propiedad, para asegurar bajos costos de generación, energía barata, limpia y abundante a empresas y provincias. Creemos que así se podrían generar los apoyos necesarios que esta fuente energética no está sabiendo conseguir. Existe una demonización por parte de algunos grupos, fundada en ideologías y mentiras, que sabemos que hay que desmitificar. Este trabajo no es inmediato, y por eso, nuestro plan asume que antes de ir a una implementación a gran escala de este recurso, hay que tomar el tiempo necesario para dar el debate y generar conciencia.

El uso de la tecnología también implica para nosotros el uso del recurso, y en ello creemos que también debería desarrollarse la minería del Uranio para abastecer de combustible nuclear a las centrales y el desarrollo de tecnologías como el enriquecimiento, de manera de contar con producción local. Ya que este ejercicio plantea que todo combustible nuclear es importado, el modelo castiga nuestro escenario en lo referente a independencia energética y en balanza comercial, lo cual consideramos se debería replantear.

No menos importante es considerar que también existe lugar para desarrollar el resto de las energías renovables, pero en un modo de nicho, con ello se quiere significar respecto a energías devenidas a partir de la biomasa, biogás, geotérmica y solar concentrada, ya que este tipo de tecnologías están llamadas a cubrir necesidades específicas donde generen algún agregado de valor.

Llegamos así a una matriz eléctrica diversificada, que permitiría ubicar grandes cantidades de energías no despachables, y al mismo tiempo energía masiva a bajo costo sin grandes necesidades de respaldo térmico, que la cubriría la hidráulica y nuclear. Nuestro escenario mantiene los costos estables a lo largo de todo el horizonte estudiado, y cuando se terminen de repagar todas las inversiones realizadas en el sector nuclear e hidroeléctrico, los costos serán sensiblemente menores.

Nuestro escenario también apoya un desarrollo moderado y sustentable de los recursos hidrocarbúricos en Vaca Muerta, pero no consideramos que debiera incentivarse un desarrollo intensivo de un recurso que, por más grande que se cuantifique, sabemos que es finito. Al año 2040 nuestra matriz energética todavía estará basada en recursos fósiles -Gas (44%) y Petróleo (24%)-, por lo que sostenemos que el desarrollo de Vaca Muerta es vital para nuestro país. Pero no visualizamos a nuestro país como un exportador de hidrocarburos, en nuestra historia reciente pasamos de la euforia (gas para 99 años con Loma de la Lata) a la escasez en materia de hidrocarburos por no gestionar de una manera adecuada los recursos, regalando un energético que no fue repuesto a posterior.

La integración energética regional es un camino a construir que deseamos e impulsamos, pero manteniendo un balance entre necesidades de importación y las posibilidades de exportación. No creemos que Argentina se transformará en un exportador neto de energía. Consideramos que mantener las importaciones de gas de Bolivia y que la construcción de nuevas centrales hidroeléctricas binacionales con Paraguay y Brasil generarán lazos comunes que exceden al campo energético.

Si bien sabemos que nuestro país tiene, dentro de las responsabilidades compartidas y diferenciadas respecto a las emisiones de gases de efecto invernadero, un papel casi marginal, nuestro escenario plantea una reducción de casi el 80% de las emisiones específicas del sector energético (llegando a 80 tCO<sub>2</sub>e/GWh) y de casi un 40% de las emisiones primarias energéticas, llegando a 1.400 tCO<sub>2</sub>/kTEP). Nuestro escenario permite ir descarbonizando la matriz energética, pero sin sacrificios ni sobrecostos en nuestro sistema, evolucionando a medida que se incorporan tecnologías de bajas emisiones en nuestro sistema.

