



# INFORME DE SÍNTESIS

Aportes para un debate energético nacional



PLATAFORMA  
**ESCENARIOS  
ENERGETICOS**  
ARGENTINA 2030





[www.escenariosenergeticos.org](http://www.escenariosenergeticos.org)



## INFORME DE SÍNTESIS

Aportes para un debate energético nacional



# PLATAFORMA ESCENARIOS ENERGÉTICOS ARGENTINA 2030

## INFORME DE SÍNTESIS

Aportes para un debate energético nacional



Informe de síntesis : aportes para un debate energético nacional /  
coordinado por Ramiro Fernández. - 1a ed. - Buenos Aires : Fundación AVINA Argentina; CEARE;  
Buenos Aires: FARN; Buenos Aires: ITBA, 2012.  
40 p. ; 30x21 cm.

ISBN 978-987-25230-2-2

1. Recursos Naturales. 2. Energía. I. Fernández, Ramiro, coord.  
CDD 333.7

Fecha de catalogación: 24/05/2012

INFORME DE SÍNTESIS

1ª Edición  
1000 ejemplares

Impreso en Argentina

Fundación Avina Argentina  
Belgrano 863, Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Esta edición se terminó de imprimir en el mes de junio de 2012 en los talleres gráficos de Gráfica Offset SRL,  
Santa Elena 328, Ciudad de Buenos Aires, Argentina

Libro de edición argentina

Hecho el depósito que marca la Ley 11.723

Esta publicación se realizó gracias a la financiación de OAK Foundation y Fundación Avina.

### PROMOTORES



### ESCENARISTAS





# INDICE

INTRODUCCIÓN .....	5
BREVE DESCRIPCIÓN DEL PROCESO .....	7
EL DESAFÍO DEL PROCESO .....	9
CONDICIONES DE BORDE CONSIDERADAS .....	11
EVALUACIÓN DE ESCENARIOS, VARIABLES CONSIDERADAS .....	13
SOBRE LA METODOLOGÍA .....	15
LAS MATRICES ENERGÉTICAS AL 2030 Y SUS VISIONES .....	17
PLANES DE OBRA REQUERIDOS .....	21
RESULTADOS .....	25
CONCLUSIONES RELEVANTES HACIA LA DEFINICIÓN DE UNA VISIÓN ENERGÉTICA 2030, EXTRAÍDAS DESDE LOS ESCENARIOS .....	27
DESAFÍOS PARA UNA MATRIZ ELÉCTRICA SUSTENTABLE HACIA EL 2030 .....	29
NUESTRO ANHELO .....	32
ANEXO .....	34

# INTRODUCCIÓN

En los últimos años, el debate energético ha ido ganando importancia en la agenda global. Esto se debió al incremento de la demanda energética generado por diversas razones: el crecimiento de las economías emergentes, la alta dependencia de la energía proveniente de combustibles fósiles y los desafíos que impone el cambio climático, siendo el consumo energético en cualquiera de sus variantes (calor industrial, generación eléctrica, transporte) la principal causa de las emisiones de gases de efecto invernadero. En Argentina, al igual que lo ocurrido en la mayoría de las naciones emergentes durante los últimos 20 años, se han generado importantes cambios de escenario.

Los mismos se han reflejado como modificaciones en la regulación de los mercados de energía, el progresivo incremento del presupuesto público destinado al subsidio del sector energético, la penalización de las emisiones y el aumento de las importaciones de combustibles líquidos o de gas natural. Existe también una mirada hacia los riesgos potenciales que implica la dependencia de la energía importada para la actividad económica de cada nación.

En un momento de profundas transformaciones en materia energética, la mayoría de los países está profundizando su visión de largo plazo y reforzando sus mecanismos de planificación. La discusión en torno a la matriz energética de Argentina está instalada en la agenda pública y se está dando en ámbitos gubernamentales, el sector privado y la sociedad civil, conscientes de que la definición de la política energética es una de las bases estructurales del modelo de desarrollo de un país.

En este contexto, se hace evidente la necesidad de iniciar un debate abierto, serio y transparente que incentive una visión de largo plazo sobre el futuro energético de la Argentina. Ello permitirá analizar con perspectiva un conjunto de aspectos como

la mejor implementación del presupuesto público, la reacción de la sociedad frente a algunas opciones de generación y la necesidad de garantizar el acceso a servicios energéticos para los sectores más necesitados de la población.

Con el propósito de incentivar este debate, CEARE, ITBA, FARN y Fundación Avina impulsaron la "Plataforma de diálogo de escenarios energéticos Argentina 2030" invitando a seis instituciones del sector privado, académico y de la sociedad civil a compartir sus visiones sobre los distintos escenarios para el sector energético eléctrico del país.

El marco metodológico para la formulación de los escenarios fue elaborado por un grupo de especialistas y acordado con los participantes, garantizando una base de rigurosidad académica y priorizando modelos que hicieran comparables los distintos escenarios. No se buscó identificar una matriz única que respondiera a una visión ya consensuada, sino que se acordaron a priori sólo los criterios para evaluar las distintas opciones en base a información común y fidedigna.

Se buscó aportar herramientas que persiguieran la democratización de la información y el análisis sólido y participativo del presente y futuro de la matriz energética, con el anhelo de que sea un aporte para el Plan Estratégico Nacional de Energía.

Este proyecto es un primer ejercicio que se focaliza en el sector eléctrico, con cierta consideración sobre el consumo de gas natural por su significativa participación como insumo para la producción de energía en Argentina. Queda abierto el espacio para profundizar los escenarios en una matriz energética que integre otros sectores o que profundice ciertos aspectos técnicos que no se han alcanzado en esta primera fase.

CEARE, ITBA, FARN y Fundación Avina agradecemos muy especialmente la confianza, el compromiso y la capacidad técnica demostrada por las instituciones que trabajaron como escenaristas. En los próximos años, seguiremos trabajando bajo la "Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2030" incentivando el debate y convocando a los distintos sectores de la sociedad, en la formulación periódica de escenarios energéticos, como un aporte a la visión energética de largo plazo, un requisito imprescindible para avanzar hacia el desarrollo sostenible, incrementando la creciente competitividad de Argentina.



## BREVE DESCRIPCIÓN DEL PROCESO



Durante el primer trimestre de 2011, la **Fundación Ambiente y Recursos Naturales (FARN)**, el **Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA)**, el **Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética (CEARE)** de la UBA y **Fundación Avina**, acordaron desarrollar y convocar a un ejercicio de planteo y análisis de escenarios energéticos de mediano y largo plazo en Argentina. De esta forma se configuró la "Plataforma Escenarios Energéticos – Argentina 2030".

Estas instituciones (Avina, ITBA, CEARE y FARN) conformaron un **Comité Ejecutivo**, encargado de poner en marcha el trabajo propuesto, cuyas funciones centrales fueron:

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

Se constituyó un **Comité Técnico** encargado de definir los aspectos metodológicos y técnicos para la realización del ejercicio, constituido por especialistas designados por cada una de las organizaciones convocantes.

Paralelamente, se inició un proceso de convocatoria a organizaciones que, en el marco de las "reglas de juego" establecidas por el Comité Técnico, pudieran asumir el desafío planteado. La búsqueda realizada tuvo como objetivo la selección de actores con mirada e intereses diversos, para contar con soluciones múltiples que enriquecieran el análisis.

Se optó por contar con seis instituciones, a las que se denominó **Escenaristas**, y que representan a asociaciones empresarias, organizaciones no gubernamentales (ONG) e instituciones académicas, todas ellas fuertemente vinculadas a la temática energética.

### LOS ESCENARISTAS QUE TOMARON EL RETO:

- Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGEERA)
- Cámara Argentina de Energías Renovables (CADER)
- Comité Argentino del Consejo Mundial de Energía (CACME)
- Grupo Ambiente y Energía de la Facultad de Ingeniería de la UBA (GEA-UBA)
- Foro de Ecología Política (FEP)
- Fundación Vida Silvestre (FVS)

### Iniciada la tarea, los pasos dados se pueden sintetizar del siguiente modo:

- Conformación del Comité Ejecutivo de la iniciativa (Mayo, 2011)
- Conformación del Comité Técnico e inicio de la construcción de la propuesta metodológica inicial (Junio, 2011)
- Convocatoria e incorporación de 6 actores desarrolladores de escenarios. Se procuró tener un equilibrio entre las instituciones "Escenaristas" representando al sector empresario, académico y organizaciones de la sociedad civil (Junio/Julio, 2011).
- Viaje del Comité Técnico a Chile para realizar intercambios con el Comité chileno (Julio 2011)
- Taller para la presentación, discusión y retroalimentación de propuesta metodológica inicial con Escenaristas (Julio, 2011)
- Elaboración de propuestas iniciales a cargo del Comité Técnico (Agosto/Septiembre, 2011)
- Proceso de adopción de planillas de tecnologías, costos y demás condiciones de contorno para el desarrollo de los escenarios. Desarrollo del modelo de simulación de escenarios por parte del Comité Técnico (Septiembre / Octubre 2011)
- Taller sobre modelo de simulación y evaluación de escenarios (Noviembre 2011)
- Comienza el desarrollo de los escenarios (Noviembre 2011)
- Revisión de la primera versión de los escenarios por parte del Comité Técnico con cada institución Escenarista (Enero 2012)
- Revisión de la segunda versión de los escenarios y primera evaluación con los indicadores de desempeño de los mismos (Febrero 2012)
- Taller conjunto del Comité Ejecutivo, Comité Técnico e Instituciones Escenaristas para compartir resultados de la tercera versión (definitiva) de los escenarios. Comienzo de elaboración del Documento de Síntesis de los escenarios (Abril 2012)
- Elaboración de la documentación de síntesis de los escenarios y finalización del sitio web para la Plataforma (Abril/Mayo 2012)
- Presentación de los resultados a Autoridades Nacionales del sector energético e inicio de las actividades de presentación pública de los resultados del ejercicio "Plataforma Escenarios Energéticos -Argentina 2030" (Mayo 2012)

Esta convocatoria tiene como valioso antecedente la experiencia de Chile<sup>1</sup> que se desarrolla desde el año 2009, denominada "Plataforma Escenarios Energéticos - Chile 2030". Dicha iniciativa fue motorizada por un grupo de instituciones que concibieron la necesidad de potenciar el debate energético a través de un esquema metodológico para la formulación de diferentes escenarios de mediano plazo que mostrarán la amplitud de visiones y alternativas tecnológicas hoy existentes en el debate energético. El resultado alcanzado en Chile se ha mostrado satisfactorio, tanto desde el punto de vista académico como técnico y nos ha permitido utilizar esa experiencia previa para mejorar a partir de allí el trabajo ahora realizado en Argentina por el Comité Técnico y los Escenaristas.

<sup>1</sup> "Plataforma Escenarios Energéticos - Chile 2030" es la iniciativa chilena, que generó una gran repercusión pública y política transformándose en una plataforma de debate sobre la coyuntura y el futuro energético de ese país. Ver <http://escenariosenergeticos.cl/> (nota RF: diversos cambios)



*Agradecemos a la Plataforma Escenarios Energéticos de Chile por su generosidad y predisposición en compartir su metodología y asistencia técnica durante diferentes momentos del proceso. También queremos destacar la gentileza del Instituto Ambiental de Estocolmo en autorizar el uso de la metodología LEAP.*



# EL DESAFÍO DEL PROCESO

La primera definición fue focalizar el ejercicio en el sector eléctrico, invitando a cada Escenarista a desarrollar su visión sobre la composición de la matriz eléctrica al 2030.

Cada escenario se conformó por un Plan de Obras necesario para cubrir la demanda esperada de energía eléctrica desde la actualidad hasta el año 2030. Dicho plan se constituyó por un conjunto de centrales de generación, indicando tecnología, tamaño, opciones de combustibles a utilizar y su incorporación en el tiempo al Sistema Interconectado Nacional (SIN).

La selección de las centrales a incluir en el Plan de obras fue condicionada en términos tecnológicos y económicos a fin de crear un marco coherente, en el que las distintas visiones se pudieran desarrollar, de modo que la comparación de los resultados fuera homologable.

Dada la fuerte complementariedad existente en nuestro país entre el sector eléctrico y el de gas natural, se amplió la cobertura del escenario en forma parcial hacia este último sector. Para ello, se planteó un escenario de evolución de la demanda de gas natural del país, exceptuando la originada en el sector eléctrico, de modo tal que cada uno de los Escenaristas tuviera que explicitar con qué opciones de suministro cubriría la demanda total de gas natural (del sector generación más la del resto de consumidores) a lo largo del período evaluado.

Se procuró, en esta primera etapa, una parametrización inicial básica y con la rigurosidad necesaria para generar resultados comparables entre escenarios, que permitiera exponer a cada uno su estrategia energética y sentando las bases para una posterior evolución del ejercicio<sup>2</sup>.

<sup>2</sup> Para mayor información sobre estos aspectos se puede consultar "Escenarios Energéticos Argentina 2011-2030. Metodología para la Elaboración y Evaluación de Escenarios Energéticos" en [www.escenariosenergeticos.org](http://www.escenariosenergeticos.org)

La Metodología suministrada a los Escenaristas no incluyó un examen de viabilidad económica de los escenarios planteados ni optimización de cada una de las inversiones por parte del Comité Técnico, sino que se le pidió a cada Escenarista la justificación de las decisiones adoptadas<sup>3</sup>. De modo similar, no se establecieron pautas o restricciones para la expansión derivadas de las redes de transmisión, de modo de no limitar las opciones consideradas, y asumiendo la adecuación de la red para soportar el plan de obras.

<sup>3</sup> Ver anexos con las justificaciones presentadas por cada escenarista respecto a la viabilidad económica.

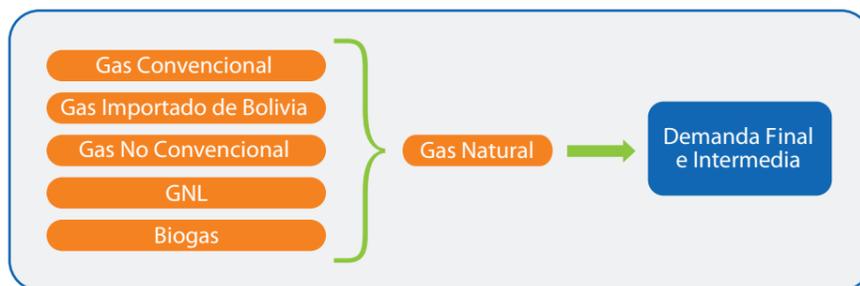


# CONDICIONES DE BORDE CONSIDERADAS

A modo de resumen, las principales condiciones de borde consideradas para el desarrollo de los escenarios son las siguientes:

- Se tomó como punto de partida el parque eléctrico existente conectado al SIN (año 2010).
- Las obras de generación eléctrica actualmente en ejecución se integraron como línea de base del plan de obras de los escenarios.
- Se consideró una proyección de costos de Gas Natural y Combustibles Líquidos para todo el periodo<sup>4</sup>.
- Se adoptaron dos escenarios de Proyección de la Demanda Eléctrica:
  - Proyección "Business as Usual" (BAU): crecimiento de la demanda: 3.4% a.a.
  - Proyección URE (asumiendo una fuerte política de eficiencia energética): Crecimiento de la demanda: 1.9% a.a.
 La diferencia entre ambos o "ahorro" por eficiencia energética acumulada al 2030 es del 25%<sup>5</sup>.
- Los Escenaristas debían presentar dos planes de obra de modo de satisfacer los dos escenarios de demanda planteados
- Se estableció un escenario de crecimiento de demanda de gas natural del 3.6% a.a. para la demanda de gas natural, excluida la derivada de la generación de energía eléctrica, cuyo aporte surgirá de cada escenario. Cada Escenarista debió definir el modo de abastecer el consumo total de gas natural.

<sup>4</sup> Ver Metodología para la Elaboración y Evaluación de Escenarios Energéticos en [www.escenariosenergeticos.org](http://www.escenariosenergeticos.org)  
<sup>5</sup> La demanda BAU surge de aplicar tasas de crecimiento previstas por la Secretaría de Energía en sus escenarios preliminares al 2030. La demanda URE surgió de la discusión con los distintos Escenaristas sobre el potencial de ahorro, el cual se estimó en un 25% para el año 2030.



- Se utilizó un esquema simplificado de despacho de las opciones de conformación de la oferta de energía eléctrica indicada por cada Escenarista y se utilizó como herramienta en el proceso de planificación y evaluación de los escenarios el modelo Long-range Energy Alternative Planning (LEAP)<sup>6</sup>.
- Se incorporó un costo por emisiones de GEI en el 2020 de U\$S 20/ t<sub>n</sub>CO<sub>2</sub> y llega a U\$S 30/t<sub>n</sub>CO<sub>2</sub>, valores alineados con estimaciones internacionales de la contribución que deberían realizar países como Argentina.
- La caracterización de las tecnologías y combustibles propuestos, en cuanto a sus parámetros económicos, tecnológicos e impactos ambientales, se realizó a través de un proceso de intercambio y discusión abierta con todos los Escenaristas, priorizándose el uso de referencias de información de organismos internacionales como la Agencia Internacional de Energía (AIE), Energy Information Administration (EIA) y el Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC), CAMMESA, Secretaria de Energía, EBISA, entre otros. Este enfoque, basado en el uso de información avalada, tiene la virtud de constituir una adecuada base para asegurar que se alcanzaría consenso entre los participantes en el ejercicio. Sin embargo, se reconoció la necesidad de adecuar algunos de los parámetros económicos o técnicos para actualizarlos o para que reflejen con más precisión las particularidades climáticas y geográficas de la Argentina.

Tecnologías incluidas en el ejercicio de construcción de escenarios		
<b>Eólica</b>	Marítima	
	Terrestre	Con 2 opciones de Factor de Capacidad según ubicación geográfica
<b>Solar</b>	Fotovoltaica	
	Térmica Concentrada	
<b>Geotérmica</b>	Hidrotérmicas	
<b>Mareomotriz</b>	Tidal	
<b>Biomasa</b>	Residuos	
	Dual (biocombustibles)	
<b>Hidro</b>	Grandes Hidroeléctricas	
	Mini Hidroeléctricas	Potencia menor a 30 MW
<b>Nuclear</b>	Gen III+	
<b>Gas Natural &amp; GNL</b>	Ciclo Abierto	
	Ciclo Combinado	
<b>Carbón</b>	SC PCC	
	IGCC	
<b>Fuel Oil / Diesel</b>	Motor Dual	
	HFO-GN-GO	

*Nota 1:* En el caso de la generación hidráulica se utilizaron diversos relevamientos disponibles de potenciales obras hidroeléctricas, a partir de los cuales se elaboró el listado de proyectos o módulos de expansión factibles de ser utilizados por los Escenaristas en sus planes de obra.

*Nota 2:* Cada Escenarista debió indicar los combustibles utilizados por cada una de las centrales del parque actual y de cada proyecto propuesto.

<sup>6</sup> Ver descripción de uso y material disponible para la creación de su propio escenario energético en [www.escenariosenergeticos.org](http://www.escenariosenergeticos.org)



# EVALUACIÓN DE ESCENARIOS, VARIABLES CONSIDERADAS



Se desarrollaron seis indicadores para evaluar aspectos económicos y ambientales de los escenarios. Estos indicadores permiten simplificar una evaluación cuantitativa de la evolución del sistema energético planteado en cada escenario, la realización de comparaciones entre ellos y la presentación de una imagen sintetizada de las cualidades que caracterizan a cada una de las visiones expresadas en dichos escenarios.

Estos son:

- **Emisiones Locales (SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> y partículas)**  
Evalúa las emisiones más relevantes de impacto local características de la operación de las plantas generadoras de energía.
- **Costos Medios**  
Cuantifica el costo medio total de la energía producida en cada escenario. Para su cálculo se consideran los costos de O&M, costos de combustibles, costos de importación de energía eléctrica, costos de inversiones en nuevas centrales en forma de anualidades y costos impositivos asociados.
- **Diversidad Energética**  
Brinda el grado de diversidad que presenta una matriz de generación eléctrica por fuente de energía (tipo de combustible), entendiendo que la diversidad, hace a la solidez del sistema eléctrico.
- **Emisiones de CO<sub>2</sub> eq.**  
Cuantifica las emisiones totales de Gases de Efecto Invernadero (GEI) que se producen en la etapa de generación eléctrica.

• **Uso del suelo / impacto hidroeléctricas**

Este indicador multicriterio brinda una estimación de los impactos asociados a la generación hidroeléctrica y del impacto del uso del suelo en la producción de biocombustibles.

• **Gas Natural**

Evalúa el desempeño del escenario en cuanto a la producción de gas natural. Este indicador, también multicriterio, combina una valoración acorde al origen del gas utilizado (nacional o importado), una valoración ambiental del suministro y el costo económico del abastecimiento propuesto.

Cabe mencionar que si bien se hicieron algunos ensayos y un importante esfuerzo para incluir variables de interés, como la creación de empleo, el desarrollo local, la innovación tecnológica, el impacto en la balanza de pagos y en la competitividad del país, finalmente se optó por dejar estos aspectos fuera de la evaluación cuantitativa por no disponerse de criterios y metodologías que permitiesen una correcta comparación entre los escenarios.



# SOBRE LA METODOLOGÍA

Disponer de información cuantitativa de base es una condición esencial para facilitar un proceso de diálogo y articular actores con visiones distintas. Esto se logra mediante la creación de una base común de información y conocimiento sobre la cual se pueden evaluar económica, social y ambientalmente distintas opciones de futuro para el país.

Uno de los valores agregados de la metodología es la identificación preliminar de indicadores ambientales, sociales y económicos sobre el impacto de la estrategia energética del país, su priorización y su cuantificación.

La primera fase del proceso consistió en adoptar un marco tecnológico, con sus parámetros de desempeño y sus costos, para los próximos 20 años. Esta base común de cuáles tecnologías estarán disponibles y a qué costos desde el presente hasta el año 2030, significa una base muy importante para la discusión de diferentes escenarios. Luego, adoptar un set de parámetros que puedan ser utilizados para evaluar el desempeño de los escenarios significó un ejercicio de puesta en común de expectativas y opiniones acerca de cómo debe evaluarse la actividad energética de cara al futuro.

La posibilidad de contar con este set de información y elaborarlo utilizando una herramienta amena, de rápida asimilación por parte del usuario, es uno de los puntos por los que se optó utilizar LEAP.

La parametrización de LEAP para este trabajo, la construcción de los archivos de datos para su carga y las interfaces para contar con resultados, fue un proceso dinámico y de mucha interacción y aprendizaje entre el Comité Técnico y los Escenaristas.



Creemos que el sector energético cuenta hoy con un desarrollo aplicable al país con una simpleza de uso que no existía antes de este trabajo.

Este ejercicio es innovador, no sólo a nivel nacional sino también a nivel internacional, aunando y sintetizando información de distintos organismos y proporcionando orientación resumida en cuanto a los aspectos ambientales, sociales y económicos de distintas opciones energéticas.

Ninguna de las tecnologías incluidas es *per se* superior a las otras respecto de todas las variables consideradas en el ejercicio. En este sentido, cobra mayor relevancia la valoración tecnológica que realizan los Escenaristas y su priorización a la hora de decidir qué tipo de impactos se pretenden maximizar o minimizar.

Existe la necesidad de actualizar periódicamente la información recopilada, ya que la situación tecnológica y económica del sector es altamente dinámica. Muchas de las inquietudes que se expresaron durante la adopción de la metodología y que no pudieron ser incorporadas, quedaron como un desafío a ser superado en un próximo ejercicio de escenarios. Es destacable la contribución de todas las instituciones participantes en procurar consolidar esta primera experiencia dada su relevancia y lo inédito del proyecto, priorizando en todo momento los acuerdos y los consensos entre los participantes.



# LAS MATRICES ENERGÉTICAS AL 2030 Y SUS VISIONES

Los Planes de Obra asociados a cada escenario fueron elaborados por las seis instituciones "Escenaristas"<sup>7</sup> durante el periodo Noviembre de 2011 a Abril de 2012.

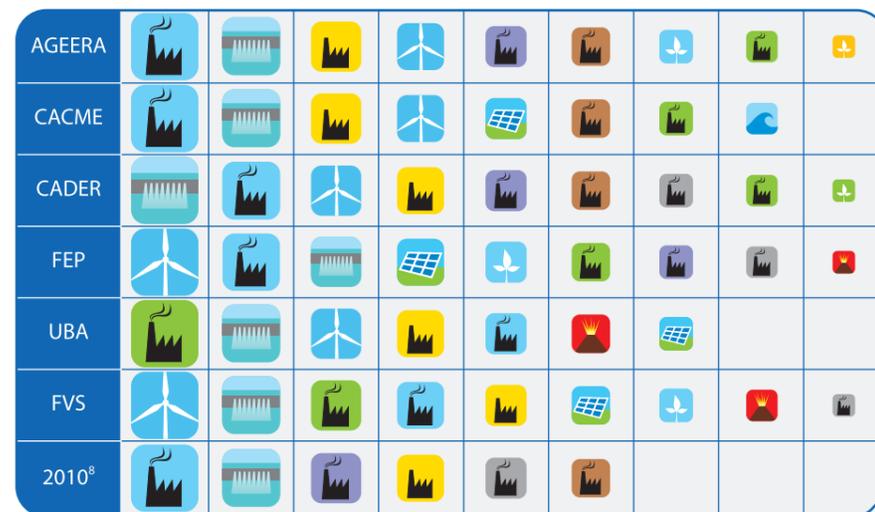
Los escenarios construidos por cada uno de los actores no necesariamente reflejan enteramente su visión, sino que son un resultado posible bajo las condicionantes del Plan de Obras actualmente en construcción, los parámetros técnico-económicos pre-establecidos, en base a los criterios y visiones de cada uno de ellos.

A modo de síntesis, podemos decir que cada escenario posee una visión distintiva, que se describe en el cuadro siguiente:

<sup>7</sup> Las Seis Escenaristas, dos por cada sector fueron; por las ONG, Fundación Vida Silvestre (FVS) y Foro de Ecología Política (FEP); por las asociaciones empresarias, CADER (Cámara Argentina de Energías Renovables) y AGEERA (Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la Argentina); y por las instituciones académicas CACME (Comité Argentino del Consejo Mundial de Energía) y Grupo Ambiente y Energía de la Facultad de Ingeniería de UBA (GEA-UBA).

<b>AGEERA</b> <i>Plantea un escenario con fuerte probabilidad de ocurrencia. Procura lograr una matriz lo más diversificada posible.</i>
<b>CACME</b> <i>Combinación de lo “deseado” y lo “posible”. Deseado: precios realistas, reglas de juego y marco institucional estables. Posible: potencial energético realista.</i>
<b>CADER</b> <i>Diversificación de la matriz energética a partir de una alta penetración de energías renovables.</i>
<b>FEP</b> <i>Matriz eléctrica al año 2050 que se acerca al 100% de energías renovables.</i>
<b>GEA – UBA</b> <i>Procura lograr un costo de la energía que resulte lo más bajo posible y a su vez disminuir las emisiones de GEI.</i>
<b>FVSA</b> <i>Foco en el escenario de URE. Protección de los ecosistemas y de la biodiversidad.</i>

La diversidad de Planes de Obra resultantes se refleja en el siguiente cuadro donde aparece representada la generación eléctrica del año 2030 para cada escenario (BAU).



- Biodiésel
- Biogás
- Bio-oil
- Eólica
- Geotérmica
- Hidroeléctrica
- Mareomotriz
- Nuclear
- Solar
- Termoelectricidad/Biomasa
- Termoelectricidad/Carbón
- Termoelectricidad/Combustible líquido
- Termoelectricidad/Gas Natural
- Termoelectricidad/Gas Natural importado

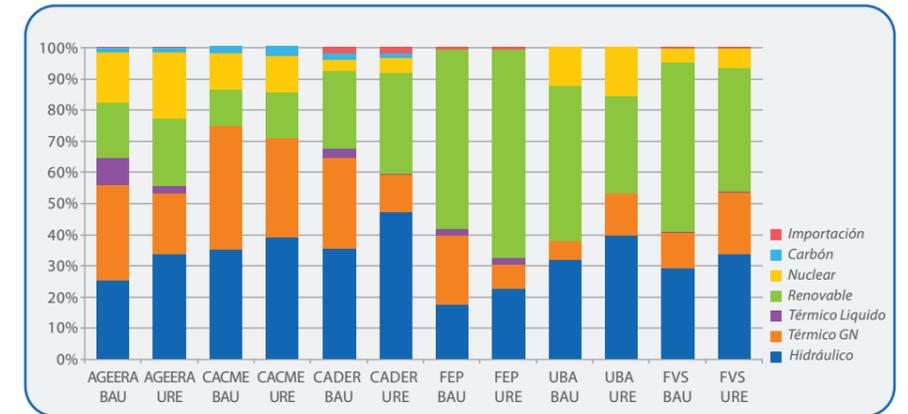
Si bien todos los escenarios poseen un alto grado de diversificación entre fuentes energéticas (mayor al actual), predominaron las divergencias. No sólo hubo diferencias importantes con respecto a la fuente más relevante en cada uno de los seis escenarios, sino que hubo divergencias significativas en la importancia y peso relativo de las distintas fuentes, así como en la inclusión de fuentes emergentes.

Mientras que dos de los escenarios adoptaron la tecnología eólica como la fuente más relevante, uno de ellos colocó además a la biomasa (a partir de residuos de la industria forestal y/o alimentaria) como la fuente energética más importante. En la mayoría de los casos, la hidroelectricidad y el gas natural siguen teniendo un rol destacado hacia el año 2030. En todos los escenarios, los combustibles fósiles líquidos

8 Como parámetro de referencia en la mayoría de los cuadros se incorpora la composición de la matriz al año 2010.



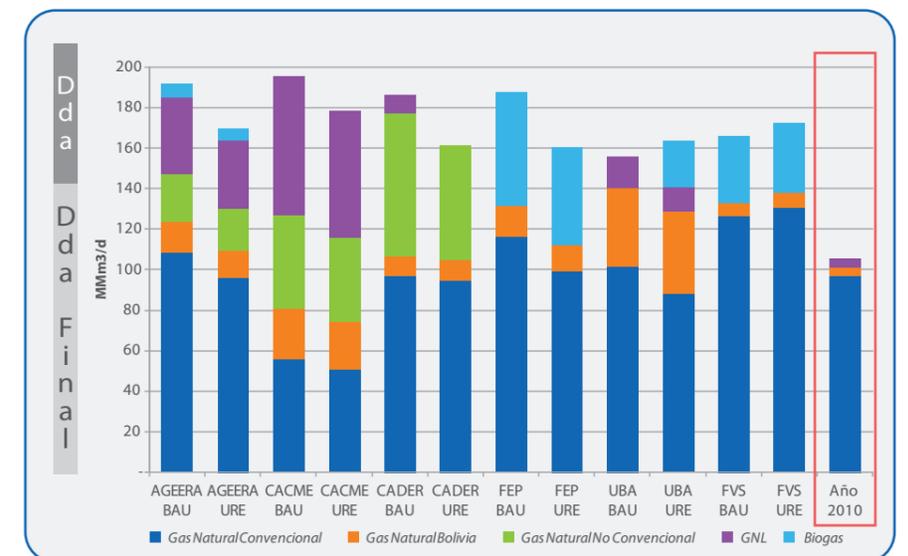
(diesel, fueloil) pierden el peso que poseen en la actualidad (excepto en el caso de AGEERA escenario BAU donde el planteo de la continuidad de ventanas de restricción de gas natural es cubierto con líquidos).



Existe una disparidad significativa en la penetración de las renovables, desde un 11% (CACME BAU) hasta un 67% (FEP URE). La energía eólica es la principal fuente renovable en todos los escenarios, excepto en uno de ellos, en donde es la biomasa la que ocupa esa posición. La biomasa aparece como un nuevo actor y de gran trascendencia en tres de los escenarios.

Es importante destacar que los resultados, en lo referido a impactos de cada escenario, no dependen fundamentalmente de la capacidad instalada, sino de la variable de despacho efectivo.

En cuanto al suministro de gas, los escenarios plantean las siguientes hipótesis de suministro total de gas para el año 2030:



Nota: del total de gas que requiere cada escenario, unos 150 MMm3/d corresponden a la demanda final en otros sectores, el resto es utilizado para la generación eléctrica en cada escenario.

Es posible en el mismo gráfico mensurar el consumo esperado al año 2030, (medido como consumo diario promedio de cada escenario) en comparación con el consumo del año 2010 (valores en MMm3/día).

Por lo general, los escenarios consideran que el suministro de gas convencional podrá sostenerse a lo largo del período. La tendencia declinante se expresa en el caso de CACME (declina un 5% anual hasta el 2015 y luego un 3% hasta el final del período). Por lo tanto, el crecimiento de demanda y el reemplazo en el caso de declinación es cubierto con gas natural de otras fuentes.

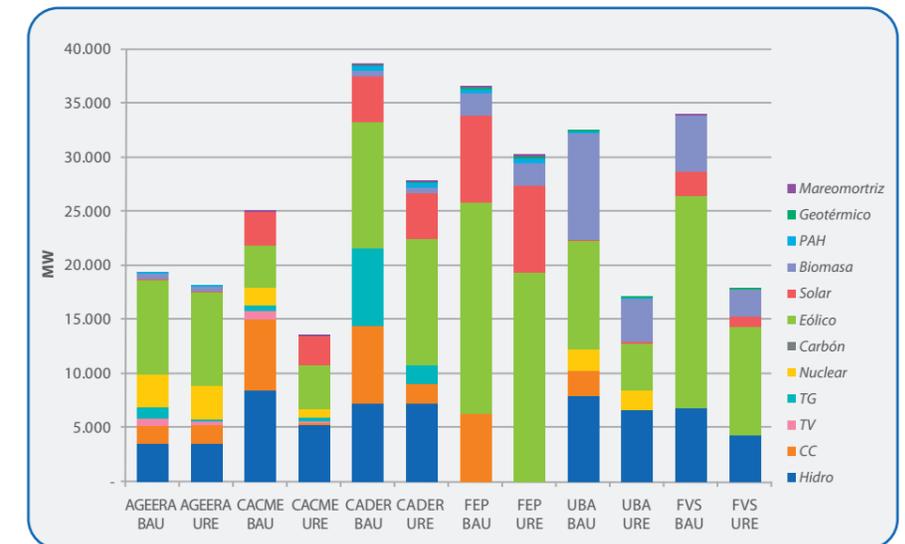
El gas no convencional es la fuente a la que recurren tres escenarios (AGEERA, CACME y CADER). Adicionalmente se recurre a LNG y gas de Bolivia para completar el requerimiento. Otros tres Escenaristas (UBA, FVS y FEP) desisten de su utilización por razones ambientales asociadas a los impactos de su extracción. Los mismos utilizan como suministro alternativo la aparición del biogás (a partir de cultivos específicos en suelos marginales), que utilizan a gran escala (también es incluido en el escenario de AGEERA en menor proporción), utilizando gas de Bolivia y, LNG como fuentes adicionales.



# PLANES DE OBRA REQUERIDOS

- 
- 
- 
- 
- 
- 
- 
- 
- 
- 

En el siguiente cuadro se puede ver la potencia instalada en el plan de obra de cada uno de los escenarios.



Como primera conclusión se observa que aquellos escenarios que se orientan a la búsqueda de una profunda transformación en la matriz, requieren de mayores inversiones que aquellas con procesos que podríamos denominar más tendenciales.

En todos los escenarios las tecnologías consideradas como renovables pasan a jugar un rol relevante.

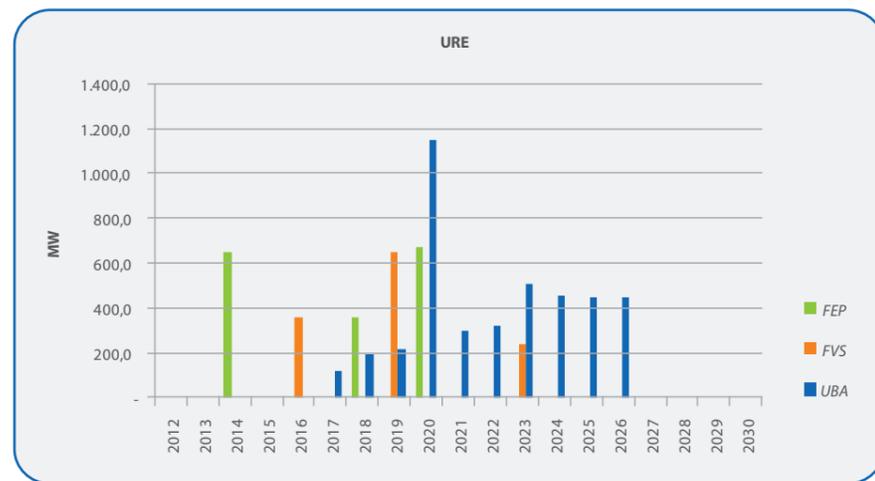
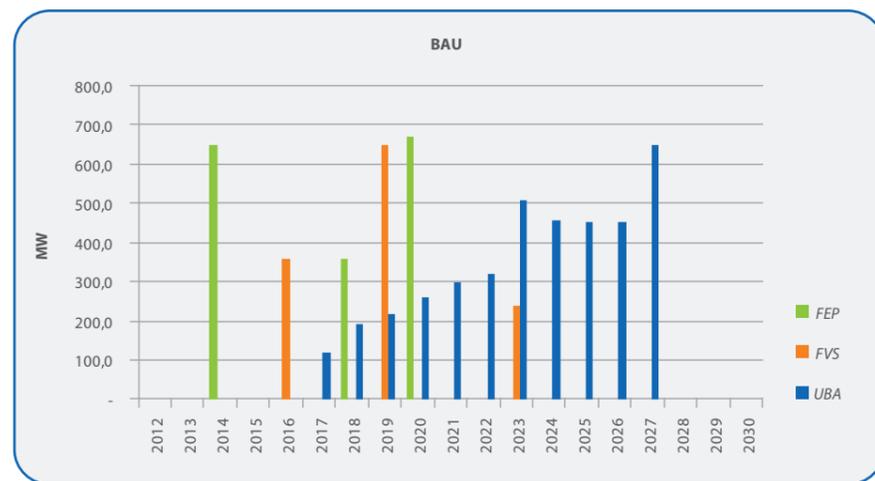
Se puede ver que ningún escenario introdujo nuevas instalaciones de carbón. Este combustible aparece en la generación de algunos escenarios acorde a la potencia ya instalada y al esquema de despacho que cada escenario le impuso.

En cuanto a plantas nucleares, tres escenarios (CADER, FEP, FVS) no introducen nueva potencia. En el caso del FEP se retiran antes del 2020 las plantas hoy en funcionamiento y en ejecución (Atucha II). Este retiro de potencia obliga a realizar mayores inversiones en nueva capacidad en otras fuentes.

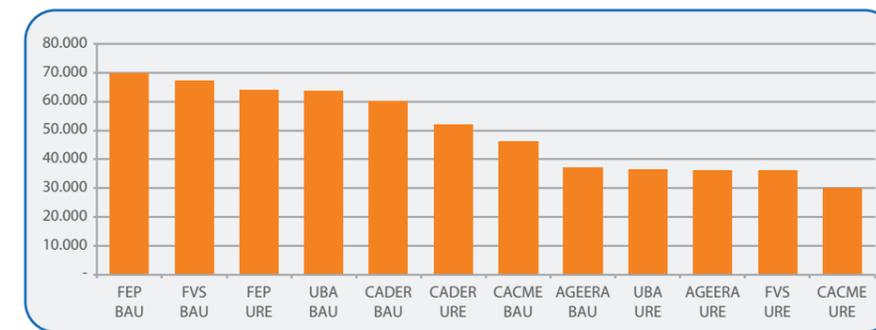
Un aspecto también tenido en cuenta por algunos Escenaristas es el impacto ambiental de las grandes represas hidroeléctricas. Los escenarios desarrollados por FVS y el FEP no desarrollan proyectos hidroeléctricos en el noreste del país por razones ambientales. En el escenario UBA se excluye la hidroeléctrica Corpus por su potencial impacto ambiental.

La mayoría de los escenarios no plantean el retiro de las unidades de mayor antigüedad del parque, optando por el reemplazo natural dado por la mayor eficiencia del equipamiento incorporado.

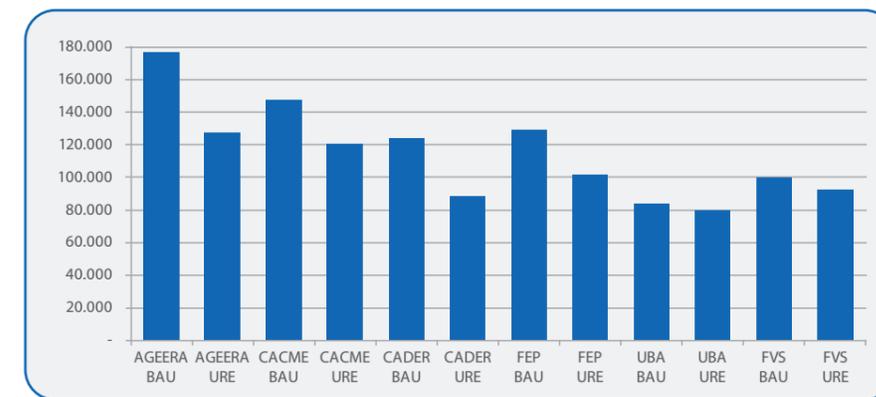
En los siguientes gráficos, para cada escenario de demanda (BAE o URE) se muestra quiénes y en qué magnitud plantearon retiro de potencia.



La inversión en nuevo equipamiento que se requiere implementar para posibilitar los planes descritos se refleja en la siguiente gráfica, donde se muestra la inversión acumulada para todo el período en millones de dólares.



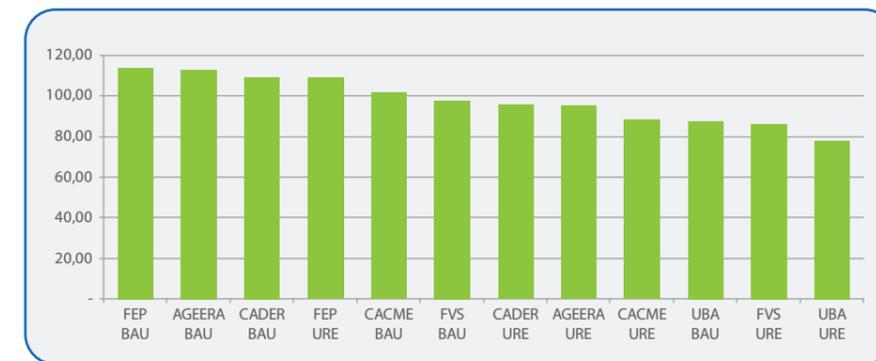
A continuación se observa el costo de combustible, expresado en millones de dólares acumulados en el mismo periodo.



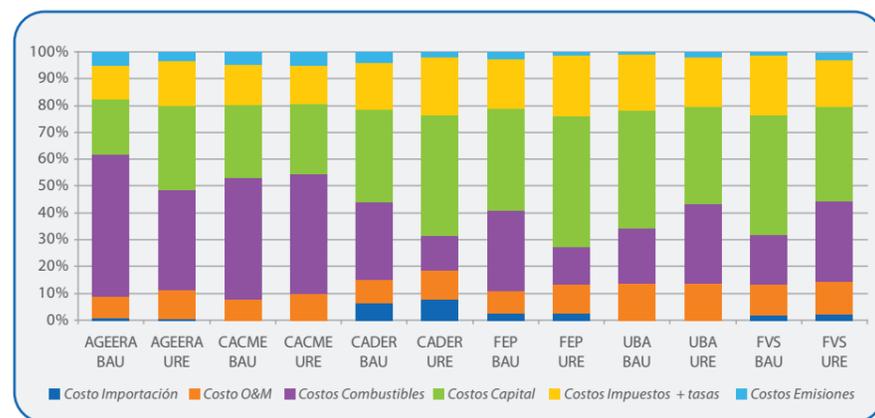
Observando ambas gráficas se puede ver qué escenarios de inversión más acotada requieren mayor suministro de combustible y en consecuencia, muestran costos mayores que aquellos escenarios con mayor inversión en tecnologías que no lo consumen o lo hacen en menor medida.

Resulta interesante observar cómo la continuidad del requerimiento de combustibles líquidos tiene un fuerte impacto en costos (AGEERA BAU) y como se reduce notablemente si existiese un camino de uso racional de la energía (AGEERA URE).

Cuando se agregan los demás elementos de costo evaluados en los diversos escenarios, se obtiene el costo medio de los mismos. El siguiente gráfico muestra el costo medio resultante en el año 2030:



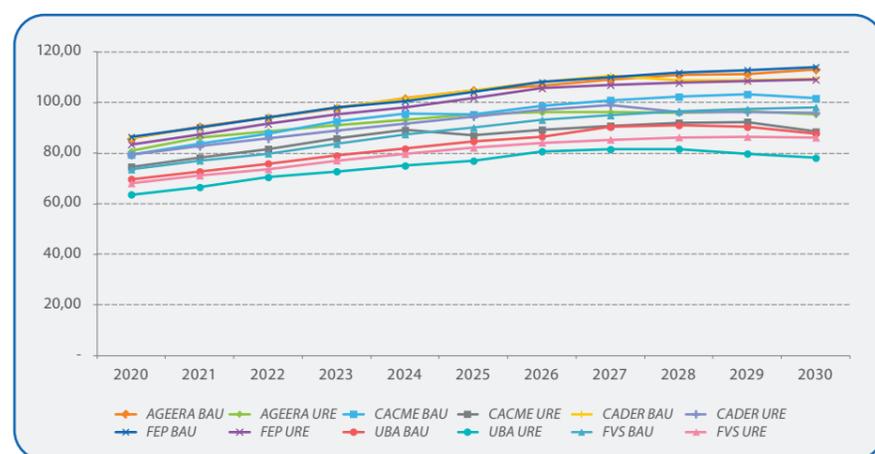
A efectos de analizar la composición del costo medio de la energía en el año 2030, la misma se muestra para cada Escenario en la siguiente gráfica:



Es notorio el esfuerzo en nueva capacidad que deben realizar aquellos escenarios que procuran una mayor transformación de la matriz energética. Si bien esa mayor ampliación de capacidad implica un impacto directo en las inversiones, cuando se observa el Costo Medio de la energía al final del período de los escenarios, se produce una suerte de "compensación" con el mayor costo en combustibles, resultando escenarios de costos con menor dispersión que la que "a priori" se hubiera supuesto.

Se supone que Argentina posee un costo por emisiones de GEI en el 2020 de U\$S 20/tnCO2 y llega a U\$S 30/tnCO2. A pesar de ello su impacto no es de suma relevancia en el costo medio total, pero en cambio, si resulta relevante en el costo el impacto impositivo.

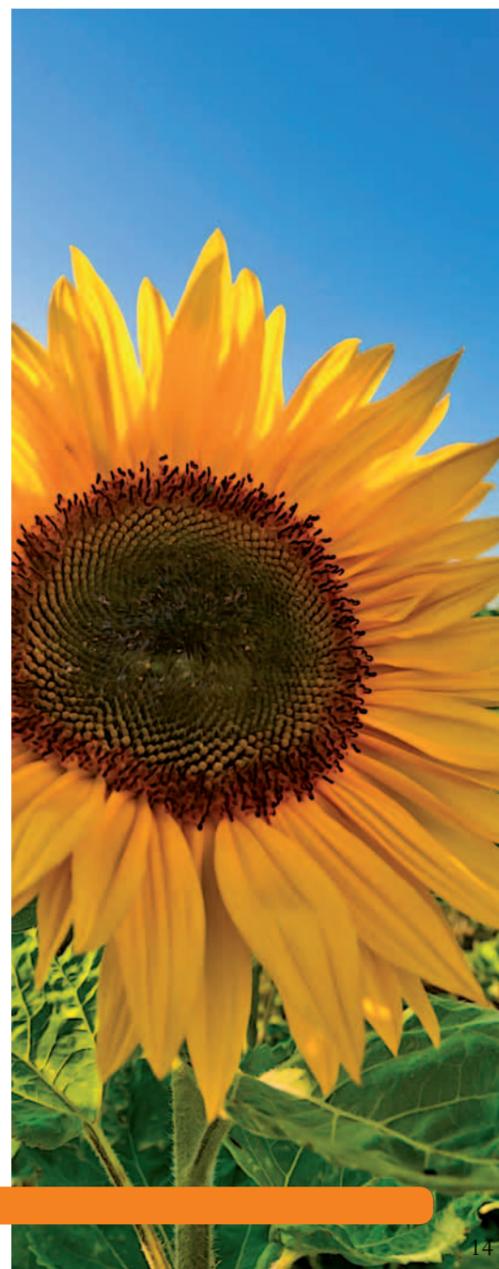
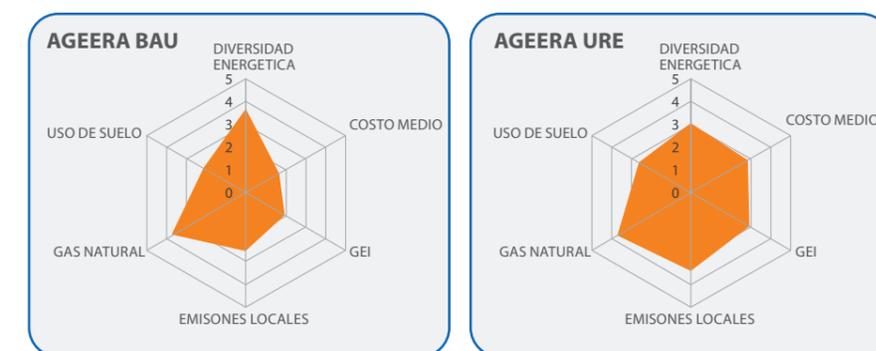
La evolución del costo medio, que resulta de la suma de los costos aquí evaluados, para cada uno de los escenarios planteados, se muestra en el siguiente gráfico para los 10 años finales del período evaluado. Los valores están expresados en dólares por MWh (us\$/MWh)

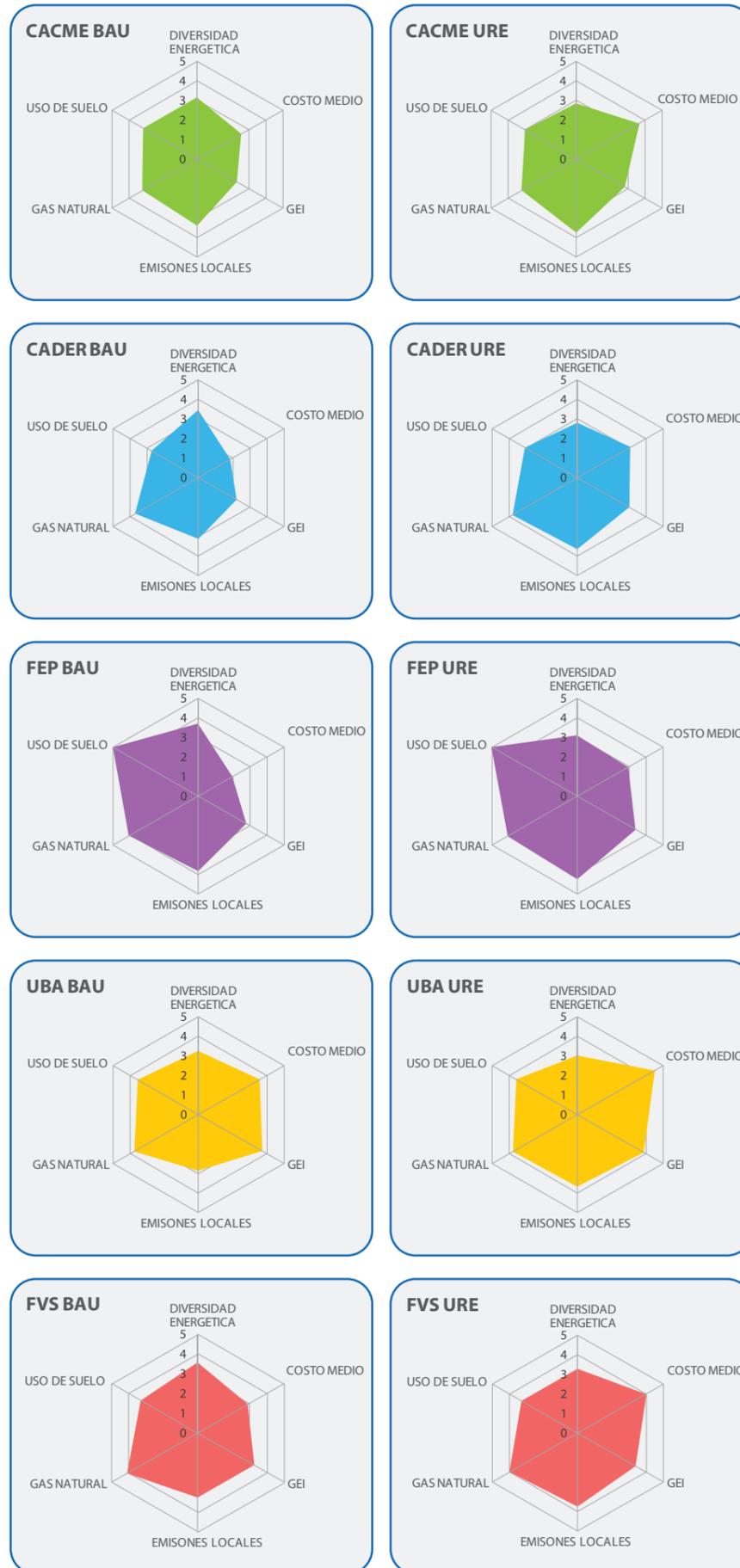


# RESULTADOS

A través de los siguientes gráficos se presentan los resultados de cada escenario respecto de los indicadores construidos, normalizando los últimos a cifras entre 0 y 5, donde 5 indica el mejor desempeño comparado.

Para cada caso se presentan los dos escenarios, el denominado "BAU" (Business As Usual) y el URE ("Uso Racional de la Energía") asumiendo una fuerte política de eficiencia energética.





# CONCLUSIONES

## CONCLUSIONES RELEVANTES HACIA LA DEFINICIÓN DE UNA VISIÓN ENERGÉTICA 2030, EXTRAÍDAS DE LOS ESCENARIOS

Los escenarios, si bien presentan acercamientos diversos a la problemática planteada, en ningún caso muestran razones que inhiban la continuidad en su análisis. Por el contrario, consideramos conveniente trabajar con un horizonte móvil similar al utilizado en esta oportunidad, –veinte años–, actualizando y perfeccionando esta tarea conjunta de prospectiva cada, por ejemplo, 2 años.

No obstante ello, la profundidad de cambio planteada en algunos escenarios, requiere análisis más estrictos que los posibles en esta etapa, para poder predecir y fundamentar:

- El desempeño de la red eléctrica, de modo de determinar qué red sería la adecuada a esos escenarios, y cuál es el costo de llegar a dicha situación. Ciertos escenarios renovables (Hidro, Eólica) exigen habitualmente magnitudes muy superiores de transporte eléctrico y mayores reservas locales para reducir el riesgo de desabastecimiento.
- La suficiencia de los escenarios en diversas condiciones hidrológicas, complementariedad de tecnologías, y dispersión geográfica, de modo de determinar si las reservas resultantes son adecuadas. El volumen de Reservas y su costo es un aspecto central que afecta en mayor medida a aquellos escenarios con mayor participación de fuentes de mayor volatilidad, como las energías hidroeléctrica y eólica.
- En relación con las Reservas, sería adecuado poder incluir en las valuaciones económicas de cada escenario la incidencia del Costo Social del desabastecimiento.

Todos los escenarios muestran un crecimiento relevante de las fuentes de origen renovable o, por lo menos, no basadas en combustibles fósiles.

A pesar de la fuerte expansión de las tecnologías renovables, no parece factible para la mayoría de los escenarios el cumplimiento de la meta indicada por la Ley 26.190 (ley de Renovables), la cual establece que al 2016 un 8 % de la energía debe ser renovable.

Todos los escenarios mejoran notablemente su desempeño cuando se analiza la posibilidad de realizar trabajos sobre eficiencia energética (escenarios URE).

Se observa que los costos medios al año 2030, dentro de cada escenario de demanda (BAU o URE), muestran dispersiones cercanas al 10%.

Si bien la dispersión de costos medios no es elevada (su composición muestra fuertes variaciones) se destacan aquellos en los que el peso de los combustibles fósiles (más aún cuando se trata de combustibles líquidos) es muy importante, mientras que al optar por una fuerte inversión, el repago de la misma toma un rol relevante.

En todos los escenarios el peso de los impuestos es importante.

En base a la hipótesis asumida de penalización económica a las emisiones de CO<sub>2</sub> (20 dólares la tonelada en el 2020 y de 30 dólares en 2030) en ningún escenario, dicha penalización, modifica sustancialmente el costo medio del escenario.

En todos los escenarios se observa una fuerte disminución de la emisión de gases de efecto invernadero en relación con las emisiones actuales.



# DESAFÍOS PARA UNA MATRIZ ELÉCTRICA SUSTENTABLE HACIA EL 2030

A partir de la lectura de las diversas visiones planteadas, se relevan una serie de temas y desafíos para los que el país se debe preparar. Algunos de ellos se han sintetizado en los siguientes puntos:

## 1. Los beneficios de una visión de largo plazo, el rol del Estado y la necesidad del diálogo

Todos los escenarios propuestos presentan cambios sustanciales en la matriz eléctrica y energética vigente, tanto en términos de diversificación como en la incorporación de nuevas tecnologías, el rol del gas natural, los combustibles líquidos y el potencial de reducción de emisiones locales o de CO<sub>2</sub>. Podemos afirmar también que los desafíos para responder al crecimiento de la demanda energética al 2030, ya sea en el URE y aún más en el BAU, requerirán de altos niveles de inversión.

Esto solo será posible fortaleciendo la capacidad institucional en materia de planificación energética y favoreciendo un conjunto de decisiones, marcos regulatorios y mecanismos de incentivos que contemplen esta visión de largo plazo y le permitan al sector público y al sector privado generar sus aportes correspondientes para implementar los cambios sugeridos en los diversos escenarios. A diferencia de lo ocurrido en los primeros 100 años de la industria energética, los últimos 20 y más

aún las próximas décadas, presentan un grado de incertidumbre elevado, siendo aconsejable que trabajos como el que aquí se presentan, se reexaminen en períodos cortos para permitir incorporar las innovaciones en tecnología y regulaciones que paulatinamente se abrirán paso en el mundo.

Al mismo tiempo, la diversidad de escenarios propuestos demuestran que no hay un solo camino para responder a estos desafíos, sino que la Argentina tiene múltiples opciones; todas ellas con consecuencias y diversos impactos. Ya sea el aumento de la energía nuclear, la promoción del gas no convencional, el desarrollo de nuevas represas hidroeléctricas o la amplia expansión de la energía eólica, generan impactos que requieren ser debatidos y cotejados en profundidad si se aspira a mitigar potenciales conflictos futuros y asegurar la competitividad a largo plazo.

## 2. La importancia de la Eficiencia Energética

Las diferencias entre los resultados del BAU y el URE son altamente relevantes e inciden prácticamente en todos los indicadores formulados (incluso cuando se trata de visiones de un mismo escenarista) con particular énfasis en lo relativo a los costos de inversión y costos medios totales al 2030<sup>9</sup>.

Una actitud proactiva en la promoción de la eficiencia energética será altamente beneficiosa para el país e incrementará la productividad del “capital intensivo”, siendo el insumo que más incide en este sector.

9 A partir del intercambio entre los Escenaristas y el Comité Técnico respecto al potencial de eficiencia energética, se generó un acuerdo entre Avina y la Fundación Vida Silvestre para realizar un estudio sobre el potencial de un conjunto de medidas y políticas posibles de implementar en búsqueda de eficiencia energética.



Ello requiere una combinación de factores: una necesaria revisión de aquellos mecanismos que generan un desincentivo a la eficiencia energética, una consistente planificación, el fortalecimiento institucional del área de eficiencia energética, el desarrollo de un marco regulatorio correspondiente y un cierto nivel de inversión, no solo en lo referido al cambio tecnológico, sino también en aspectos de comunicación, educación y mecanismos de incentivos para que gradualmente pueda reemplazarse el presupuesto público destinado a subsidiar el consumo por la implementación de tecnología que incremente los niveles de eficiencia, preservando los esquemas de subsidio para aquellos sectores de la población que realmente lo necesitan.

## 3. El rol de las energías renovables

Pareciera haber consenso sobre el enorme potencial que presentan las energías renovables para el país. Todos los escenarios propuestos presentan su incorporación en distintas medidas, algunos incluso llegando a los estándares de los países más avanzados en este campo.

Los escenarios muestran beneficios que van desde la conocida reducción de emisiones (locales y de CO2) hasta el fortalecimiento de la seguridad energética nacional por su reducción de la dependencia a los combustibles líquidos. A su vez, su rol de complementariedad le otorga el valor de optimizar otros recursos estratégicos como las reservas de hidrocarburos o un mejor manejo de la generación hídrica, debiéndose analizar sus impactos en la red y en la seguridad de abastecimiento. Vale destacar que el alto costo de inversión inicial, en la mayoría de los casos, se compensa con la disminución de costos destinados a combustibles líquidos.

Sin embargo, a pesar de los beneficios y de su incorporación por todas las instituciones, la mayoría de los escenarios no considera posible que se alcancen a cumplir las metas vigentes en la ley 26.190. Los esfuerzos realizados hasta el momento a través de los programas del GENREN y su bajo nivel de implementación, demuestran la necesidad de ejercer una efectiva proactividad, promoviendo los marcos regulatorios correspondientes y mecanismos institucionales que permitan la incorporación de las energías renovables en la matriz eléctrica.

## 4. El Rol del Gas Natural

La diversidad de volúmenes utilizados en los diversos escenarios planteados ajustan la demanda total de gas natural, potenciando o atenuando el crecimiento impulsado por las demandas de los demás sectores, superiores a las registradas actualmente.

En particular nos encontramos en los inicios de fuentes como el Gas No Convencional o el proveniente de sistemas de regasificación cuyas tecnologías e impactos en el resto de la sociedad no han sido completamente develados.

Este hecho sumado a la actual indefinición sobre cuál será la fuente o la combinación de fuentes de abastecimiento de gas natural que mayores beneficios y menores costos aportará al país, requiere una extensión del debate y análisis profundos de las ventajas y desventajas de cada opción.





## NUESTRO ANHELO

El debate energético ha vuelto a instalarse en la sociedad argentina y ha llegado para quedarse. Como surge de los escenarios, nuestro país cuenta con un gran potencial de desarrollo energético y múltiples opciones para alcanzarlo. La forma en la cual logremos construir ese futuro tendrá consecuencias sustantivas en aspectos económicos, sociales y ambientales. Tenemos la posibilidad de construirlo a través del diálogo, contando con la información técnica necesaria y consolidando una visión energética de largo plazo basada en los principios del desarrollo sostenible.

De nosotros depende y por ello, los miembros de la **“Plataforma Escenarios Energéticos – Argentina 2030”** esperamos que los aportes aquí generados sean el punto de partida para un debate más amplio y que contribuyan al fortalecimiento de una política energética sostenible para nuestro país. Es de nuestro interés que este ejercicio y los resultados del mismo sean un insumo para la construcción del Plan Energético Nacional 2030 y posteriores.





# ANEXO: SOPORTE DE LAS DECISIONES MOSTRADAS EN LOS ESCENARIOS PLANTEADOS Y RESUMEN DE RESULTADOS



## INTRODUCCIÓN

A efectos de comprender y analizar el enfoque utilizado por cada escenarista al momento de plantear las soluciones adoptadas en cada Escenario, se les solicitó que elaboraran un breve informe descriptivo de Escenarios.

## METODOLOGÍA

A efectos de homologar la información se solicitó a los escenaristas que describiesen su planteo utilizando o respondiendo a bloques de inquietudes planteadas desde el comité técnico, cada bloque contaba con una sugerencia o ayuda sobre qué se esperaba que se describiese en el mismo.

Los 4 bloques consultados y el contenido esperado se muestra a continuación.

### 1) Visión del Escenario, Premisas principales adoptadas en el Escenario

Aquí se deben describir los principales criterios que se aplicaron para la elaboración del plan de obras. Se pretende que el escenarista baje a palabras su visión con la que construyó su escenario, y cuáles fueron sus guías para la toma de decisión al momento de seleccionar la oferta que cubrirá la demanda planteada.

### 2) Hipótesis de suministro de gas

Aquí se deben describir las hipótesis en las que se fundamenta el suministro de gas previsto en el escenario, las restricciones adoptadas y la razonabilidad de las mismas. Se pretende que el escenarista describa y soporte la disponibilidad de Gas Natural en la que basó su escenario.

### 3) Detalles del Escenario

Aquí se deben describir las variables relevantes que construyeron el Escenario, a modo de ejemplo:

- Uso de Combustibles líquidos u otras alternativas al combustible Fósil.
- Importación, utilización o no de la misma.
- Utilización del Parque existente/Retiro de capacidad instalada.
- Criterios de Despacho seleccionados.

### 4) Observaciones y Sugerencias

Aquí se pueden detallar aquellos aspectos que el escenarista considera que pueden ser mejorados, ampliados ó explorados.

Se pretende que dentro del alcance establecido para estos ejercicios se detallen aquellos puntos que aporten mayor riqueza al análisis.

A continuación se detalla la descripción de escenarios llevada adelante por cada escenarista:

#### Escenarista: Comité Argentino del Consejo Mundial de Energía (CACME)



### 1) Visión del Escenario, Premisas principales adoptadas en el Escenario

CACME se ha guiado para formular su Escenario por los 3 objetivos que para el World Energy Council debe tener una buena política energética: Seguridad de abastecimiento, equidad social y mitigación del impacto ambiental. Ya que estos objetivos son generalmente conflictivos entre sí, es necesario balancearlos (trade-offs) y lograr un equilibrio dinámico entre ellos.

Los escenarios presentados por CACME reflejan una combinación de lo "deseado" y lo "posible". Lo "deseado" representa lo que en la visión de CACME podría lograrse en la Argentina en materia energética si se dieran ciertas condiciones básicas: precios realistas tanto para oferentes como demandantes; cambio de las reglas de juego y garantizar la aplicación de marcos institucionales estables. Lo "posible" considera las potencialidades energéticas domésticas evaluadas en forma realista y las restricciones que imponen la geología, los plazos de maduración de los proyectos, la logística y la financiación. CACME sostiene que para revertir la pérdida del autoabastecimiento energético se necesita un esfuerzo inversor sostenido de tal magnitud que no podrá ser satisfecho con capitales locales sean privados o públicos y que se necesitará convocar inversiones del exterior. Para que esto suceda es ineludible garantizar en forma competitiva, frente a otros países receptores de in-

versión, retornos razonables de la inversión y, considerando los largos plazos involucrados, estabilidad de las reglas de juego. La alineación de los precios domésticos con los internacionales o al menos regionales es un incentivo muy importante para atraer a inversores sean nacionales o extranjeros.

Enfrentar el futuro energético del país, cualquiera sea el escenario que se elija, nos coloca ante un esfuerzo de una magnitud enorme ya sea desde el punto de vista de las inversiones como el de los recursos humanos, las tecnologías y los equipamientos necesarios para su concreción.

Una apreciación realista de estos desafíos es la condición necesaria para alcanzar el éxito.

### 2) Hipótesis de suministro de gas

CACME ha considerado las siguientes hipótesis sobre el aprovisionamiento del gas para la generación eléctrica:

No hay saldos exportables dado la magnitud de la demanda interna.

Gas proveniente de reservorios convencionales: Es el que aporta la mayor cantidad a la canasta de volúmenes utilizados. Se proyecta la producción actual con una declinación anual del 5% hasta el año 2015 y desde allí, del 3% hasta el final del período considerado.

Gas proveniente de reservorios no convencionales (shale-tight gas): se considera que comienza a participar con volúmenes pequeños a partir del año 2014 e incrementa su participación siguiendo una forma exponencial suave. Esta provisión tiene un importante grado de incertidumbre, ya que recién comienzan los estudios de factibilidad para su explotación co-

mercial. No obstante, de confirmarse las expectativas que existen sobre el potencial de los reservorios no convencionales, se la vislumbra como la fuente que permitirá comenzar a disminuir las importaciones de gas (Bolivia o GNL).

Gas proveniente de importaciones de Bolivia: La importación de gas de Bolivia se incrementa escalonadamente hasta un máximo de 27 MM m<sup>3</sup>/d en el año 2023. Esta limitación está impuesta por las perspectivas del desarrollo de infraestructura de transporte, acuerdos vigentes y prioridades que fije Bolivia frente a la demanda brasileña.

Gas proveniente de importación de GNL: Su aporte es medular para la matriz de provisión de gas. Se considera que los volúmenes a importar se incrementarían significativamente con el correr de los años. En función de la demanda estimada para esta fuente de provisión, se deberá prever la instalación de nuevas plantas regasificadoras a partir del año 2016.

### 3) Detalles del Escenario

Para sus escenarios CACME ha utilizado los siguientes principios:

Impulsar el autoabastecimiento energético. CACME entiende que la Argentina tiene potencial suficiente como para autoabastecerse a costos razonables como lo ha hecho en otros períodos históricos mediante políticas adecuadas, regulaciones eficaces y convocando inversiones privadas locales y del exterior. En consecuencia nuestro escenario prevé la incorporación progresiva y realista de todas las fuentes de energía posibles.

No se descartan los fósiles, especialmente el gas natural por su menor impacto ambiental y se incorpo-

ra lentamente el shale-gas como una futura fuente descartando las euforias iniciales. Hay un fuerte incremento en renovables no convencionales e hidráulica y un moderado aumento de energía atómica considerando que todas ellas mitigan el impacto ambiental. Debe destacarse que la incorporación progresiva de energías renovables no convencionales requerirá de una intensa actividad regulatoria por parte del gobierno que será clave para su éxito. CACME sostiene al igual que el WEC que la acción gubernamental debe ser lo más neutral posible respecto a la selección de las tecnologías y tipos de energías renovables a promover. La regulación pertinente deberá permitir que la propia evolución tecnológica y de costos de cada tipo de energía vaya demostrando sus fortalezas y debilidades frente al mercado consumidor.

Se prevé una reducción progresiva de los líquidos en la generación eléctrica incluyendo a los biocombustibles ya que la mayor parte de las centrales térmicas no están diseñadas ni operan eficientemente con ellos y, seguramente serán más valiosos para su uso en el transporte.

Debemos señalar que CACME ha tomado para la elaboración de sus escenarios las variables preestablecidas por el Comité Técnico como ser la demanda anual estimada así como los costos de cada tipo de energía.

#### 4) Observaciones y Sugerencias

CACME considera muy valiosa la convocatoria a instituciones representativas del sector energético y del medio ambiente para la confección de escenarios energéticos al 2030. Este ejercicio obliga a los convocados y a todo aquel que se interese por los escenarios presentados a pensar en el largo plazo de nuestro país. Ello resulta fundamental en un momento donde las decisiones en materia energética parecen responder a problemas coyunturales y no se insertan en un plan diseñado a muchos años, bien explicitado y debatido por la sociedad. Pensar un país en el largo plazo es una función esencial de los gobiernos que deben promover democráticamente e implementar eficazmente marcos legales y regulatorios estables en el tiempo. Dentro de esos marcos deben actuar los mercados que han probado ser los instrumentos más eficientes para asignar recursos en plazos más cortos. Este juego complementario y virtuoso de actividad pública y privada adquiere mayor importancia cuando se trata de temas energéticos por dos razones. Primero porque los plazos de desarrollo de proyectos energéticos son de los más largos que se puedan encontrar en cualquier otra industria. En segundo lugar, la sustitución deseable y posible de combustibles fósiles por energías renovables y limpias requiere de un esfuerzo regulatorio permanente y sofisticado. Impuestos, subsidios, líneas de financiación, cuotas de emisiones o compras obligatorias, etc. son todos instrumentos a calibrar con profesionalismo en una transición eficiente hacia nuevas formas de energía.

Finalmente CACME quiere reiterar el concepto expresado en el primer punto sobre la magnitud del esfuerzo que deberá hacer la Argentina para asegurar su abastecimiento futuro de energía a precios accesibles para los usuarios y rentables para los pro-

ductores y todo ello con un bajo impacto ambiental.

#### Escenarista: Grupo Ambiente y Energía de la Facultad de Ingeniería de la UBA (GEA-UBA)



#### 1) Visión del Escenario, Premisas principales adoptadas en el Escenario

El objetivo del escenario es lograr que el precio de la energía resulte lo más bajo posible para que Argentina sea competitiva en la región y a su vez disminuir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero del sector. Con esta premisa inicial se analizaron los costos de producción de energía con diferentes tecnologías y se fueron incorporando las de menor costo que permitieran reducir emisiones. La hidroelectricidad y la energía nuclear son tecnologías bien conocidas en el país y que pueden desarrollarse con capacidades locales por eso han sido incorporadas. En cuanto a las fuentes renovables se priorizaron los proyectos de generación con residuos de biomasa y los de energía eólica con mayor factor de capacidad. Se incorporaron proyectos geotérmicos en base a la información de disponibilidad del recurso. Los proyectos de generación solar se incorporaron a modo de proyectos pilotos para poder manejar la tecnología ya que hoy no resultan económicamente viables.

Para cubrir la demanda se incorporó la mayor cantidad de energía hidráulica posible en el escenario BAU sin incluir Paraná Medio y Corpus por tratarse de centrales con embalse importante que podrían ocasionar daños ambientales y porque se considera que es complejo construir una central asociadas con Paraguay. Respecto de Garabí en el modelado se supuso que no ingresará y en cambio se incorporaron otras de menor porte, esto es simplemente porque el modelo prevé que se incorpore toda la capacidad junta en un año dado lo que produce un salto importante en el margen de reserva. Se previó que se construya una central nuclear cada 6/7 años y que el resto de la demanda se cubra con eólica y con biomasa. En el escenario BAU fue necesario incorporar 3 ciclos combinados nuevos.

Otra premisa del escenario fue incorporar oferta suficiente para mantener el Margen de reserva de 2010 o mejorarlo levemente. A partir del 2017 se asumió que las máquinas que operan con gas natural no requieren combustibles líquidos ya que se deberían realizar las obras de infraestructura necesaria en los próximos 5 años. Se retiraron unidades de baja eficiencia a partir de 2017 y en 2020 se retiraron las unidades que queman carbón, resultando en un retiro al 2030 de 4160 MW.

Se asume un corte creciente del gasoil con biodiesel y una paulatina incorporación de biogás que en 2030 alcanza el 14% en el escenario URE.

#### 2) Hipótesis de suministro de gas

El volumen de gas natural no se incrementará sustancialmente respecto del volumen consumido en

2010, esto se debe a que la mayor incorporación de oferta es hidroeléctrica, biomasa, eólica y nuclear.

Para el suministro de gas natural se ha supuesto que es un tema de precios y que a un valor de mercado parecido al del gas natural importado desde Bolivia habrá gas natural convencional en Argentina. Para simular el escenario se fue aumentando la participación de gas de Bolivia lo que afecta ciertos indicadores aunque se cree que este gas en parte será nacional. Se cree que el gas real a importarse desde Bolivia estará limitado a la capacidad de transporte que hay actualmente que es del orden de 8 millones de m<sup>3</sup>/día. Habrá gas licuado con un cierto porcentaje de participación y no habrá gas no convencional por los efectos negativos que tiene sobre el ambiente y porque los recursos están en zonas desérticas donde el acceso al agua necesaria para el proceso de hidrocracking será una limitante importante.

En el escenario BAU se considera que no habrá Biogás y en el escenario URE se irá incorporando biogás desde el 2017, alcanzando un 14% de participación en el 2030. Tanto en el escenario BAU como URE se consideró que las centrales eléctricas que operen con gas natural tendrán disponible el 100% de su operación el mix de gas natural a partir del 2017.

#### 3) Detalles del Escenario

El costo medio total descontado de la energía es para BAU y URE de 55,26 y 47,80 U\$S/MWh. Teniendo en cuenta el costo de emitir CO<sub>2</sub>, los valores resultan de 55,87 y 48,42 U\$S/MWh.

El costo de capital requerido para los escenarios BAU y URE es de 63.750 y de 36.579 millones de U\$S. Esto requerirá una importante inversión por parte del Estado y líneas de crédito específicas para proyectos de generación con residuos de biomasa y eólicos con factor de capacidad del 42% que permitan a privados concretar los proyectos energéticos.

Oferta incorporada en Escenario BAU al 2030 por tipo de tecnología:

- Eólica terrestre con factor de capacidad del 42%: 10.000 MW
- Biomasa proyectos con residuos: 10.000 MW
- Ciclos combinados operando con gas natural: 2.400 MW
- Centrales nucleares: 2.000 MW
- Geotermia: 90 MW
- Solar fotovoltaico: 100 MW
- Mini Hidro: 6 MW
- Hidroeléctricas: 7.952 MW
- Total capacidad incorporada: 32.548 MW (prácticamente se duplica el parque actual)
- Biocombustibles, Biogás y Bio oil: no hay. Hay participación creciente del corte con biodiesel.
- Oferta incorporada en Escenario URE al 2030 por tipo de tecnología:
- Eólica terrestre con factor de capacidad del 42%: 4.300 MW
- Biomasa proyectos con residuos: 4.200 MW
- Ciclos combinados operando con gas natural: no hay
- Centrales nucleares: 1.800 MW
- Geotermia: 90 MW
- Solar fotovoltaico: 100 MW
- Mini Hidro: 6 MW

- Hidroeléctricas: 6.700 MW
- Total capacidad incorporada: 17.196 MW (se aumenta en un 50% el parque actual)
- Biogás hay una incorporación gradual a partir del 2017 y que alcanza el 14% en el 2030.
- Biocombustibles y Bio oil no hay. Hay participación creciente del corte con biodiesel mayor a la supuesta para el escenario BAU.

Los indicadores de emisiones de material particulado adoptados para este ejercicio asignan a los proyectos de generación con biomasa valores de emisión que son mucho más altos a los que actualmente se obtienen con tecnologías habituales que usan filtros, por esto entendemos que en la realidad las emisiones totales de nuestro escenario propuesto serían menores.

Respecto de la diversidad, el escenario URE presenta un indicador más bien pobre. En realidad, se trata de un indicador que se calcula sobre la energía generada y, justamente, el escenario URE tiene una preponderancia de ciertas energías verdes. Si se computara la capacidad instalada, el indicador mejoraría sensiblemente

#### 4) Observaciones y Sugerencias

Es recomendable dar señales de precio creciente para que exista mayor volumen de gas natural convencional en Argentina.

Es importante promover proyectos de generación con residuos de biomasa ya que resultan más económicos que los de generación eólica. Generan más puestos de trabajo durante la operación de la central y además utilizan tecnología simple que podría fabricarse en el país. Otra ventaja es que se trata de generación distribuida que no requiere de mayores inversiones en la red de transporte y que por el contrario son capaces de descargar líneas. Permiten evitar impactos ambientales negativos fruto de la emisión de metano a la atmósfera cuando los residuos se descomponen de manera anaeróbica u otros disturbios que son consecuencia de la quema a cielo abierto de un residuo que tiene posibilidades de ser un energético sustituto de gas natural o de fuel oil o gasoil.

La generación eólica que se espera que también tenga una importante participación en la matriz energética tiene empresas proveedoras muy interesadas en su desarrollo.

Los proyectos hidroeléctricos deberían ser desarrollados a partir de un programa estatal al igual que el caso de la energía nuclear. No creemos que estos proyectos puedan ser impulsados por actores privados como sí se espera que sea el caso de los proyectos de ciclos combinados, de generación eólica o de biomasa y otras renovables.

Consideramos que deben promocionarse aquellos proyectos renovables que requieren la mínima ayuda para hacerse viables económicamente y no a cualquier tipo de proyecto renovable, salvo que sea un proyecto piloto que demuestre que es interesante su desarrollo.

Será muy importante concientizar a todos los sectores productivos y de servicios al igual que a los consumidores residenciales para hacer eficiencia

energética. La elaboración de políticas públicas tendientes a promover la eficiencia serán tan centrales como el disponer de recursos para que el estado tenga "poder de policía" para verificar que su implementación sea efectiva sino fácilmente se diluyen los ahorros

#### Escenarista: Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la Republica Argentina (AGEERA)



#### 1) Visión del Escenario, Premisas principales adoptadas en el Escenario

AGEERA presentará escenarios IDEALES pero "ESPERADOS". Es decir, a su juicio, con fuerte probabilidad de ocurrencia. Vale la pena mencionar que en el desarrollo del ejercicio se supone la existencia de señales tendientes a la inversión en infraestructura que llevan a la ejecución de una planificación sustentable. Además, **se destaca que es un objetivo de AGEERA el lograr una matriz energética eléctrica lo más diversificada posible, dentro de las limitaciones y condiciones actuales y futuras.**

Con el fin de cumplir con esta premisa, se decidió tomar como referencia para el período 2012- 2016 los ingresos planteados por CAMMESA en su última Programación Estacional o en el "Análisis de Abastecimiento MEM 2012/2016", aunque se alargaron los plazos y los MW a ingresar por considerarse que era un plazo muy corto y un monto a ingresar muy elevado.

Hacia el futuro (de 2016 en adelante), y con la finalidad de determinar el elencamiento para la entrada de las diversas tecnologías propuestas, se calculan costos energizados (suma de costos de capital + operativos). En función de estos costos y tomando una tasa de retorno del 10% (sin inflación) y un período de quince años para calcular la rentabilidad de los proyectos, la propuesta de AGEERA da prioridad de acceso al sistema según las tecnologías:

- 1º renovable
- 2º hidráulica
- 3º nuclear
- Luego se completa con térmica (CC y/o TGs) para que la oferta cubra la demanda informada como dato, respetando las necesidades de reserva.

Si bien en el elencamiento propuesto aparecen con prioridad tecnologías renovables, se tomará hasta un valor límite a ingresar por año y/o un objetivo de cubrimiento porcentual a largo plazo (15% de la demanda cubierta por energías renovables en el 2030, para el escenario BAU). Para el ingreso de generación hidráulica, AGEERA tomará como factibles las que están sufriendo algún proceso de licitación o de impulso por parte del estado, independientemente de las capacidades de desarrollo y de las condiciones de avance de estos proyectos. En cuantos a los proyectos nucleares, vale la pena mencionar que el ingreso de las unidades propuestas se sustenta en la ley N°26.566. Esta ley declara de interés nacional el diseño, la adquisición de bienes y servicios, la puesta en marcha, la operación y el mantenimiento de una

cuarta central nuclear. Establece además regímenes impositivos especiales.

Además, se modelan motores que consumen fuel oil en el Área GBA (200MW), de acuerdo al conocimiento de avanzadas negociaciones de la Secretaría de Energía con empresas generadoras para el uso de estos motores con el objetivo de limitar el uso de Gas Oil.

Para el escenario URE se supone que se necesita ingresar similar equipamiento que para el escenario BAU, limitando cuando es posible el ingreso de equipamiento térmico convencional a fin de reducir el consumo específico medio del sistema.

#### 2) Hipótesis de suministro de gas

En cuanto a la disponibilidad de gas, en función de datos operativos históricos, se suponen 90 días de corte de gas en ciclos combinados (CC) y 120 para Turbogas (TG) y Turbopar (TV). Se entiende que, en caso de producirse ampliaciones en transporte de gas y/o en producción, estos serán destinados al consumo residencial. Así, se entiende un sostenimiento de "caída en la participación" del Gas Convencional para abastecer al sector generación eléctrica (llegando a un 30% de caída hacia el año 2030), que es reemplazado por Gas Licuado, Gas No Convencional, Gas de Bolivia y Biogás.

#### 3) Detalles del Escenario

Como resumen de los principales detalles se destacan:

Los porcentajes de consumo de combustible a utilizar por las unidades actuales respetan los valores históricos recientes. Para los biocombustibles se toma que las TG y los CC tienen hasta un 8% de capacidad de mezcla mientras que este guarismo asciende a un 25% para las TV.

Si bien la participación del Gas Licuado aparece como elevada hacia el año 2030, AGEERA incluye en este rubro, Gas disponible para generación a precio diferenciado (superior al del gas convencional y que compite con el GNL), lo que minimiza la infraestructura necesaria para gasificación.

En cuanto al retiro de unidades, se elige no quitar capacidad instalada y permitir que ésta quede como reserva entendiéndose que se cumple con los planes de re potenciación de unidades viejas (planes TV, etc.). Dado que el estado de reservas en el sistema es sumamente escaso, es conveniente mantener todo el parque posible y recuperar reserva al menos en el mediano plazo. En nuestros resultados puede apreciarse una notoria reducción del porcentaje de reservas. Sin embargo, se destaca que se está considerando que la confiabilidad de la potencia instalada del sistema pasaría a ser mayor. Esta afirmación se sustenta en que, por ser equipamiento recientemente instalado, su disponibilidad sería mayor y frente a la capacidad instalada el porcentaje de indisponibilidad térmica se reduciría. Por lo tanto, si bien el valor de "reservas" es mayor en el 2010, la reducción real de la reserva operativa (no indisponible térmica) no es tan significativa como arroja el resultado.

En lo que refiere al despacho, se cubre la demanda bajo un criterio de balance óptimo (despacho priori-

tario de unidades más económicas determinadas en el elencamiento).

Adicionalmente, se verifican los despachos de las unidades hidráulicas (de embalse estacional) y se corrigen de acuerdo a los valores esperados "medios" obtenidos de despachos reales. Esto representa un forzamiento en los despachos de las centrales hidráulicas de embalse. Además, se verifican los despachos de unidades del Área GBA (Gran Buenos Aires) y otras áreas (como la Costa Atlántica) bajo el conocimiento de requerimiento de forzamientos por parque mínimo del área y se corrige, forzando el despacho de unidades del área.

Respecto a motores diesel/gas se supone el mantenimiento de las condiciones de distribución y/o transmisión que generan el forzamiento de estas unidades por razones de "calidad de servicio" (se tomará entre un 20 a un 30 % de forzamiento de la potencia disponible actual en unidades motogeneradoras que consumen gas oil).

Según la historia reciente, se utiliza la importación desde Brasil como reserva de última instancia en el verano y como generación de base en el invierno; con un precio levemente inferior al del gas oil (GO), por lo que tiene prioridad de despacho.

#### 4) Observaciones y Sugerencias

**AGEERA considera que un aspecto central que contribuiría a enriquecer el análisis es la incorporación de la necesidad de disponer de financiación para proyectos, como restricción principal para el planeamiento y la participación privada.**

Además, AGEERA considera que una gran mejora del ejercicio planteado consistiría en incorporar los costos asociados al transporte. Dado que las mayores potencialidades eólicas se encuentran en zonas como la Patagonia, sumamente alejadas de los centros de consumo y que lo mismo ocurre con las potencialidades hidráulicas (ubicadas en la Patagonia, el Comahue o en el norte del Litoral), la incorporación de estos costos es sumamente importante al momento de decidir qué tecnología incorporar. AGEERA entiende que no tener en cuenta el transporte eléctrico y/o el transporte de combustible lleva a subestimar en el modelo los costos medios (que incluyen costos de capital) y tiempos de instalación en determinadas tecnologías, lo que distorsiona los resultados.

Además, en este ejercicio no se ha supuesto ingreso de energía térmica de backup para los equipamientos renovables, AGEERA entiende que a medida que los ingresos de energía eólica, por ejemplo, dejen de ser marginales, la potencia destinada a RPF no será suficiente y estas consideraciones deberán tenerse en cuenta de manera más detallada.

Se destaca también que el escenario propuesto no tiene en consideración la posibilidad de que se presenten años secos. De tenerse en cuenta este riesgo, la potencia a instalar debería ser superior.

.....

#### Escenarista: Cámara Argentina de Energías Renovables (CADER)



##### 1) Visión del Escenario, Premisas principales adoptadas en el Escenario

A partir del mandato de cumplir con los compromisos asumidos por el estado a nivel nacional (Ley 26190, que fija el 8% de renovables en la matriz eléctrica en el año 2016) e internacional (agenda de compromisos con la UNFCCC), de diversificar la matriz energética, reducir las emisiones de gases termoactivos, reducir el impacto ambiental local y global, aumentar la seguridad de suministro y la integración regional con el menor precio posible para el contribuyente y aumentando la competitividad de la industria local, proponemos un escenario de fuerte penetración de energías renovables, progresivo reemplazo de combustibles fósiles, alto grado de diversificación e integración, acompañado por un plan industrial nacional y regional que permita la producción local de la mayor parte de los componentes necesarios para asegurar y abaratar la provisión de los bienes de capital necesarios para ello.

Se considera que el crecimiento gradual de las fuentes renovables intermitentes y las redes inteligentes sumados a los cambios de modalidad de transporte, hábitos y descentralización de la generación, permite a las fuentes renovables superar el umbral del 25% en el año 2030 con una participación creciente más allá de ese horizonte.

##### 2) Hipótesis de suministro de gas

La construcción de los escenarios de suministro de gas natural parte de los datos del año 2011 en el cual se observa que la demanda de gas natural se cubre en aproximadamente un 80% con producción local y un 20% con importaciones desde Bolivia por gasoducto y de otros orígenes en forma de gas natural licuado (o LNG por sus siglas en inglés).

Nuestras proyecciones asumen tanto para el escenario BAU como para el escenario URE- que a partir de 2013/14 se implementan cambios en el funcionamiento del mercado de gas natural de forma tal de introducir incentivos y señales de precio tanto a la oferta como a la demanda.

Es así como proyectamos que a partir de dichos cambios regulatorios (principalmente mayores precios reconocidos para el gas local) la actividad exploratoria y de desarrollo aumenta lo cual resulta en incrementos tanto de reservas como de producción comercializable. La nueva oferta de gas local proveniente de nuevos yacimientos convencionales descubiertos y/o de la optimización de los existentes permite devolver la oferta local a los niveles del período 2010/2011 después un período inicial en el que continúan declinando hasta que se implementan los cambios.

En paralelo asumimos que se define un programa concreto de incentivos a la exploración y producción de gas de lutitas ("shale gas" o "gas no conven-

cional") el cual permite probar la economicidad y las técnicas de explotación del recurso en nuestro país. Dicho programa se implementa en forma económica reemplazando demanda de importaciones por demanda de gas local.

En estas condiciones esperamos que la producción de gas no convencional crezca en forma considerable y reemplace gradualmente la importación de LNG. Sólo prevemos que se seguirá importando LNG para cubrir picos de consumo estacionales. En el escenario URE la demanda de gas natural es más baja que en caso BAU por lo cual es esperable también que el suministro sea menor. Sin embargo creemos razonable esperar que la oferta local igualmente reaccione favorablemente a los cambios regulatorios descriptos más arriba, en tal caso proyectamos que el ajuste del lado de la oferta se daría más bien evitando casi por completo las importaciones de LNG.

##### 3) Detalles del Escenario

Aspectos más importantes de los escenarios:

- Alta penetración de nuevas fuentes renovables
- Sustitución parcial de combustibles fósiles por biocombustibles
- No se retira parque generador existente
- No se agregan nuevas centrales nucleares o de carbón.
- Bajo desarrollo hidroeléctrico de gran potencia.
- Bajo nivel de importaciones.

Para la diversificación de la matriz eléctrica mediante fuentes renovables se adoptaron los siguientes criterios por fuente

**Biomasa:** Para los proyectos de Biomasa se tomó como punto de partida el programa GENREN del año 2009 para estimar la generación de energía a partir de biomasa y biogás para el año 2016. Para la proyección de la generación hasta el año 2030, se mantuvo esta proporción a medida que la potencia instalada a partir de fuentes renovables se incrementa en el tiempo. La potencialidad de utilizar biomasa con fines energéticos es altísima para generación eléctrica y de calor pero es esperable su aplicación más usualmente en sistemas aislados de la red.

Para incluir la energía presente en los RSU, se proyectó la generación de RSU de las grandes ciudades hasta el año 2030 y se modeló la producción de biogás a partir de la instalación de rellenos sanitarios.

**Eólica:** Para la selección de los proyectos de Energía eólica, se tuvieron en cuenta las siguientes premisas:

Para el año 2014 se completa la instalación de los parques de GENREN, más 100 MW de potencia adicionales de bajo F.C. Luego sigue la instalación de parques tanto en zonas de alta como de mediano F.C.

A partir de 2020 se comienza a saturar la instalación de potencia de alto factor de capacidad, y aumenta la instalación de potencia en zonas de F.C. más bajo. Finalmente, para 2030 se alcanza el 25% de penetración eólica en la generación de electricidad del país bajo la premisa de que la red de transmisión crece adecuadamente y se moderniza utilizando la más avanzada tecnología que permite mayores niveles de penetración.

Para el año 2030 se proyectan alcanzar unos 11000 MW instalados en el país.

**Solar:** Para la construcción de la curva de desarrollo de las tecnologías asociadas al sector (térmica y fotovoltaica) se tomó como base el Programa GENREN. Se considera una forma de curva de aprendizaje local asimilable a lo sucedido en mercados similares y un factor de escala en el caso de solar térmica necesario para aumentar su competitividad, de allí su desfase inicial de entrada. Se considera que hasta después del 2025 conservan un nicho diferencial y protegido, compitiendo a precios de mercado corregidos (externalidades internalizadas, costos hundidos sincerados, subsidios explícitos e implícitos considerados) más allá de ese horizonte donde competirá con otras fuentes limpias, renovables e intermitentes.

##### 4) Observaciones y Sugerencias

Entendemos que para las siguientes etapas de este ejercicio es importante incorporar algunos aspectos importantes que esta etapa resultaron excesivamente simplificados o simplemente omitidos para encontrar un balance posible entre lo posible y lo ideal y que serían muy importante considerar para enriquecer y potenciar las conclusiones alcanzadas en este jalón inicial e intermedio, del proceso encarado, profundizar en:

Escenarios de demanda y el estudio de su elasticidad precio

- Transporte
- Integración regional
- Usos de recursos. (además del suelo, por ejemplo agua)
- Impacto en la productividad/políticas industriales
- Internalizar las externalidades.
- Considerar Costo de descentralización.

.....

#### Escenarista: Fundación Vida Silvestre (FVS)



##### 1) Visión del Escenario, Premisas principales adoptadas en el Escenario

Desde una perspectiva ambiental existen una serie de principios fundamentales que deben ser respetados.

La protección de los ecosistemas y de la biodiversidad y de los servicios ambientales que estos proveen, preservando importantes superficies en regiones críticas y el flujo natural de los ríos. Su extinción representa una pérdida irrecuperable para el planeta y la humanidad.

La protección del clima. Factor fundamental en el desenvolvimiento de los ecosistemas y de la actividad humana en general, afectado fundamentalmente por la emisión de gases de efecto invernadero (GEI).

En virtud de lo anterior, deseamos las grandes obras hidroeléctricas en ríos de llanura y climas sub-

tropicales y observamos con restricciones el resto de los emprendimientos de este tipo. Congelamos la actividad nucleoelectrica debido a los peligros de todo el ciclo nuclear, sus costos, y futuros condicionamientos a las generaciones por venir y evitamos la profundización del modelo basado en combustibles fósiles.

Se propone consolidar el camino de las energías renovables que significa mucho más que el aspecto medioambiental (fundamental por cierto), ya que implica un fuerte impulso para las economías regionales, mejoras en los niveles de empleo calificado y una oportunidad para la industria nacional de abastecer el proceso de crecimiento.

La energía eólica y solar se distribuye geográficamente para optimizar el uso del sistema eléctrico minimizando el riesgo de déficit de energía firme estacional y de reserva de corto plazo. Por tal motivo se usan parques eólicos con menor FC y solares FV en medio urbano y periurbano (descentralizado).

Condor Cliff / Barrancosa (así como otros proyectos del estilo insertos en punta de línea) pueden cumplir una función indirecta de promoción de la energía eólica al permitir la inyección energética desde esta fuente en la línea y compensar la intermitencia.

La integración energética regional mejorará el comportamiento de las fuentes intermitentes.

En el medio y largo plazo se procura garantizar seguridad de suministro y producción de alta integración nacional dando prioridad a la generación descentralizada. Y en la segunda década se prioriza la diversificación de la paleta de renovables para facilitar su curva de aprendizaje local.

Simultáneamente, se busca que el uso del suelo sea tal que el mismo muestre recuperación de la degradación, al final del ejercicio, debido al cambio del uso del mismo. Se debe dar en todo momento prioridad al criterio de soberanía alimentaria y equidad social en el uso de la tierra.

Bajo esta perspectiva y observando los aspectos económicos, tecnológicos y de seguridad energética y alimentaria, es que la visión de la FVSA se ciñe al escenario de URE, que proporciona beneficios en todos los aspectos mencionados. El escenario BAU es sólo un ejercicio teórico que consideramos indeseable dados los impactos y sus altos costos.

Las opciones actualmente existentes para materializar este modelo son muy variadas Sólo debemos tomar conciencia de ellas e instrumentarlas. En la Argentina esto requerirá trabajar sobre la asimetría institucional para poder desarrollar las distintas opciones de fuentes y usos de la energía. Creando instituciones de investigación, desarrollo de políticas y gestión para líneas tales como la Conservación y Uso Eficiente de la Energía en todos los sectores de consumo (industria, transporte, residencial y comercial) y de las energías renovables.

##### 2) Hipótesis de suministro de gas

Gas convencional: disminuye en escenario URE en sector eléctrico como en residencial e industrial. Si

bien parte de esta disminución implica sustitución por electricidad (bombas de calor) esta no sería tan significativa como para afectar la conclusión de que se pueden hacer recortes suficientes como para contrarrestar la caída de producción, sobre todo hasta que entre suficiente biogás.

En el escenario BAU sería necesario mantener más tiempo GNL y aumentar gas de Bolivia. La importación en URE se restringiría a la actual. Se descartan Gas no convencional y gas natural licuado por la huella ecológica, los impactos locales (puertos marítimos) y la seguridad de suministro también por ser de origen extranjero.

El biogás inyectado en ductos es local y tiene impactos positivos en el medio, por ejemplo en balance de carbono y degradación de suelo. Para ello se debe cumplir con estándares ambientales estrictos para el incremento de cultivos energéticos próximos a los gasoductos ya instalados. La superficie es siempre menor a la que hoy se destina a biodiesel, no más de dos millones de hectáreas en total. En BAU es posible que sea necesario un uso mayor a URE por un tiempo también algo mayor, en ambos se casos el suelo debe quedar libre para otros usos y con balance positivo en estructura y contenido de carbono en tiempo prefijado. Se supone un esquema de rotaciones en tierras de distinta aptitud a lo largo de la traza de los ductos. Se adoptarían tasas de incorporación más bajas que las de solar y eólica y se harían las adaptaciones a los sistemas productivos primarios necesarias en cada lugar (vg uso de residuos animales o urbanos, selección de gramíneas perennes).

El coste del biogás en este ejercicio impide una tasa más alta pero a la vez garantiza la viabilidad de la expansión con altos estándares ambientales y sociales. Es esperable una fuerte reducción del mismo a medida que se avance en la curva de aprendizaje. Hacia el final del ejercicio se puede suponer la entrada de gas metano de biorefinería, si los costes se mantuvieran altos. La generación descentralizada de electricidad a partir de biogás puede dar origen también a la provisión de gas para redes locales en la medida en que haya excedentes de producción en el lugar sustituyendo el gas envasado y también el de ductos y el destinado a transporte y mecánica agrícola si lo hubiera.

##### 3) Detalles del Escenario

Los líquidos de origen fósil se pueden sustituir por biooil (caso del fuel oil) y por biogás en turbinas de gas (caso gasoil /biodiesel)). La sustitución de las centrales térmicas ineficientes (turbovapor) que queman fuel oil en invierno ocurre en parte por la entrada de la generación descentralizada por biomasa (residuos y/o cultivos energéticos). El carbón mineral es eliminado o sustituido por biomasa (leña, pellet, carbón de leña, biooil, mezclas).

Las centrales de CC quemaran crecientemente biogás y se mantienen para garantizar reserva. La generación descentralizada alimentada por biomasa también aumenta la reserva y desplaza las máquinas más ineficientes. Se puede esperar la entrada de biocombustibles líquidos y gaseosos de segunda generación hacia el final del período.

Los intercambios de potencia en la región dan mayor seguridad al suministro. Se incrementarán la importación y las exportaciones, las cuales debieran compensarse. La incorporación de fuentes renovables como solar y eólica implican mayor intermitencia y variabilidad por lo cual todo el sistema debe optimizarse para garantizar la reserva necesaria. El orden de merito apunta este objetivo y a minimizar emisiones. El resto del despacho se hace por menor coste.

#### 4) Observaciones y Sugerencias

- Integrar al modelo los sistemas de transmisión
- El escenario debe ser integrado contemplando oferta y demanda para todos los sectores. Un escenario energético contemplando sólo una fuente (electricidad) resulta incompleto ya que no permite visualizar el efecto de cambios de fuentes en los distintos usos finales. Pe.: Calefacción a gas por bombas de calor eléctricas, vehículos a combustible por vehículos eléctricos.
- El escenario de gas debería tener una versión eficiente también.
- Debe modelizarse la importación y exportación, ya que la integración regional es un objetivo deseable sobre todo frente a la intermitencia de las fuentes renovables.
- Revisar los criterios de tasa de descuento y evaluación "overnight" de los proyectos.
- Modelizar el almacenamiento de energía

#### Escenarista: Foro de Ecología Política (FEP)



#### 1) Visión del Escenario, Premisas principales adoptadas en el Escenario

El escenario BAU supone que no se pueden poner en práctica mayores y mejores medidas de eficiencia en la demanda de electricidad y de gas natural. El escenario URE es el escenario que asimilamos a nuestra visión.

Nuestra visión es que hacia el 2050 la matriz de generación eléctrica debe acercarse a un 100% basada en fuentes renovables.

Es una premisa el cumplimiento de la Ley Nacional 26.190 que establece la meta de un 8% de renovables para el 2016. Para el año 2020 nos proponemos alcanzar entre los 20% y 25% de renovables, la eliminación de la generación nuclear y la reducción del uso de carbón. Se procuran minimizar tanto los impactos globales como locales. Entre los primeros, emisiones GEI, entre los segundos, los generados en el ciclo del combustible nuclear y por las grandes represas.

En cuanto a los cambios del uso del suelo, se da prioridad al criterio de garantizar soberanía alimentaria y equidad social en el uso de la tierra. Al final del ejercicio (2030), el suelo debiera mostrar mejores indicadores que al inicio (2010).

En el medio y largo plazo se procura garantizar seguridad de suministro y producción de alta integración

nacional. Se da prioridad a la generación descentralizada. El escenario supone una fuerte ampliación del SIN y una integración regional del mismo, lo que facilita los intercambios energéticos de modo de aprovechar regionalmente los potenciales de energías renovables. En tal sentido, la exportación e importación de electricidad es parte constitutiva de nuestra visión en el mediano y largo plazo.

Se tiene en cuenta que algunas tecnologías carecen aún de una base empírica para planificar su uso masivo (geotérmica, marina) y que en la segunda década deberá darse prioridad a la diversificación de la paleta de renovables para facilitar su curva de aprendizaje local.

#### 2) Hipótesis de suministro de gas

El gas convencional deberá disminuir en el escenario URE, por ahorro tanto en el sector eléctrico como en el total. La importación se verá limitada a los ductos actuales desde Bolivia y no se ampliará el uso del GNC ni GNL por razones ambientales globales y locales y de seguridad de suministro. Por razones ambientales no se explotan yacimientos de gas no convencional.

El uso de biogas en ductos se hará con extrema precaución para cumplir con requisitos sociales y ambientales, en particular los referidos a uso del suelo ya que se espera un creciente componente de cultivo energético a lo largo de los gasoductos ya instalados. En el escenario BAU es posible que sea necesario un uso mayor pero en cualquier caso se espera que sea sólo transicional, devolviendo el suelo para otros usos al final del período con balance positivo de nutrientes y de carbono. Con estas condiciones se espera un uso creciente con tasas de crecimiento algo menores a las de otras renovables y a las que se presentan en otros países, como Alemania.

El alto costo del biogas en este ejercicio permite cubrir en exceso todos los requisitos sociales, ambientales y de soberanía alimentaria.

#### 3) Detalles del Escenario

Se plantea la minimización de líquidos fósiles y su sustitución por bio-oil y en mayor medida por biogas, esto último a más largo plazo. La entrada del uso de biomasa descentralizada permite la sustitución de centrales térmicas ineficientes (turbovapor) y que quemar fuel oil en invierno. El carbón de las centrales actuales sustituido por biomasa.

En los primeros años puede ser necesario incluir centrales de Ciclo Combinado (CC) para garantizar reserva, principalmente en el escenario BAU, en la medida en que no pueda incorporarse con la velocidad necesaria la generación descentralizada por biomasa.

El sistema eléctrico debiera reforzar los intercambios con países vecinos para ganar resiliencia. Por tal motivo, nuestro escenario contempla algunas importaciones, en el entendimiento de que también habrá exportaciones compensatorias. El despacho debe priorizar el uso y la incorporación de renovables, esto debe tener en cuenta intermitencia y variabilidad del parque eólico y solar. Por ello se opta por orden de merito por mínima emisión de GEI, luego por mínimo coste.

#### 4) Observaciones y Sugerencias

Se deben eliminar los subsidios al uso intensivo de electricidad, como es el caso de la producción de aluminio.

La incorporación de renovables intermitentes requiere de una extensa distribución geográfica para optimizar el uso del sistema eléctrico minimizando el riesgo de déficit de energía de respaldo estacional y de reserva de corto plazo.

Se espera que el manejo de demanda incorpore alternativas de almacenamiento eléctrico como baterías en el parque automotor. La cogeneración descentralizada con uso de biomasa (ej. en biorefinerías) podría aumentar la oferta eléctrica renovable por encima de lo estimado en este ejercicio. El uso de bombas de calor y de energía solar térmica (colectores) en sector residencial disminuirá el consumo de gas total y proveerán uso eficiente de la electricidad en área urbana.

La descentralización se verá favorecida por el uso de redes inteligentes que hará más económica la difusión de solar FV en medio urbano. Para el año 2020 deberá promoverse el uso de generación residencial de energías renovables.

Se optimizará el uso de residuos rurales y urbanos para que el ciclo de nutrientes y balance de carbono cumplan con requisitos de uso de suelo. Se desalentará el transporte a larga distancia de biomasa no procesada.

La inversión en plantas piloto y de demostración en solar de concentración con almacenamiento y en otras tecnologías de almacenamiento eléctrico (uso de aire comprimido, baterías) debiera actuar como reaseguro en el largo plazo. Además de políticas activas en este sentido se debe garantizar normativa (ej. derecho al sol, prioridad a renovables) y retribución en plazos largos como en los esquemas "feed-in-tariff" (FIT). Políticas industriales activas deben garantizar tasas de financiación de largo plazo que tengan en cuenta retorno social y no tasas de mercado, para lo cual deben terminarse los subsidios a fósiles y definir cómo se pagará la transición justa con política fiscal (impuesto a emisiones y al uso suntuario).

