



**TESIS DE GRADO
EN INGENIERÍA INDUSTRIAL**

**Plan de Energía Solar y
Eficiencia Energética:**

**Impactos Económicos, Energéticos y Ambientales
de un Plan de Promoción de la Energía Solar
en Argentina**

Trabajo final de carrera de Ingeniería Industrial

Alumno: Nicolás Daniel Brown Bustos

Leg. 43041

Tutor: Fabián Szulanski

Año 2009

Agradecimientos:

A mi tutor Fabián Szulanski, por actuar de guía en el desarrollo de este trabajo.

A mis maestros y profesores, por compartir generosamente sus conocimientos.

Al ITBA, por brindarme todas las facilidades durante mis años de formación académica.

Al equipo de Tecpetrol, por ayudarme en esta tarea y motivar mi desarrollo profesional.

A mi familia, amigos y seres queridos, sin cuya ayuda este desafío habría sido imposible.

*Dedicado a mi novia Victoria y a mis padres, Daniel y Norma,
quienes me acompañaron y apoyaron durante esta travesía.*

ABSTRACT

En el presente trabajo se analiza la situación energética actual de la República Argentina, y se la proyecta en el mediano plazo, observándose numerosas restricciones y potenciales problemas. Para solucionar esta situación se propone un Plan de promoción de la energía solar fotovoltaica para los usuarios residenciales de energía eléctrica. Dicho Plan se combina con la promoción de la eficiencia energética en los hogares y la optimización del uso de la energía embalsada en las represas de Comahue. Se construyen múltiples modelos conceptuales y de simulación para evaluar el impacto del Plan en las principales variables del mercado eléctrico argentino en los próximos 10 años. Se analizan los resultados esperados de su implementación y se concluye que tendría un impacto positivo en sistema energético argentino.

Conceptos clave:

Mercado energético Argentino, modelización y simulación de mercado energético, política energética, energía solar, energías alternativas, eficiencia energética, energía hidroeléctrica embalsada.

ABSTRACT (ENGLISH)

This project analyzes the current Argentine energy market. Projections show many potential problems and restrictions in mid-term. As a possible solution to this situation, a Plan of photovoltaic solar energy promotion for residential users is developed. The Plan combines domestic solar energy generation with energy efficiency and the optimization of dammed energy in Comahue's reservoirs. Conceptual and simulation models are developed to evaluate the Plan's impact on the key indicators of the Argentine energy market for the next 10 years. Expected results of the Plan's implementation are analyzed, concluding that its impact in the Argentine energy system would be positive.

Key words:

Argentine energy market, energy market modeling and simulation, energy policy, solar energy, alternative energies, energy efficiency, dammed energy.

INTEGRACIÓN DE LO APRENDIDO EN LA CARRERA

Para realizar el presente trabajo, se combinaron, articularon e integraron, entre otros, los conocimientos adquiridos en las siguientes materias:

- Dinámica de Sistemas I y II
- Estadística Aplicada
- Higiene, Seguridad y Medio Ambiente
- Proyectos de Inversión
- Simulación
- Investigación Operativa

RESUMEN

La República Argentina está atravesando una situación energética compleja, caracterizada por una producción decreciente de gas natural, escasa inversión en instalación de potencia eléctrica, creciente utilización de combustibles alternativos, y grandes restricciones económicas y políticas.

En el presente trabajo se propone y analiza un plan de promoción y difusión de la energía solar fotovoltaica en hogares, con el objetivo de paliar o mejorar esta situación. En el Plan, la energía solar se articula con eficiencia energética residencial y la utilización de los embalses hidroeléctricos de Comahue. Para realizar dicho análisis se desarrollan y describen modelos conceptuales y varias simulaciones de gran complejidad.

Se concluye que dicho Plan, articulado con otras medidas necesarias para promover las energías alternativas y la eficiencia energética, tendría un impacto positivo en el mercado energético, pero que aumentaría considerablemente las tarifas eléctricas.

Con el Plan propuesto las tarifas residenciales de energía eléctrica aumentarían un **80%** entre el año 2010 y 2018, para los usuarios de Edenor, Edesur y Edelap. Dicho esfuerzo de parte de los usuarios residenciales redundaría en:

- Una instalación de más de 1200 MW de potencia fotovoltaica para el año 2018.
- Una disminución en los cortes de energía eléctrica de un 81%.
- Una disminución en la importación de energía eléctrica de un 37%.
- Una disminución del impacto del WTI en los costos de la generación de un 5%.
- La generación de 13.000 puestos de trabajo, que luego caen a 6.000 puestos.
- Una disminución en el precio mayorista de la energía eléctrica de 2.8%
- Una disminución en la emisión de gases de efecto invernadero de un 4.3%.

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	1
1.1 Breve Descripción del Problema	1
1.2 Objetivos Para Los Principales Indicadores Del Mercado Energético	2
1.3 Relevancia del Problema y Su Solución.....	3
1.4 Abordaje del Problema: Pasos a Seguir.....	6
1.5 Posibles Obstáculos a la Solución Presentada.....	7
2. CONTEXTO DEL MERCADO ENERGÉTICO	9
2.1 Organización y Funcionamiento del Mercado Eléctrico Argentino	9
2.1.1 El sector eléctrico argentino.....	9
2.1.2 El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).....	11
2.1.3 Los precios en el MEM.....	13
2.2 Mercado Argentino de Energía Eléctrica en los Últimos Años.....	16
2.2.1 Potencia instalada	16
2.2.2 Potencia disponible y demanda pico.....	17
2.2.3 Generación y oferta de energía eléctrica.....	18
2.2.4 Generación térmica y consumo de combustible	19
2.2.5 Precios de la energía eléctrica.....	20
2.2.6 Precios spot y costos marginales.....	21
2.2.7 Precios de las distribuidoras.....	22
2.2.8 Fondos y cuentas del MEM	23
2.2.9 El consumo de gas para generación eléctrica	24
2.3 Mercado Argentino de Gas en los Últimos Años	26
2.3.1 Evolución general del mercado local de gas	26
2.3.2 Precio del gas.....	28
3. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA	31
3.1 Desarrollo de un Modelo Causal del Mercado Energético.....	32
3.2 Desarrollo de un Modelo de Simulación del Mercado Energético.....	38
3.2.1 Otros modelos de simulación similares disponibles: Oscar&Margo	38
3.2.2 Modelo MiniMargo:	40
3.2.3 Funcionamiento del modelo MiniMargo	42
3.2.4 Validación.....	50
3.3 Restricciones o Límites del Modelo	52
3.4 Especificación del Problema: Proyección de las Variables Más Relevantes.....	54
3.4.1 Perspectiva energética.....	55
3.4.2 Perspectiva económica.....	59
3.4.3 Perspectiva ambiental	62
3.4.4 Perspectiva política	66
3.4.5 Perspectiva de riesgo	71
3.5 Objetivos Para Cada Perspectiva.....	77
3.6 Puntos de Apalancamiento	78
3.7 Hipótesis	81
4. MARCO DE LA SOLUCION PROPUESTA	83
4.1 Energía Solar Fotovoltaica	85
4.1.1 Detalles técnicos	85
4.1.2 Insolación.....	90
4.1.3 Potencia fotovoltaica instalada en el mundo.....	95
4.1.4 Precios y costos de las tecnologías	97
4.1.5 Feed-in Tariff.....	100
4.1.6 Inversiones en investigación y desarrollo.	103
4.1.7 Puestos de trabajo generados.	105
4.1.8 Políticas de energías renovables en Argentina.....	106
4.2 Eficiencia Energética.....	111

4.2.1	Tecnologías de iluminación	112
4.2.2	Comparación económica de las diferentes tecnologías de iluminación	115
4.2.3	Comparación entre lámparas de bajo consumo y paneles solares	118
4.2.4	Políticas de eficiencia energética en Argentina:	119
4.2.5	Las políticas de eficiencia energética en otros países del mundo	126
4.3	Bonos de Carbono: el Valor de No Contaminar	132
4.3.1	Los mecanismos del Protocolo de Kyoto	132
4.3.2	El mercado de bonos	134
4.3.3	Determinación del factor de emisión	135
4.3.4	Obstáculos	136
4.4	La Cuenca de Comahue: Descripción de los Embalses, Usinas y Ríos	138
4.4.1	Utilización y operación de los embalses	138
4.4.2	El río Limay	139
4.4.3	Aprovechamiento eléctrico de la Cuenca de Comahue	140
5.	LA SOLUCIÓN PROPUESTA: EL PLAN SOLAR	143
5.1	Descripción General del Plan Propuesto	144
5.1.1	Articulación del Plan propuesto. Relación con el mercado energético.	145
5.2	Herramientas Desarrolladas para el Análisis del Plan Propuesto	147
5.2.1	Un breve modelo de difusión de la energía solar	147
5.2.2	Un breve modelo de eficiencia energética en hogares	152
5.2.3	Modelo de operación de los embalses de Comahue	159
5.2.4	Modelo PlanSolar: Generación solar, eficiencia y acumulación hidroeléctrica	167
5.3	Detalles y Especificaciones del Plan Propuesto	169
5.4	Resultados Directos del Plan Propuesto	172
5.5	Las Políticas y Reglamentaciones Necesarias para la Implementación del Plan Solar ...	181
5.5.1	Políticas de promoción y apoyo a las tecnologías de generación solar:	181
5.5.2	Políticas de apoyo y promoción de las tecnologías de eficiencia energética	183
5.5.3	Apoyo de CAMMESA para la comercialización de los Bonos de Carbono	185
5.6	Dificultades No Analizadas	187
6.	RESULTADOS	191
6.1	Perspectiva Energética: Disminución de los Cortes de Energía Eléctrica.	192
6.1.1	Por qué no se cubre la totalidad de los cortes	193
6.2	Perspectiva Económica	195
6.3	Perspectiva Ambiental	197
6.4	Perspectiva Política	200
6.4.1	Aumento en las tarifas de los usuarios residenciales.	200
6.4.2	Puestos de trabajo generados.	200
6.5	Perspectiva de Riesgo	201
6.5.1	Disminución de la dependencia de otros países.	201
6.5.2	Disminución del riesgo de aumento del precio del petróleo.	202
7.	CONCLUSIONES	205
7.1	Síntesis de lo Analizado	205
7.2	Contribución Realizada y Beneficios Logrados	208
7.2.1	Contribución realizada a la solución del problema macro-energético	208
7.2.2	Contribución realizada a la práctica profesional y a futuras propuestas	208
7.2.3	Experiencia obtenida	209
7.3	Oportunidades de Investigación y Desarrollos Futuros	212
	BIBLIOGRAFIA	215

1. INTRODUCCIÓN

1.1 BREVE DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

El país atraviesa actualmente una situación de escasez energética. Dicha situación se enmarca en un escenario de restricción de combustibles de todos los tipos, desde el gas natural al gas oil, un aumento de los costos de generación y la incapacidad del gobierno de mantener los niveles actuales de subsidios. La restricción de combustibles no hace más que agravar la situación, dado que más de un 40% de la potencia instalada es de tipo térmico.

La demanda, por otra parte, no hace más que crecer. El consumo de energía eléctrica aumentó un 46% entre el año 2002 y el año 2008, mientras que la capacidad instalada sólo lo hizo un 17% en el mismo período.

Resulta necesaria, pues, la búsqueda de nuevos modelos de mercado que permitan resolver esta situación. Es importante resaltar que un aumento de la capacidad de generación, sin promover el uso racional de la energía generada, no soluciona el problema sino que sólo lo demora, dadas las bajas tarifas actuales y el actual crecimiento de la demanda. Es imprescindible lograr, al mismo tiempo que un aumento de la oferta, una disminución de la demanda energética mediante un aumento del rendimiento del consumo.

La generación solar fotovoltaica distribuida a nivel residencial no sólo es viable económicamente, sino que puede ser conveniente a todos los actores del mercado, incluido el gobierno. Es posible concebir un programa en el que la generación solar a nivel residencial se remunera con un precio elevado, relacionado con el costo de instalación y con el precio de la energía eléctrica en el mercado. A dicho costo puede sumársele el valor correspondiente de los bonos de carbono, ya que al reemplazar energía térmica por energía solar disminuyen notablemente las emisiones contaminantes.

El valor de la energía destinado a mantener el retorno sobre la inversión estaría cubierto mediante un aumento tarifario para los usuarios residenciales. Este aumento tarifario haría que los usuarios residenciales tengan un incentivo importante a disminuir su consumo, dados los mayores precios de la energía. Este modelo comercial no sólo fomenta la difusión de la generación limpia y renovable, sino que favorece el aumento de la eficiencia energética.

Para compensar la estacionalidad de la demanda y de la generación solar, y adaptarla a la estacionalidad de los costos de la energía eléctrica en el mercado mayorista, se propone utilizar los embalses de Comahue como un almacenamiento de energía. De esta manera, la energía solar generada en verano desplazaría energía hidroeléctrica, que se acumularía en los embalses para ser generada en invierno, cuando la energía es más escasa, cara y contaminante.

1.2 OBJETIVOS PARA LOS PRINCIPALES INDICADORES DEL MERCADO ENERGÉTICO

El objetivo de la presente tesis de grado es analizar y proponer una política de fomento a la energía solar fotovoltaica, con el propósito de mejorar el desempeño del sistema energético en varias maneras. No sólo se espera aumentar la potencia instalada en el sistema, sino también:

- Diversificar la matriz energética, de manera de no depender del gas para la generación, y no estar sujeto a las lluvias o sequías.
- Minimizar o eliminar los cortes de energía eléctrica y la importación de energía de Brasil en el mediano a largo plazo.
- Minimizar las emisiones de gases de efecto invernadero, en línea con las acciones tomadas en países líderes en el mundo.
- Aumentar la eficiencia energética en hogares.
- Minimizar las ineficiencias, riesgos y limitaciones en el mercado de energía eléctrica.

En el presente trabajo se detallan los requisitos técnicos y económicos necesarios para desarrollar ese programa. Asimismo se determinan los costos y beneficios producto de dicho modelo comercial, y los impactos en el mercado energético nacional.

No se espera que a partir del presente trabajo cambien de hecho las variables del mercado energético. El programa será evaluado, pues, según su impacto en un modelo de simulación desarrollado específicamente para la tarea. El plan será considerado bueno en la medida que cumpla con los requisitos planteados en el modelo simulado. Los mismos serán detallados más cuidadosamente en capítulos y secciones subsiguientes.

1.3 RELEVANCIA DEL PROBLEMA Y SU SOLUCIÓN

El problema presentado no sólo es un gran desafío para cualquier ingeniero industrial, también es de vital importancia para el futuro de la economía argentina. Numerosos actores de la estructura económica y sociopolítica del país se ven directamente afectados por la actual situación energética. Los principales actores del mercado energético pueden verse en la Figura 1.3.1.

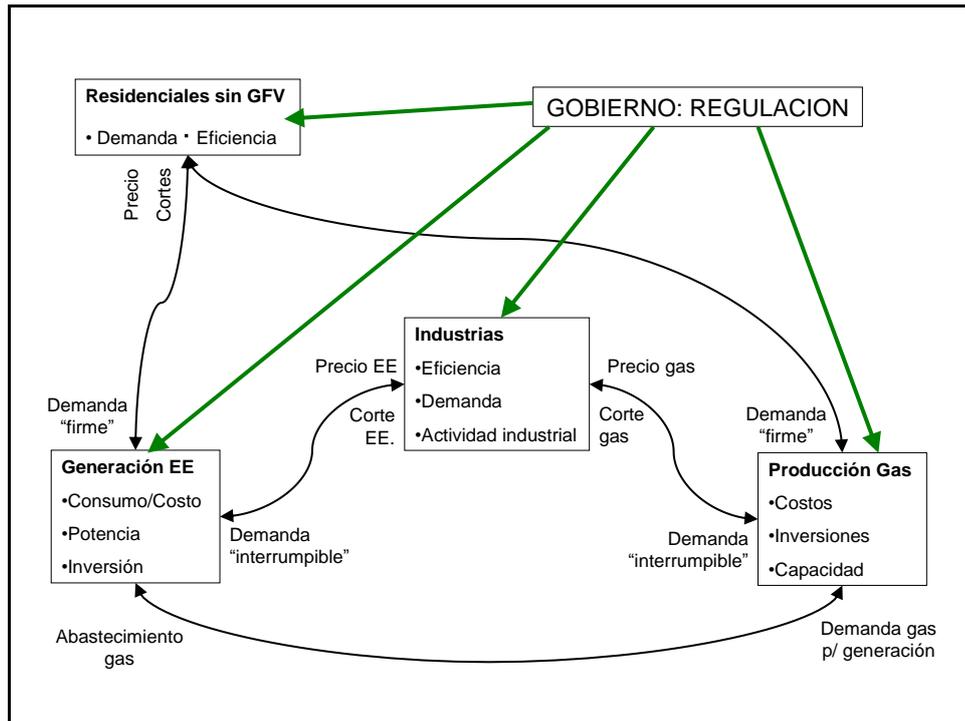


Figura 1.3.1 Diagrama de estructura de sectores y relaciones del mercado energético

En primer lugar, las industrias se vieron impactadas por aumentos de precios de la energía y por cortes, tanto de energía eléctrica como de gas natural. La severa restricción energética de la actualidad tiene un impacto negativo en la actividad industrial, en los costos operativos y en el planeamiento de la producción. No se espera que dicha situación de cortes vaya a mejorar en el mediano plazo.

Los cortes regulares no sólo impactan negativamente en la estructura de costos de las empresas, sino también en la previsibilidad de la actividad en el futuro. En el mejor de los casos, esto hace más difícil la planificación de la producción y aumenta los costos de almacenamiento consecuentemente. En los casos en que no se puede almacenar la producción, la escasez de energía impide directamente la actividad industrial, afectando grandes cadenas de valor y suministros del país y forzando la importación de los productos correspondientes.

De igual manera, son los grandes usuarios los principales afectados por la disminución en la eficiencia de los equipos de generación, que impacta en un creciente precio de la

energía. Son asimismo afectados por el consumo de combustibles líquidos en las usinas, a través del pago de sobrecostos. De igual manera se ven limitados en su capacidad de demanda por la demanda “base” (demanda correspondiente al año 2005); toda demanda que sobrepase la misma tiene un abastecimiento incierto y mucho más caro.

El sector de generación de energía eléctrica fue perjudicado por las actuales políticas energéticas. Sea ésta la causa o la consecuencia de la situación actual, la realidad indica que los bajos precios de la energía afectaron negativamente a la generación energética y a la inversión en el sector.

Las empresas generadoras de energía eléctrica no se ven favorecidas por la actual política energética, lo que se refleja en la escasa inversión de las mismas. La escasez de gas hace que la mayoría de ellas esté forzada al consumo de combustibles alternativos, en cuyo caso no cobran margen por la generación (sólo cubren el costo y un ingreso por potencia disponible). Asimismo el consumo de combustibles alternativos afecta la durabilidad de las máquinas, las cuales deben repararse más seguido cuando se consumen éstos, y disminuye la eficiencia de los equipos.

Al igual que a las industrias, a las empresas generadoras de energía eléctrica las afecta en gran medida la falta de previsibilidad del mercado, el cual se mueve con el precio de los combustibles y disponibilidad de los mismos, pero principalmente con los vaivenes políticos, acuerdos, decretos y resoluciones.

El sector residencial parece permanecer al margen de la situación nacional, siendo el mismo el más favorecido por los cortes, los cuales sufre muy esporádicamente, comparado con las industrias. El sector residencial fue asimismo el principal beneficiario de la política actual de precios de la energía. Sin embargo, tanto en los días más fríos como en los de más calor se sufren restricciones en el abastecimiento de energía eléctrica en hogares. Esto demuestra que los hogares no pueden escapar de la crisis en momentos de grandes restricciones, escenario no inverosímil para los próximos años. De igual manera, el cambio de horario que impactó a toda la sociedad, la demorada “distribución de lámparas de bajo consumo” y el aumento tarifario de octubre de 2008 iniciaron una ola de concienciación sobre la situación que atraviesa el país. Muchas familias se ven asimismo afectadas por la escasez energética a través del impacto que tiene en los empleos industriales.

Por último, el gobierno se ve afectado por la situación energética en múltiples aspectos. Por un lado, son cuantiosas las erogaciones que el tesoro Nacional debe hacer para solventar los gastos del sistema energético. La energía en el país se encuentra fuertemente subsidiada, y el actual desbalance lleva a un crecimiento en los gastos del gobierno para mantener la estructura de subsidios: durante el año 2008, el déficit del mercado energético fue de 12.3 millones de pesos por día. Por otra parte, la situación se convirtió en uno de los principales problemas desde el punto de vista político, dado que toda reglamentación tendiente a sincerar la situación del mercado energético sólo puede aumentar las tarifas, empeorando la imagen política del gobierno.

El gobierno se ve asimismo frente a un dilema fundamental dadas las restricciones energéticas actuales. Principalmente debe decidir si, dada una escasez de energía eléctrica, privilegiará al sector productivo o al sector residencial. Toda puja y limitación de un sector frente al otro trae conflictos políticos de gran importancia y difícil solución. Mientras tanto, el problema energético puede acarrear grandes problemas económicos, tanto por un aumento de los costos de la energía como por una disminución de la actividad industrial producto de su escasez.

El problema energético argentino tiene sus ramificaciones en el extranjero, dado que como consecuencia de éste se requieren mayores importaciones de energía eléctrica de Brasil, y disminuyen las exportaciones de gas a Chile.

Todo planteo de mejora de la situación energética actual puede traer grandes costos políticos y económicos, disparar nuevas crisis locales o con el extranjero, etc., dada la gran complejidad del sistema energético y sus múltiples facetas.

1.4 ABORDAJE DEL PROBLEMA: PASOS A SEGUIR

Para abordar, plantear y analizar la solución a esta situación se seguirán los siguientes pasos:

En el Capítulo 2, “Contexto del Mercado Energético”, se detallará el funcionamiento del mercado de energía eléctrica y el desarrollo del mercado desde los años 90. Se analizará el problema a partir de la descripción del comportamiento de las principales variables en el largo plazo.

En el Capítulo 3, “Definición del Problema”, se desarrollarán modelos conceptuales de las principales políticas implementadas por el gobierno en los últimos años, y modelos operativos –de simulación– que permitan comprender el funcionamiento del sistema macroenergético argentino y proyectar las principales variables hasta el año 2018. Es sumamente dificultoso proyectar la disponibilidad de energía, así como la demanda de combustibles, abastecimiento de energía y precios a un horizonte temporal mayor a 10 años, ya que esa hasta ese año es que se cuenta con proyecciones de instalación de potencia.

A partir de los resultados de las políticas y de dichos modelos, se definirá con precisión el problema a resolver, los principales puntos de apalancamiento del sistema y los objetivos que se buscan a partir de la intervención propuesta.

En el Capítulo 4, “Marco de la Solución Propuesta”, se detallarán las características de la energía solar fotovoltaica, experiencias con energía solar en otras regiones del mundo, las políticas necesarias para el fomento de la energía solar, así como todos los requerimientos que presenta un desarrollo de estas tecnologías.

La eficiencia energética es un complemento vital a la generación fotovoltaica en el presente trabajo, y en lo sucesivo se entenderá al plan como de “fomento de la energía fotovoltaica y de la eficiencia energética”. Se detallarán en este capítulo las características de algunas tecnologías de eficiencia energética, así como políticas de promoción de la misma.

El Plan propuesto articula la generación solar con la eficiencia energética, la emisión de bonos de carbono, y el desplazamiento estacional de la generación hidroeléctrica. Para analizar estos factores, se analiza el mercado de los Bonos de Carbono y las características técnicas de las represas de la cuenca de Comahue.

En el Capítulo 5, “Solución Propuesta”, se definirá con precisión cuáles son las políticas propuestas para la difusión de la energía solar y de la eficiencia energética en Argentina. Se detallarán también las características de los modelos de simulación utilizados para su evaluación.

En el Capítulo 6, “Resultados”, se detallarán los resultados obtenidos a nivel nacional, en todos los niveles analizados: resultados económicos, impacto del programa en el parque de generación y en los cortes de energía eléctrica, disminución de emisiones de gases de efecto invernadero, el impacto del modelo en la situación política y la dependencia de la importación de hidrocarburos, etc. Se analizará conjuntamente el

impacto de la generación fotovoltaica en el riesgo que conlleva la necesidad de importación, debido al creciente precio del petróleo en los mercados internacionales.

En el Capítulo 7, “Conclusiones”, se hará una breve síntesis de lo analizado y se realizarán las conclusiones de la propuesta. Se describirán asimismo las futuras investigaciones posibles que contribuirían a solucionar el problema planteado.

Aclaración: para el análisis de los problemas relevantes, desarrollo de modelos, etc., se utilizaron los datos disponibles hasta diciembre de 2008. Sólo se utilizaron los datos de 2009 para validar el modelo de Eficiencia Energética, debido a que el aumento de las tarifas de energía eléctrica de octubre de 2008 modificó en gran medida el escenario planteado con los datos de 2009.

Sí se tuvieron en cuenta, aunque conceptualmente, otras fuentes de información como *papers*, artículos, legislación, etc. del año 2009, en la medida en que éstos estuvieran disponibles al momento de escribir cada sección del presente trabajo.

1.5 POSIBLES OBSTÁCULOS A LA SOLUCIÓN PRESENTADA

La propuesta presentada puede enfrentarse con varios obstáculos, los cuales serán detallados más adelante en el presente trabajo.

Por un lado pueden escasear los paneles solares, dada la actual escasez de silicio a nivel mundial. Por otra parte, pueden surgir estructuras de monopolio del mercado de la energía solar en el país, lo cual podría elevar los precios e impedir que se desarrolle totalmente el mercado.

Asimismo se pueden enfrentar obstáculos en las distribuidoras, las cuales pueden impedir la difusión de la tecnología al verse perjudicadas por la misma.

Hay numerosos riesgos políticos y económicos vinculados con la propuesta, los cuales son tenidos en cuenta pero no son analizados en detalle.

2. CONTEXTO DEL MERCADO ENERGÉTICO

En el presente Capítulo se analizará la situación del mercado energético argentino. Se detallará el funcionamiento del mercado eléctrico argentino, y luego se describirá el comportamiento de las principales variables del mercado energético en los últimos años, tanto de energía eléctrica como de gas. El comportamiento histórico de dichas variables será considerado el Modo de Referencia de las variables que definen al problema. Dichos modos de referencia permitirán luego, en el Capítulo 3, “Definición del Problema”, encontrar las estructuras causales que caracterizan al problema energético, y generar un modelo que permita simular el comportamiento del sistema energético en los próximos años.

2.1 ORGANIZACIÓN Y FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO ARGENTINO

2.1.1 El sector eléctrico argentino

El sector eléctrico argentino fue desregulado en 1992, según los siguientes conceptos generales:

- Separación completa entre las actividades de generación, transporte y distribución;
- Privatización de la mayor parte de los activos (generación, transporte, distribución);
- Acceso directo al mercado para los grandes consumidores (“Grandes Usuarios”, o GUs);
- Creación de un mercado mayorista de electricidad, el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), para organizar el vínculo entre productores y el aprovisionamiento de los distribuidores y grandes usuarios.

El sector es controlado por el Ente Nacional Regulador de Electricidad (ENRE), bajo la autoridad de la Secretaría de Energía. El mismo está a cargo de velar por un buen funcionamiento del mercado, impedir las prácticas anti-competitivas, aprobar los cuadros tarifarios de transporte y distribución, defender los intereses de los consumidores cautivos, y ser tribunal de primera instancia en los litigios entre los diferentes actores.

La generación

La generación esta compuesta principalmente por un parque mixto térmico e hidráulico. La parte hidráulica representa un 35 a 45% del total según la hidrología, la térmica un

45 a 60 % (esencialmente gas) y la nuclear menos de 10%. La parte hidroeléctrica es muy importante, por lo que el mercado es bastante sensible a los riesgos hidrológicos, y los años secos se traducen en un mayor despacho del parque térmico.

La mayoría de los generadores fueron privatizados; el Estado ha conservado el parque nuclear y ciertas obras hidroeléctricas. Existen más de 50 generadores individuales en el mercado mayorista, la mitad de los cuales genera el 80% de la energía.

El transporte

El sistema eléctrico argentino se organiza alrededor de una red de interconexión de 500 kV, que une las redes regionales de 220kV y 132 kV. Esta red presenta una configuración radial, cuyas líneas convergen hacia la región de Buenos Aires. Esta configuración de red tiene consecuencias importantes sobre el funcionamiento del mercado eléctrico: las pérdidas son altas, la valorización de la energía de los productores dependen en parte de la capacidad de la red de enviar su producción hacia la región de Buenos Aires, y el sistema es muy sensible a la falla de una de las líneas principales.

Los transportistas deben asegurar un libre acceso a la red y están encargados de mantener la red que les fue concedida en buen estado. Sin embargo, no tienen ninguna obligación de realizar las extensiones de capacidad necesarias en caso de saturación de las líneas existentes, y ninguna exclusividad para hacer tales extensiones. La remuneración de los transportistas esta regulada con un nivel anual de ingresos fijado por el ENRE por periodos de 5 años. Este nivel de ingresos esta calculado sobre una disponibilidad de 100% de las instalaciones de la red, con penalidades en caso de indisponibilidad.

Los cargos de transporte que pagan los usuarios se componen de tres términos:

- Un cargo fijo de conexión, pagado por el usuario a título de los costos de explotación y de mantenimiento de sus instalaciones de conexión a la red
- Un cargo variable por la energía transportada, función de la cantidad de energía liberada o tomada en la red por cada usuario, y del precio la energía.
- Un cargo complementario, calculado de manera que la suma total de los cargos pagados por los usuarios sea igual a la remuneración del transportista, fijada *ex-ante*.

La distribución

La distribución esta brindada por alrededor de 25 sociedades provinciales o locales. La mayor demanda de electricidad del país, que se concentra en Capital Federal y Gran Buenos Aires con el 43 % de la demanda total, la distribuyen tres sociedades: EDENOR, EDESUR y EDELAP.

Los distribuidores tienen el monopolio de la distribución de energía en su zona de servicio. En contraparte, tienen la obligación de responder a la totalidad de la demanda de sus clientes. A diferencia de los transportistas, los distribuidores están encargados de realizar las inversiones de extensión de la red necesaria. Tienen la responsabilidad de mantener la red y cumplir con el servicio, en caso contrario deben pagar multas.

Las tarifas de distribución están reguladas. El precio de compra de electricidad en el mercado mayorista y los costos de transporte están incluidos como *pass-through* dentro de las tarifas a los clientes directos.

Los grandes consumidores (“Grandes Usuarios”) se benefician de un acceso directo al mercado mayorista. Los distribuidores representan hoy aproximadamente un 80 % de la demanda de electricidad en el mercado mayorista, mientras que los GUs representan los 20 % restantes.

2.1.2 El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)

El mercado eléctrico mayorista argentino (MEM) comprende dos mercados que se complementan:

- Un mercado a término, en el cual se llevan a cabo los contratos entre los generadores y grandes clientes. Las condiciones de estos contratos (cantidades, precio, etc.) son negociadas entre las partes;
- Un mercado spot, en el cual se efectúan las compras y ventas de electricidad a corto plazo. La energía entregada a la red por un generador más allá de sus compromisos contractuales se considera vendida en el mercado spot. Inversamente, si un productor produce menos que sus volúmenes contractuales, debe comprar la diferencia en el mercado spot.

Los GUs que no tienen cubierta su demanda real con contratos realizan compras en el mercado spot; las compras que los distribuidores realizan están valorizadas a un precio que define la Secretaría de Energía (denominado “precio estacional”); ambos pueden vender sus excedentes en el mercado spot.

Los GUs compran principalmente dentro de los contratos a término y secundariamente en el mercado spot. Los distribuidores compran la mayoría de su demanda en el mercado spot a precio estacional.

Los productores venden aproximadamente 25% de su producción en el mercado a término (como contratos) y 75% en el mercado spot.

Organización del MEM

El MEM tiene un sistema de facturación y de remuneración de transporte y de los diferentes servicios, necesarios para el funcionamiento del sistema eléctrico (control de

tensión, potencia reactiva, regulación de frecuencia, reservas operativas, funciones comerciales y administrativas).

El MEM esta administrado por la Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista (CAMMESA). Este organismo está encargado del despacho, de calcular los precios, administrar las transacciones económicas en el MEM, y supervisar la seguridad y la calidad de funcionamiento del sistema.

Las reglas de acceso al Mercado Eléctrico

Pueden participar de las transacciones en el MEM, los generadores, los autogeneradores y cogeneradores, los distribuidores y los grandes consumidores. La actividad de comercialización esta autorizada, dentro de ciertos límites.

Los grandes consumidores se reparten en cuatro categorías en función de su nivel de consumo, con reglas de acceso para cada categoría:

- Los GUMAS (“Grandes Usuarios Mayores” - más de 1 MW) deben comprar en el mercado a término al menos 50% de su demanda, y pueden comprar el resto en el mercado spot;
- Los GUMES (“Grandes Usuarios Menores” - 30 kW a 2 MW) deben aprovisionarse el 100% en el mercado a término, y no tienen acceso al mercado spot;
- Los GUPAS (“Grandes Usuarios Particulares” - 30 a 100 kW) deben aprovisionarse el 100% en el mercado a término, y no tienen acceso al mercado spot.
- Los GUDIS (“Grandes Usuarios de las Distribuidoras”) son usuarios de demanda mayor a 300 kW que compran su energía a través de las distribuidoras de energía eléctrica.

El “despacho” de las centrales

En el plano físico, las centrales están sujetas a un “despacho económico”, destinado a responder a la demanda minimizando el costo total del sistema. El despacho toma en cuenta no sólo el costo variable de producción de cada central, sino también las pérdidas asociadas de transporte, que depende de la localización de la central en la red. Una central bien ubicada –cerca de la demanda– tiene prioridad frente a una central peor situada.

Este “despacho” esta bajo la responsabilidad de CAMMESA y es independiente de los contratos negociados por los productores en el mercado a término. La diferencia entre la energía liberada en la red por un productor y sus compromisos contractuales es considerada como vendida o comprada por el productor en el mercado spot.

El despacho está precedido de una programación “estacional” semestral, un ajuste trimestral de dicha programación, una programación semanal para la semana siguiente y

un “predespacho” para el día siguiente, antes de proceder al despacho en tiempo real. El despacho de las centrales se efectúa hora por hora.

Las centrales hidráulicas sin capacidad de almacenaje son consideradas como funcionando en base, y generan en la medida que se lo permiten sus aportes hídricos.

Las centrales hidráulicas que tienen una capacidad de almacenaje y las máquinas térmicas disponibles son llamadas por orden creciente de costo variable. Para las hidráulicas, el costo variable responde a un “valor del agua”, correspondiente al costo que puede ser evitado cuando el nivel de las reservas es administrado de manera óptima. Existe un tope para la declaración de valores del agua en 60 \$/MWh.

Dentro de la lista creciente de costos, el costo variable de la central que entraría para abastecer el próximo MW es el que define el costo marginal del sistema. Los productores deben declarar sus indisponibilidades y sus costos variables de producción que se dividen (en caso de las térmicas) en combustible, mantenimiento y costos variables no combustibles. Para cada declaración, la Secretaría establece precios de referencia máximos reconocidos.

2.1.3 Los precios en el MEM

El precio Spot

En el mercado spot se usan dos tipos de precios para valorizar las transacciones:

- El precio spot horario, al que venden los productores y compran los grandes usuarios
- El precio estacional, que sanciona la Secretaría de Energía y al que compran los distribuidores.

Los precios spot horarios resultan del equilibrio instantáneo entre la oferta y la demanda, y son utilizados para valorizar:

- las ventas de los productores en el mercado spot;
- las compras de los productores en el mercado spot (cuando su producción es inferior a sus compromisos contractuales);
- las compras de los grandes usuarios en el mercado spot;
- las reventas de los grandes usuarios y de los distribuidores en el mercado spot (cuando ellos tienen contratados en el mercado a término energía excedente con relación a su demanda).

El precio spot comprende:

- Un precio de la potencia fijo en 12 \$/MW/hora durante las 90 horas semanales de mayor carga para el sistema eléctrico.

- Un precio de la energía (en \$/MWh), fijado hora por hora, igual al costo marginal que se hubiese obtenido si todas las máquinas hubiesen estado disponibles con gas (máximo 120 \$/MWh).
- La diferencia entre el costo real y el precio sancionado es reconocida a cada generador a través de un sobre costo llamado “Sobre costo Transitorio de Despacho” que paga la demanda de Grandes Usuarios y subsidios del Estado.

El precio spot horario está calculado en función de la localización del productor y del comprador en la red, a fin de reflejar el costo de las pérdidas. Una central bien ubicada en la red no solo será llamada preferentemente a una central peor ubicada, sino que también recibirá una remuneración más elevada. De la misma manera, los consumidores compran la electricidad al precio spot de su nodo de conexión.

En el mercado spot, las ventas de los productores son remuneradas al precio spot (energía + potencia) de su nodo de conexión, más los Sobre costos Transitorios de Despacho (en caso que el generador tenga un costo de producción mayor al precio spot sancionado). Los productores también son remunerados por los servicios auxiliares que sirven al sistema (regulación de frecuencia, reservas, etc.). El precio medio percibido por cada generador en el mercado spot depende de su perfil de producción: un generador funcionando en “base” obtendrá un precio medio próximo a los precios spot; un generador funcionando en “punta” obtendrá un precio medio superior a la media del precio spot, pero no producirá durante ciertas horas.

El precio estacional

El precio estacional es un precio spot medio, aplicado a las compras de los distribuidores en el mercado spot, con el objetivo de atenuar la volatilidad de los precios spot para los distribuidores y sus clientes. Este precio estacional es calculado con anticipación por CAMMESA.

Cada 6 meses, CAMMESA proyecta los precios spot horarios. Estos precios, separados en 3 bandas horarias (pico, resto y valle), conducen a un precio estacional para cada una de las bandas.

Cada mes, la diferencia entre las compras de los distribuidores al precio estacional y el precio spot es imputada en un fondo de estabilización. Al final de cada trimestre, en función del saldo del fondo, el precio estacional del trimestre siguiente es ajustado de manera que se reabsorbe.

En el mercado spot, el precio spot medio y el precio estacional deberían evolucionar de forma paralela; el precio estacional es simplemente menos volátil que el precio spot.

En el mercado a término, los precios contractuales siguen la evolución del mercado spot, pero con una cierta inercia ligada a la duración de los contratos (1 a 3 años en general).

A partir del 2002, los precios monómicos en dólares caen debido a la pesificación. En los años siguientes, los precios spot se fueron recuperando, pero el precio estacional aumentó mucho más lentamente, lo que provocó un déficit para CAMMESA.

A partir de la Ley de Emergencia Pública y de la pesificación, la Secretaría de Energía no siguió el mecanismo establecido en los procedimientos de cálculo de precios estacionales y sancionó precios estacionales arbitrarios. Esto provocó que se agotaran las reservas del fondo de estabilización y generó un déficit entre las obligaciones de pago con los generadores y el cobro de los distribuidores. El Estado se vio obligado a realizar préstamos a este fondo para solventar al sistema, y a sancionar la resolución 406 en septiembre de 2003 que estableció prioridades de pago para los generadores. Según esta resolución, CAMMESA cubre los pagos según el orden siguiente hasta agotar sus ingresos mensuales:

- 1) pago de los costos variables de producción (para las hidroeléctricas es 2 \$/MWh, el costo de operación y mantenimiento, y para las térmicas es el costo variable declarado);
- 2) pago de la potencia sobre la base de los 12 \$/MW por cada hora que se remunera la potencia;
- 3) el resto del margen de los generadores, entre el precio spot sancionado y el costo propio de producción. Este margen se denomina “Inciso C”.

Las diferencias que no puede cubrir con los ingresos se consolidan cada mes como Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir. Actualmente dichas diferencias cubren la mayor parte del “Inciso C” y son consideradas “activos no corrientes”, deudas cercanas al default.

2.2 MERCADO ARGENTINO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LOS ÚLTIMOS AÑOS

La sucesión de hechos y el desarrollo de las variables en el largo plazo describen el comportamiento del sistema de manera dinámica. El problema puede ser analizado a partir del comportamiento de sus principales variables en los últimos años.

Esta sección del presente trabajo tiene la siguiente estructura:

Se analizará la variación de la potencia instalada desde los años '90, conjuntamente con la variación de la demanda y la dinámica de generación por tipo (hidroeléctrica, térmica, etc.). Luego se prestará especial atención a la generación térmica, por ser la que mayores cambios sufrió durante los últimos años. Partiendo de la generación térmica, se analizará específicamente el consumo de combustibles, tanto gas como combustibles líquidos, y cómo este consumo afecta los precios y costos de la energía eléctrica. El consumo de gas natural en la generación térmica es la restricción principal en el desarrollo de la situación energética actual.

Finalmente, se detallarán las principales variaciones en precio estacional de la energía para los usuarios de las distribuidoras, y el impacto que los mismos tienen en las cuentas de CAMMESA, que subsidia la diferencia a través de diferentes Fondos del Mercado Eléctrico Mayorista.

Los resultados de los análisis de este capítulo se utilizarán en el Capítulo 3, “Definición del Problema”, para desarrollar modelos conceptuales y de simulación del mercado energético argentino. A partir de ellos, se evaluarán los puntos críticos del problema.

2.2.1 Potencia instalada

Desde la desregulación del mercado hasta el 2001 la capacidad instalada creció, en promedio, 531 MW por año, lo que representa un crecimiento de un 6.5% anual de la potencia instalada, como se observa en la Figura 2.2.1.1.

En el año 2001 se instalaron más de 1600 MW de generación térmica, incluyendo los ciclos de Central Puerto y AES Paraná. Desde el año 2002 hasta el 2007, prácticamente no se agregó potencia: se instalaron, en promedio, 71 MW por año, resaltando la instalación de Lujan de Cuyo en octubre del año 2002. En los años 2007 y 2008 se instalaron 1000 MW por año, cerrando ciclos abiertos, instalando nuevas turbinas a gas y elevando la cota de Yacyretá.

El mix de potencia instalada cambió debido a que la única fuente con aumentos significativos fue la térmica. La capacidad instalada hidroeléctrica permaneció prácticamente constante durante los últimos años, aumentando muy levemente (principalmente debido al aumento de la cota de Yacyretá), y la nuclear fue totalmente constante.

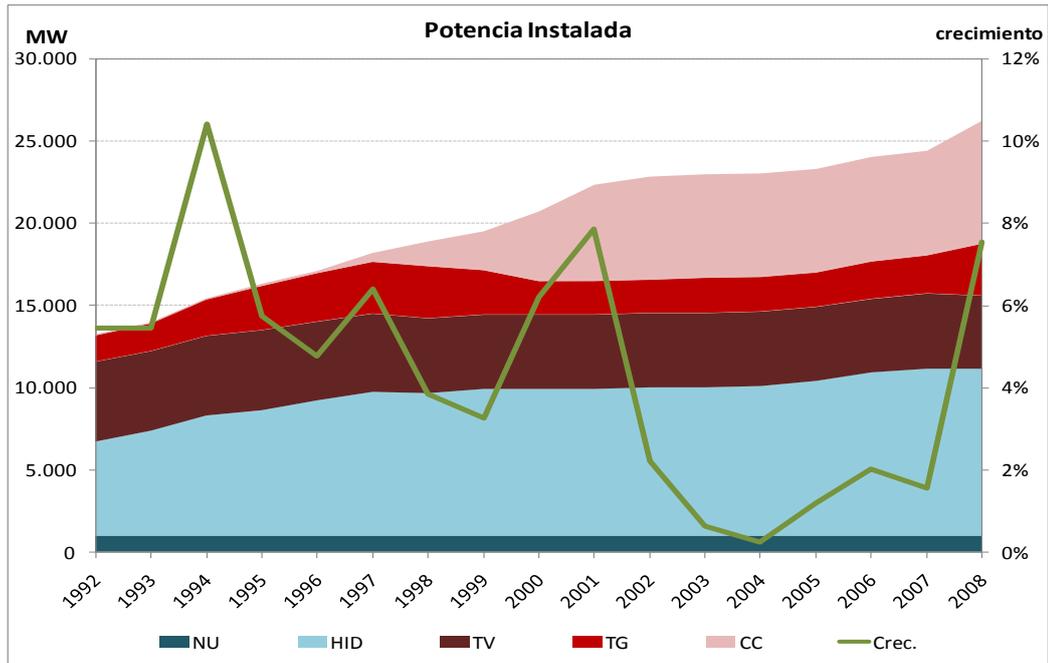


Figura 2.2.1.1. Potencia instalada por tipo y crecimiento de la potencia instalada desde el año 1992 hasta el año 2008. Fuente: Datos de CAMMESA

2.2.2 Potencia disponible y demanda pico¹

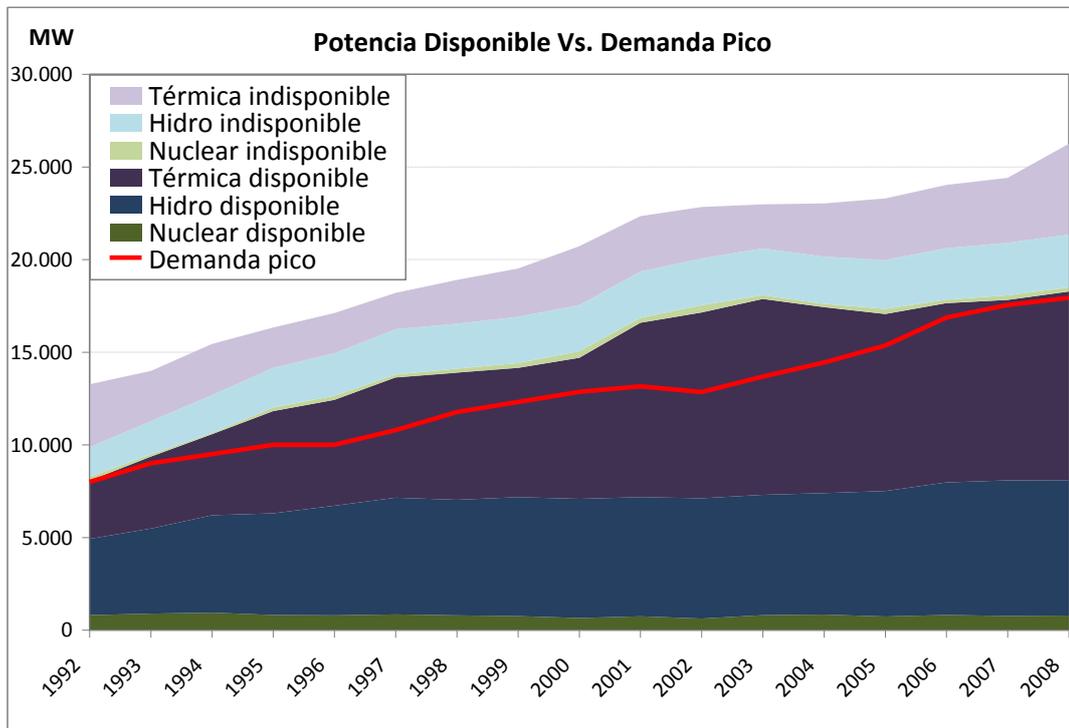


Figura 2.2.2.1. Potencia Disponible vs. Demanda Pico, desde el año 1992 hasta el año 2008. Fuente: Datos de CAMMESA

¹ En promedio, la demanda pico es un 40% mayor a la demanda media. La demanda pico que se muestra es la demanda pico promedio anual, que es a su vez menor que la demanda pico de los momentos más críticos (por temperaturas muy cálidas o muy frías, por ejemplo)

En promedio el 5% de la potencia nuclear y el 20% de la hidroeléctrica no pueden ser utilizadas, mientras que dicho porcentaje crece a más de un 25% para la potencia térmica.

Al desregularse el mercado eléctrico en 1992, la potencia disponible era apenas superior a la demanda pico, como se observa en la Figura 2.2.2.1. En los años sucesivos, desde 1995 hasta 2002, la incorporación de nueva potencia térmica y la disminución de la indisponibilidad de la potencia instalada aumentaron la potencia disponible a ritmo sostenido. La potencia disponible total disminuyó entre 2004 y 2006, aumentando un 2% anual desde el 2006 hasta el año 2008.

La indisponibilidad térmica descendió desde un 50% en 1992 a un 23% en 1997, debido a la renovación y mejora de los equipos existentes. Desde 2002 la indisponibilidad aumenta por el desgaste de las máquinas y por el cambio a combustibles alternativos. Desde entonces se mantiene en valores cercanos al 25%, con un leve aumento hasta el 27% en el 2007 y 33% en el 2008, alcanzando valores de indisponibilidad del año 1994. Esta indisponibilidad es debida a causas técnicas, como mantenimientos, paradas de máquina, etc., y no de suministro de combustibles.

A las indisponibilidades mencionadas anteriormente hay que sumarle la falta de combustible para la generación térmica, y las sequías, para la hidroeléctrica. A esto hay que agregar que el uso de combustibles líquidos disminuye la eficiencia de las máquinas térmicas, con lo que su capacidad de generación es menor tanto en términos de potencia como de energía. Estas indisponibilidades y disminuciones de eficiencia están en el orden del 10-15% de la capacidad térmica total, mientras que las sequías pueden limitar severamente la capacidad de generación real de las usinas hidroeléctricas.

2.2.3 Generación y oferta de energía eléctrica

La generación de energía creció sostenidamente durante todo el período, a excepción del año 2002 en el que, debido a la crisis económica, la generación disminuyó levemente (-5,5%, correspondientes a un 2,5% de disminución de la demanda local y el otro 3% a una disminución de las exportaciones). Desde ese momento la generación crece a una tasa del 7% anual siendo 2004 y 2006 los años que presentaron mayores crecimientos: 8.5% y 11% respectivamente.

Como se muestra en la Figura 2.2.3.1, entre el año 1992 y el 2001 el crecimiento fue del 5%, similar al obtenido si se considera todo el período 1992-2007.

Dado que en los últimos años no se instaló nueva capacidad de generación, dicho aumento en la generación implicó un aumento en el factor de uso de las máquinas.

La generación hidráulica presenta variaciones que fueron compensadas por la generación térmica -y en parte por la importación- para mantener el creciente consumo. Durante los últimos años la generación térmica absorbió el crecimiento de la demanda.

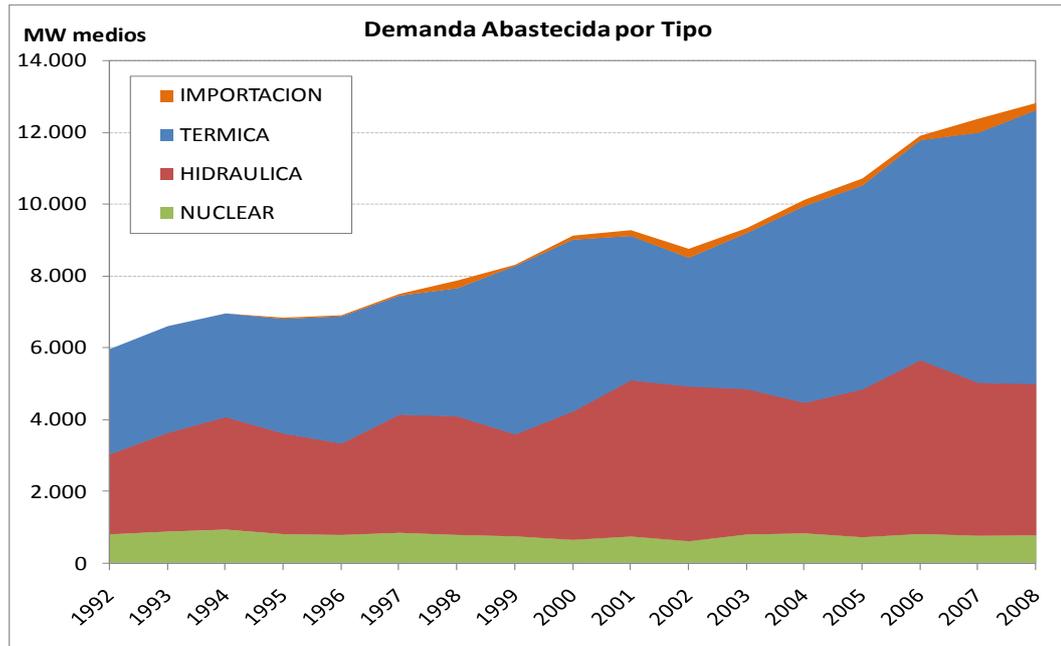


Figura 2.2.3.1. Demanda abastecida por tipo de generación, desde el año 1992 hasta el año 2008.

Fuente: CAMMESA

2.2.4 Generación térmica y consumo de combustible

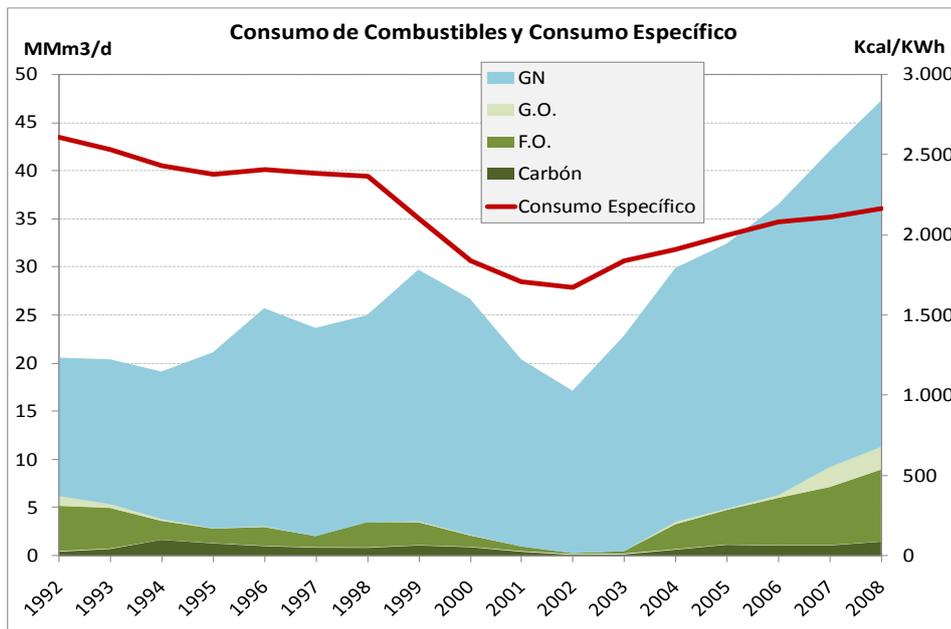


Figura 2.2.4.1. Consumo de combustibles y consumo específico del parque de generación térmica, desde el año 1992 hasta el año 2008. Fuente: Datos de CAMMESA

Con la incorporación de nueva potencia en Ciclos Combinados a partir del año 1998 se redujo considerablemente el consumo específico del parque térmico. Como se muestra en la Figura 2.2.4.1, la tendencia se mantuvo hacia una mayor eficiencia hasta el año 2001. Durante el año 2002 se registró asimismo un consumo específico menor que en el

año 2001, pero dicha disminución no se debe a la incorporación de nuevas tecnologías sino a la disminución de la demanda, que permitió un despacho de sólo las unidades más eficientes.

Desde el año 2003 en adelante se observa un aumento sostenido y continuo en el consumo específico. El mismo se debe a dos factores. Por un lado, el aumento de la generación obliga a generar con más usinas; a medida que se incorporan nuevas usinas al parque generador (usinas menos eficientes que no era necesario utilizar anteriormente) el rendimiento promedio baja. Asimismo, cuando no se puede abastecer todo el gas que demanda la generación eléctrica, entonces las usinas tienen que consumir combustibles líquidos. El consumo de dichos combustibles disminuye la eficiencia de las máquinas, diseñadas para funcionar a gas, haciendo que aumente su consumo específico.

Actualmente el consumo específico promedio es casi 500 Kcal/MWh superior al del 2001 (pasando de 1650 a 2200 Kcal/MWh), correspondientes a una disminución de la eficiencia en casi un 30%.

En el año 2002, debido a los efectos de la crisis económica, generaciones hidráulicas sobre la media y temperaturas templadas, se dio la situación de abundancia de gas y energía eléctrica y escasez de demanda, por lo que la poca demanda térmica que hubo pudo satisfacerse con gas. Entre agosto del 2001 y mayo del 2003 prácticamente no hubo consumo de otros combustibles para generación más que el gas natural. Desde el año 2005 el consumo de combustibles alternativos aumenta 2 MMm³/d equivalentes por año, correspondiente a un aumento de un 35% anual.

2.2.5 Precios de la energía eléctrica

El precio de la electricidad en Argentina se puede dividir en tres partes. El precio de la potencia es lo que se paga a las usinas por tener máquinas generadoras (“potencia”) a disponibilidad del mercado eléctrico, su objetivo es remunerar el capital de la máquina que despacha en horas pico. El precio de la energía es lo que se paga a las usinas por la energía generada. El sobrecosto es un conjunto de conceptos que se debe pagar a la usina por sobre el valor de la energía, principalmente debido al costo mayor de consumir combustibles alternativos frente al gas (Res 240/ 03). Estos sobrecostos son pagados por los GUs (aquellos con consumos mayores a 300kW), prorrateados según el consumo de toda la demanda. La demanda de los GUs es el 21% de la demanda total.

Desde el 2004, cuando los consumos de combustibles alternativos comenzaron a tener importancia, el sobrecosto creció de manera constante cada invierno, alejándose de los precios monómicos. Actualmente el sobrecosto creció hasta ser casi tan elevado como el precio de la energía, alcanzando un 45% del precio total –lo que se observa en la Figura 2.2.5.1 para los inviernos de 2007 y 2008.

Por otra parte, están los precios que pagan los usuarios de las distribuidoras. En total hay cinco categorías de precios monómicos: residenciales de menos de 10 kW, no residenciales de menos de 10kW, usuarios entre 10 y 300 kW, usuarios de más de 300

kW y alumbrado público. Los usuarios residenciales se dividen a su vez según su consumo bimestral: menores a 1.000 kWh/bim, entre 1000 y 1400 kWh/bim, entre 1400 y 2800 kWh/bim y más de 2800 kWh/bim.

Dichos precios, correspondientes al 79% de la demanda, están congelados desde 2005 (a excepción de los residenciales de más de 1000 kWh/bim) y generan déficit al estado a razón de 375 millones de pesos por mes (año 2008).

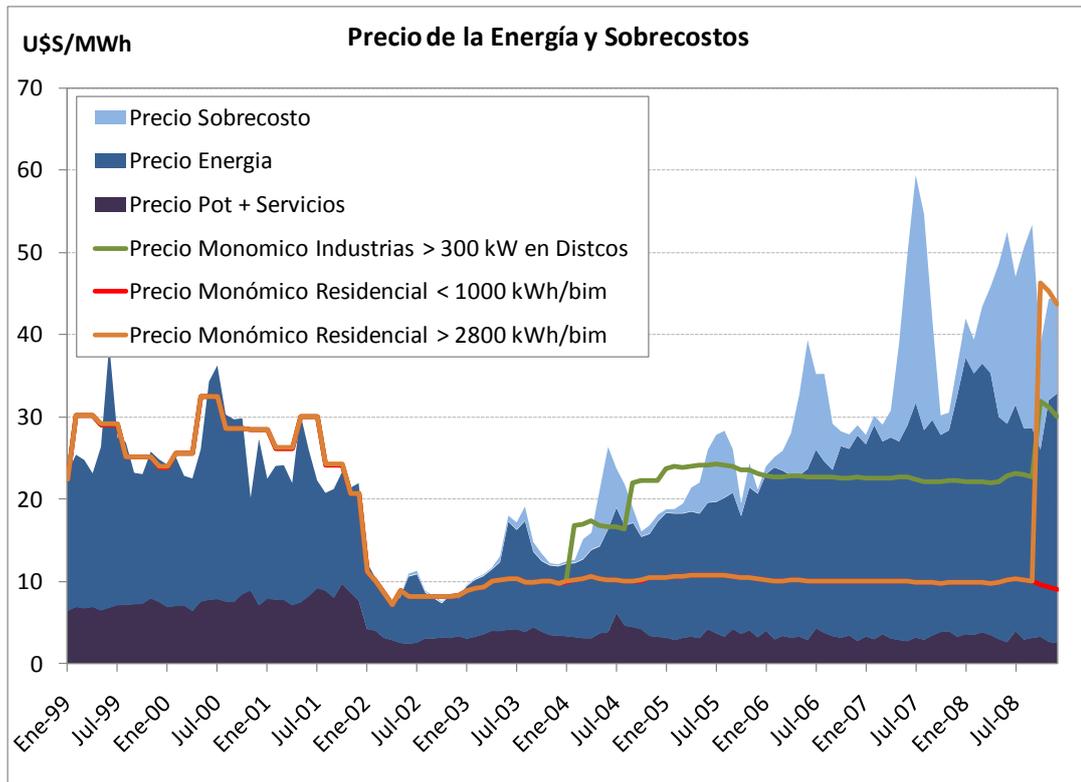


Figura 2.2.5.1. Precio Spot de la Energía, potencia y sobrecostos, comparado con los precios monómicos de distribuidoras para usuarios residenciales e industriales. Fuente: Datos de CAMMESA.

Como se observa en la figura Figura 2.2.5.1, el subsidio para los usuarios residenciales llegó a 50 U\$/MWh (154 \$/MWh) en el año 2007, mientras que dicho subsidio alcanzó los 36 U\$/MWh (112 \$/MWh) para los GUDIS (usuarios de demanda mayor a 300 kW que compran su energía a través de las distribuidoras).

2.2.6 Precios spot y costos marginales

Como consecuencia de la menor disponibilidad de gas y de los altos precios de los combustibles líquidos, en agosto 2003 la Secretaría de Energía sancionó la resolución 240 –supuestamente transitoria– con el objetivo de bajar los precios del sistema. Esta resolución establece que el precio a sancionar no va a seguir el costo marginal del sistema, sino que va a ser igual al costo marginal que se hubiese obtenido si todas las máquinas hubiesen estado disponibles con gas. La diferencia entre el costo real y el

precio sancionado es reconocida al generador que incurre en el sobre costo a través del “Sobrecosto Transitorio de Despacho”.

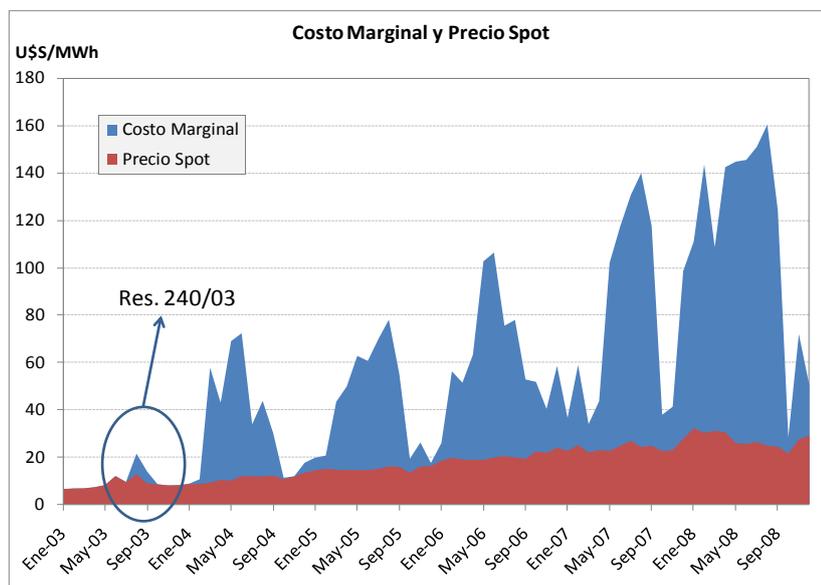


Figura 2.2.6.1. Costo marginal y precio Spot de la energía (promedio mensual). Fuente: Datos de CAMMESA

Desde el año 2003 se registró un aumento del precio del gas para usinas en dólares (aumentó 2.65 veces) y una disminución de la eficiencia de las usinas despachadas que hicieron que el precio de la energía aumentara un 225% (de 8.5 U\$/MWh en 2003 a 27.4 U\$/MWh en 2008), como se observa en la Figura 2.2.6.1.

Desde diciembre del 2006 hasta junio del 2007, el precio del gas en pesos estuvo congelado en 219 \$/dam³, debido a que no se renovó el “sendero de precios”. En junio de 2007, con la sanción del “acuerdo de productores” (Res. 599/07), se acordó un aumento gradual del precio para generación eléctrica. Desde 2004 el precio de gas para usinas crece en promedio un 35% anual. Al finalizar el año 2008 el precio de gas de referencia para y usinas, en dólares, es más de un 45% mayor que antes de la devaluación, pero muy inferior a los precios internacionales.

Independientemente del aumento del precio spot los costos marginales aumentaron casi 11 veces desde el año 2003, debido al aumento en el consumo de combustibles alternativos, siendo en el 2008 más de cuatro veces mayor que el precio spot, como se observa en la Figura 2.2.6.1.

2.2.7 Precios de las distribuidoras

En total hay cinco categorías de precios monómicos de distribución: residenciales de menos de 10 kW, no residenciales de menos de 10kW, usuarios entre 10 y 300 kW, usuarios de más de 300 kW y alumbrado público. Los precios estacionales que toma la distribuidora para aplicar en la tarifa eran establecidos por la Secretaria de Energía cada

3 meses. Este precio estacional era aplicado a los usuarios con los ajustes de los contratos de concesión de las distribuidoras.

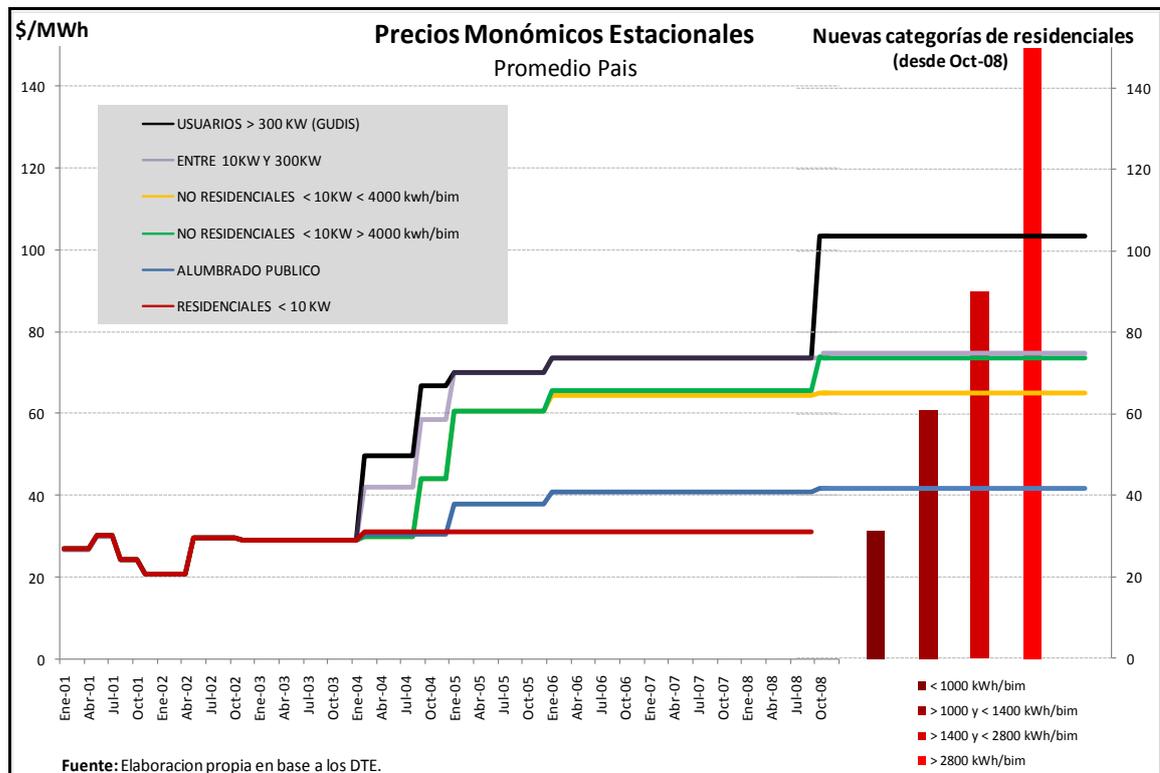


Figura 2.2.7.1. Precios Monómicos Estacionales, por tipo de usuario de distribuidora, desde 2001 hasta 2008. Fuente: Datos de CAMMESA

A lo largo del 2003 los precios de generación aumentaron pero el precio estacional se mantuvo fijo, lo que provocó déficit en el fondo de estabilización.

A principios del 2004 se separó el precio estacional en tres categorías, como se observa en la Figura 2.2.7.1. En septiembre 2004 y enero 2005 se realizan otros ajustes, de los que la demanda residencial fue exceptuada. Estos precios estuvieron congelados hasta octubre 2008, cuando la tarifa residencial se abrió en 4 categorías, quedando fija sólo la tarifa residencial de menor consumo (consumo bimestral menor a 1.000 kWh/bim). Los nuevos precios vigentes para las categorías residenciales se observan en las columnas de la derecha en la Figura 2.2.7.1.

2.2.8 Fondos y cuentas del MEM

La diferencia entre los precios spot que cobran los generadores y los precios monómicos que paga la demanda, combinada con la pequeña proporción de los usuarios que pagan sobrecostos genera un déficit para el estado.

El déficit acumulado desde 2002 hasta 2008 es de más de 10.000 millones de pesos, y creció durante 2008 a razón de 375 millones de pesos por mes, equivalente a 12.3 millones de pesos por día, como se observa en la Figura 2.2.8.1.

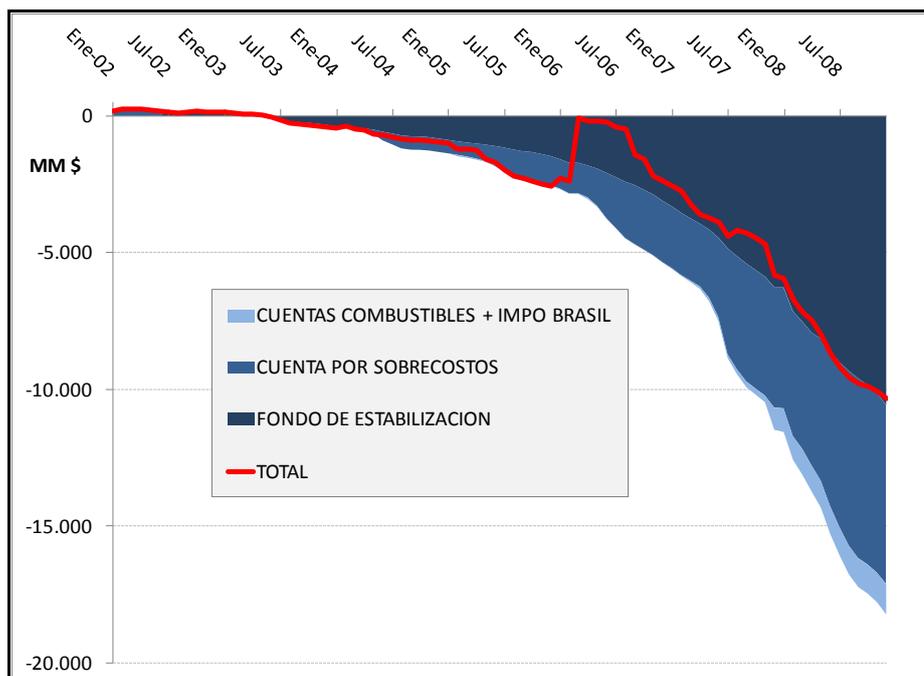


Figura 2.2.8.1. Fondos y Cuentas del MEM, desde 2002 hasta 2008. Fuente: Datos de CAMMESA

2.2.9 El consumo de gas para generación eléctrica

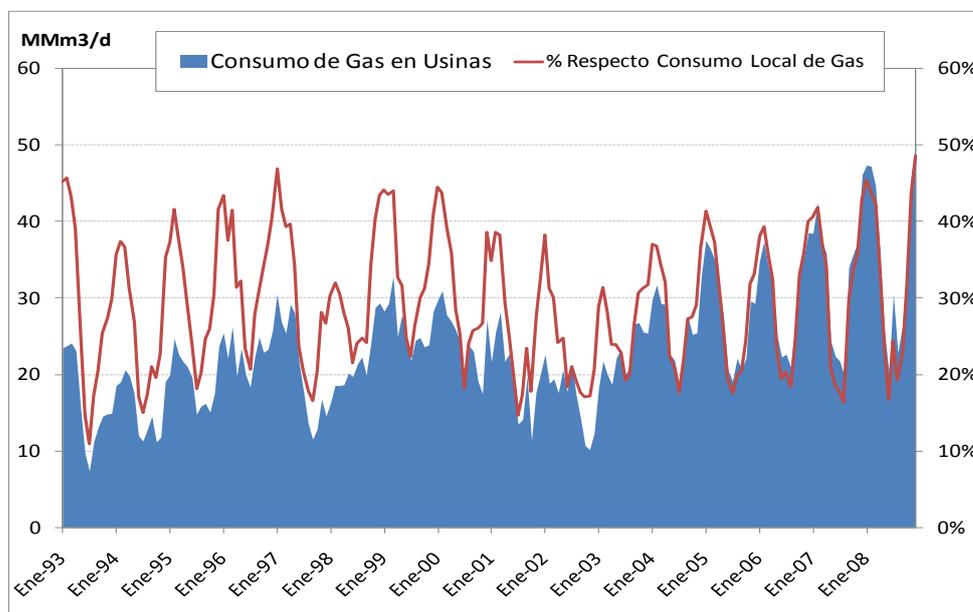


Figura 2.2.9.1. Consumo de Gas en Usinas, en valores absolutos (MM m³/d, eje izquierdo) y como proporción del consumo local de gas. Fuente: datos de CAMMESA y del Enargas.

Como puede observarse en la Figura 2.2.9.1, la demanda de gas para generación eléctrica es de alrededor del 30% de la demanda total de gas. Dicha proporción varía entre el 20% en invierno y el 45% en verano. Esto sucede porque en invierno el

aumento de consumo residencial, sumado a la restricción en el transporte y la producción de gas, fuerzan a disminuir el consumo de usinas.

Con inyecciones en gasoductos del orden de los 120 MMm³/d y demandas estimadas que superan los 140MMm³/d, el consumo de gas en usinas se ve limitado al mínimo durante el invierno. Durante el invierno de 2008 se alcanzaron consumos mínimos de 20 MMm³/d (con días puntuales de 15 MMm³). Dicho consumo en usinas corresponde al 18% del consumo total de gas, generando aproximadamente 3.300MW medios, correspondientes al 45% de la generación térmica del invierno. El otro 55% se genera con combustibles alternativos.

2.3 MERCADO ARGENTINO DE GAS EN LOS ÚLTIMOS AÑOS

A partir del consumo de gas para generación se describirá la manera en que el mercado eléctrico influyó en el mercado de gas desde los años '90. Asimismo se detallarán las otras fuentes principales de demanda de gas: demanda residencial, industrial, GNC, gas para exportación, etc., con sus abastecimientos y cortes durante los últimos años, y sus respectivos precios del gas.

Los resultados de los análisis de esta sección se utilizarán en el Capítulo 3, “Definición del Problema”, para desarrollar modelos conceptuales y de simulación del mercado energético argentino.

2.3.1 Evolución general del mercado local de gas

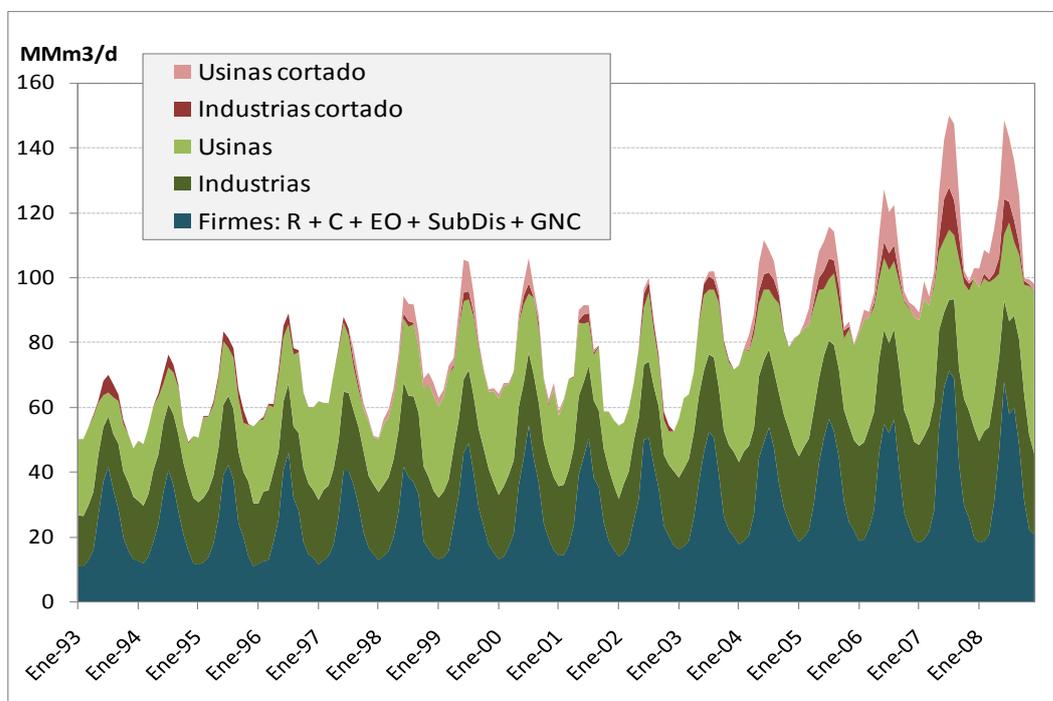


Figura 2.3.1.1. Demanda y Consumo de gas por tipo de cliente, desde el año 1993 hasta 2008, promedios mensuales. Fuente: datos de Enargas.

Como se observa en la Figura 2.3.1.1, desde 1993 hasta 2000 la demanda de gas creció de manera sostenida con una tasa de crecimiento de un 4.5%. La demanda máxima –correspondiente a la demanda promedio del mes de mayor demanda de cada año– creció en dicho período con una tasa de 6.5%. El abastecimiento de gas, en general, acompañó la demanda.

En el año 2001, debido a la crisis económica, disminuyó la demanda de gas en un 7%. Por lo tanto, los cortes de gas se redujeron en un 50% en el 2001.

Desde el año 2002 la demanda crece un 8% por año, mientras que el abastecimiento solo lo hace un 6% por año. El abastecimiento máximo –correspondiente al abastecimiento promedio del mes de más consumo de cada año– sólo aumentó entre el

2007 y el 2008 un 2%, evidenciando la saturación de capacidad del sistema de gas. Durante el año 2008 fue necesario apelar a la importación de gas licuado, importado a través de barcos, mucho más caro que el gas natural producido localmente, para mantener la oferta de gas para el mercado local, como se observa en la Figura 2.3.1.2.

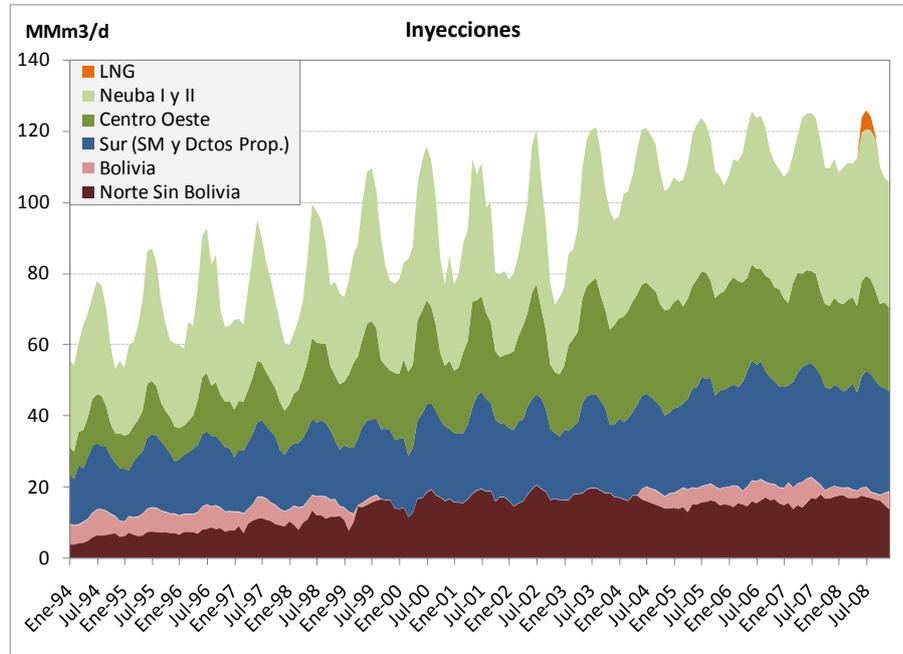


Figura 2.3.1.2. Inyecciones de gas en los gasoductos troncales, por origen. Fuente: datos de Enargas

En los últimos años, en proporción al consumo total de gas aumentó la demanda de usinas y GNC, mientras que disminuyó en proporción la demanda de las distribuidoras y las industrias, como se observa en la Figura 2.3.1.3. Esto se debe al gran crecimiento relativo de la demanda de gas para generación térmica y el gran aumento del parque automotor a GNC.

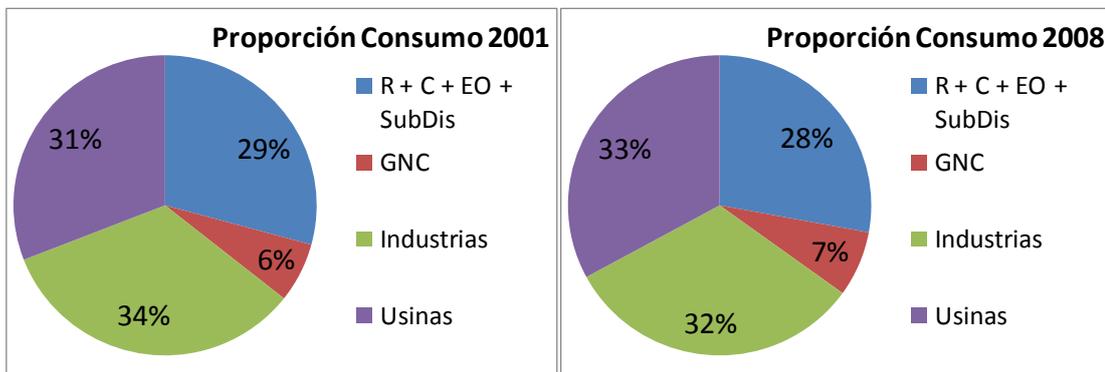


Figura 2.3.1.3. La proporción de consumo de gas por tipo de cliente, en los años 2001 y 2008. Fuente: datos de Enargas.

Actualmente el gas es el factor limitante del sistema energético nacional: la mayor parte de los cortes de energía eléctrica no se debe a la falta de potencia disponible sino a la

falta de gas para abastecer a dicha potencia. En ese sentido, podría decirse que el abastecimiento de gas es el “cuello de botella” o la “restricción”. Esto se debe a que el mercado de gas está diseñado, desde su concepción, para tener demanda insatisfecha (con contratos “interrumpibles”, “con ventana”, “peaking”, etc.) mientras que el mercado de energía eléctrica está concebido para abastecer a toda la demanda, hasta el punto que se considera que la demanda y el abastecimiento “son la misma cosa”.

Los actuales planes de crecimiento del sector energético implican, o bien importar gas de orígenes diferentes a Bolivia (por ejemplo, LNG, gas natural licuado traído en barcos) o reemplazar gas por combustibles alternativos, como se proyecta hacer en las nuevas centrales San Martín y Belgrano.

2.3.2 Precio del gas

Desde 1994 hasta el 2001 los precios del gas para industrias y usinas rondaron los 1.25 U\$\$/MMBTU, con una leve tendencia al alza.

En el año 2002, debido a la devaluación y la pesificación, los precios del gas en dólares disminuyeron bruscamente, manteniéndose en pesos, como se observa en la Figura 2.3.2.1. En 2004 los precios aumentaron un 50%. Desde entonces el precio de gas crece en promedio un 35% anual.

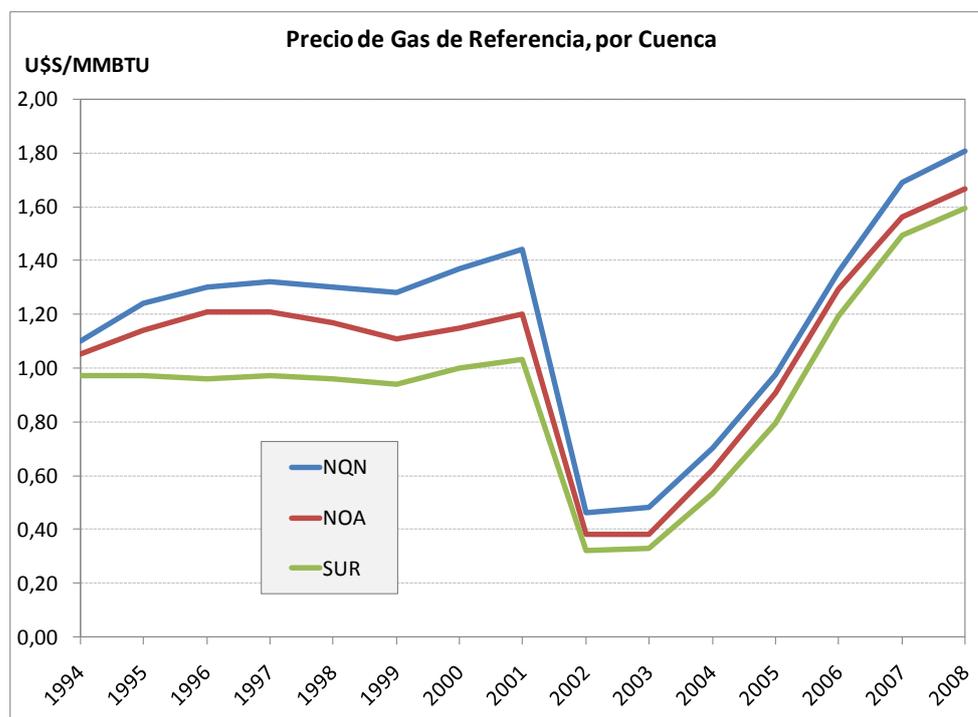


Figura 2.3.2.1. Precios de gas de referencia, por cuenca, desde el año 1994 hasta el año 2008. Fuente: Datos del Mercado Electrónico de Gas (MEGSA)

La Resolución 208 del año 2004 del Ministerio de Planificación determinó el sendero de precios de gas para las usinas e industrias pequeñas. En enero de 2006 CAMMESA

calculó el nuevo sendero de gas en boca de pozo hasta diciembre 2006, que utilizaron las usinas como Precio de Referencia. En junio 2007 se firma el Acuerdo de Productores mediante la resolución 599, actualizando el sendero hasta el año 2008.

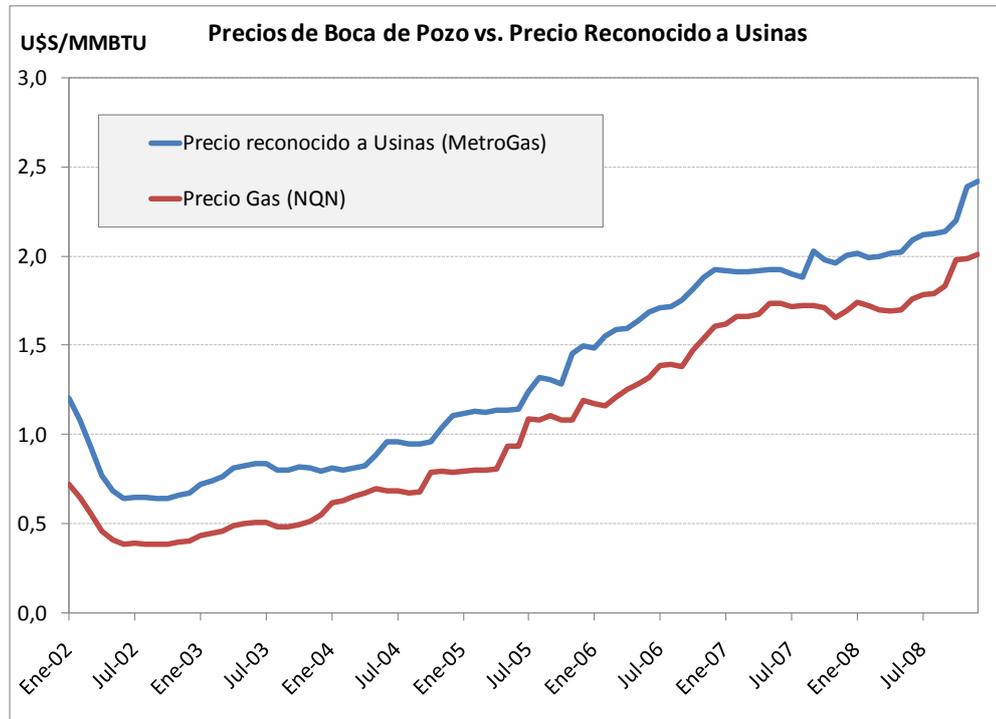


Figura 2.3.2.2. Precio de gas en boca de pozo en la cuenca Neuquina y precio de gas reconocido para usinas en Metrogas, desde 2002 hasta 2008. Fuente: Datos de CAMMESA y del Mercado Electrónico de Gas (MEGSA)

Como se observa en la Figura 2.3.2.2., al finalizar el año 2008 el precio de gas de referencia para industrias y usinas, en dólares, es más de un 45% mayor que antes de la devaluación. En cambio, el precio de gas para usuarios residenciales se mantuvo congelado desde la devaluación hasta el año 2008.

A pesar de los aumentos de precios de gas en boca de pozo de los últimos años, que ahora son mayores a los valores previos a la devaluación, siguen siendo mucho menores que los precios internacionales. El Henry Hub (precio de referencia de las industrias de los Estados Unidos) aumentó desde el 2003 un 20% anual. Durante el año 2008, debido a la escalada de los precios de los *commodities* (que llevó al precio del WTI a 145 U\$/bbl), el precio del gas Henry Hub alcanzó los 13 U\$/MMBTU. En promedio, el Henry Hub fue durante el año 2008 5.2 veces mayor que los precios de referencia locales (senderos de precios), como se observa en la Figura 2.3.2.3.

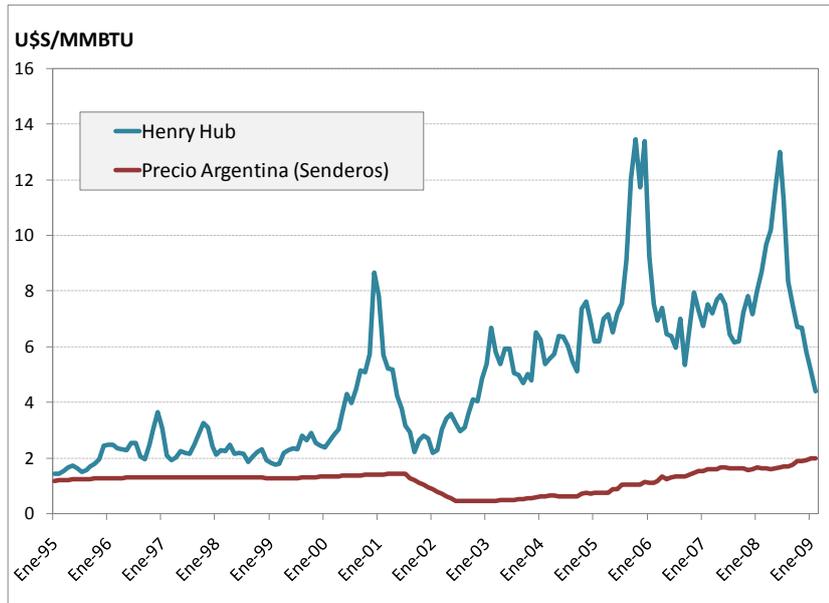


Figura 2.3.2.3. Precio promedio de los precios de gas reconocidos en boca de pozo (senderos del MEG) comparados con el precio Henry Hub. Fuente: datos del Mercado Electrónico de Gas (MEGSA) y datos de Natural Gas Supply Association (NGSA)

3. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

En el capítulo anterior se observa que la disponibilidad de gas es, actualmente, el cuello de botella del sistema energético. Es decir que la actual restricción en la generación eléctrica se encuentra en la menor disponibilidad de gas para generación. También se observa la tendencia del gobierno a desacoplar los precios de la energía eléctrica abonados por los usuarios residenciales de los costos reales de generación.

Actualmente en el sistema energético argentino, encontramos ~~El estado actual del sistema es el de~~ múltiples restricciones: principalmente en la disponibilidad de gas (que tiende a disminuir en el futuro cercano), pero también en la instalación de nueva potencia, la indisponibilidad térmica, la capacidad de consumo de combustibles alternativos como el gasoil, etc. La tendencia actual muestra que, de mantenerse la situación, se verán severas restricciones en los próximos años. Se espera que se observen cortes de energía eléctrica sistemáticos entre los años 2014 y 2018.

El análisis de esta situación lleva a definir el problema a través de un modelo causal y conceptual, con un enfoque o punto de vista sistémico. Desde el punto de vista sistémico, el sistema energético se comporta según el arquetipo de la *tragedia de los comunes*: los consumidores de energía eléctrica puján por obtener porciones cada vez más significativas de un recurso energético limitado. Por otra parte, no hay incentivos económicos ni seguridad jurídica que fomente un aumento del volumen del recurso compartido. Este arquetipo sistémico mantiene al sistema atrapado en un esquema en el que los agentes no se ven motivados a disminuir su demanda de energía (lo que se podría alcanzar mediante un aumento de la eficiencia energética) o de aumentar el volumen del recurso compartido (mediante la instalación de nueva potencia o el aumento de producción de gas).

A partir de la concepción sistémica del problema y del arquetipo mencionado, se desarrolla un modelo de simulación que tiene en cuenta la oferta y la demanda de energía eléctrica y de gas natural, totalizado a nivel país. Este modelo, de una complejidad considerable, permite realizar una proyección de las principales variables macro-energéticas, que definen con precisión el problema planteado. Se estudian particularmente los aspectos energético, económico, político, ambiental y de riesgo del problema presentado, analizando y proyectando diferentes variables dentro de cada aspecto. Las proyecciones definen el problema con precisión y son utilizadas como “caso base” frente al cual contrastar los resultados del Plan Propuesto, definiéndose objetivos específicos para cada una de las variables más relevantes.

Teniendo en cuenta la estructura causal relevada, se observa que el Plan Solar que se propondrá en el Capítulo 5, “La Solución Propuesta: El Plan Solar”, permite intervenir al sistema en un punto de alto apalancamiento, es decir, un punto que podría ofrecer resultados importantes con pequeños esfuerzos. Para analizar el nivel de apalancamiento del Plan también se hace uso de las herramientas de Dinámica de Sistemas.

Finalmente se formaliza la hipótesis del presente trabajo: que con el Plan que se propone en los capítulos siguientes se pueden alcanzar los objetivos definidos.

3.1 DESARROLLO DE UN MODELO CAUSAL DEL MERCADO ENERGÉTICO

La complejidad del sistema energético nacional, así como la multiplicidad de enfoques con los que se puede abordar el tema, obligan a un análisis sistémico del mismo. Asimismo, las importantes demoras (por ejemplo, la demora que hay entre que se planifica una nueva central y que la misma está operativa), las no-linealidades (por ejemplo, la relación no-lineal entre la demanda de energía y los costos marginales) y los cambios en las estructuras a lo largo del tiempo, sugieren que el problema energético debe abordarse de manera dinámica, no estática. En consecuencia, no es importante únicamente el objetivo del sistema, sino que pesa sobremanera el desarrollo del mismo hasta alcanzarlo.

Es por estos motivos que el autor del presente trabajo considera conveniente la utilización de las herramientas de la Dinámica de Sistemas para abordar el problema del sector energético nacional.

Para examinar los orígenes del problema energético según las herramientas de la Dinámica de Sistemas, es necesario abordarlo a partir del análisis de sus estructuras causales. Se presenta a continuación, entonces, una somera descripción del desarrollo del mercado energético en los últimos años mediante la representación de los principales lazos causales de su estructura.

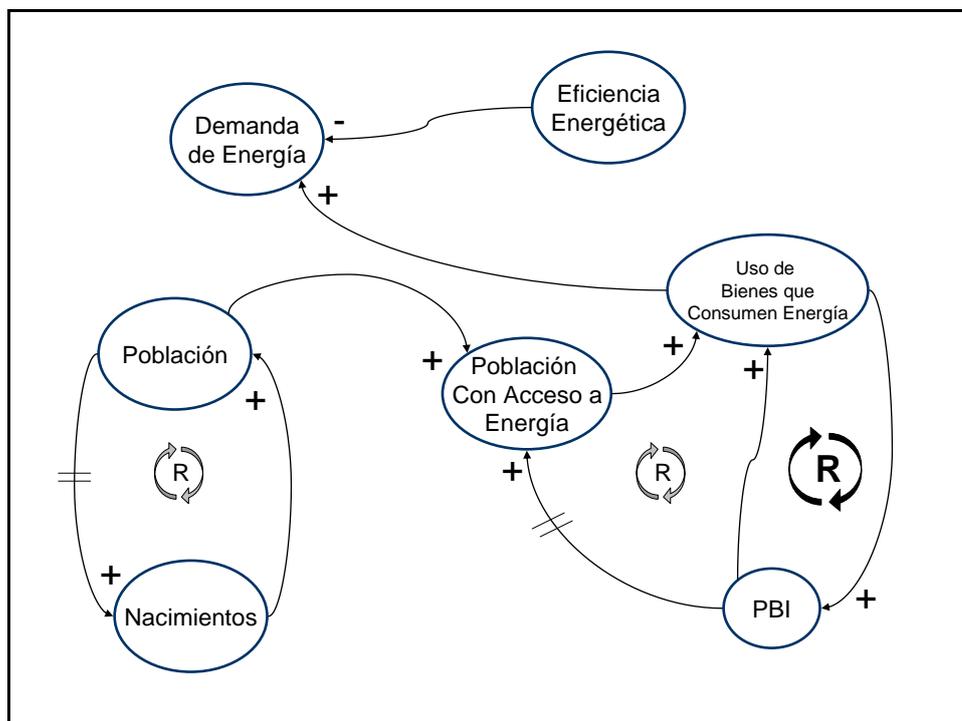


Figura 3.1.1. Parte de un Modelo Causal (conceptual) del problema energético, donde se muestran el crecimiento de la población, el aumento de la población con acceso a la energía, el crecimiento económico y la eficiencia energética como principales drivers del crecimiento de la demanda de energía eléctrica

Luego de la crisis económica del 2001-2002 el país atravesó una etapa de gran crecimiento económico. Dicho crecimiento implicó un mayor uso de la capacidad instalada en industrias, lo que llevó a una mayor demanda energética. La mayor actividad industrial contribuyó a que la situación económica siguiera mejorando, impulsando aún más la utilización del capital disponible y la instalación de nuevas empresas.

Este efecto se combina con una población creciente, más demandante de servicios que consumen energía, y con una mayor proporción de la población con conexión de energía eléctrica.

Como se observa en la Figura 3.1.1, desde el año 2003 hasta la actualidad, la demanda energética se vio acrecentada por estos ciclos reforzadores, propios de las economías en crecimiento.

Desde la desregulación del mercado en los años 90 hasta el año 2003 se utilizaba un mecanismo balanceador del precio de la energía eléctrica. El mismo permitía que la relación entre oferta y demanda determinara el precio de la energía.

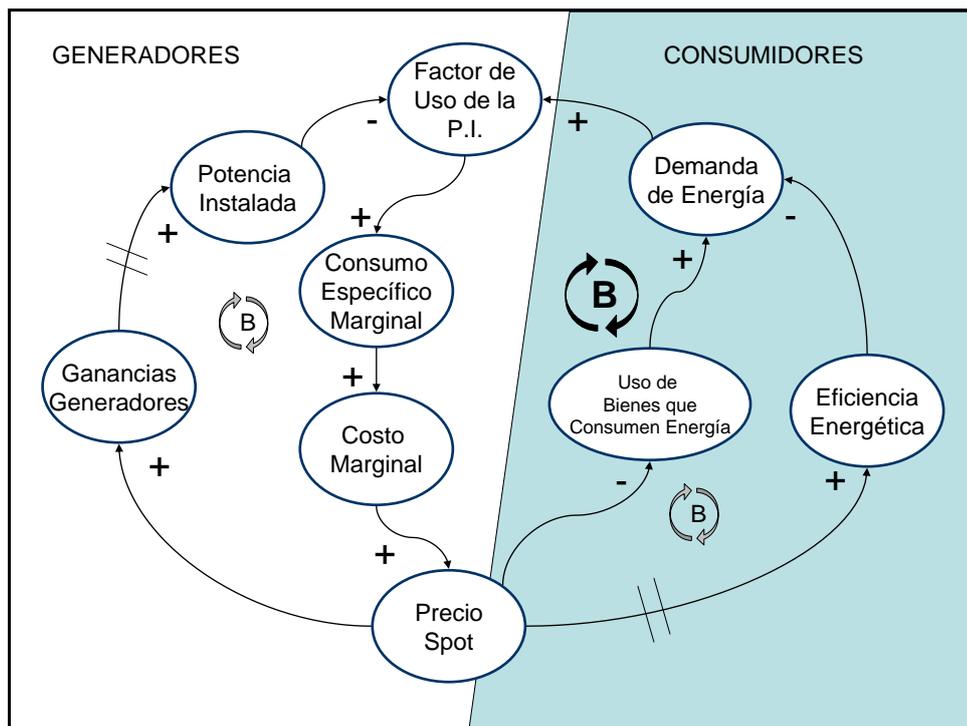


Figura 3.1.2. Diagrama Causal (conceptual) del funcionamiento del mercado eléctrico durante la década de los 90, cuando el precio de la energía balanceaba su oferta y su demanda. Se observa las acciones principales de los agentes generadores y consumidores de energía eléctrica.

A medida que la demanda de energía se acercaba a los valores máximos de disponibilidad de potencia, aumentaba el uso de la capacidad de generación instalada. Esto significaba el uso de máquinas cada vez menos eficientes, con mayores consumos específicos. En consecuencia, a medida que se demandaba más energía, su costo aumentaba, y con él, su precio.

Al aumentar el precio de la energía aumentaba el incentivo a instalar nueva capacidad de generación, más eficiente, y disminuía el deseo de consumo. A medida que los usuarios percibían que el precio de la energía eléctrica aumentaba, tendían a una mayor eficiencia energética (para disminuir su consumo manteniendo sus actividades habituales) y a una disminución del uso de los bienes que consumen energía. Esta última opción, a diferencia del aumento de la eficiencia, es un ajuste en un plazo menor (ya que hay una demora inherente al aumento de la eficiencia) pero con un costo en bienestar.

A medida que los precios elevados hacían tender a una mayor oferta y a una menor demanda, los mismos se nivelaban nuevamente, como se muestra en la Figura 3.1.2. Este mecanismo fue el que permitió el gran aumento de la potencia instalada durante la década de los 90.

Luego de la crisis económica del 2001, a medida que la demanda aumentaba producto del crecimiento económico del país, aumentaba el factor de uso de la potencia instalada, y consecuentemente, también el precio de la energía. El aumento de la demanda de energía eléctrica se combinó con un aumento de la demanda de gas (producto también del aumento de la actividad industrial, con una dinámica similar desde el punto de vista macro).

A medida que la demanda de gas (tanto para generación eléctrica como para consumo industrial o residencial) comenzó a superar a la oferta, se vieron crecientes restricciones en su abastecimiento. Se tuvo que recurrir al consumo de combustibles líquidos en usinas térmicas para abastecer la demanda de energía eléctrica. Estos combustibles, con un precio mucho mayor que el gas, encarecieron notablemente la energía, haciendo que los precios variaran bruscamente a medida que se consumían diferentes volúmenes de combustibles. Esto se potenciaba con una tasa de cambio desfavorable, combustibles líquidos importados en dólares, y un peso fuertemente devaluado.

Mediante la implementación de la Resolución 240/2003, el gobierno decidió independizar el precio de la energía eléctrica del combustible utilizado para generarla. Así, se decidió que el precio de la energía eléctrica sólo estaría vinculado con el costo teórico de generar la misma potencia demandada con gas, independientemente de cuál fuera el despacho real o el combustible quemado realmente.

De esta manera el ciclo balanceador de la oferta perdió preponderancia respecto de los otros ciclos, dado que las ganancias de los generadores se redujeron notablemente. De igual manera, desde entonces la demanda ve menores incentivos a balancear su consumo mediante la aplicación de tecnologías de mayor eficiencia energética, al ver un precio de la energía artificialmente bajo.

Desde el año 2003 el sistema energético nacional pasó por sucesivos “techos”, que parecían disparar abruptamente el precio de la energía. A medida que escaseaba el gas, se importó gas de Bolivia, a precios mucho mayores a los del mercado interno. Se importa regularmente combustibles líquidos a precios internacionales. Actualmente también se importa gas por barco, a un precio casi siete veces mayor al que abonan los usuarios industriales, y más de treinta veces mayor al precio que abonan los usuarios

residenciales. El precio monómico residencial de la energía eléctrica pasó de ser similar al costo real de la energía (en 2002) a ser alrededor de un cuarto en 2007.

La disminución del uso de bienes (a diferencia del aumento de la eficiencia) no tiene ninguna demora. En consecuencia, frente a un incremento brusco en el precio de la energía el menor uso de los bienes disminuiría la demanda, sin aumentar la eficiencia de los mismos. Dicha disminución de la demanda podría tener efectos negativos en la actividad económica, por lo que se procuró evitar aumentos bruscos del precio de la energía.

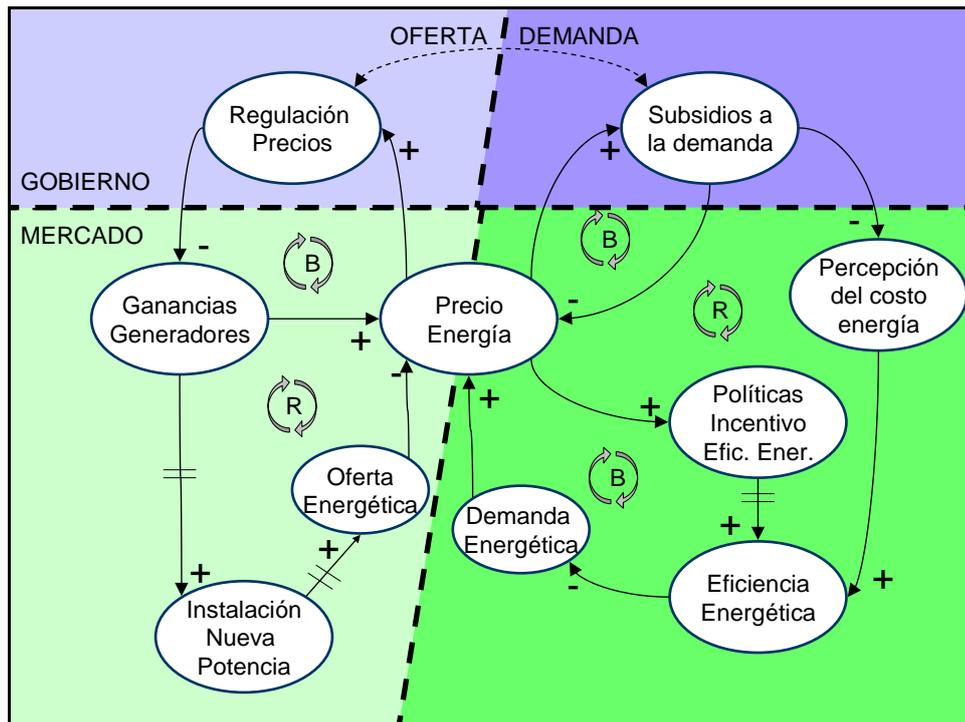


Figura 3.1.3. Diagrama conceptual de la intervención estatal en el mercado eléctrico. Se muestra el resultado de dicha intervención, desacoplando los precios de la energía de sus costos, a través de políticas de subsidios o precios regulados.

Para evitar una disminución de la actividad económica, el gobierno actuó de manera de cubrir a la demanda (especialmente la residencial) de variaciones bruscas del precio de la energía. Esto se realizó a través de subsidios directos y a costa de las ganancias de las empresas generadoras, que consecuentemente disminuyeron la instalación de nueva potencia, aumentando la restricción y disparando aún más los precios en el largo plazo.

Dentro de las intervenciones estatales en el mercado eléctrico no sólo están las políticas de precios (aunque las mismas tienen especial importancia), sino también ciertos esquemas de pagos como el Fondo de Inversión del Mercado Eléctrico Mayorista (FONINVEMEM). Mediante el FONINVEMEM el gobierno virtualmente forzó a las empresas generadoras a ceder entre el 50% y el 65% de sus márgenes de ganancia, a cambio de acciones en sociedades de escaso valor (Res. SE 712/2004).

Como se puede ver en la Figura 3.1.3, las acciones del gobierno tienden a subsidiar los precios de la energía, principalmente a los usuarios residenciales y comerciales, y a intervenir en el mercado regulando los precios y limitando las ganancias de las generadoras con el objetivo de mantener precios acotados de la energía. La oferta se ve inhibida y la demanda, exacerbada como consecuencia de la actual estructura de subsidios y precios bajos de la energía eléctrica.

La intervención gubernamental llevó gradualmente a un desacople entre los precios de la demanda y de la oferta. El estado interviene de manera directa en ambos precios, aumentando o disminuyendo las tarifas de energía eléctrica sin modificar los ingresos de las usinas, o aumentando o disminuyendo el precio de la energía en el MEM sin modificar las tarifas. El Estado se hace cargo de la diferencia entre uno y otro precio a través de subsidios directos o cruzados, o regulando para limitar las ganancias de las empresas generadoras. En este sentido, las tarifas abonadas por los usuarios finales poco aportan al incentivo de las generadoras a aumentar su oferta, y el precio real de la energía no impacta en la demanda de los consumidores finales.

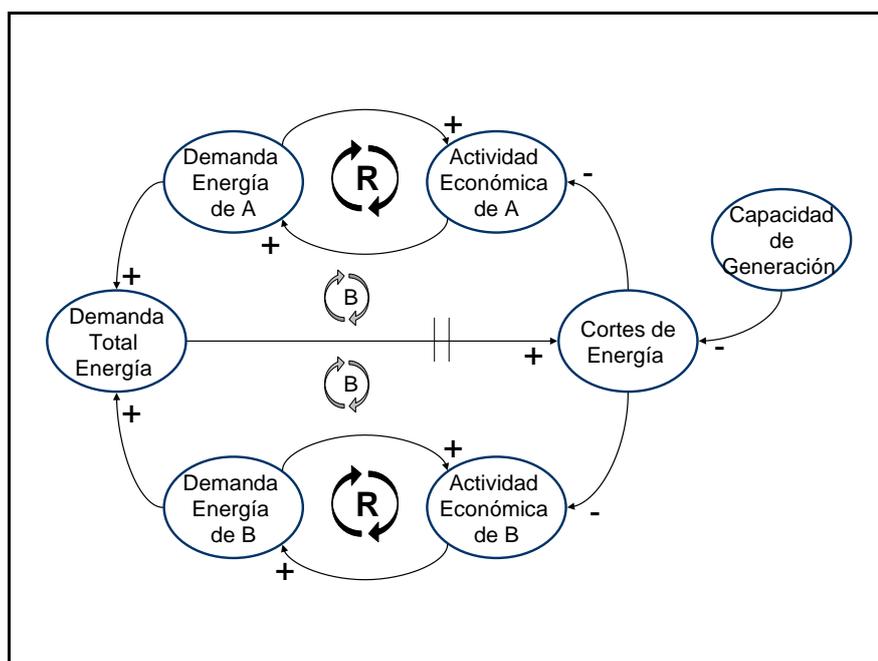


Figura 3.1.4. Estructura causal o conceptual del arquetipo sistémico Tragedia de los Comunes, aplicado al problema de la energía eléctrica en Argentina.

Por esta razón, a nivel estructural, la energía pasa a comportarse como un “común”: es un bien compartido, escaso, que no aumenta en el tiempo y del que todos se pueden aprovechar a un costo independiente del grado de “erosión” del mismo. El concepto de “Tragedia de los Comunes” se utiliza para hacer referencia al problema que surge cuando un recurso común es utilizado por varios agentes conjuntamente.

El arquetipo de la Tragedia de los Comunes relaciona las interconexiones entre las acciones individuales y los resultados globales del sistema. En el largo plazo, si el uso total del recurso común aumenta demasiado, entonces el sistema no llega a tolerarlo, el

recurso común se sobrecarga, aparecen demandas insatisfechas y todos tienen menores beneficios. La estructura causal de este arquetipo se puede observar en la Figura 3.1.4.

Las personas involucradas en una Tragedia de los Comunes no comprenden los efectos de cada uno en la totalidad del sistema. Es por esto que continúan pensando y comportándose como si no hubiera conexión entre las acciones inmediatas de cada uno y los resultados en el largo plazo. Cada uno se concentra en su propia demanda y en sus propias acciones, y se comporta como si el resultado final no dependiera de las demandas individuales de cada agente y no variara en el tiempo.

Generalmente este comportamiento está acompañado de una gran confusión, debida a que los consumidores no entienden por qué no se llega a satisfacer su demanda. Como consecuencia, el comportamiento típico para contrarrestar el efecto de la escasez del bien común es aumentar cada vez más la demanda. Este comportamiento se repite hasta que el sistema colapsa.

El éxito o fracaso de un sistema común depende de las políticas que lo gobiernan, ya que son las que llevan al agotamiento o a la recuperación del recurso compartido. Sin embargo, no se observa en las políticas nacionales un enfoque claro para enfrentar la “Tragedia del Común de la Energía”. No se limita el acceso al común de manera significativa, no se afectan los incentivos que refuerzan el uso del recurso y no se aumenta el grado de conocimiento de los agentes (la población en general) sobre el grado de erosión del sistema. De hecho, las declaraciones del gobierno acerca de la inexistencia o falta de importancia de la crisis energética tienen exactamente el efecto contrario.

La tendencia actual muestra que, de mantenerse la situación, se verán severas restricciones en el sistema energético en los próximos años. Se espera que se observen cortes de energía eléctrica sistemáticos entre los años 2014 y 2018.

3.2 DESARROLLO DE UN MODELO DE SIMULACIÓN DEL MERCADO ENERGÉTICO

Con el objetivo de comprender con más detalle la problemática presentada y de evaluar el impacto sistémico de un programa de promoción de la energía solar, se desarrolló un simulador del mercado eléctrico. El simulador completo consta de dos co-modelos separados: un modelo general del mercado energético argentino (modelo MiniMargo) y un modelo específico del desarrollo de la energía solar (Modelo PlanSolar, desarrollado en el Capítulo 5, “Solución Propuesta”). Los modelos interactúan dinámicamente dando un resultado uniforme.

Se optó por realizar dos co-modelos, en lugar de un único modelo unificado, para permitir una mayor flexibilidad a la hora de evaluar diferentes políticas para otro tipo de energía. El modelo MiniMargo excede en su aplicabilidad a la sola evaluación del presente proyecto, pudiendo utilizarse también para evaluar: proyectos de largo plazo de cualquier tipo de energía tradicional (hidroeléctrica, térmica, nuclear), el impacto de la restricción de los combustibles en el mercado de generación, la respuesta del mercado actual frente a diferentes escenarios de temperatura e hidraulicidad, impactos económicos de diferentes políticas de precios y tarifas, entre otras aplicaciones.

El simulador MiniMargo se utiliza en este capítulo para proyectar las principales variables del mercado energético en un escenario base, en el que no se realiza el Plan propuesto. De esta manera, se puede especificar el problema otorgando valores numéricos a las principales variables del problema. El modelo MiniMargo se utilizará también en el Capítulo 6, “Resultados”, en conjunto con el modelo PlanSolar, para evaluar el impacto del Plan Solar, contrastando la proyección de estas variables principales con los resultados del Plan propuesto.

A continuación se detallará el modelo MiniMargo, comenzando por los modelos disponibles actualmente para el mercado eléctrico, explicando brevemente la necesidad de desarrollo de un nuevo modelo de simulación y el funcionamiento del modelo MiniMargo.

3.2.1 Otros modelos de simulación similares disponibles: Oscar&Margo

Oscar&Margo es el conjunto de programas de optimización y despacho hidro-térmico utilizado actualmente por CAMMESA para realizar la programación estacional y trimestral del mercado eléctrico. Tiene aplicación en el análisis de la operación a mediano y corto plazo (gestión de la producción y previsión de precios estacionales). Se puede dividir en dos grandes sub-modelos: el primero de obtención de los valores de agua de los embalses estacionales – OSCAR – y el segundo de despacho hidrotérmico – MARGO.

El problema económico a resolver en la gestión de sistemas eléctricos hidro-térmicos es la utilización óptima de las reservas hidráulicas. El problema se vuelve particularmente difícil por la complejidad del sistema, por la importancia de las aleatoriedades y por la

gran cantidad de restricciones de operación, factores considerados con sumo detalle por el simulador.

La gestión a corto plazo de un parque de producción eléctrico está acoplada a la gestión futura por la influencia del almacenamiento de agua en los embalses. El comportamiento de las reservas hidráulicas (stocks), permiten la transferencia de energía entre diferentes períodos del año. Es necesario entonces decidir en cada semana utilizar el agua o almacenarla. Los modelos permiten comparar el costo a mediano plazo de diferentes políticas de gestión de las reservas hidráulicas, con diversas aleatoriedades.

El sistema eléctrico estudiado puede ser descompuesto, siguiendo un criterio geográfico, en regiones o centros de producción y consumo. La necesidad de tal descomposición es, por una parte, poder imponer producciones o restricciones locales y, por otra, calcular indicadores de gestión regionales. En el interior de las regiones, el equilibrio oferta-demanda es satisfecho sin la aparición de restricciones de red (hipótesis uninodal dentro de una misma región). Los tránsitos entre regiones son limitados a la capacidad máxima de las líneas de transporte. Los costos marginales y precios calculados por el modelo pueden servir de base para la elaboración de tarifas por región.

Es necesaria una solución de compromiso entre el nivel de detalle de los resultados y el volumen de datos a coleccionar. En particular la previsión de la demanda, en energía y potencia, debe ser efectuada a nivel regional, y se obtiene una serie de resultados por cada crónica o año de registro histórico (actualmente hay registrados valores de hidraulicidad y temperatura de 65 crónicas, por lo que cada resultado de cada región se obtiene 65 veces, una para cada crónica, con el objetivo de realizar análisis estadísticos y probabilísticos). Esto puede conducir a un volumen de datos muy grande, lo que implica que realizar nuevas corridas de simulación demora varias horas, entre el cambio de parámetros de ingreso, la ejecución del programa y el análisis de los resultados.

En opinión del autor del presente trabajo, uno de los problemas más grandes que tiene el simulador Oscar&Margo, además de la complejidad que presenta y lo trabajoso del ingreso y análisis de datos, es su falencia a la hora de simular el abastecimiento de gas a las usinas térmicas. El simulador asume que para cada palier (usina o conjunto de usinas) hay una serie de relaciones lineales entre la temperatura y el gas disponible para generación, disminuyendo el mismo a medida que disminuye la temperatura. Esto se debe al aumento de demanda residencial de gas para calefacción, considerada prioritaria. Si bien esta relación es relativamente cierta a nivel macro y de corto plazo, demostró ser falsa a nivel de cada usina y en el largo plazo. En el simulador dicha relación es determinada para cada máquina de manera independiente de las demás, cuando los hechos demuestran que el abastecimiento de gas depende de la eficiencia de la usina, la disponibilidad de otras fuentes de generación, la capacidad de consumir combustibles alternativos, la demanda de gas de otros consumidores (no considerada por el simulador), restricciones al transporte de gas, etc. La mejor manera de evitar este defecto es ajustar año a año la relación entre la temperatura y el gas abastecido a cada usina, esperando que las mismas no varíen de manera significativa en el mediano plazo.

Sin embargo, es imposible suponer que dichas relaciones se mantendrán en el largo plazo, lo que vuelve al simulador una herramienta inviable para realizar proyecciones más allá de los 3 ó 4 años.

3.2.2 Modelo MiniMargo:

El MiniMargo es un modelo de simulación diseñado por el autor para evaluar el impacto de largo plazo de diferentes políticas de generación, consumo y tarifas del mercado energético a nivel industrial, energético y económico. Es utilizado en el presente trabajo con el objetivo de evaluar, en particular, los impactos de diferentes políticas de fomento a la instalación de energía solar.

Se trata de un modelo de despacho térmico simplificado del Sistema Argentino, que agrupa por tipo de máquina y combustible y realiza un despacho de generación térmica calculando volúmenes y precios.

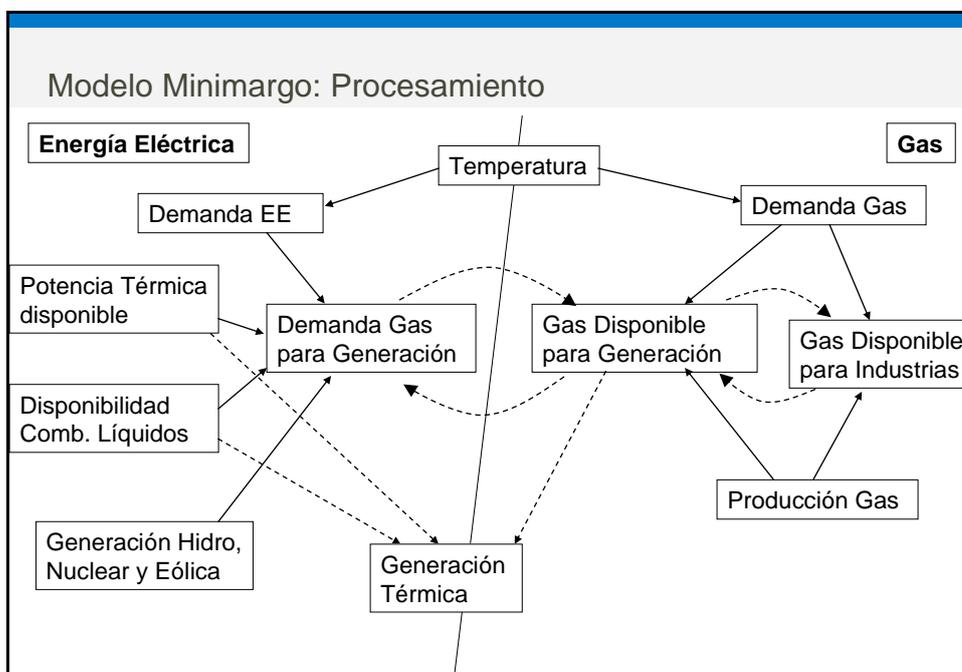


Figura 3.2.2.1. Interfase del Modelo MiniMargo. Se observa que la interfase es sencilla e intuitiva, concentrándose en valores anuales de las variables, con un enfoque en el mediano y largo plazo.

A diferencia de otros modelos de mercado eléctrico (como el Oscar&Margo, del cual obtiene algunas premisas básicas, además del nombre), el MiniMargo integra el modelo eléctrico con el de gas, contemplando las demandas, disponibilidades y consumos de dicho fluido, y calculando de manera conjunta ambos mercados. De esta manera no sólo se mantiene una mayor coherencia a nivel de demandas (ya que las demandas de ambos mercados dependen de factores comunes como la temperatura) sino que se modela con mayor precisión la relación entre ambos mercados, factor clave a la hora de evaluar disponibilidad de combustibles para generación térmica. La relación dinámica entre el

abastecimiento de gas a usinas y la generación térmica con dicho combustible puede apreciarse, conceptualmente, en la Figura 3.2.2.1.

Otras diferencias relevantes respecto de otros modelos similares son su simplicidad en la carga de datos y en la comparación de resultados (realizar cambios en diferentes parámetros no lleva más de unos segundos) y su enfoque en el largo plazo, prestando menor atención a fenómenos diarios o semanales y focalizándose en factores estacionales o tendencias anuales.

El modelo tiene una interfase sencilla e intuitiva, como se puede apreciar en la Figura 3.2.2.2, con enfoque en el largo plazo, pero permite también ingresar datos mensuales y con gran detalle

El modelo realiza un cálculo mensual y una proyección conjunta de los mercados de gas y electricidad de la Argentina, con reglas actuales o previstas de mercado, de manera uninodal con valores medios mensuales. No contempla restricciones de transporte, ni variaciones semanales o diarias.

Modelo Minimargo: Interfase

Escenarios Hidro + Temp.

Ir a Inicio		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Hidraulicidad		baja	normal									
Temperatura		alta	normal									
Energía Eléctrica												
* Potencia Instalada	MW	27.261	28.775	29.765	30.752	30.802	32.500	33.550	33.600	34.650	35.700	35.750
* Inversión en Potencia	MM U\$S	1.493	882	1.202	110	4.730	3.110	110	3.110	2.610	110	
* Demandas En. Eléctrica	MW	12372	12743	13126	13519	13925	14343	14773	15216	15216	15216	15216
* Disponibilidad Combustibles Alt.	MMm3/d	28,7	31,6	35,0	38,0	39,7	41,5	43,4	45,4	47,6	49,8	52,1
* Precios Combustibles Usinas												
* Otros Costos En. Eléctrica												
* Precios energía por Cliente												
Mercado de Gas												
* Disponibilidad de Gas	MMm3/d	120,0	118,7	122,1	130,7	118,3	114,6	106,7	98,3	98,3	98,3	98,3
* Demandas Gas	MMm3/d	52,9	53,7	54,5	55,3	56,1	56,9	57,7	58,6	59,5	60,4	61,3
* Costo del Gas por Origen												
* Precio de Gas por Cliente												

Input Mercado Eléctrico y Gas

[Ver detalle Concepto](#)

Figura 3.2.2.2. Interfase del Modelo MiniMargo. Se observa que la interfase es sencilla e intuitiva, concentrándose en valores anuales de las variables, con un enfoque en el mediano y largo plazo.

Entrega como resultado la generación en diferentes tipos de usinas, una estimación a nivel nacional del consumo de combustibles para generación eléctrica, el abastecimiento y corte de energía eléctrica y de gas a cada tipo de cliente (detallando particularmente a las industrias, que son las mayores víctimas de cortes tanto de gas como de energía eléctrica), una estimación de precios y sobrecostos de la energía eléctrica, y un cálculo del déficit para el Estado del mercado de gas y mercado eléctrico.

Para ello, toma como *input los escenarios de* hidraulicidad y temperatura (determinados por el usuario según escenarios estándar), proyecciones de demanda y producción gas, disponibilidad y precios de combustibles líquidos, la capacidad de importación de gas y energía eléctrica, la potencia instalada por tipo de máquina (pudiendo incorporar nuevos proyectos de energía por usina), y los precios para usuarios del gas y la energía eléctrica, entre otros datos y parámetros.

3.2.3 Funcionamiento del modelo MiniMargo

Detrás del modelo MiniMargo hay una serie de algoritmos básicos que forman el núcleo del modelo. Principalmente se trata de un algoritmo de ordenamiento y priorización, que se repite varias veces a lo largo del simulador.

Mediante ese algoritmo se asigna un recurso a diferentes destinatarios según sus diferentes tipos de demanda y sus diferentes prioridades. Por ejemplo, se asigna gas a usuarios residenciales, GNC, usuarios industriales, usinas, cada una con sus diferentes prioridades (las industrias y las usinas tienen, además, demandas interrumpibles y demandas firmes).

La demanda de gas y energía eléctrica es modelada de manera diferente para cada tipo de cliente. Para los usuarios residenciales y subdistribuidoras de gas, así como para los consumos de energía eléctrica de las distribuidoras, se proyectó la demanda como un aumento exponencial de la cantidad de clientes, con una demanda por cliente que es función de la temperatura. Para otros clientes, como el GNC, o la exportación, se tomaron crecimientos exponenciales de la demanda, con estacionalidades para los diferentes meses del año.

Las demandas de gas para industrias y para generación eléctrica se dividen en demanda firme e interrumpible.

La demanda de gas industrial se proyecta con un crecimiento exponencial y una estacionalidad, a partir de valores de demanda estimados con datos proporcionados por Enargas. La demanda industrial interrumpible se modela como un porcentaje de la demanda industrial total, ajustando la proporción según los valores observados históricamente de corte a industrias. Se presta especial atención para esto a los valores de corte del año 2007, debido a que fue el año en que el corte fue mayor en términos porcentuales y absolutos.

La modelización de la demanda de gas para generación eléctrica (firme e interrumpible) es mucho más compleja que la industrial, y es una parte clave del modelo de despacho eléctrico.

Hay cinco tipos de usinas eléctricas: hidroeléctricas, nucleares, eólicas, térmicas e importación (la importación está modelada como una usina más, por razones de simplicidad). Las usinas térmicas, a su vez, se dividen en siete tipos de máquinas: turbogas a gas, turbovapor a gas, ciclos combinados a gas, turbogas a gasoil, turbovapor a fueloil, turbovapor a carbón o fueloil y ciclos combinados a gasoil; éstas últimas cuatro también pueden consumir gas. También hay 4 tipos de combustibles: gas natural,

modelado de manera compleja, y fueloil, gasoil y carbón, de los que se asume un abastecimiento más sencillo pero limitado por una capacidad logística (por ejemplo, durante el invierno de 2007 hubo serias restricciones a la distribución de gasoil para usinas). Se considera que el combustible nuclear es ilimitado y de costo despreciable frente a los demás; el costo del combustible nuclear se asigna a la “operación y mantenimiento” de las usinas nucleares.

Para las usinas no térmicas, la capacidad de generación de cada tipo de usina se determina según la potencia instalada y ciertos factores de carga que varían según el tipo de usina: para la energía nuclear es un factor de carga constante, para la energía eólica el factor de carga es estacional y para la energía hidroeléctrica es un factor de carga que depende de la estacionalidad histórica y de la hidraulicidad (se pueden hacer diferentes escenarios, para años secos o húmedos). Para las usinas térmicas se considera un factor de disponibilidad para cada tipo de máquina y combustible, pero la capacidad de generación depende de múltiples factores que se detallarán más adelante, como la disponibilidad de combustibles, el despacho eléctrico, etc. Los diferentes tipos de usina y combustibles pueden observarse en la Tabla 3.2.3.1.

Tipo Usinas		Combustibles	Generación
Hidroeléctrica		--	Estacional con Hidraulicidad
Nuclear		Comb. nuclear (no modelado)	Estable / constante
Eólica		--	Estacional
Térmica	Turbogas	Gas	Según disponibilidad técnica y de combustibles
		Gas o Gasoil	
	Turvovapor	Gas	
		Gas o Fuel Oil	
		Gas, CM o FO	
	Ciclo Combinado	Gas	
Gas o Gasoil			
Importación		--	Limitado por Cap. Importación

Tabla 3.2.3.1. Tipos de usina considerados por el Modelo MiniMargo, incluyendo los tipos de máquina térmica y los diferentes combustibles para generación.

En primer lugar, se determina la demanda total de energía eléctrica (suma de las demandas de cada tipo de cliente), y se asigna dicha demanda a los diferentes tipos de usinas eléctricas, hasta utilizar la totalidad de la capacidad de generación de cada tipo de usina o hasta completar la demanda de energía eléctrica, realizando el despacho según el costo medio de generación. Esto deja a las usinas térmicas y la importación como las últimas alternativas, por ser su costo mayor que los otros tipos de generación.

Para realizar el despacho térmico, en primer lugar, se debe determinar el orden en que cada tipo de usina “prefiere” consumir los combustibles. Por ejemplo, las usinas a carbón pueden preferir consumir carbón, fuel oil o gas. Dicha preferencia se determina a

partir del costo marginal de la energía generada con el combustible correspondiente. Para hacerlo se contempla la disminución de la eficiencia producto del cambio del combustible y el costo marginal de cada combustible, que en el caso de los combustibles alternativos se trata del costo estándar, pero para el gas se trata del costo del gas “más caro” (por ejemplo, el costo de generar energía con fuel oil puede resultar menor que el de generar con gas si se esté importando GNL).

En caso de que el consumo de combustibles alternativos sea más barato que el gas, dicho combustible es asignado al tipo de usina correspondiente. Se asigna así combustibles alternativos según el costo de generación de cada tipo de usina, hasta agotar la capacidad logística para ese combustible, hasta completar la capacidad de generación de cada tipo de usina o hasta completar la demanda de energía térmica.

Luego se determina la demanda total de gas para generación. Para hacerlo se toma la demanda de energía eléctrica asignada a la energía térmica, y se le resta la energía generada con los combustibles alternativos más baratos que el gas. Luego se “asigna” dicha demanda a cada tipo de máquina, ordenando según su eficiencia, hasta completar la capacidad de generación de cada tipo de máquina o hasta completar la demanda de energía térmica. Luego, con la demanda de energía eléctrica y la eficiencia de cada tipo de máquina, se calcula la demanda de gas por cada tipo de máquina, llegando a una demanda total de gas.

Se define a la demanda de gas firme como a la cantidad de gas mínima necesaria para abastecer a toda la demanda firme de energía eléctrica, dado un despacho máximo de todos los otros tipos de energía eléctrica y un consumo máximo de combustibles alternativos. Si el abastecimiento de gas a usinas es menor a la demanda firme, entonces habrá cortes de energía eléctrica.

Para calcular la demanda firme de gas para generación, se sigue un procedimiento similar al anterior. La principal diferencia radica en que, cuando se calcula la demanda de energía eléctrica generada con combustibles alternativos, en lugar de considerar cuáles combustibles son más baratos que el gas, se realiza el mayor despacho con combustibles alternativos que sea posible, se prioriza la importación de energía eléctrica frente a la generación de energía térmica, y no se considera para la demanda de energía eléctrica a la demanda de energía eléctrica “interrumpible”.

La demanda de gas “interrumpible” para generación eléctrica se calcula como diferencia entre la demanda total y la demanda “firme”.

Una vez que se conocen la demanda firme e interrumpible de gas de usinas, se realiza la asignación del gas disponible a los clientes correspondientes. La misma se realiza asignando todo el gas disponible (producción local más importación por Bolivia y GNL) a los clientes correspondientes según el tipo de demanda (firme o interrumpible) y las prioridades asignadas a cada una. En el modelo utilizado, se asignó como última prioridad a la demanda interrumpible de exportación, luego y con igual prioridad a la demanda interrumpible de usinas y a la interrumpible de industrias, luego a la demanda firme de industrias, luego a la firme de usinas, y luego a las otras demandas (incluida la demanda firme de exportación). Así se calcula el volumen de gas asignado

efectivamente a cada tipo de demanda, en particular a los dos tipos de demanda de gas para generación eléctrica, como se observa en la Figura 3.2.3.1.

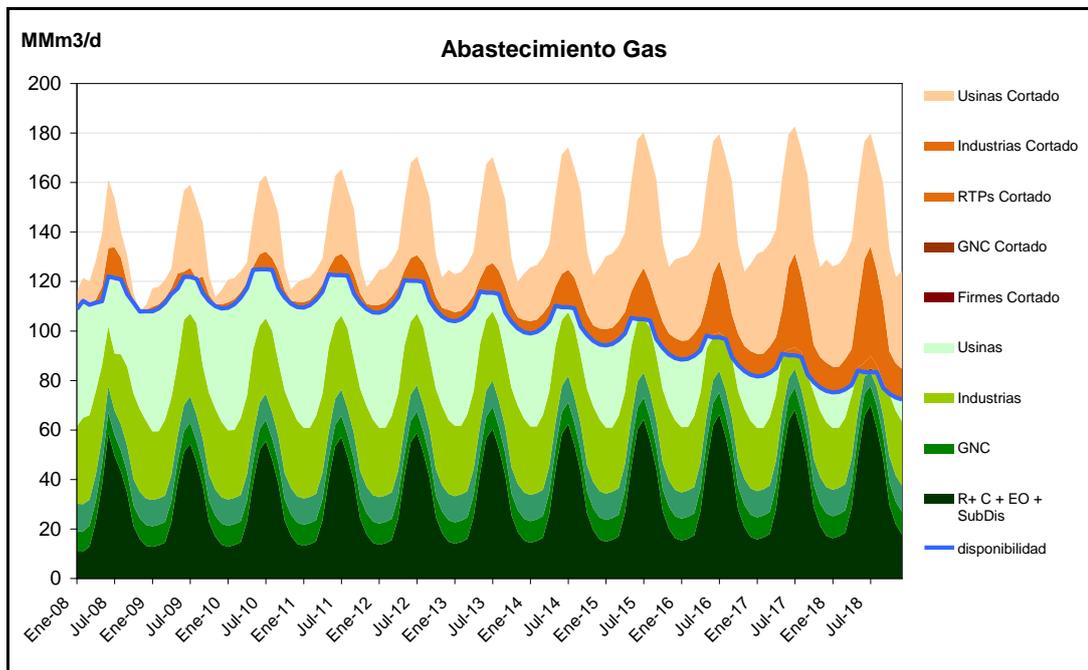


Figura 3.2.3.1. El modelo calcula el gas abastecido y cortado para cada tipo de cliente

De manera inversa, conocida la demanda de gas abastecida, se realiza la asignación del gas abastecido a las distintas fuentes de gas. La misma se realiza asignando todo el gas abastecido a las cuencas de producción local y a las distintas fuentes de importación (gas de Bolivia y GNL), según el costo de obtener gas de cada una. De esa manera, si la demanda de gas es menor a la disponibilidad, se opta por las fuentes de gas más baratas. Una vez calculado el gas firme asignado a usinas, se lo destina a los diferentes tipos de máquinas térmicas. Para hacerlo, primero se tiene en cuenta el combustible alternativo que le fue asignado al tipo de máquina por ser más barato que el gas. Se asigna el gas firme según la eficiencia de cada tipo de máquinas y priorizando a las máquinas que sólo pueden consumir gas.

Luego se asigna el gas interrumpible según la eficiencia de cada tipo de máquinas, considerando al combustible alternativo que le fue asignado a la usina por ser más barato que el gas y al gas firme ya asignado. Con el gas total asignado (firme más interrumpible) y la eficiencia de cada tipo de máquina, se calcula la energía generada con gas.

Se calcula la energía a generar con combustibles alternativos como la diferencia entre toda la energía asignada a la generación térmica y la energía generada con gas o combustibles más baratos. Se asigna esa energía a los diferentes tipos de máquinas que pueden generar con combustibles alternativos, según el costo de generación con cada tipo de máquina y combustible, hasta agotar la capacidad logística de abastecimiento de cada combustible, hasta completar la capacidad de generación de cada tipo de máquina

o hasta completar la demanda de energía térmica. Con la eficiencia de cada tipo de máquina (corrigiendo por una disminución de la eficiencia producto del cambio de combustible) se calcula el consumo de combustibles en usinas, por tipo de máquina y tipo de combustible. Los resultados de dicho cálculo de consumo de combustibles en usinas son representados gráficamente por el modelo, como se muestra en la Figura 3.2.3.2.

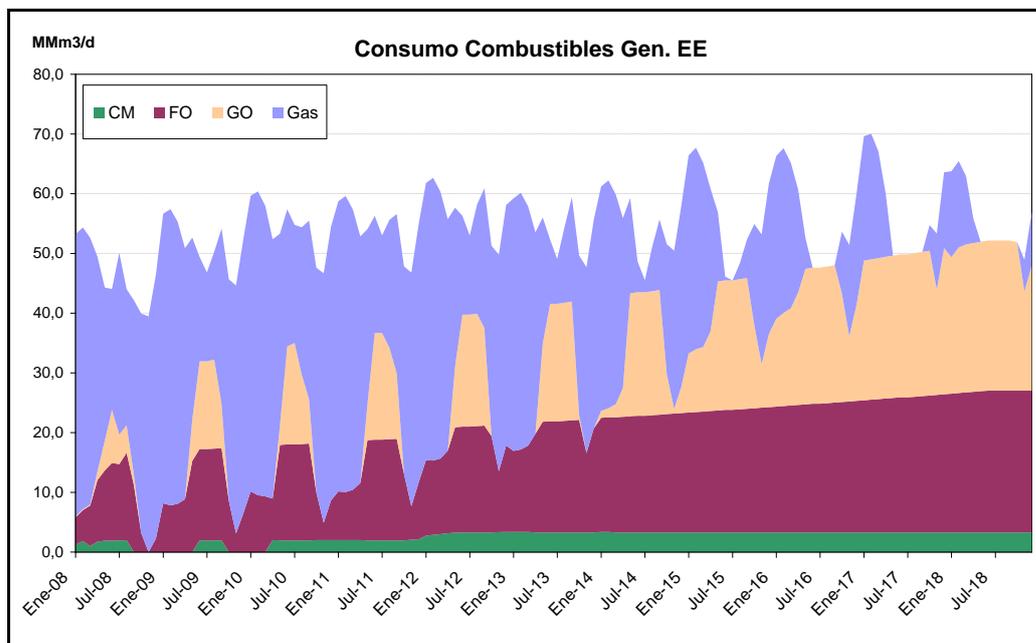


Figura 3.2.3.2. El modelo calcula el consumo de combustibles en usinas térmicas

Una vez calculado el despacho térmico total, con gas y combustibles alternativos, se calcula cuánto es el déficit de energía para el mercado interno, y se lo asigna a energía importada. A los efectos de simplicidad de cálculo de los costos de importación, se excluye deliberadamente a la exportación de energía como demanda, para evitar la importación de energía que luego se exporta. En la realidad sucede este fenómeno, pero el precio de exportación es diferente al precio de energía exportada generada localmente (pass-through de precio) lo que complicaría innecesariamente el cálculo. La energía importada está limitada a una capacidad máxima de importación de energía. Se calcula así la cantidad de energía importada. Junto a la energía generada localmente, conforman la energía total disponible para el mercado interno.

Una vez calculada la cantidad total de energía eléctrica disponible, se realiza la asignación de la misma a los clientes correspondientes y tipo de demanda (firme o interrumpible). La misma se realiza según las prioridades asignadas a cada cliente y tipo de demanda. En el modelo utilizado, se asignó como última prioridad a la exportación, luego a la demanda interrumpible de industrias, luego a la demanda firme de industrias y luego a las otras demandas de energía eléctrica. Así se calcula la energía eléctrica asignada efectivamente a cada tipo de demanda.

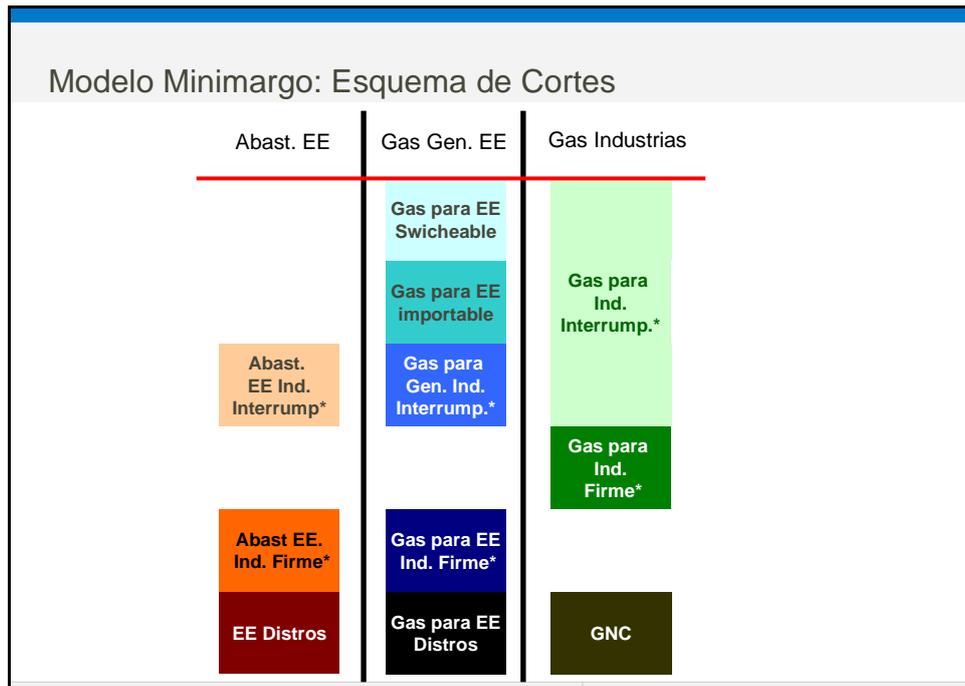


Figura 3.2.3.3. Esquema de cortes de energía eléctrica y gas, simplificado, frente a un escenario de creciente escasez de gas, emergente de las reglas de abastecimiento del Modelo MiniMargo.

El esquema de cortes que emerge de las reglas detalladas puede apreciarse conceptualmente en la Figura 3.2.3.3. Frente a un escenario de escasez de gas, los cortes resultantes son los siguientes:

- 1) En primer lugar se corta el gas para generación térmica que puede ser reemplazado con combustibles alternativos en las usinas (gas oil, fuel oil o carbón), una parte de la demanda interrumpible de gas de industrias es cortada de manera proporcional.
- 2) En segundo lugar, se corta el gas para energía eléctrica que puede ser reemplazada por energía importada, mientras se corta otra parte de la demanda industrial interrumpible.
- 3) Luego se corta el gas utilizado para generación eléctrica que abastece de energía eléctrica a demanda interrumpible, mientras se termina de cortar el gas a las industrias interrumpibles.
- 4) Luego se corta el gas a la industria firme.
- 5) Luego se corta el gas que se utiliza para abastecer de energía eléctrica a las industrias firmes.
- 6) Finalmente se corta de energía eléctrica y de gas a los usuarios de las distribuidoras.

Para calcular el precio de la energía, se realiza un despacho aparte (cálculo de energía generada por máquina), utilizando el mismo método descripto, bajo el supuesto de que el gas es el combustible más barato, y que la disponibilidad de gas para generación es ilimitada. Esto se determina en la Resolución 240/ 03. El precio de la energía

corresponde al costo de generación más caro con gas, y tiene un límite máximo, impuesto por reglamentación del mercado, de 120 \$/MWh. Para calcular este precio no sólo se tiene en cuenta el costo del gas, sino también el costo de operación y mantenimiento de las máquinas correspondientes. La importación de energía eléctrica no impacta en el precio. Para calcular el precio se utiliza un valor de gas de referencia, que puede ser diferente al costo medio del mismo (por ejemplo, si hay importaciones de gas, que son más caras).

El sobrecosto se calcula como la diferencia entre el costo de generación con los combustibles reales (incluido costo de operación y mantenimiento) y el precio de la energía, para cada tipo de máquina, y dividido por la demanda total de energía. El precio de la energía, el precio de la potencia y el sobrecosto conforman el precio monómico, que el modelo muestra gráficamente como se observa en la Figura 3.2.3.4.

La diferencia entre el precio de la energía importada y el precio de la energía local se puede asignar a sobrecosto o no, asignándola directamente a subsidios.

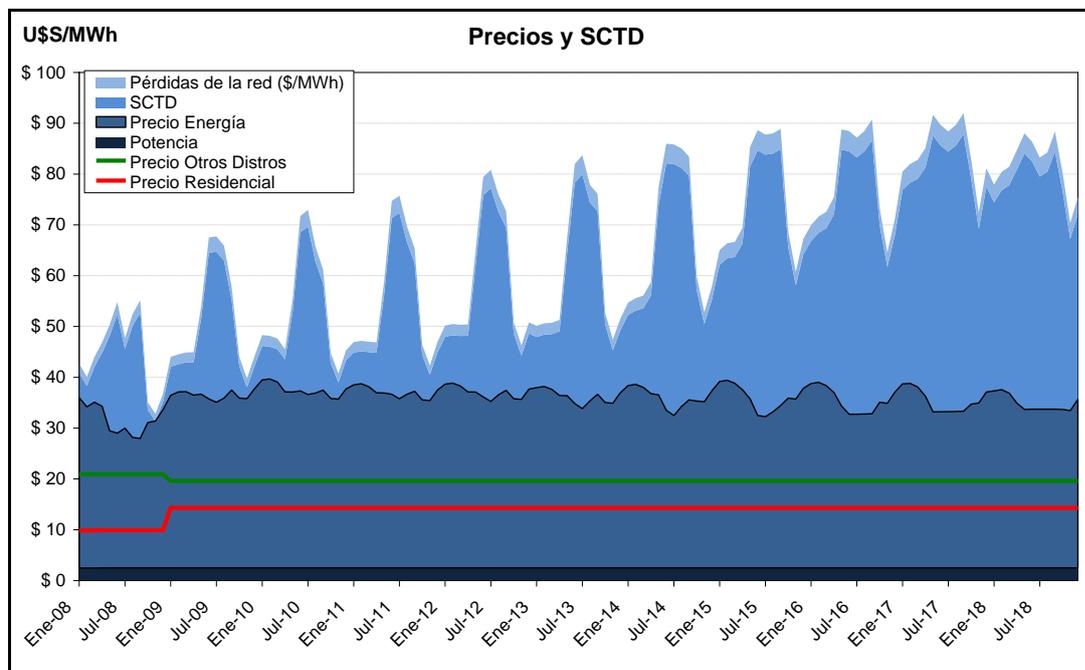


Figura 3.2.3.4. El modelo proyecta el precio de la energía y el sobrecosto transitorio de despacho, y los compara con los precios de los usuarios residenciales y el de otros usuarios de las distribuidoras.

La diferencia entre el costo de generación y el precio, si el costo de generación es menor que el precio, es el margen de generación (inciso C, Res. 406/03). Dicho margen se calcula para cada tipo de usina, y en el caso de las usinas térmicas para cada tipo de máquina y combustible. Luego se discrimina entre las usinas privadas y las del Estado, multiplicando los márgenes de generación por la proporción perteneciente al Estado de la potencia instalada de cada tipo de usina y máquina. Se calcula luego el margen total para las usinas privadas y las del Estado. Se hace de esta manera para tener en cuenta el impacto de las inversiones del Estado en nueva potencia a la hora de calcular la erogación de márgenes. Por ejemplo, al instalar usinas nucleares, el Estado deja de

pagar el margen correspondiente a las mismas. Para actualizar estos valores, se incorpora el porcentaje de participación estatal en cada proyecto de instalación de potencia eléctrica.

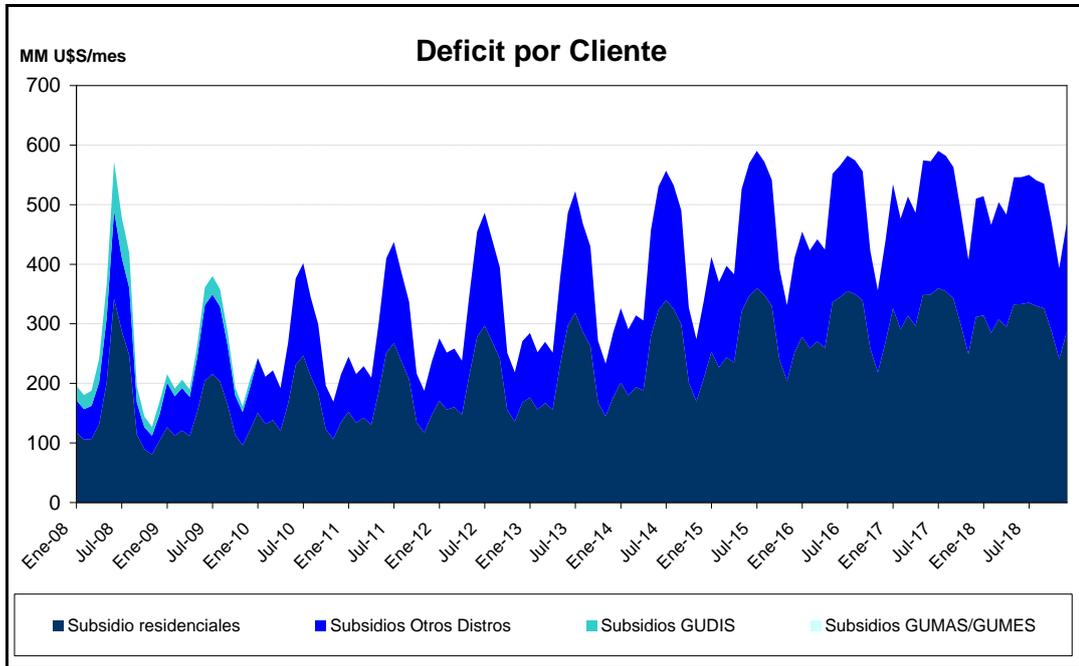


Figura 3.2.3.5. El modelo calcula el déficit mensual por cada tipo de usuario, para diferentes escenarios determinados por el usuario.

Con los costos y márgenes de generación se calcula el egreso medio mensual del sistema eléctrico argentino. Con la energía asignada a cada tipo de cliente, y las tarifas de energía eléctrica promedio de cada tipo de usuario, se calcula el ingreso del sistema eléctrico argentino. Para los grandes usuarios del mercado eléctrico mayorista se considera que la tarifa es el precio de la energía (incluido el sobrecosto); los otros usuarios tienen tarifas reguladas. Dicho ingreso se asigna a los egresos según las prioridades de erogación determinadas por la resolución 406/03: en primer lugar el costo de generación, luego el margen de las empresas privadas, luego el margen de las empresas estatales (en la práctica, se considera que el margen de las empresas estatales y gran parte del margen de las privadas está en *default* y son incobrables). La diferencia entre el ingreso y el egreso, para cada tipo de prioridad de erogación y por cada tipo de usuario, genera un déficit. Dicho déficit, en el mercado energético, se corresponde con el déficit del fondo de estabilización de CAMMESA, y será comparado con el mismo a los efectos de la validación. El modelo muestra el déficit con una interfase gráfica, como se muestra en la Figura 3.2.3.5.

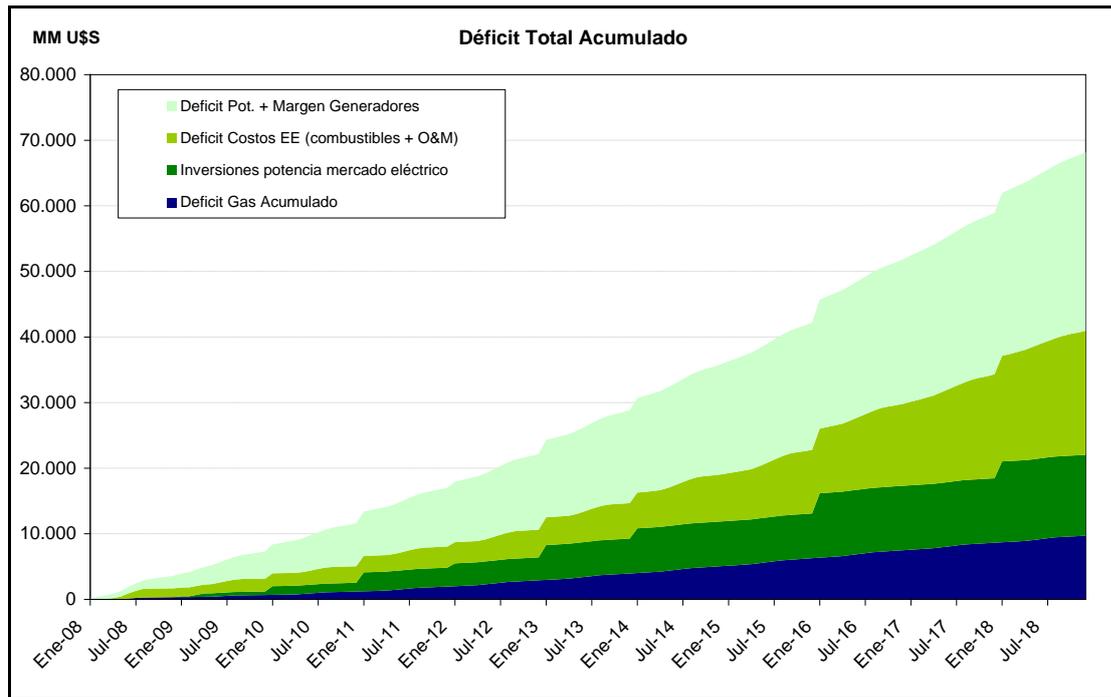


Figura 3.2.3.6. El modelo calcula el déficit total del sistema energético para diferentes escenarios.

A partir de los costos de generación, y los costos relacionados al mercado de gas, así como las inversiones en potencia necesarias para mantener el sistema energético, se llega a un déficit total del mercado energético. El mismo corresponde a las erogaciones que debe realizar el Estado Nacional para mantener el sistema energético, dadas las políticas e inversiones proyectadas. El modelo muestra dicha erogación total a través de una interfase gráfica, como se observa en la Figura 3.2.3.6.

El modelo también calcula otros valores cuya relevancia es menor, o cuyo método de cálculo es más sencillo, que no es de relevancia mencionar en el presente trabajo.

3.2.4 Validación

El modelo se calibra con los datos disponibles a diciembre de 2008.

Para validar los resultados obtenidos en el modelo se realizaron comparaciones con valores históricos y se consultaron expertos del mercado.

Se muestra a continuación las comparaciones de los valores modelados con los valores históricos, en la Figura 3.2.4.1 y la Figura 3.2.4.2.

El modelo fue validado por numerosos expertos del mercado eléctrico, entre ellos Humberto Fernandez (Tecgas), Mauro Soares (Tecipetrol) y Daniel Gerold (G&G Energy Consultants).

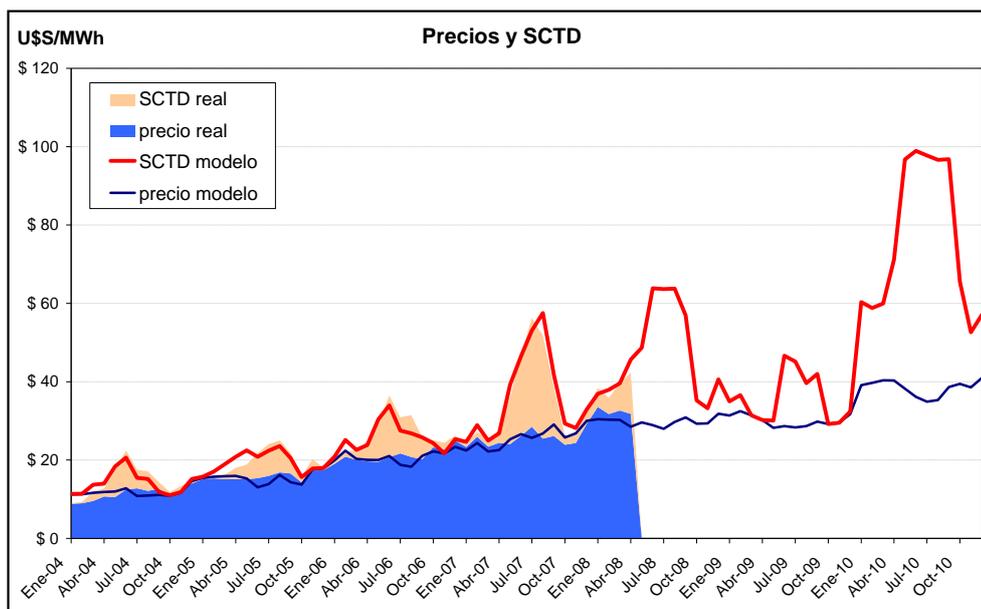


Figura 3.2.4.1. Los precios y sobrecostos transitorios de despacho, dado un cierto volumen de gas para usinas, fueron similares a los valores históricos.

De igual manera fueron validadas las proyecciones de los datos ingresados, utilizadas para el “escenario base”: proyecciones de producción de gas, precio de combustibles, instalación de nuevas usinas, demandas de gas y energía eléctrica por cliente, tarifas, etc.

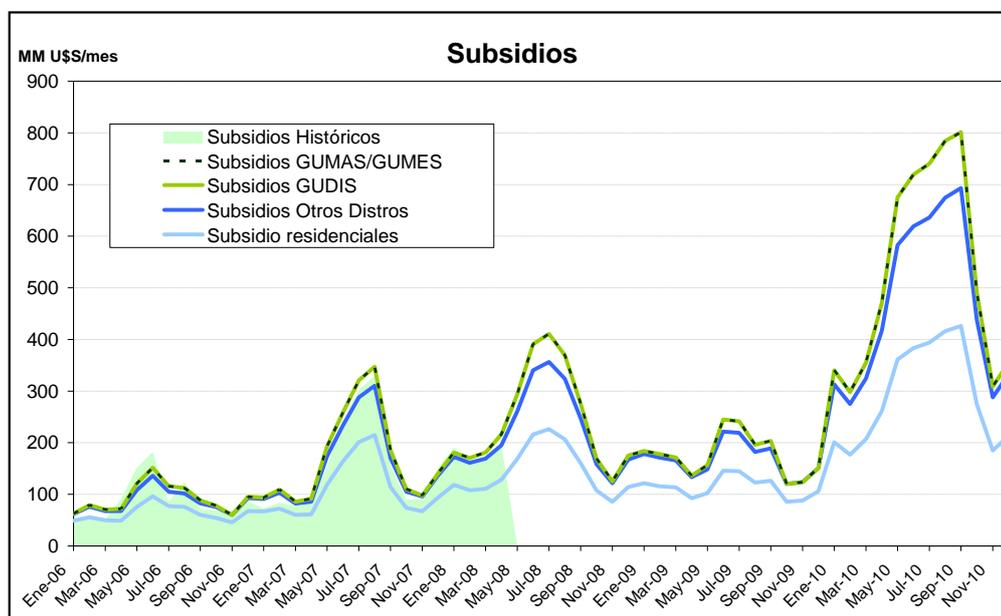


Figura 3.2.4.2. Los subsidios históricos totales, calculados como la variación del fondo de Estabilización de CAMMESA, fueron similares a los subsidios calculados por el modelo, dado un consumo de combustibles.

3.3 RESTRICCIONES O LÍMITES DEL MODELO

El modelo MiniMargo simplifica muchos aspectos de la realidad a los efectos de permitir un procesamiento sencillo de los datos, una fácil parametrización y un rápido testeo de escenarios. Además de las simplificaciones inherentes al modelo, en el presente trabajo se simplifican otros aspectos del mismo, con el objetivo de limitar aún más el funcionamiento del modelo a los impactos del plan propuesto. De lo contrario, la cantidad de variables a tener en cuenta sería demasiado grande, complejizando innecesariamente el análisis.

Entre las simplificaciones del modelo y las tenidas en cuenta a posteriori, se cuentan las siguientes:

- Empresas generadoras.

Las políticas de promoción de instalación de potencia convencional (potencia térmica, hidroeléctrica o nuclear) no son afectadas por las políticas propuestas en este trabajo. Es por esta razón que se considerará a la variación de la potencia instalada como un dato externo al sistema. No se analiza el efecto que un aumento en la generación solar pueda tener en las empresas generadoras tradicionales, ni su reacción a las posibles variaciones de precio que dicho aumento pueda tener.

- Producción de gas.

La disponibilidad de gas es crítica a la hora de evaluar el costo de generación, dado que los combustibles alternativos al gas son mucho más costosos. Sin embargo, las políticas propuestas en el presente trabajo no impactan en el mercado de gas más que indirectamente, a través de una leve disminución de la demanda de gas para generación eléctrica. Salvo en la ecuación de oferta y demanda, el mercado de energía eléctrica está desacoplado del mercado de producción de gas, dado que es el Estado el que regula los precios de gas para generación termoeléctrica. Es por esto que no se contempla un impacto en la producción de gas que pueda ocurrir en consecuencia de la implementación de los planes propuestos en el presente trabajo.

No se puede soslayar, sin embargo, la importancia de generar otros mecanismos con el objetivo de aumentar la capacidad de producción de gas en el mediano y largo plazo.

- Demanda de Gas (para otros fines además de la generación de energía eléctrica)

Las demandas de energía eléctrica y de gas están íntimamente relacionadas. Por ejemplo, los agentes industriales pueden reemplazar energía eléctrica por gas, que utilizan para alimentar generadores pequeños y autoabastecerse de energía. Los usuarios residenciales, por su parte, suelen aumentar la demanda de energía eléctrica en invierno, toda vez que las estufas a gas son insuficientes para calefaccionar el hogar. Sin embargo, a los efectos del presente trabajo no se consideran los efectos que la generación solar pueda tener en la demanda de gas, más allá de la disminución en la demanda de gas para generación eléctrica por parte de las usinas. La demanda de gas por cada agente no generador es simplemente una función del tiempo y la temperatura,

y se asume que las mismas tienen un crecimiento coherente con las tasas actuales, por cada tipo de cliente.

- Demanda industrial de energía eléctrica

El presente trabajo supone que la instalación de potencia solar será realizada principalmente en residencias y comercios. El impacto de la política es, pues, menor en los agentes industriales.

Es cierto, sin embargo, que un aumento de la generación eléctrica, cualquiera sea el tipo, llevaría a menores cortes para grandes usuarios, principalmente industriales, lo que aumentaría la demanda de los mismos en el mediano plazo. En el caso contrario, cuando aumentan los cortes, la demanda baja dado que las empresas se “acostumbran” a consumir menos, cierran parte de sus plantas o disminuye directamente la actividad industrial.

Estos efectos no son tenidos en cuenta en el presente trabajo. Se considera que la demanda de gas y energía eléctrica de los agentes industriales varía de manera insensible al plan presentado. Es decir, la demanda industrial de energía eléctrica es simplemente una función del tiempo, manteniendo las tendencias actuales de crecimiento de demanda.

3.4 ESPECIFICACIÓN DEL PROBLEMA: PROYECCIÓN DE LAS VARIABLES MÁS RELEVANTES

No se puede separar el mercado energético de la política, la economía o el medio ambiente, ya que son sistemas que se retroalimentan constantemente.

La política influye en el mercado eléctrico, fomentando o inhibiendo la inversión, generando marcos legales estables y confiables, impulsando políticas de ahorro o consumo de energía. El mercado energético impacta en la política, dado el impacto positivo que tiene la ampliación de la cantidad de usuarios que disfrutan de la misma o, por el contrario, el impacto negativo de los cortes de energía. La política tarifaria puede influir positivamente, manteniendo tarifas sociales y sistemas progresivos de precios, o atentar contra el bien social con sistemas de tarifas regresivas, donde los que menos consumen pagan más por su energía.

De igual manera, el mercado energético se relaciona íntimamente con la economía nacional. Los consumos de gas y combustibles líquidos para generación eléctrica son una porción significativa del consumo total de los mismos. El presupuesto destinado al mercado energético es de varios miles de millones de dólares anuales, gran parte de los mismos aportados mediante subsidios. El contexto económico dicta, en numerosas ocasiones, la conveniencia de las inversiones en nueva potencia eléctrica; la demanda energética varía con los vaivenes de la economía, aumentando y disminuyendo al ritmo de la actividad económica.

Estos dos aspectos vitales para el mercado energético –el político y el económico– tienen aparejados riesgos inherentes que escapan al control local. En la medida en que crezca la dependencia del abastecimiento externo de gas y combustibles líquidos, el país estará más expuesto a riesgos de abastecimiento y a la variación de precios internacionales. Esta situación puede condicionar a la política exterior del país, dada la dependencia del sistema eléctrico de otros países: basta mencionar al gas de Bolivia, la energía eléctrica de Brasil o al fuel oil de Venezuela para comprender el riesgo inherente de una matriz energética basada en el consumo de combustibles, combinada con pocas fuentes de abastecimiento de estos productos.

Por otra parte, el impacto del mercado energético en el medioambiente es insoslayable. La generación de energía eléctrica con usinas térmicas es una de las principales fuentes de gases de efecto invernadero. Incluso las tecnologías de generación consideradas “limpias”, refiriéndose así en general a las energías renovables, tienen un impacto importantísimo en el medio ambiente: los embalses cambian la hidrología de la región, afectando el clima y a la flora y fauna local, y los molinos eólicos son conocidos por la gran cantidad de muertes de pájaros que traen aparejados. De igual manera, el impacto medioambiental de las distintas tecnologías de generación energética no se limita a su operación, sino que puede ser igualmente importante su fabricación o su localización particular.

El aspecto físico de la energía (eficiencia en la generación y en el consumo), el económico (fomento a la inversión, remuneración adecuada de la generación,

transmisión y distribución de la energía, tarifa acorde al servicio) y el político (abastecimiento confiable, tarifas socialmente aceptables, etc.) deben ser cuidadosamente equilibrados. En ocasiones lo que está mejor visto desde el punto de vista social o político, impacta negativamente en el aspecto económico, y viceversa.

Por ejemplo, desde el punto de vista de la seguridad del abastecimiento y del precio del combustible, la generación con carbón mineral es conveniente; sin embargo, por ser muy contaminante, puede traer problemas políticos con las poblaciones locales (ningún gobierno desea un “efecto Botnia” dentro de sus propias fronteras). De igual manera, un sinceramiento brusco de los costos de generación puede ser conveniente desde el punto de vista económico, disminuyendo los subsidios y fomentando la inversión, pero no sería socialmente aceptado.

A continuación se describirá al problema energético a partir de los cinco enfoques mencionados: físico, político, económico, medioambiental y de riesgo. Se detallarán los diferentes aspectos de la problemática energética, identificando las variables más importantes de cada uno y determinando los objetivos para cada indicador. Para realizar la especificación del problema planteado se utilizarán los resultados obtenidos con el Modelo MiniMargo.

3.4.1 Perspectiva energética

El primer aspecto a tener en cuenta sobre el problema energético es el aspecto físico, técnico o estrictamente energético.

Dentro del amplio espectro de factores técnicos a tener en cuenta, en lo sucesivo se describirán dos que definen en gran medida la situación del mercado energético y que están íntimamente relacionados: la potencia disponible y los cortes esperados de energía eléctrica.

Potencia disponible

Los proyectos que actualmente se barajan en el mercado energético permiten sostener la potencia disponible y hacerla crecer al ritmo de la demanda de energía eléctrica. Si sólo se contemplara la potencia técnicamente disponible, parecería que el sistema energético se encuentra fuera de peligro por los próximos años. Aparentemente se puede abastecer la demanda promedio y la demanda pico hasta el 2016 sin inconvenientes.

Sin embargo, el concepto de disponibilidad técnica² no incluye al de disponibilidad de agua en los embalses, ni al de disponibilidad de combustibles, factores cruciales a la hora de proyectar la cantidad de energía que de hecho podrán generar las usinas térmicas. De hecho, la restricción de combustibles es, en muchos casos, el factor limitante que determina la cantidad de energía que el sistema puede generar en un

² Se considera potencia disponible a la potencia instalada total, neta de indisponibilidad técnica. Por ejemplo, una usina térmica se considera “disponible” en la medida en que esté técnicamente apta para generar y no tenga problemas mecánicos o técnicos. No contempla indisponibilidades por falta de combustibles ni el despacho real de las usinas.

momento dado. En el invierno de 2007, por ejemplo, la generación térmica media fue de 6800 MW, mientras que la disponibilidad técnica del parque térmico fue de 9800 MW.

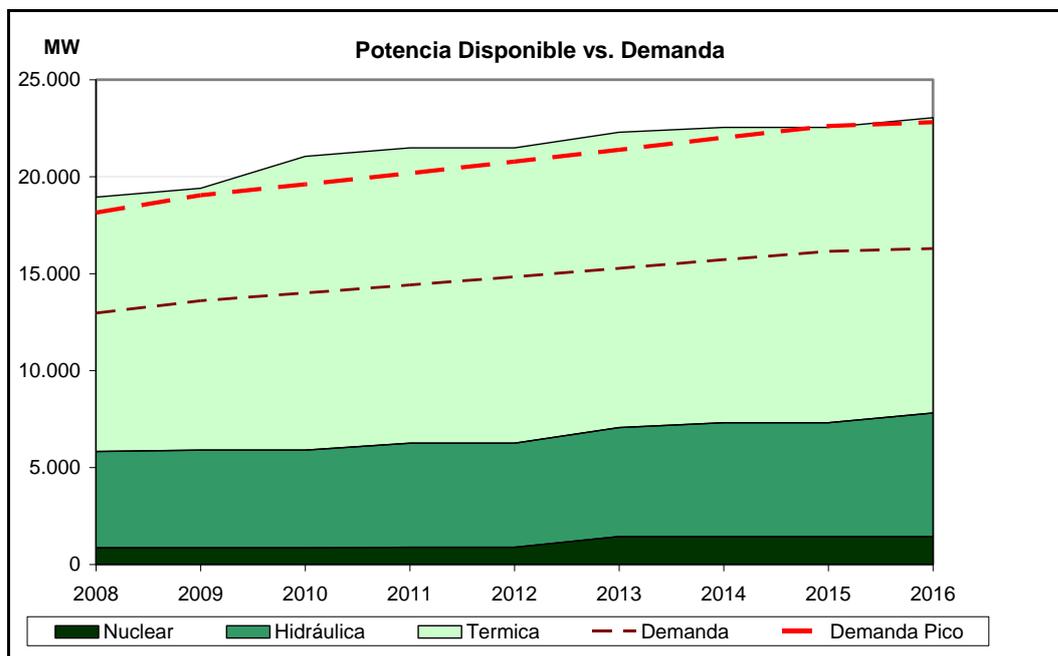


Figura 3.4.1.1. La potencia técnicamente disponible es suficiente para satisfacer la demanda pico de un escenario medio hasta el año 2016.

Si a la posible falta de combustibles o de agua en embalses se agrega la incertidumbre respecto de la demanda, que es una función de la temperatura, se tiene una imagen cabal de los problemas que puede tener el mercado energético durante los próximos años. La oferta energética no excede en suficiente medida a la demanda, presentándose diversos escenarios de cortes de energía eléctrica en el mediano y largo plazo.

Cortes de energía eléctrica

Como fuera mencionado anteriormente, tanto la oferta como la demanda de energía eléctrica dependen de numerosos factores. Algunos de estos factores no pueden ser controlados, como por ejemplo los factores climáticos, otros pueden ser afectados por políticas específicas, como el fomento a eficiencia energética, y otros pueden ser afectados de manera directa, como la instalación de usinas de parte del Estado.

El corte de energía eléctrica indica la falla del sistema; el sistema eléctrico no está concebido para tener cortes regulares, y se utilizan todos los medios disponibles para evitarlos. Esto significa que sólo hay cortes de energía eléctrica una vez que se agotaron todas las posibilidades de generación con todas las usinas disponibles (y con todos los combustibles disponibles) y se importa desde los países limítrofes la mayor cantidad de energía posible.

Dado un cierto escenario de estos factores, por ejemplo, de temperatura, disponibilidad de energía para importación, etc., se puede proyectar los cortes de energía eléctrica. De esa manera se puede obtener una proyección de corte promedio, en un escenario medio. Es importante resaltar que el corte de energía eléctrica se puede dar por una serie de factores independientes. Se puede tratar de un corte por falta de energía, en los que no se puede abastecer a la demanda media de energía, indistintamente del horario en que suceda la misma. Puede tratarse de cortes por falta de potencia; en este caso, se dispone de la energía necesaria para abastecer a la demanda media, pero no se dispone de la potencia necesaria para satisfacer a la demanda en horarios pico. Por otra parte, el corte puede deberse a problemas de transporte o distribución, que es el caso de los cortes que se suelen dar en el verano debido a los aumentos bruscos de demanda para refrigeración.

En lo sucesivo se utilizará el término “cortes de energía” para referirse a la demanda de energía eléctrica insatisfecha por una escasez de energía disponible, a diferencia de “corte de potencia” o “corte de distribución”.

Dado que la energía solar realiza su principal aporte en horarios fuera del pico, no se considerarán los cortes de potencia como relevantes, ya que los mismos son independientes de la cantidad de energía solar que abastece al mercado. Sin embargo, es importante mencionar que una disminución en la demanda, producto de un uso más racional y eficiente de la energía eléctrica, no sólo disminuye la demanda media sino también la demanda pico, limitando de esa manera los cortes por potencia.

La generación de energía solar se realiza de manera localizada en la demanda. Los cortes por distribución y transporte no sólo disminuirían con una menor intensidad de la demanda, sino también porque la energía consumida es producida localmente y no necesita transporte o distribución, lo que disminuiría la exigencia en los transformadores y líneas. Sin embargo, los cortes por distribución dependen de factores locales, que varían en cada zona o manzana, y están influidos por infinidad de factores. Es imposible realizar un cálculo cuantitativo de la disminución de los cortes por distribución, por tratarse de fenómenos micro-localizados, en contraposición con el enfoque macro del presente trabajo.

Por estas razones sólo se analizarán cuantitativamente los cortes de energía, dejando de lado las variaciones en los cortes de potencia y de distribución.

En la Figura 3.4.1.2. y la Tabla 3.4.1.1 se observan los valores de cortes proyectados hasta el año 2018. Los valores de la Tabla 3.4.1.1 para el escenario medio de hidraulicidad y temperatura son los considerados como caso base para la proyección de cortes de energía.

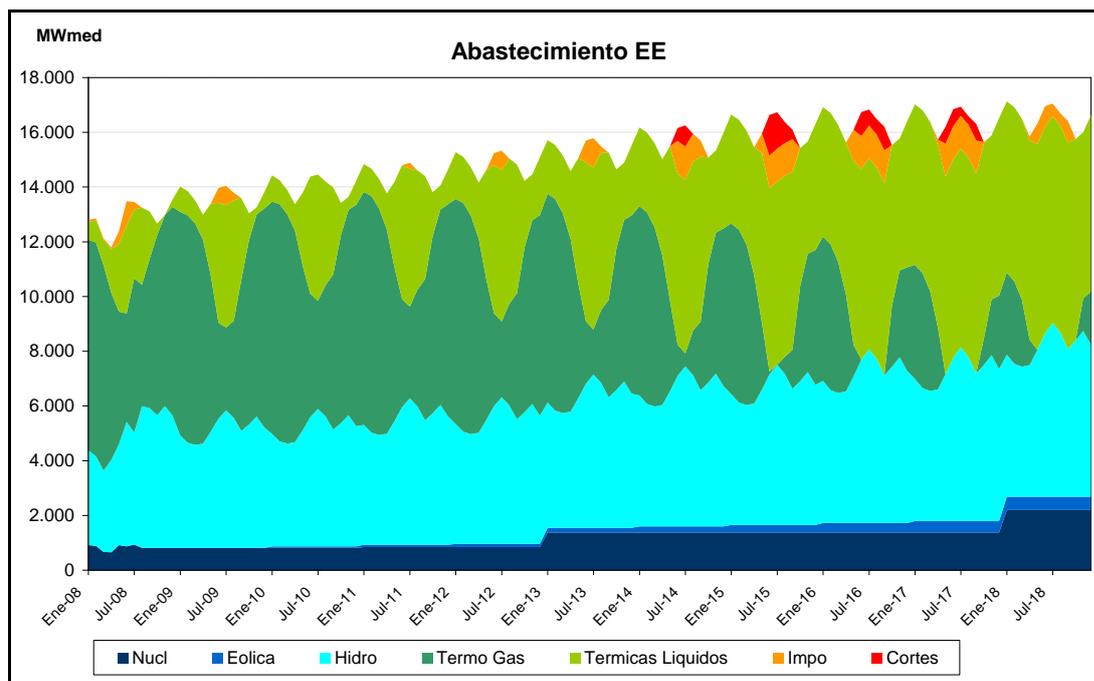


Figura 3.4.1.2. Abastecimiento de Energía eléctrica según el Modelo MiniMargo. Si se consideran las restricciones de combustibles y un escenario medio, se presentan importaciones de energía desde el año 2012, y cortes de energía desde el año 2014.

Corte de Energía Eléctrica

	Escenario Medio		Temperatura e hidraulicidad mínimas	
	Cortes GWh	Cortes * MW	Cortes GWh	Cortes * MW
2008	0	0	0	0
2009	0	0	1.011	740
2010	0	0	401	336
2011	0	0	1.022	754
2012	0	0	2.153	1.296
2013	0	0	2.988	1.426
2014	912	776	4.727	1.612
2015	2.881	1.483	5.537	1.680
2016	2.095	871	5.949	1.724
2017	1.834	626	7.573	1.813
2018	0	0	4.723	1.620

* corte promedio en el mes de más corte

Tabla 3.4.1.1. Cortes de energía proyectados hasta el año 2018 por el Modelo MiniMargo, en escenarios de hidraulicidad y temperatura medias y mínimas, en GWh anuales y en MW medios del mes de más corte.

3.4.2 Perspectiva económica

No se puede separar al sistema energético de su impacto en la economía, ya que el presupuesto destinado al mercado energético es de varios miles de millones de dólares anuales, gran parte de los mismos aportados mediante subsidios.

Dentro del amplio espectro de factores económicos a tener en cuenta, nuevamente se describirán los más importantes: los precios y costos de la energía en el mercado eléctrico argentino y la variación de las cuentas del MEM.

Precios y costos de la energía eléctrica.

El costo marginal del sistema es el costo variable de la central que entraría para abastecer el próximo MW. Éste depende de la eficiencia de la máquina menos eficiente en términos económicos y del tipo de combustible que la misma esté utilizando. Una máquina moderna, eficiente en términos energéticos, puede ser menos eficiente en términos económicos que una máquina más antigua, si consume un combustible más caro.

El precio *spot* de la energía eléctrica está definido actualmente como “el costo marginal que se hubiese obtenido si todas las máquinas hubiesen estado disponibles con gas” (con un máximo de 120 \$/MWh). De esa manera, se independiza al precio de la energía eléctrica del tipo de combustible, pasando el mismo a depender sólo del despacho térmico total y del precio del gas. Este precio incluye la potencia y los servicios, como regulación de frecuencia, etc. También toma en cuenta las pérdidas asociadas de transporte, que depende de la localización de la demanda en la red respecto de la generación, incluido en el precio *spot* a través del factor de nodo.

El costo medio de la energía –es decir, el precio de la energía más sobrecostos– depende de los volúmenes y tipos de combustibles que se estén consumiendo para su generación en un momento dado. A mayor volumen de combustibles líquidos consumidos, aumenta el costo, ya que los mismos son considerablemente más caros que el gas. El costo medio es mayor para la demanda que para la oferta, debido a las pérdidas de energía que se producen en el transporte y distribución.

Es importante tener en claro estas definiciones, ya que, mientras que unas afectan a las transacciones económicas entre agentes del sistema (consumidores o generadores de energía, a través de CAMMESA), otras afectan al costo real del sistema energético argentino en su totalidad.

El precio *spot* de la energía es un precio ficticio, totalmente desvinculado de los costos y producto de la intervención estatal en el sistema energético. Esto produce ciertas distorsiones en el mercado eléctrico desde el punto de vista económico: paradójicamente, el precio de la energía es menor cuando su costo es mayor³. Utilizarlo

³ Durante el invierno aumenta el consumo de combustibles líquidos y el costo de la energía. El aumento del costo de la energía hace disminuir el despacho térmico (aumentando el hidroeléctrico, para minimizar el costo). Dado que el despacho térmico es menor, el precio *spot* de la energía es menor.

para la evaluación de programas nacionales de energía eléctrica sería ignorar los costos reales de la generación. También sería ignorar que siempre hay alguien que paga por esos costos, ya sea los grandes consumidores de energía a través de los sobrecostos, o el Estado (y los contribuyentes a través de él) con subsidios.

Al disminuir la demanda de energía eléctrica, se disminuye la generación de la máquina “más cara”. De igual manera, al generar energía eléctrica con bajo costo real (por ejemplo, con usinas hidroeléctricas), dicha energía “desplaza” a la de la máquina más cara. Lo que se “ahorra” al consumir menos energía o generar más energía es el costo marginal. Para evaluar la conveniencia de una nueva fuente de generación o de un proyecto de eficiencia energética a nivel nacional, se debería comparar su costo con el costo marginal del sistema.

Precio y Costo Energía

	Energía	SCTD	Potencia	Servicios	Precio Total Gen.	Pérdidas Red	Precio Total Demanda
	U\$S/ MWh	U\$S/ MWh	U\$S/ MWh				
2008	29,2	11,2	2,5	1,3	44,2	2,0	46,2
2009	32,9	11,7	2,5	1,3	48,3	2,2	50,5
2010	33,5	12,6	2,5	1,3	49,9	2,2	52,2
2011	33,0	14,9	2,5	1,3	51,7	2,3	54,1
2012	33,5	19,5	2,5	1,3	56,7	2,6	59,3
2013	32,6	22,0	2,5	1,3	58,4	2,7	61,1
2014	32,5	28,0	2,5	1,3	64,3	2,9	67,3
2015	32,6	34,7	2,5	1,3	71,1	3,3	74,4
2016	32,0	38,4	2,5	1,3	74,3	3,4	77,7
2017	32,0	44,2	2,5	1,3	80,0	3,7	83,7
2018	31,4	41,6	2,5	1,3	76,8	3,5	80,3

Tabla 3.4.2.1. Precio y costo de la energía eléctrica, en un escenario medio, proyectado con el modelo MiniMargo hasta el año 2018

Sin embargo, no es lo mismo tener una única máquina funcionando al costo marginal, que tener muchas funcionando a un costo similar: el costo medio del sistema es un indicador de desempeño económico global del mercado eléctrico. Desde el punto de vista económico, y contemplando el sistema energético argentino como un todo (a diferencia de la evaluación de un proyecto en particular), se debe tener en cuenta el costo medio de generación.

Por lo tanto, se considerará el costo promedio del sistema (precio de la energía más sobrecostos) a la hora de evaluar la conveniencia del programa de energía solar a nivel nacional.

En la Tabla 3.4.2.1. se observa que el costo medio de la energía proyectado para el año 2018 es un 70% superior al costo actual, llegando a 80 U\$\$/MWh (precio total de la energía para la demanda). Este precio asume un valor constante del precio del gas para generación, y un valor de combustibles alternativos correspondiente a un WTI de 80 U\$\$/bbl en el largo plazo. Si se considera que, para mantener la producción proyectada de gas, es necesario aumentar el precio del mismo, o que el precio de los combustibles aumenta en los próximos años, entonces el costo medio de la energía sería aún mayor.

Cuentas y fondos del MEM

Mientras que el costo medio de la energía es un factor de suma importancia para el sistema energético nacional, no es menos importante quién paga dichos costos. Actualmente, los usuarios residenciales pagan un monto que no se relaciona en absoluto con los costos reales de generación ni con los precios *spot* de la energía en el mercado. La diferencia entre los costos y lo que pagan los usuarios residenciales recae en manos del Estado a través de subsidios. Estos subsidios se ven reflejados en las cuentas y los fondos del Mercado Eléctrico Mayorista, especialmente el Fondo de Estabilización, actualmente a cargo de CAMMESA.

Desde que los precios monómicos estacionales que pagan las distribuidoras por su energía dejaron de seguir a los precios *spot*, esta cuenta crece mes a mes. El subsidio de los sobrecostos también engrosa los fondos de CAMMESA, a partir de su creación en el año 2003. Como puede verse en la Tabla 3.4.2.2., si se mantiene la actual estructura de precios y esquemas tarifarios, para el año 2018 los fondos del MEM tendrán un déficit de 47 MM U\$\$.

El subsidio de los precios y los costos de la energía, en el sentido estricto, no impacta al mercado energético de manera económica, pero sí afecta a los flujos de dinero del sistema. Actualmente los márgenes de los generadores se encuentran prácticamente en *default*, ya que son la última prioridad de pago y no se cuenta con el flujo de fondos suficiente para poder pagarlos. De igual manera, afecta el aspecto político del mercado, ya que estos fondos deben cerrarse con dinero de los contribuyentes a través de los impuestos, en lugar de pagarse con la venta de energía.

Dentro del sistema energético siempre hay algún agente que paga por los costos del mismo: o bien son los consumidores de energía con la compra de la misma, o es el Estado a través de subsidios, o los generadores de energía a través de una disminución de sus ingresos. Si limitamos este concepto a los grandes generadores y consideramos que las inversiones planificadas actualmente se mantendrán a pesar del actual esquema de pagos y subsidios (o que, al menos, las inversiones son independientes de la implementación de un plan de promoción de la energía solar), podemos considerar que los fondos del MEM son transparentes al funcionamiento general del sistema energético argentino. Es decir, incluso si el plan de energía solar impactara en las cuentas del MEM, una variación de las mismas sólo indicarían un “pase de manos” de dinero entre

los diferentes agentes del mercado, sin impactar en las decisiones que los mismos tomen o en el funcionamiento real del sistema.

Ingresos y Egresos Energía Eléctrica

	Ingresos anuales MMU\$\$	Costos (Comb + O&M) MMU\$\$	Potencia + Margen MMU\$\$	Déficit anual MMU\$\$	Fondos de Estabilización y Sobrecostos MMU\$\$
2008	2.654	3.884	2.048	3.278	-2.949
2009	3.190	3.667	2.383	2.860	-5.809
2010	3.594	3.985	2.523	2.914	-8.723
2011	3.779	4.329	2.578	3.128	-11.851
2012	4.117	5.102	2.596	3.581	-15.432
2013	4.303	5.477	2.626	3.800	-19.232
2014	4.636	6.396	2.641	4.401	-23.633
2015	4.953	7.487	2.611	5.145	-28.778
2016	5.281	8.079	2.638	5.437	-34.215
2017	5.689	9.059	2.574	5.944	-40.159
2018	5.815	8.862	2.617	5.664	-45.823

Tabla 3.4.2.2. Ingresos y egresos del MEM, el déficit anual producto de la diferencia entre ambos, y la variación consecuente del Fondo de Estabilización y las cuentas por Sobrecostos.

Por estas razones, en lo sucesivo no se considerará a la variación de los fondos y las cuentas del MEM como una variable principal del problema. Sin embargo, no se puede soslayar la importancia de encontrar mecanismos de financiación y pago que pueda revertir la situación actual, con el objetivo de remunerar a los generadores como es debido, y cancelar las cuentas pendientes de parte del Estado.

3.4.3 Perspectiva ambiental

Durante el año 2008 se consumieron 2.350 mil toneladas de fuel oil, 800 mil toneladas de carbón mineral, 720 mil toneladas de gas oil y 13.000 millones de metros cúbicos de gas natural, con una emisión total de gases de efecto invernadero de más de 30 millones de toneladas equivalentes de CO₂.

Actualmente, se emiten en Argentina entre 450 y 500 toneladas equivalentes de CO₂ por cada GWh de energía térmica generada. Este valor puede variar según la región del país y el combustible que se utilice: en la región patagónica es, en promedio, de 750 toneladas de CO₂ por cada GWh, las emisiones de turbinas de gas alimentadas a gasoil pueden ser de hasta 900 toneladas CO₂ por cada GWh, mientras que las emisiones de

una usina a carbón pueden alcanzar las 1000 toneladas de CO₂ por cada GWh de energía generada.

	ton CO ₂ / unidad	(unidad)	Ton CO ₂ /dam ³ gas equivalente
Gas Natural	1,5	dam ³	1,5
Gas Oil	3,2	ton	2,6
Fuel Oil	3,1	ton	2,6
Carbón	3,1	ton	4,8

Tabla 3.4.3.1. Emisiones de CO₂ por tipo de combustible. Se observa que los combustibles alternativos al gas emiten entre un 75% y un 220% más que el gas, a igual cantidad de energía.

Consumo Combustible en Usinas

	Gas		FO		GO		CM	
	MMm ³ /año	MMm ³ /d	Mton /año	MMm ³ /d equiv.	Mton /año	MMm ³ /d equiv.	Mton /año	MMm ³ /d equiv.
2008	12.888	35,3	2.495	8,0	679	2,3	635	1,1
2009	12.738	34,9	3.167	10,1	1.356	4,5	365	0,6
2010	13.491	37,0	3.213	10,3	1.218	4,1	830	1,5
2011	12.583	34,5	3.532	11,3	1.591	5,3	1.112	2,0
2012	11.599	31,8	4.525	14,5	1.996	6,6	1.794	3,2
2013	9.720	26,6	5.106	16,3	2.245	7,5	1.869	3,3
2014	7.872	21,6	6.116	19,5	3.003	10,0	1.858	3,3
2015	6.244	17,1	6.422	20,5	4.424	14,7	1.858	3,3
2016	4.410	12,1	6.743	21,6	5.345	17,8	1.858	3,3
2017	2.922	8,0	7.080	22,6	6.844	22,8	1.858	3,3
2018	1.774	4,9	7.392	23,6	6.868	22,8	1.858	3,3

Tabla 3.4.3.2. Consumo de combustibles en usinas. El uso de combustibles alternativos para generación de energía eléctrica aumentará en los próximos 10 años 4,4 veces.

A medida que el uso de combustibles alternativos desplace al de gas, las emisiones de gases de efecto invernadero irán aumentando, dado que los combustibles líquidos tienen un mayor factor de emisión que el gas. El factor de emisión de cada tipo de combustible puede apreciarse en la Tabla 3.4.3.1.

Los resultados que arroja el modelo muestran que, en un escenario medio, el uso de combustibles alternativos para generación de energía eléctrica aumentará en los próximos 10 años más de 4 veces, como se muestra en la Tabla 3.4.3.2.

Este aumento en el uso de combustibles alternativos para generación eléctrica trae aparejado un aumento en la emisión de gases de efecto invernadero. Como se muestra

en la Tabla 3.4.3.3, en los próximos 10 años el factor de emisión medio de la generación térmica aumentará un 60%, y la emisión de gases de efecto invernadero aumentará un 68%, producto de un aumento del consumo de combustibles alternativos al gas.

Dado que los combustibles alternativos son económicamente más caros que el gas, una energía con un costo marginal bajo (como es el caso de la solar) desplazaría primero al consumo de gas oil y de fuel oil, luego al de carbón, y finalmente al de gas⁴.

Emisiones de CO₂

	Gas Natural	Fuel Oil	Gas Oil	Carbón	Total	Generación térmica	Factor de emisión
Año	MM TonCO ₂ equivalentes / año					TWh /año	Ton CO ₂ /GWh
2008	19,8	7,7	2,2	2,0	31,6	67,4	469
2009	19,6	9,7	4,3	1,1	34,8	72,7	478
2010	20,7	9,9	3,9	2,6	37,1	76,9	482
2011	19,3	10,9	5,1	3,4	38,7	77,3	501
2012	17,8	13,9	6,3	5,5	43,6	80,3	544
2013	14,9	15,7	7,1	5,8	43,6	76,2	572
2014	12,1	18,8	9,5	5,7	46,2	75,4	613
2015	9,6	19,8	14,1	5,7	49,2	75,6	650
2016	6,8	20,8	17,0	5,7	50,3	73,2	687
2017	4,5	21,8	21,7	5,7	53,8	73,3	733
2018	2,7	22,8	21,8	5,7	53,0	70,5	753

Tabla 3.4.3.3. Cálculo de las emisiones de efecto invernadero en Argentina. En los próximos 10 años la emisión de gases de efecto invernadero aumentará un 68%

Las emisiones detalladas en la Tabla 3.4.3.3 son sólo las emisiones proyectadas reales. Sin embargo, en el escenario proyectado hay cortes e importaciones de energía eléctrica. Los cortes de energía eléctrica no emiten gases de efecto invernadero; sin embargo podría decirse que corresponden a una cierta cantidad de emisiones *potenciales*. A pesar de las emisiones de la energía térmica, se la considera preferible a tener cortes energéticos. Hay que tener en cuenta que la potencia térmica es la que más aumentó durante los últimos años. Por ello, podría suponerse que los cortes de energía corresponden a una emisión potencial de gases de efecto invernadero, correspondientes al equivalente de energía térmica promedio. Esto es una postura bastante conservadora,

⁴ Este orden de preferencia considera la relación actual de precios internacionales de los combustibles. Durante el año 2008 el orden fue diferente, dado que se tomaron valores de export-parity (post retenciones) para el gasoil y el fuel oil, y valores import parity para el carbón. En consecuencia, el gasoil fue más barato que el fuel oil, y el carbón más caro que el fuel oil, a contramano de los precios internacionales. Sin embargo, el autor del presente trabajo no cree que esta situación se presente en el futuro, dados los menores precios internacionales de los combustibles y la tendencia a nivel nacional de disminuir los subsidios a las importaciones de combustibles.

ya que en el promedio de la energía térmica hay muchas usinas de ciclo combinado, más eficientes, mientras que de agregarse potencia localizada para evitar los cortes muy probablemente se trate de turbinas a gas.

Lo mismo puede afirmarse respecto de las importaciones: de poder generarse localmente, con potencia térmica, el equivalente a la energía importada, entonces ésta no sería necesaria. Esto implica que al importar energía se está desplazando una emisión *potencial* de gases de efecto invernadero, equivalentes a la emisión de la energía térmica promedio. Para un análisis más detallado de la dinámica de las importaciones de energía, ver la Sección 3.4.5 “Perspectiva de Riesgo, Dependencia de Otros Países”.

Las emisiones reales y potenciales de gases de efecto invernadero se muestran en la Tabla 3.4.3.4.

Emisiones de CO₂						
	Emisiones GEI	Generación térmica	Factor de emisión	Import.	Cortes	Emisiones Reales y Potenciales
Año	MM TonCO₂ equiv. / año	TWh /año	Ton CO₂/ GWh	TWh /año	TWh /año	Ton CO₂/ año
2008	31,60	67,4	469	1,4	0,0	32,24
2009	34,80	72,7	478	1,1	0,0	35,34
2010	37,10	76,9	482	0,0	0,0	37,10
2011	38,70	77,3	501	0,2	0,0	38,78
2012	43,60	80,3	544	0,8	0,0	44,06
2013	43,60	76,2	572	1,5	0,0	44,47
2014	46,20	75,4	613	2,9	0,9	48,56
2015	49,20	75,6	650	4,0	2,9	53,71
2016	50,30	73,2	687	4,4	2,1	54,73
2017	53,80	73,3	733	4,6	1,8	58,51
2018	53,00	70,5	753	2,4	0,0	54,84

Tabla 3.4.3.4. Cálculo de las emisiones de efecto invernadero en Argentina reales y potenciales, entre los años 2008 y 2018.

Es importante notar que, mientras la tendencia en el mundo es a disminuir el factor de emisión de la energía (o intensidad de emisión), Argentina va en sentido opuesto, aumentando el uso de combustibles más contaminantes.

Las emisiones de gas de efecto invernadero no son el único impacto del sector energético en el medio ambiente. Las represas hidroeléctricas, con sus grandes embalses de agua, cambian los regimenes hidrológicos de las regiones en función de las demandas de energía eléctrica, y cambian los climas locales aumentando la humedad ambiente. Los molinos eólicos tienen un gran impacto en la flora y fauna local, especialmente las aves, que suelen impactar contra las palas de los molinos. La producción de gas afecta a las regiones productoras, debido al impacto en el ambiente de los pozos y gasoductos, independientemente de dónde o cómo se consuma dicho gas. Asimismo, el impacto del sector energético en el medio ambiente no sucede solo en la

generación de energía, sino también en la producción e instalación de los equipos generadores.

Sin embargo, a los efectos del presente trabajo no se considerarán mayores impactos que los producidos por los gases de efecto invernadero. En lo sucesivo se considerará a las emisiones reales y potenciales (Tabla 3.4.3.4) como el principal indicador del impacto medioambiental de las políticas energéticas.

3.4.4 Perspectiva política

El mercado energético impacta en la política de muchas maneras. Por ejemplo, la ampliación de la cantidad de usuarios que disfrutan de la misma tiene un gran impacto positivo o, por el contrario, los cortes de energía tienen un impacto negativo. Estas variables (corte y abastecimiento de energía eléctrica), si bien afecta de manera directa a la política, ya han sido tenidas en cuenta al analizar la potencia disponible y los cortes de energía eléctrica.

Por otra parte, la política tarifaria puede influir positivamente, manteniendo tarifas bajas y sistemas progresivos de precios, o atender contra el bien social, con tarifas elevada y sistemas regresivos, donde los que menos consumen pagan más por su energía.

En general hay una relación inversa entre la variable política y la eficiencia de la demanda, ya que a mayores tarifas hay un mayor ahorro de la energía, con un uso más cuidadoso de la misma y por lo tanto una mayor eficiencia, pero también es mayor el costo político a cubrir por el gobierno.

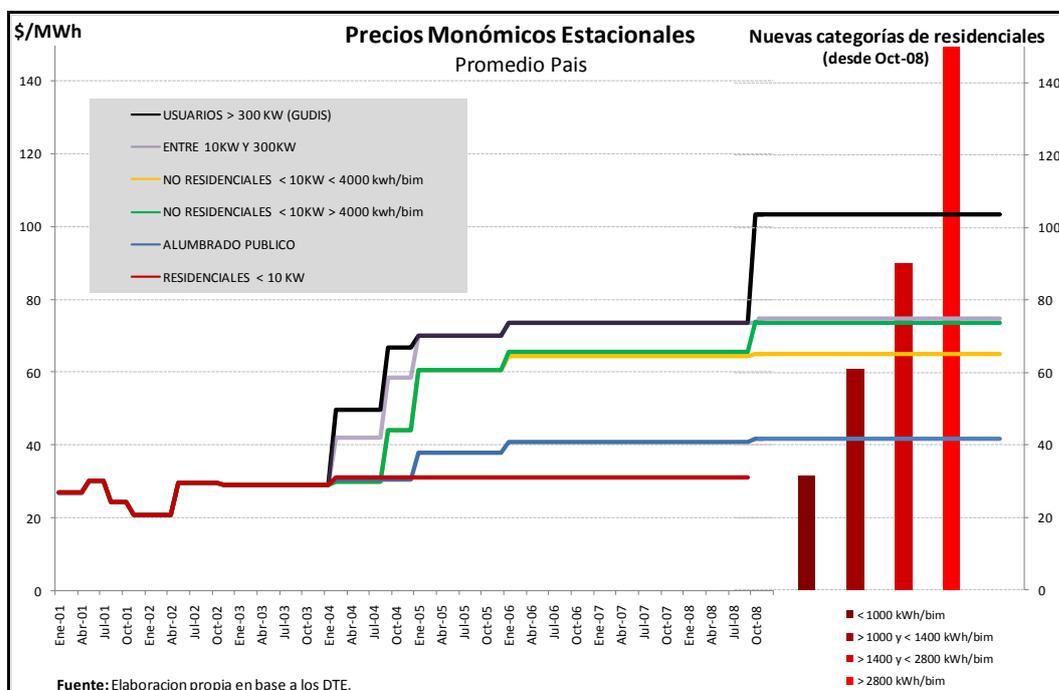


Figura 3.4.4.1. Precios monómicos estacionales (precio que abonan los usuarios de las distribuidoras por la energía eléctrica, incluido el precio de la potencia) desde la devaluación hasta el año 2008. Se observa particularmente la apertura de las tarifas residenciales en 4 categorías en octubre del 2008.

Fuente: Datos de los Documentos de Transacciones Económicas, CAMMESA.

La política tarifaria no está vinculada directamente con los costos; se pueden mantener tarifas independientes de los costos de generación mediante la aplicación de subsidios. Es por esto que es sumamente difícil estimar cuál será la tarifa de energía eléctrica en el futuro: la misma depende de decisiones políticas y de situaciones macroeconómicas que escapan al presente análisis.

A principios del 2004 se separó el precio estacional, abonado por las distribuidoras en el Mercado Eléctrico Mayorista, en tres categorías. En septiembre 2004 y enero 2005 se realizan otros ajustes, de los que la demanda residencial fue exceptuada. Estos precios estuvieron congelados hasta octubre 2008, cuando la tarifa residencial se abrió en 4 categorías, quedando fija sólo la tarifa residencial de menor consumo (consumo bimestral menor a 300 kWh). Esta variación de precios estacionales se observa en la Figura 3.4.4.1.

Los precios de la energía estuvieron congelados para los usuarios residenciales desde la devaluación y pesificación del año 2001 hasta octubre del año 2008. En dicho mes, los precios de la energía para usuarios residenciales aumentaron un 716% para aquellos que consumen más de 2800 kWh/bim, 354% para los residenciales que consumen más de 1400 kWh/bim y 180% para los usuarios que consumen más de 1000 kWh/bim, quedando igual para los usuarios que consumen menos que esa cantidad, como se observa en la Figura 3.4.4.2.

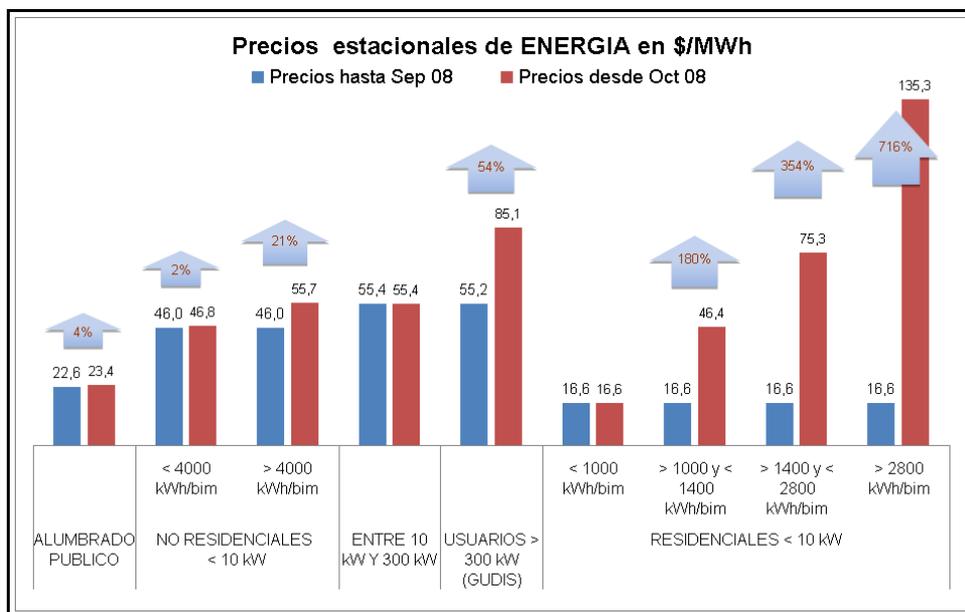


Figura 3.4.4.2. Aumentos tarifarios por categoría de usuarios de distribuidoras. Se observa particularmente el elevado aumento de los usuarios residenciales de consumos mayores a 2800 kWh/bim.

Sin embargo, aquellos usuarios de las distribuidoras que recibieron los mayores aumentos (residenciales con consumos mayores a los 1000 kWh/bim) consumen, en total, sólo un 8% de la energía suministrada por las distribuidoras. Por otra parte, los usuarios que no recibieron aumentos (aquellos de consumos entre 10 kW y 300 kW, y los residenciales con consumos menores a los 1000 kWh/bim) consumen en total un

58% de la energía suministrada por las distribuidoras, como se observa en la Figura 3.4.4.3.

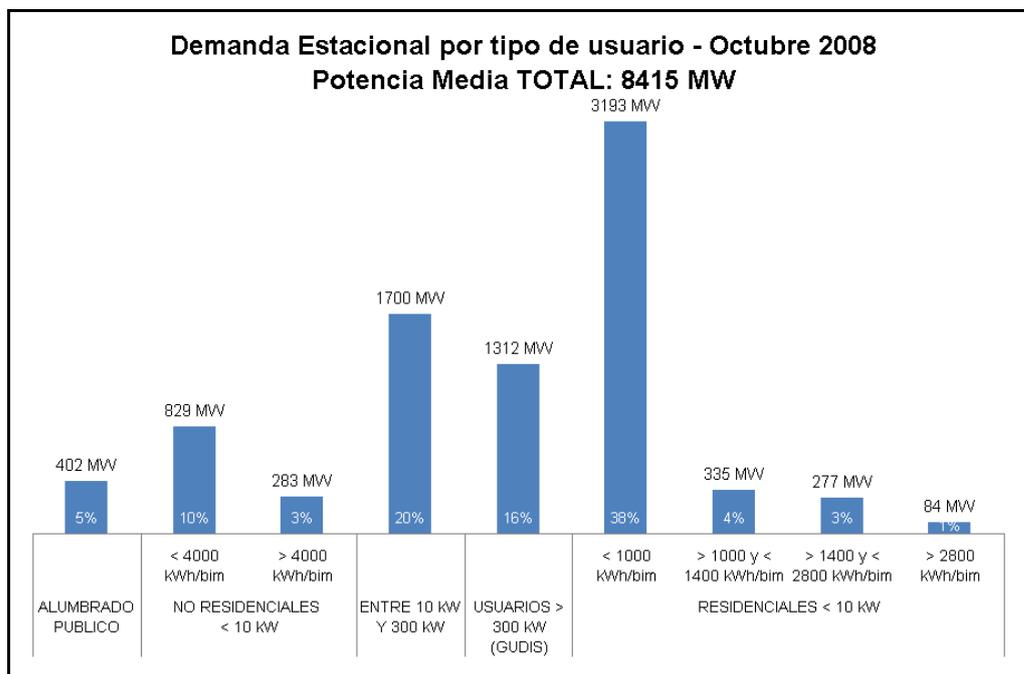


Figura 3.4.4.3. Demanda media de energía eléctrica de los usuarios de las distribuidoras. Se observa que los usuarios con mayores aumentos son los que, en total, menos energía consumen, mientras que los usuarios que no vieron aumentos en octubre del 2008 son los que más energía consumen en total.

Fuente: datos de Documentos de Transacciones Económicas, CAMMESA

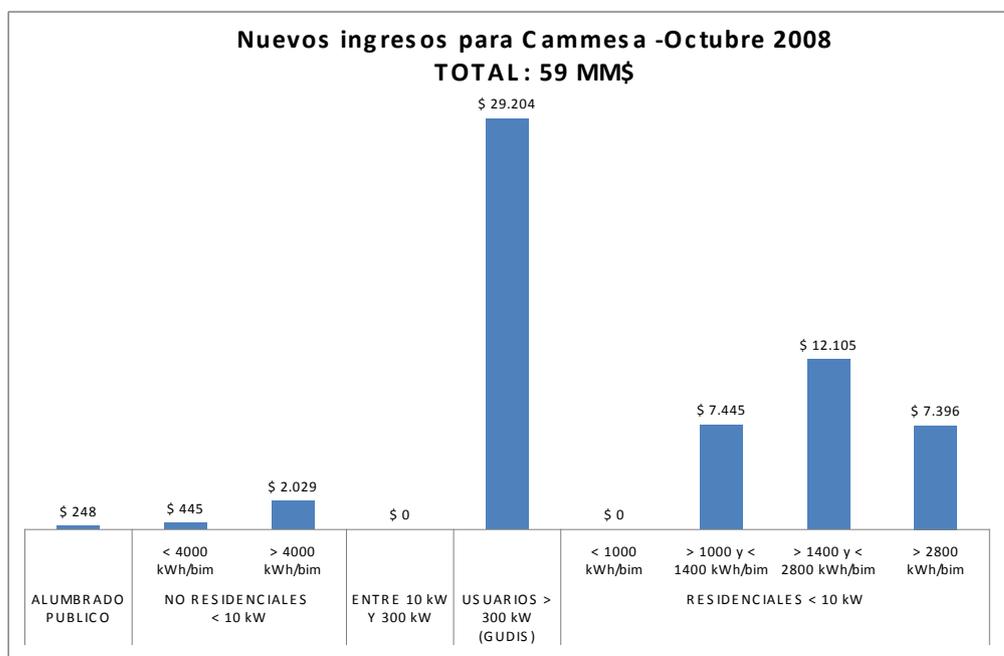


Figura 3.4.4.4. Aumento los ingresos de CAMMESA (en miles de \$) debido a los aumentos tarifarios de octubre de 2008, por categoría de cliente. Se observa que la mitad del aumento de la recaudación proviene de los Grandes Usuarios de las Distribuidoras (GUDIS), aunque su tarifa sólo aumentó el 54%.

Fuente: CAMMESA.

Dado que los usuarios con mayores aumentos son los que, en total, menos energía consumen, mientras que los usuarios que no vieron aumentos en octubre del 2008 son los que más energía consumen en total, la recaudación no aumentó de manera proporcional al promedio de los aumentos. De hecho, el mayor aumento de la recaudación (50%) proviene de los Grandes Usuarios de las Distribuidoras (GUDIS), usuarios con demandas de potencia mayores a 300 kW, cuyo aumento tarifario fue del 54%.

En total, los ingresos de CAMMESA se incrementaron en 59 millones de pesos para el mes de octubre de 2008 debido a los aumentos tarifarios de ese mes, como se observa en la Figura 3.4.4.4.

En lo sucesivo se considerará que los precios monómicos de los usuarios de las distribuidoras permanecerán constantes en los próximos años, subsidiándose todo aumento del costo de la energía eléctrica. A efectos de simplificar los cálculos, el único aumento de las tarifas de energía eléctrica de los usuarios de las distribuidoras que se tendrá en cuenta será el que surja como consecuencia de la aplicación de las políticas de incentivo a la energía solar.

Los valores mencionados anteriormente contemplan sólo el valor de la energía consumida, sin tener en cuenta el costo de transmisión y distribución de la energía eléctrica. Teniendo en cuenta estos factores, las tarifas finales abonadas por los usuarios residenciales en las principales distribuidoras del país son las que se muestran en la Tabla 3.4.4.1.

Banda Tarifaria		Edesur		Edenor		Edelap	
Desde	Hasta	Cargo Fijo	Cargo Variable	Cargo Fijo	Cargo Variable	Cargo Fijo	Cargo Variable
kWh/bim		\$/bim.	\$/kWh	\$/bim.	\$/kWh	\$/bim.	\$/kWh
0	300	4,44	0,082	4,46	0,081	4,46	0,081
301	650	16,2	0,043	16,28	0,042	16,28	0,042
651	800	18,83	0,046	18,97	0,045	18,97	0,046
801	900	20,11	0,048	20,09	0,047	19,97	0,047
901	1000	20,35	0,048	21,59	0,049	21,49	0,049
1001	1200	25,48	0,101	24,22	0,100	22,24	0,099
1201	1400	27,51	0,105	26,14	0,104	24,12	0,103
1401	2800	27,51	0,149	26,14	0,148	24,12	0,147
2801	+	27,51	0,241	26,14	0,238	24,12	0,238

Tabla 3.4.4.1. Cuadro tarifario a consumidor residencial de las distribuidoras EDENOR, EDESUR y EDELAP, según Res. ENRE 628/2008. Fuente: ENRE

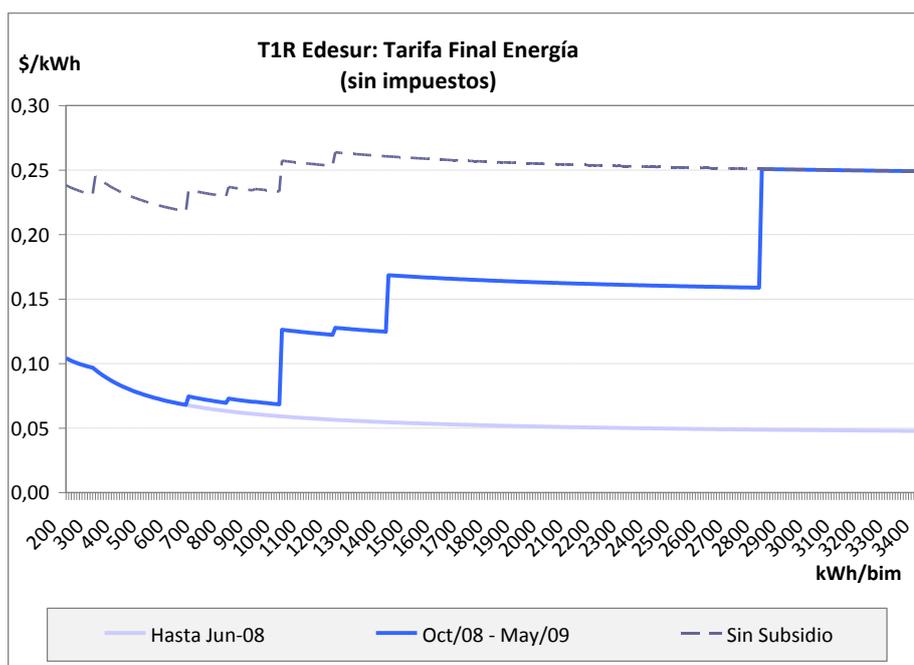


Figura 3.4.4.5. Precio medio de la energía para un consumidor final residencial de categoría T1R, con y sin los aumentos de octubre de 2008, por consumo bimestral. Se compara las tarifas con una tarifa teórica “sin subsidio”, en la que el precio estacional de la energía es el correspondiente a la categoría tarifaria de usuarios de consumos superiores a 2800 kWh/bim. Fuente: ENRE.

Las distribuidoras de EDENOR, EDESUR y EDELAP concentran alrededor del 45% de la demanda de energía eléctrica de todo el país, por lo que pueden ser consideradas representativas de las tarifas a nivel nacional. Sin embargo, las tarifas de EDENOR, EDESUR y EDELAP son las más bajas del país, por lo que el promedio real de las tarifas residenciales es levemente superior a las mismas.

En la Figura 3.4.4.5 se observa, a modo de ejemplo, las tarifas finales de Edesur en \$/kWh (incluyendo tarifa fija y variable) antes y después del aumento tarifario de 2008. El aumento tarifario es de un 36% en promedio, pero se concentra en el 9% de los usuarios residenciales, que consume el 20% de la energía residencial.

Para simplificar, en lo sucesivo se considerará que las tarifas de la energía para los clientes residenciales son las que se detallan en la tabla 3.4.4.2.

Banda Tarifaria		Tarifa	
Desde	Hasta	Cargo Fijo	Cargo Variable
kWh/bim		\$/bim.	\$/kWh
0	1000	19,1	0,046
1000	1400	25,0	0,102
1400	2800	25,9	0,148
2800	+	25,9	0,239

Tabla 3.4.4.2. Cuadro tarifario a consumidor residencial considerado, tomando valores promedio de los cuadros tarifarios de la Res. ENRE 628/2008.

3.4.5 Perspectiva de riesgo

Riesgo de aumento del precio del crudo en mercados internacionales

El precio de los combustibles para generación, principalmente fuel oil y gas oil, varía de manera directa con el precio del petróleo crudo (no así el gas natural, cuyo precio local se encuentra regulado). En general se considera que los precios de los combustibles alternativos mantienen una relación lineal con el WTI.

Los precios del gasoil y el fueloil para la generación de energía eléctrica reconocidos por CAMMESA siguieron los valores internacionales (*import parity*) hasta el año 2008. Durante el año 2008, con el aumento a las retenciones de los combustibles, los refinadores encontraban más conveniente la venta del combustible a las usinas (a quienes les reconocían el precio internacional de los combustibles) que al mercado interno o la exportación. Para corregir esto, CAMMESA fijó como precios máximos de referencia valores relacionados con el precio *export parity* de los combustibles, luego de retenciones.

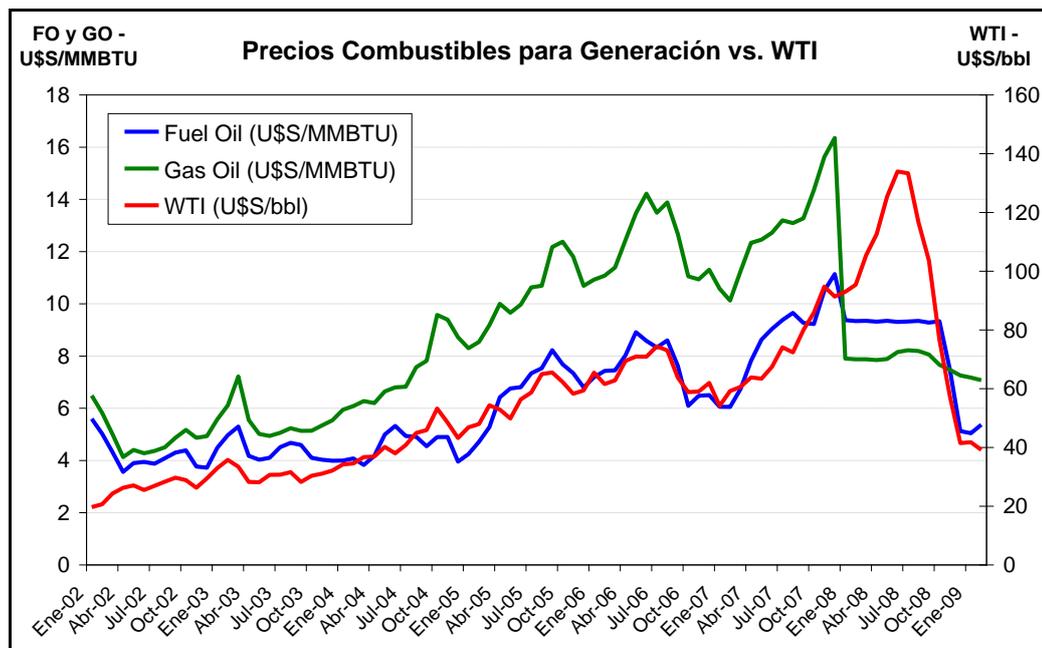


Figura 3.4.5.1. Comparación entre el precio de los combustibles para generación reconocido por CAMMESA (fuel oil y gas oil) y el precio internacional de referencia del petróleo crudo, WTI.

Fuente: datos de CAMMESA

Por esta razón, durante el año 2008 los precios de referencia de gas oil y fuel oil para generación eléctrica se mantuvieron estables frente a un WTI que creció hasta los 145 U\$/bbl, ya que las retenciones a las exportaciones mantuvieron los precios *export parity* en niveles constantes. La variación de los precios de los combustibles en los últimos años se puede observar en la Figura 3.4.5.1, mientras que la correlación entre el WTI y el precio del gasoil local (hasta el año 2008) se puede observar en la Figura 3.4.5.2.

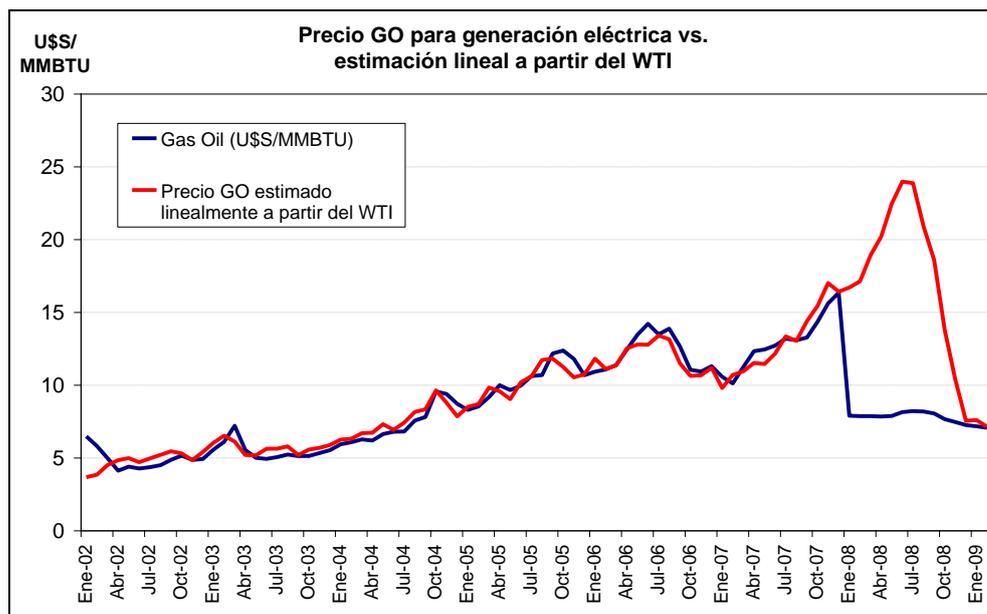


Figura 3.4.5.2. Precio de GO para generación eléctrica reconocido por CAMMESA y estimación lineal con el WTI, calculada con el método del error cuadrático mínimo y excluyendo los valores del año 2008.

Como se observa en la Figura 3.4.5.2, el precio del gas oil varía linealmente con el valor del WTI, a excepción del año 2008 en el que las retenciones a la exportación y los altos precios del petróleo crudo a nivel internacional desacoplaron dichos valores para el precio de gas oil local. Esta relación también puede observarse en la tabla 3.4.5.1, para el fueloil, el carbón, el gas de Bolivia y el gas natural licuado (LNG)⁵.

WTI	U\$S/bbl	\$ 40,0	\$ 80,0	\$ 120,0
FO	U\$S/MMBTU	\$ 4,8	\$ 9,0	\$ 13,3
GO		\$ 8,2	\$ 14,1	\$ 20,0
CM		\$ 4,2	\$ 8,0	\$ 11,8
Gas Bolivia		\$ 3,1	\$ 6,3	\$ 9,4
LNG		\$ 7,9	\$ 12,4	\$ 16,8

Tabla 3.4.5.1. Variación del precio de los combustibles con el WTI

Es por esta razón que el precio del petróleo crudo tiene un gran impacto en los costos de generación del mercado eléctrico. De igual manera, es particularmente difícil proyectar los precios del petróleo crudo y sus combustibles derivados en el mediano y largo plazo, ya que dependen de fenómenos económicos y políticos a nivel mundial y local. En general, a mayor WTI, mayor precio de los combustibles, mayor el costo de generación, mayor el sobre costo transitorio de despacho, mayores los subsidios a la demanda de

⁵ El gas de Bolivia y el LNG no correlacionan exactamente con el WTI, sino con el Henry Hub (el precio de referencia del gas para las industrias en los Estados Unidos). Sin embargo, existe una correlación histórica entre el Henry Hub y el WTI que permite hacer esta aproximación.

clientes de las distribuidoras (que no pagan los sobrecostos transitorios de despacho) y mayor el déficit total para el mercado eléctrico. El precio spot, por depender del mercado de gas local, cuyo precio para usinas está regulado, no varía con los precios de los combustibles.

		Año	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Precio Energía Eléctrica (incluye SCTD)	(U\$\$/MWh)	WTI = 40 U\$\$/bbl	46,2	48,0	44,6	44,8	47,6	48,3	51,9	56,0	57,5
		WTI = 80 U\$\$/bbl	46,2	50,5	52,2	54,1	59,3	61,1	67,3	74,4	77,7
		WTI = 120 U\$\$/bbl	46,2	51,3	59,7	63,3	71,0	73,8	82,6	92,7	97,9
Costos de Generar (Comb + O&M)	(MM U\$\$/año)	WTI = 40 U\$\$/bbl	3.884	3.140	2.846	2.976	3.445	3.673	4.248	4.884	5.178
		WTI = 80 U\$\$/bbl	3.884	3.480	3.741	4.100	4.908	5.307	6.252	7.301	7.892
		WTI = 120 U\$\$/bbl	3.884	3.584	4.635	5.223	6.370	6.941	8.257	9.718	10.606
Déficit Mercado Eléctrico	(MM U\$\$/año)	WTI = 40 U\$\$/bbl	3.278	2.465	2.129	2.209	2.495	2.621	2.993	3.421	3.550
		WTI = 80 U\$\$/bbl	3.278	2.672	2.688	2.910	3.406	3.638	4.251	4.964	5.254
		WTI = 120 U\$\$/bbl	3.278	2.738	3.246	3.610	4.316	4.654	5.510	6.507	6.959

Tabla 3.4.5.2. Impacto de la variación del WTI en las variables más importantes del mercado energético.

A los efectos de observar la sensibilidad del mercado eléctrico al precio de los combustibles, se comparan de escenarios de WTI = 40 U\$\$/bbl, WTI = 80 U\$\$/bbl y WTI = 120 U\$\$/bbl y sus efectos en las principales variables económicas. La comparación se observa en la Tabla 3.4.5.2. En lo sucesivo, a menos que se aclare lo contrario, se considerará un escenario donde el valor de los combustibles corresponde a un WTI = 80 U\$\$/bbl en el largo plazo.

Dentro de las variables detalladas en la Tabla 3.4.5.2, el impacto del WTI en el costo de generación es el principal indicador del grado de exposición del sistema argentino a las variaciones del WTI.

Como se puede apreciar en la Tabla 3.4.5.3, la sensibilidad de los costos de generación al WTI es de 80 millones de dólares al año para el año 2018. Es decir, en el año 2018, por cada dólar que aumente el WTI, los costos de generar energía eléctrica aumentarán 80 MM U\$. O, lo que es lo mismo, por cada dólar que aumente el WTI el costo medio de la energía (incluyendo sobrecostos) aumentará 0.58 U\$/MWh, y el déficit del mercado eléctrico aumentará 48,7 MM U\$/año para el año 2018.

	Sensibilidad de los costos de generar energía eléctrica (1)	Sensibilidad del precio de la energía eléctrica (2)	Aumento del déficit del mercado eléctrico (3)
Año	[MMU\$ / año] [U\$ / bbl]	[U\$ / kWh] [U\$ / bbl]	[MMU\$ / año] [U\$ / bbl]
2010	\$ 22	\$ 0,19	\$ 13,96
2011	\$ 28	\$ 0,23	\$ 17,51
2012	\$ 37	\$ 0,29	\$ 22,76
2013	\$ 41	\$ 0,32	\$ 25,41
2014	\$ 50	\$ 0,38	\$ 31,46
2015	\$ 60	\$ 0,46	\$ 38,58
2016	\$ 68	\$ 0,51	\$ 42,61
2017	\$ 79	\$ 0,58	\$ 48,84
2018	\$ 80	\$ 0,58	\$ 48,73

Tabla 3.4.5.3. Sensibilidad de los costos de generación y del precio de la energía al WTI

(1) Aumento de los costos de generar energía eléctrica por cada dólar que aumenta el WTI

(2) Aumento de los costos de generar energía eléctrica por cada dólar que aumenta el WTI

(3) Aumento del déficit del mercado eléctrico por cada dólar que aumenta el WTI

En lo sucesivo se hará referencia a la “Aumento de los costos de generar energía eléctrica por cada dólar que aumenta el WTI” para ilustrar el grado de exposición del sistema eléctrico argentino a la variación del precio internacional de los combustibles.

Dependencia de otros países.

Para abastecer la creciente demanda de energía del país se deberá recurrir, cada vez en mayor medida, a la importación de diferentes fuentes de energía.

El LNG, los combustibles líquidos o el carbón, en su cualidad de *commodities*, se pueden importar desde cualquier país del mundo (con diferentes costos de transporte). Sin embargo, el gas y la energía eléctrica, debido a la naturaleza de sus respectivos

sistemas que dependen de la infraestructura de transporte, sólo pueden ser importados de Bolivia y Brasil respectivamente.

En un escenario medio, las importaciones de gas de Bolivia aumentarán 8 veces, y las de energía eléctrica de Brasil aumentarán casi 4 veces durante los próximos 10 años, como lo muestra la Tabla 3.4.5.4.

	Importación Gas (Bolivia)		Importación Energía Eléctrica (Brasil)	
	MMm3	% resp. Total Oferta	GWh	% resp. Total Oferta
2008	849	2,0%	1.366	1,2%
2009	1.165	2,7%	1.123	0,9%
2010	2.118	4,8%	0	0,0%
2011	3.589	8,2%	163	0,1%
2012	5.012	11,7%	840	0,6%
2013	5.609	13,7%	1.522	1,1%
2014	6.057	15,6%	2.933	2,1%
2015	6.818	18,4%	4.047	2,9%
2016	6.812	19,8%	4.353	3,1%
2017	6.112	19,3%	4.581	3,2%
2018	5.378	18,2%	2.445	1,7%

Tabla 3.4.5.4. Importación de gas y energía eléctrica de Bolivia y Brasil, en un escenario medio de hidraulicidad y temperatura.

Mientras que las importaciones de gas de Bolivia son relevantes por su alto impacto en la oferta local (se espera que en el año 2016 el 20% de la oferta local de gas provenga de Bolivia), la importación de energía eléctrica de Brasil es importante por ser irremplazable.

En efecto, la importación de energía eléctrica de Brasil para abastecer el mercado eléctrico argentino es una fuente de último recurso, por lo que una importación de energía eléctrica menor a la esperada redundaría irremediabilmente en un aumento de los cortes de energía. Si en el año 2017 algo sucediera en Brasil que aumentara su demanda local de energía o disminuyera su oferta, de manera que le fuera imposible exportar energía eléctrica a la Argentina, el corte de energía eléctrica pasaría de 1.834 GWh a 6.415 GWh, aumentando un 250% (en un escenario medio de demanda y oferta en Argentina).

En cambio, el gas de Bolivia puede ser reemplazado por LNG, aunque a un costo mucho mayor. La importación de gas de Bolivia está más relacionada con la capacidad boliviana de producción de gas que con la demanda de gas en Argentina; prácticamente

se importa de Bolivia todo el excedente de gas boliviano, luego de restarle a la producción de Bolivia la demanda local y la demanda exportada a Brasil.

Por otra parte, un plan de generación de energía solar sólo afectaría a la importación de gas de Bolivia indirectamente, a partir de una disminución de la demanda de gas para generación eléctrica. Dado que en general se buscaría disminuir el consumo de combustibles líquidos (mucho más caros que el gas), la demanda de gas para generación eléctrica no disminuiría de manera significativa como consecuencia de un aumento de la generación de energía solar. Es por esta razón que en lo sucesivo sólo se analizará el impacto del plan de energía solar en la importación de energía eléctrica de Brasil.

Se considerará como caso base, frente al cual contrastar los resultados del Plan propuesto, al escenario medio de importación de energía eléctrica de Brasil, presentado en la Tabla 3.4.5.4.

3.5 OBJETIVOS PARA CADA PERSPECTIVA

Con la propuesta realizada en el Capítulo 5 se busca alcanzar los siguientes objetivos:

Perspectiva energética:

- Objetivo de máxima: que en los próximos 10 años no haya cortes por energía eléctrica, en un escenario de hidraulicidad y temperatura medias.
- Objetivo de mínima: disminuir a menos de la mitad los cortes de energía eléctrica proyectados.

Perspectiva económica:

- Objetivo de máxima: disminuir el costo promedio de la energía eléctrica en un 5% en el Mercado Eléctrico Mayorista.
- Objetivo de mínima: mantener el costo promedio de la energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista.

Perspectiva medioambiental:

- Objetivo de máxima: disminuir las emisiones totales de CO₂ para generación eléctrica en un 10%.
- Objetivo de mínima: disminuir las emisiones totales de CO₂ para generación eléctrica en un 5%.

Perspectiva política:

- Objetivo de máxima: aumentar las tarifas en un valor equivalente o menor al aumento de tarifas implementado en octubre del 2008.
- Objetivo de mínima: aumentar las tarifas en un valor equivalente o menor al doble del aumento de tarifas implementado en octubre del 2008.

Perspectiva de riesgo:

- Objetivo de máxima: disminuir la sensibilidad de los costos de generación al WTI en un 10%
- Objetivo de mínima: disminuir la sensibilidad de los costos de generación al WTI en un 5%
- Objetivo de máxima: disminuir la demanda de energía eléctrica importada de Brasil en un 20%
- Objetivo de mínima: disminuir la demanda de energía eléctrica importada de Brasil en un 10%

3.6 PUNTOS DE APALANCAMIENTO

Los cortes de energía eléctrica, así como la demanda de importación de la misma, dependen del balance entre demanda y generación a nivel local. Cualquier medida que apunte a aumentar la oferta de energía, o a disminuir su demanda, redundaría en menores cortes e importaciones. Esto último no sólo disminuiría la dependencia respecto de Brasil, sino que también disminuiría los costos, debido al elevado costo de la energía térmica importada.

Sin embargo, las medidas que aumentan la oferta de energía eléctrica y disminuyen su demanda suelen estar vinculadas con aumentos de la tarifa de energía eléctrica. Si bien dichos aumentos disminuirían la demanda energética y aumentarían su oferta, su costo político sería elevado.

Por otra parte, las medidas que, en particular, favorezcan la instalación de usinas no térmicas o que aumenten la oferta de gas, producirían un desplazamiento del consumo de combustibles alternativos al gas. Al disminuir el consumo de gas oil y fuel oil, no sólo disminuirían los costos de la energía eléctrica, sino que también disminuiría la exposición del país a la volatilidad del WTI y, por ende, el riesgo local. De igual manera disminuirían las emisiones de efecto invernadero, ya que la generación de energía eléctrica a gas emite menos CO₂ que la generación con combustibles alternativos, y las energías no térmicas (nucleares, hidroeléctricas, energías alternativas renovables) no emiten gases en absoluto.

Sin embargo, las tecnologías de generación alternativas a la térmica, es decir, principalmente las usinas hidroeléctricas o nucleares, tienen elevados costos iniciales y su instalación, además de ser costosa, lleva varios años.

Por lo tanto, la solución al problema planteado pasa por la creación de un esquema que:

- Aumente la potencia instalada
- Disminuya la demanda de energía eléctrica
- No consuma combustibles líquidos
- Tenga un costo económico tolerable y un bajo impacto en las tarifas de los usuarios finales

En lo sucesivo se intentará demostrar que la energía solar distribuida, combinada con la eficiencia energética en hogares, puede cumplir con todos los requisitos enumerados. La propuesta apalanca el sistema energético argentino con unas pocas intervenciones, creando un esquema que genera mejoras en todas las perspectivas mencionadas en la Sección 3.4.

Un Plan de promoción de la energía solar distribuida a nivel residencial impactaría en niveles de alta capacidad de apalancamiento⁶: (en orden de poder de apalancamiento creciente)

⁶ "Places to Intervene in a System", Donella H. Meadows, 1997

- Flujos de información:

Al vincular a usuarios residenciales con la generación de energía eléctrica, se genera un flujo de información que actualmente es inexistente. La inmensa mayoría de los usuarios residenciales ignora el funcionamiento del mercado eléctrico mayorista, el costo real de generación, etc. Un usuario que vende energía al mercado, por poca que sea, tiene una mayor motivación por entenderlo, convirtiéndose en un flujo de información y, potencialmente, en un agente comunicador. Este cambio en la información permitiría, en el largo plazo, sincerar muchas falencias del mercado. Este sinceramiento de la situación colaboraría con el ordenamiento del mercado.

- Reglas del sistema:

Actualmente, el mercado energético se divide, principalmente, en generadores y consumidores de energía. Al permitir que los usuarios residenciales generen su propia energía, esta división desaparece, cambiando radicalmente las reglas de juego del mercado. Cambian paralelamente los incentivos a instalar potencia fotovoltaica con las penalidades por consumir energía eléctrica, apalancando el sistema a niveles de mayor eficiencia, tanto en el extremo de generación como en el de consumo (que, debido al cambio de las reglas, dejan de ser “extremos de una línea” para pasar a ser “el mismo punto en un círculo”).

- El poder de la autoorganización

Al permitir que cualquier usuario residencial genere su propia energía, al generar un nuevo mercado de energía fotovoltaica (fabricación, ensamblaje, instalación, venta, mantenimiento, etc.), al crear reglas flexibles para nuevas tecnologías, al promover la investigación, etc., se está apalancando el poder de auto-organización del sistema. Al hacerlo, se pierde en gran medida el control del mercado (en este momento, toda la potencia instalada es controlada por CAMMESA para su habilitación), pero se permite desarrollar toda una dimensión del mercado que actualmente está limitada por dicho control.

- El paradigma del que surge el sistema

Desde su concepción inicial, la energía era algo que aportaba el Estado a los habitantes del país. Este concepto cambió levemente con la privatización de las empresas generadoras; sin embargo, la energía siempre fue algo “otorgado por organismos centralizados”. Sean estos organismos las empresas generadoras, o el Estado nacional o provincial, los consumidores no estaban relacionados con los mismos.

Esta percepción de alienación de la responsabilidad energética, conjuntamente con las políticas desarrolladas en los últimos años, llevó a un modelo mental en el que la energía (como también el agua, por citar otro ejemplo) es un bien al que se tiene un derecho natural, por el que no es necesario dar nada a cambio. Si bien este concepto se aplica a otros bienes (como la salud, la educación, la alimentación), no es así con la energía. Los altos costos de la energía y las grandes inversiones necesarias para su desarrollo hacen que, de mantenerse dicho modelo mental, la ausencia de incentivos a la

generación de energía o instalación de nueva potencia culminará en una escasez de la misma.

Al permitir que los usuarios generen su propia energía, fomentando la instalación de potencia distribuida y favoreciendo la eficiencia energética, se cambia este modo de pensar. En este nuevo paradigma, la energía pasa a ser un bien escaso, valioso, que hay que generar, ganar y cuidar.

3.7 HIPÓTESIS

Mediante un Plan de Energía Solar que permita la instalación de energía solar fotovoltaica a nivel residencial es posible apalancar el sistema de manera de alcanzar los objetivos propuestos.

La hipótesis del presente trabajo queda, entonces, formalizada mediante la siguiente afirmación condicional:

SI se implementa completamente el Plan Solar, tal como está descrito en el Capítulo 5, “La Solución Propuesta: El Plan Solar”, y teniendo en cuenta las políticas, tecnologías y recursos detallados en el Capítulo 4, “Marco de la Solución Propuesta”, **ENTONCES** se alcanzan los objetivos propuestos en la sección 3.5 “Objetivos para cada perspectiva”, respecto para las perspectivas detalladas en la sección 3.4, “Especificación del Problema”.

4. MARCO DE LA SOLUCION PROPUESTA

La solución propuesta para resolver el problema planteado (detallada en profundidad en el Capítulo 5, “Solución Propuesta”) es un Plan de generación de energía solar fotovoltaica a nivel doméstico. Este Plan implica una difusión de la energía solar en los hogares, de manera que los usuarios residenciales generen energía y la puedan volcar a la red de distribución. Dicha energía sería remunerada por la totalidad de los usuarios residenciales, haciendo rentable la instalación de los paneles fotovoltaicos y aumentando la tarifa eléctrica. Este aumento tarifario promovería una mayor eficiencia energética en los hogares.

En el presente capítulo se analiza el marco en el que se inserta la solución propuesta. Se lo divide para ello en cuatro ejes principales: la energía solar fotovoltaica, la eficiencia energética, los bonos de carbono, y la generación hidroeléctrica en las represas de Comahue. En cada caso se analizan también las políticas nacionales relacionadas que afectan o son afectadas por el Plan.

En el primer eje, se abordan los aspectos técnico y económico de la energía solar fotovoltaica, incluyendo su desarrollo a nivel mundial y el análisis de la política más utilizada para su fomento (Feed-in-Tariff). Se analizan primero los valores históricos de potencia instalada, costo de los sistemas generadores (paneles fotovoltaicos, ondulador, etc.) y tarifas con las que se remunera a la energía solar, conjuntamente con la insolación en cada país. Esto permitirá luego generar un modelo para comprender el desarrollo de la energía solar fotovoltaica (detallado en el Capítulo 5, “Solución Propuesta”).

Acerca de la eficiencia energética, el abordaje se centra en el recambio de lámparas incandescentes por lámparas de bajo consumo, considerando también aspectos técnicos y económicos de las mismas. Se analizan las políticas implementadas por el gobierno para favorecer (o desfavorecer) la eficiencia energética en los hogares, y su impacto en el consumo residencial promedio. A partir de este análisis se generará un modelo para proyectar los ahorros por eficiencia energética según diferentes aumentos tarifarios, que se detallará en el Capítulo 5, “Solución Propuesta”.

Los bonos de carbono permiten aumentar los ingresos de los generadores de energía fotovoltaica, por lo que se los analiza brevemente, detallando precios y metodologías para su obtención. Este análisis permite incorporar a los modelos desarrollados en el Capítulo 5, “Solución Propuesta”, el ingreso por venta de Bonos de Carbono para los usuarios generadores de energía solar y el impacto que dichos ingresos tiene en el desarrollo del mercado fotovoltaico.

Uno de los principales inconvenientes de la energía solar es su estacionalidad: la misma se genera en verano, cuando el gas es abundante y, en consecuencia, la energía eléctrica es barata. En cambio en invierno, cuando la energía es cara y escasa, no se genera energía solar por la baja insolación. Para compensar este efecto, se propone utilizar la energía embalsada en las represas de Comahue para desplazar estacionalmente la energía solar generada. De esta manera, la energía solar generada en verano puede “almacenarse” con una menor generación hidroeléctrica, para ser luego consumida en invierno aumentando el despacho de estas centrales. Para evaluar con más detalle esta posibilidad, se analiza el funcionamiento de las usinas hidroeléctricas de Comahue. En el Capítulo 5, “Solución Propuesta”, se tendrá en cuenta este análisis para generar un modelo que estima la generación a partir de la energía embalsada y los aportes hidroeléctricos. Con dicho modelo se podrá estimar el límite máximo de consumo y generación energética que se puede desplazar desde el verano hacia el invierno.

4.1 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

En las siguientes secciones se expondrá la información sobre la generación solar relevante al problema planteado y a la solución propuesta. Se describirá someramente la tecnología de los paneles solares y otros factores técnicos como la insolación, los requisitos técnicos para entregar energía a la red y la correlación entre curva de carga y curva de generación solar. Luego se describirá la política más utilizada para la promoción de este tipo de tecnologías, la Feed-in Tariff. Se hará un breve resumen de la evolución de la tecnología y la potencia instalada en los principales países del mundo, incluyendo inversiones en investigación y puestos de trabajo generados. Por último se describirán y analizarán las políticas de promoción de ésta y otras tecnologías de generación de energías renovables en Argentina.

4.1.1 Detalles técnicos

La energía solar eléctrica, en particular la energía fotovoltaica que es como comúnmente se la conoce, es una energía limpia y renovable, de fácil instalación y mantenimiento.

Aunque la energía solar fotovoltaica sólo representa el 0,01% del suministro de energía eléctrica que satisface las necesidades de consumo en todo el mundo, se prevé un rápido y significativo crecimiento de su implantación, basado en el actual desarrollo de la tecnología y el compromiso medioambiental de los países más desarrollados. El sector fotovoltaico se sustenta en una tecnología de vanguardia y una industria de punta que en los últimos años está teniendo un crecimiento anual medio superior al 30%.

En el medio plazo, se espera una reducción de costos debido a una mejora de la eficiencia de las tecnologías actuales, a la optimización de los procesos de fabricación, a la aplicación de economías de escala y al desarrollo de nuevas tecnologías. Algunos expertos esperan que en el mediano plazo los costos disminuyan hasta un 30% para instalaciones aisladas y hasta un 40% en instalaciones conectadas a la red⁷.

Aunque tradicionalmente el uso de la energía solar fotovoltaica ha sido en aplicaciones aisladas de la red eléctrica, desde hace unos años la incorporación de esta tecnología al entorno urbano está facilitando su difusión y desarrollo. Es necesario tener en cuenta que la generación eléctrica fotovoltaica es la única que puede producir, a partir de una fuente renovable, electricidad allí donde se consume, reduciendo la saturación de las redes y disminuyendo las pérdidas en el transporte de electricidad.

Hay dos formas de utilizar la energía eléctrica generada a partir del efecto fotovoltaico:

- En instalaciones aisladas de la red eléctrica.
- En instalaciones conectadas a la red eléctrica convencional.

⁷ El autor del presente trabajo no comparte tal optimismo en las expectativas de reducción de costos de las tecnologías de generación fotovoltaicas, aunque cree que dichos costos bajarán (aunque en menor medida) en el futuro cercano.

Mientras que en las primeras la energía generada se almacena en baterías para así disponer de su uso cuando sea preciso, en las segundas la energía generada se envía a la red eléctrica convencional para su distribución donde sea demandada.

En el presente trabajo nos concentraremos en la aplicación de este último tipo: generación solar en instalaciones conectadas a la red eléctrica.

En los lugares que disponen de electricidad, la conexión a red de los sistemas fotovoltaicos contribuye a la reducción de emisiones de dióxido de carbono (CO₂) a la atmósfera. Esta aplicación se ajusta muy bien a la curva de demanda de la electricidad, ya que el momento en que los paneles generan más energía, cuando hay luz solar, es generalmente cuando más electricidad se demanda.

En las instalaciones conectadas a red, el tamaño de la instalación no depende del consumo de electricidad de la vivienda o edificio, lo que simplifica enormemente su diseño. Para dimensionar la instalación solo es necesario conocer el espacio disponible y la inversión inicial. Es importante recordar que el consumo de electricidad es independiente de la energía generada por los paneles fotovoltaicos. El usuario sigue comprando la electricidad que consume a la distribuidora al precio establecido y además es propietario de una instalación generadora de electricidad que puede facturar los kWh producidos a un precio superior.

Tecnologías de generación.

Los sistemas fotovoltaicos, basándose en las propiedades de los materiales semiconductores, transforman la energía que irradia el sol en energía eléctrica, sin mediación de reacciones químicas, ciclos termodinámicos, o procesos mecánicos que requieran partes móviles.

El proceso de transformación de energía solar en energía eléctrica se produce en un elemento semiconductor que se denomina célula fotovoltaica. Cuando la luz del sol incide sobre una célula fotovoltaica, los fotones de la luz solar transmiten su energía a los electrones del semiconductor para que así puedan circular dentro del sólido. La tecnología fotovoltaica consigue que parte de estos electrones salgan al exterior del material semiconductor generándose así una corriente eléctrica capaz de circular por un circuito externo.

La conexión de células fotovoltaicas y su posterior encapsulado y enmarcado da como resultado la obtención de los conocidos paneles o módulos fotovoltaicos de utilización doméstica e industrial, como elementos generadores eléctricos de corriente continua.

La materia prima para la fabricación de las células fotovoltaicas más utilizada actualmente es silicio, que es el material más abundante en la Tierra después del oxígeno, formando la combinación de ambos el 60% de la corteza terrestre. El silicio utilizado actualmente en la fabricación de las células que componen los módulos fotovoltaicos se presenta en tres formas diferentes: silicio monocristalino, silicio policristalino o silicio amorfo

Las células de silicio monocristalino están compuestas de cristales orientados de la misma forma. La red cristalina es uniforme en todo el material y tiene muy pocas imperfecciones. El proceso de cristalización es complicado y costoso, pero, sin embargo, es el que proporciona la mayor eficiencia de conversión de luz en energía eléctrica.

Las células de silicio policristalino no están formadas por cristales orientados de la misma forma. El proceso de cristalización no es tan cuidadoso y la red cristalina no es uniforme en todo el material, pudiéndose apreciar las zonas donde los cristales tienen una misma orientación. El proceso de cristalización es más barato que el anterior pero con él se obtienen rendimientos ligeramente inferiores.

En las células de silicio amorfo no hay red cristalina y se obtiene un rendimiento inferior a los de composición cristalina. Sin embargo, posee la ventaja, además de su bajo coste, de ser un material muy absorbente por lo que basta una fina capa para captar la luz solar.

También existen otras tecnologías o procesos de aceptable rendimiento, no todas basadas en el silicio, que se encuentran en fase de desarrollo en laboratorio o iniciando su fabricación en pequeñas plantas. Éste es el caso del telurio de cadmio, arseniuro de galio, células bifaciales, etc.

Los paneles solares fotovoltaicos pueden exponerse directamente a la intemperie ya que las partes eléctricas se encuentran aisladas del exterior. Tienen un peso aproximado de 15 kg/m^2 más el peso de la estructura soporte que es de aproximadamente 10 kg/m^2 lo que no supone un exceso de carga para la mayoría de las cubiertas existentes. Es importante a la hora de su colocación y sujeción tener en cuenta el efecto del viento.

Las instalaciones fotovoltaicas se caracterizan por:

- Su simplicidad y fácil instalación.
- Ser modulares.
- Tener una larga duración.
- No requerir apenas mantenimiento.
- Tener una elevada fiabilidad.
- No producir ningún tipo de contaminación ambiental.
- Tener un funcionamiento silencioso.

El mantenimiento se reduce a la limpieza de los paneles, cuando se detecte suciedad solidificada, y la comprobación visual del funcionamiento del inversor. La vida media de la instalación se estima superior a treinta años.

Las principales aplicaciones de los sistemas conectados a la red eléctrica son las *plantas de producción* o los sistemas *instalados en edificios*. Existen algunos ejemplos de plantas de producción, grandes proyectos de generación solar, aunque la mayoría han sido proyectos de demostración. En el presente trabajo nos concentraremos en la aplicación del último tipo: *sistemas instalados en edificios*, de pequeña escala y de naturaleza atomizada y distribuida.

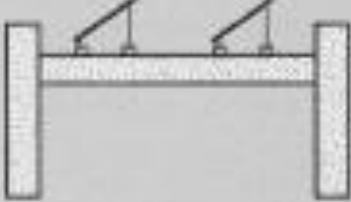
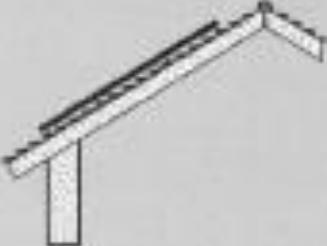
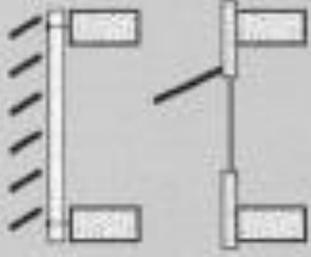
TIPOS DE INTEGRACION DE COMPONENTES SOLARES	TECHO	FACHADA
ELEMENTOS INDEPENDIENTES		
ELEMENTOS SUPERPUESTOS		
ELEMENTOS INTEGRADOS: REVESTIDOS		
ELEMENTOS INTEGRADOS: TOLDOS		
ELEMENTOS INTEGRADOS: CERRAMIENTOS		

Figura 4.1.1.1. Diferentes tipos de integración de componentes solares en techos y fachadas de edificios.

Fuente: Artículo Técnico la Energía Solar Fotovoltaica, ELECTRA nro 91, octubre 1998

Los sistemas instalados en edificios suelen estar colocados sobre tejados; son sistemas modulares de fácil instalación donde se aprovecha la superficie de tejado existente para sobreponer los módulos fotovoltaicos.

Una instalación de unos 3 kWp que ocupa cerca de 30m² de tejado, inyectaría a la red tanta energía como la consumida por la vivienda media a lo largo del año. Una vez terminada la instalación, el sistema fotovoltaico es un elemento más de la vivienda, aportando una fuente adicional de producción de electricidad y un gran valor ecológico añadido.

También hay experiencias de sistemas integrados con el edificio, donde los elementos fotovoltaicos reemplazan elementos arquitectónicos convencionales.

Las aplicaciones de integración en edificios más frecuentes son:

- Recubrimiento de fachadas
- Muros cortina
- Parasoles
- Cubiertas planas acristaladas
- Tejas

Estas y otras aplicaciones de integración de tecnologías fotovoltaicas se pueden apreciar esquemáticamente en la Figura 4.1.1.1.

Requisitos técnicos para entregar potencia a la red

Para que estas instalaciones sean técnicamente viables es necesario:

- La existencia de una línea de distribución eléctrica cercana con capacidad para admitir la energía producida por la instalación fotovoltaica.
- La determinación, con la compañía distribuidora, del punto de conexión.
- Proyectar un sistema que incluya equipos de generación y transformación de primera calidad, con las protecciones establecidas y debidamente verificados y garantizados por los fabricantes y/o por la distribuidora de energía eléctrica.
- Una instalación eléctrica realizada por un instalador autorizado.

Los elementos que componen la instalación son:

- Generador fotovoltaico: Transforma la energía del sol en energía eléctrica, que se envía a la red.
- Inversor: Transforma la corriente continua producida por los paneles en corriente alterna de las mismas características que la de la red eléctrica.
- Contadores: Un contador principal mide la energía producida (kWh) y enviada a la red, para que pueda ser facturada a la compañía a los precios autorizados.
-
- Estos elementos se pueden apreciar esquemáticamente en la Figura 4.1.1.2.

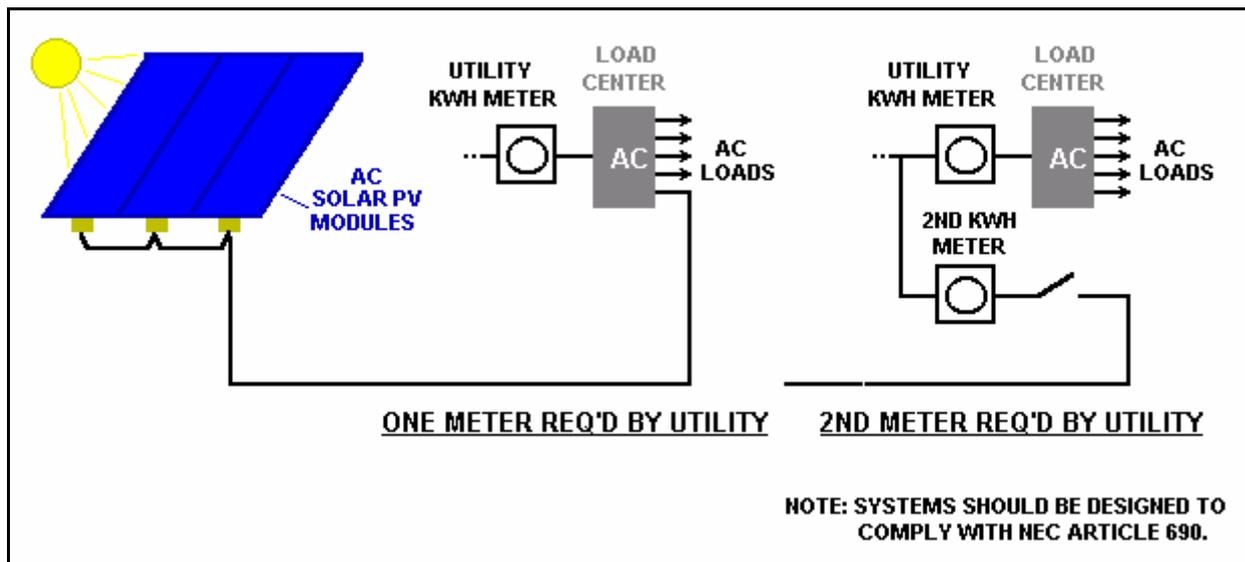


Figura 4.1.1.2. Sistemas de conexión de módulos fotovoltaicos a la res eléctrica, con uno o dos medidores. Fuente: PV Basics Part One, www.stevequayle.com.⁸

4.1.2 Insolación

Las condiciones de funcionamiento de un módulo fotovoltaico dependen de algunas variables externas como la radiación solar y la temperatura de funcionamiento. Por ello, para medir y comparar correctamente los diferentes módulos fotovoltaicos, se han definido unas condiciones de trabajo estándar. La potencia de un módulo fotovoltaico se expresa en watt-pico (Wp), refiriéndose a la potencia suministrada en las condiciones normalizadas de 25° C de temperatura y 1.000 W/m² de radiación solar.

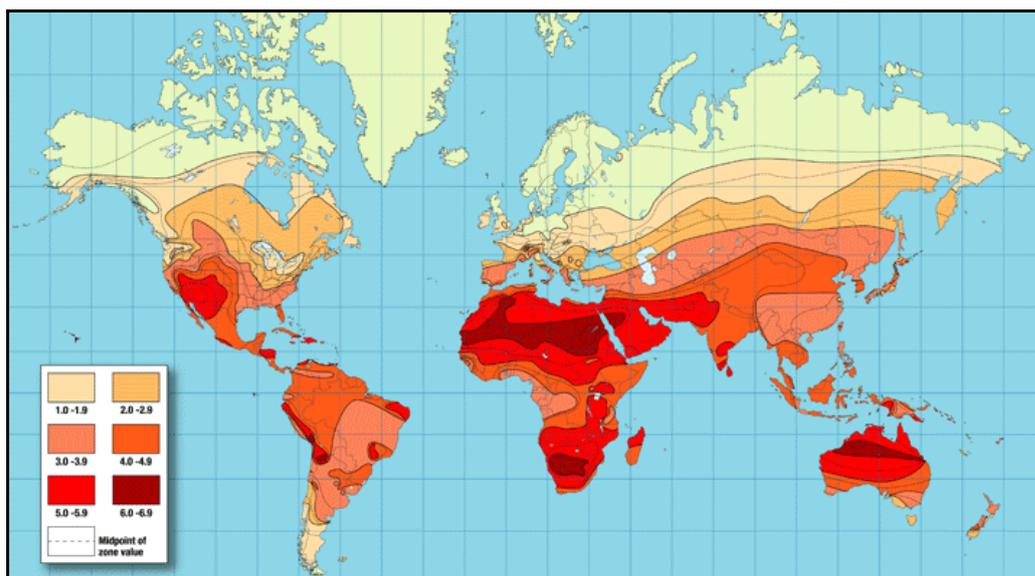


Figura 4.1.2.1. Insolación por región en el mundo, medido en kWh/m²/día. Muestra la cantidad de energía solar que se recibe en un panel fijo orientado de manera óptima, para un día promedio del mes de menos insolación del año. Fuente: www.altestore.com⁹

⁸ Disponible online en http://www.stevequayle.com/News.alert/06_Prep_tips/PV_basics_part_one.pdf

El panel, al estar fijo, recibe los rayos del sol inclinados al amanecer, aumentando el ángulo durante la mañana para recibirlos perpendicularmente al mediodía para luego ir disminuyendo durante el atardecer. Durante todo el día el panel recibe una insolación variable que va aumentando y disminuyendo progresivamente. Esa Insolación varía desde los 0 W/m² hasta llegar a aproximadamente 700 W/m² al mediodía (Buenos Aires, mes de enero) para luego ir decreciendo a 0 W/m².

La energía producida por los sistemas fotovoltaicos es el resultado de multiplicar su potencia nominal por el número de horas pico (no todas las horas con sol tienen la intensidad 1.000 W/m² considerada como pico). El día solar tiene generalmente unas 12 horas, pero de esas horas aproximadamente la mitad tienen máxima insolación, generalmente entre las 10:00 y las 16:00 hs. El número de horas pico de un día concreto se obtendrá dividiendo el grado de insolación de ese día (en Wh/m²) por 1.000 W/m².

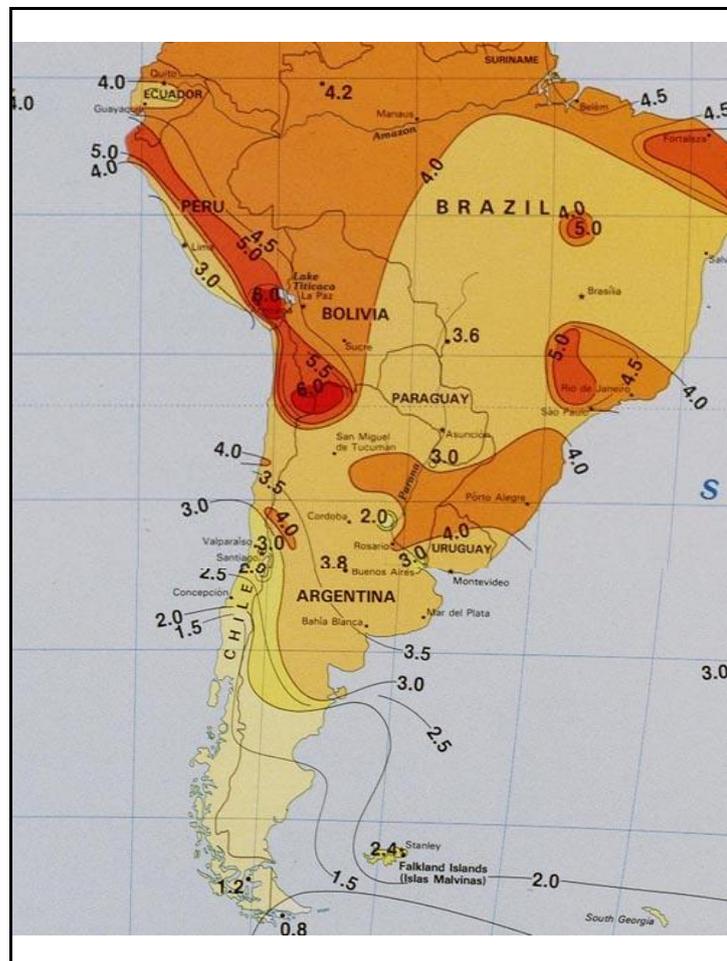


Figura 4.1.2.2. Insolación en América del Sur, medida en kWh/m²/día. Muestra la cantidad de energía solar que se recibe en un panel fijo orientado de manera óptima, para un día promedio del mes de menos insolación del año. Fuente: Solarex World Insolation Map¹⁰.

⁹ Disponible online a través de <http://www.altestore.com/howto/Reference-Materials/Solar-Insolation-Map-World/a43/>

¹⁰ Disponible online a través de <http://www.mueller-solartechnik.com/download/solo.pdf>

La cantidad de horas pico para un día en particular depende de la ubicación y de la época del año. Como se muestra en las Figura 4.1.2.1 y 4.1.2.2, para los meses de menos insolación (para cada lugar), la cantidad de horas pico varía entre 1 hora pico al día y 6 horas pico al día, según el lugar en el mundo en que se realice la medición.

La cantidad de horas pico, o la insolación, varían a lo largo del año para un mismo lugar, siendo éstas mayores en los meses de verano. En promedio, en Buenos Aires los días de verano tienen 6 “horas pico”, mientras que los de invierno tienen 2:30 “horas pico”, como se muestra en la Figura 4.1.2.3.

La insolación promedio anual de Buenos Aires es de 4.4 kWh/m²/día, mientras que en la Ciudad de Córdoba la insolación es de 4.9 kWh/m²/día. En Estación Meteorológica de La Quiaca, en cambio, se obtuvieron insolaciones promedio de hasta 6.5 kWh/m²/día¹¹.

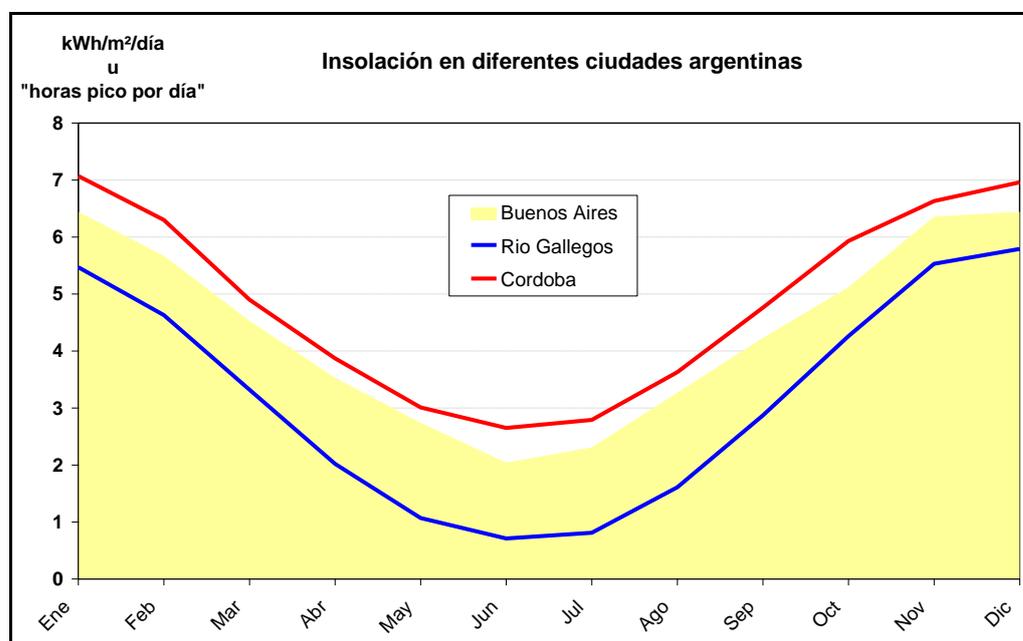


Figura 4.1.2.3. Insolación en Buenos Aires, Río Gallegos y Córdoba, medida en kWh/m²/día (equivalente a “horas pico por día”), sobre una superficie plana horizontal. Fuente: datos procesados de NASA Langley Research Center Atmospheric Science Data Center.

En lo sucesivo se considerará para el total país una insolación promedio de 4,6 kWh/m²/día (promedio entre la insolación de la ciudad de Buenos Aires, la Ciudad de Córdoba y la ciudad de Mendoza), equivalentes a 4,6 hs pico/día o a 1699 kWh/(kWp . año).

¹¹ Fuente: Hans-Christoph Mueller (Fundación EcoAndina, Argentina), “Soluciones Solares Integrados en la Argentina”, Foro Tecnológico Argentino-Alemán Biomasa, Energía Solar Térmica y Fotovoltaica, junio 2008, disponible online a través de www.cadicaa.com.ar.

Relación de la generación y la demanda

La demanda de energía eléctrica varía estacionalmente (es decir, según el mes del año), en función de la temperatura (para calefaccionar o para refrigerar), según el día de la semana (siendo menor en los fines de semana, por una disminución en la actividad industrial) y varía a lo largo del día. Así, mientras que a las 4 de la mañana la demanda de energía es muy baja, la misma aumenta hasta alcanzar los valores “pico” entre las 19 y las 22 horas.

Por otra parte, la “forma” de la curva de carga diaria (la variación de la demanda de energía a lo largo del día) varía según el mes del año. En invierno se adelanta el pico nocturno, producto de un anochecer más temprano, y en verano aumenta la demanda en la media tarde, momento en el que se utilizan en mayor medida los equipos de aire acondicionado.

En la figura 4.1.2.4 se muestra la curva de carga para los meses de invierno (julio – agosto) y meses de verano (enero-febrero) desde 2006 hasta el verano de 2008, para los días de verano. Los datos de enero del 2008 fueron desplazados una hora para corregir por el cambio de huso horario de ese período. Puede observarse también el impacto de los cortes programados durante el invierno de 2007, en la disminución de la demanda a partir de las 16 horas.

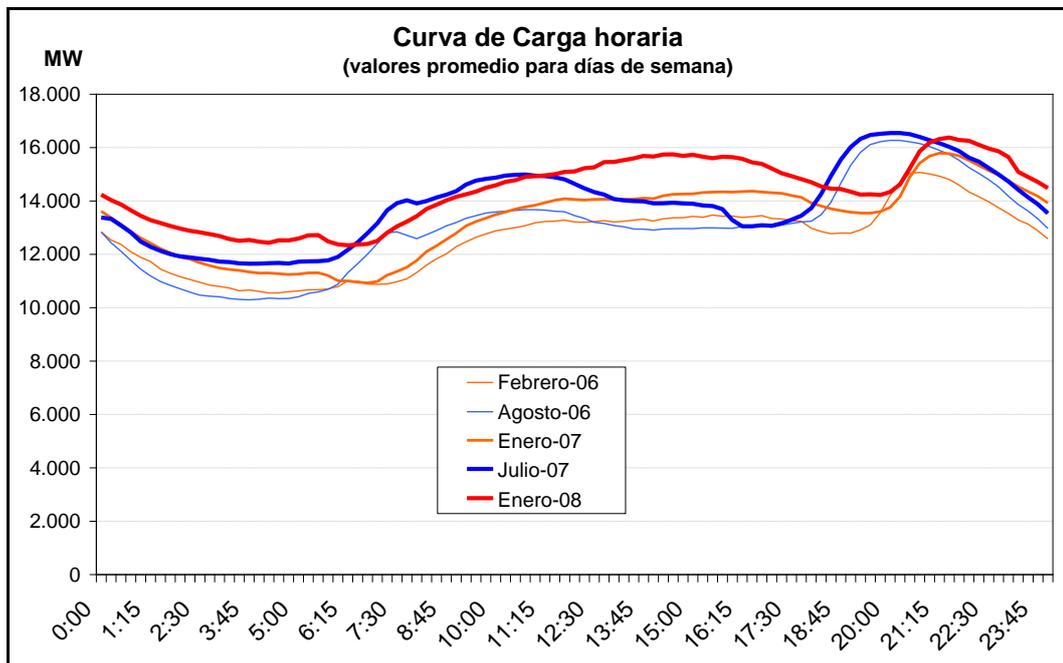


Figura 4.1.2.4. Curvas de carga horaria, para distintos meses del año y distintos años. Se observa el corrimiento del pico de demanda en invierno y en verano. Fuente: datos de CAMMESA

Es especialmente importante prestar atención al momento en el que se genera la energía solar, dado que de él dependerá el tipo y el costo de la energía que desplazará. Durante las horas pico, los costos para producir electricidad son más elevados, en gran medida porque es necesario aumentar la capacidad de generación con algunas plantas eléctricas

que operan con los costos más altos. En los picos de demanda están despachadas las máquinas más ineficientes, por lo que la energía es “más cara” en estas horas. En cambio, cuando la demanda es baja, sólo las máquinas más eficientes están despachadas. Si la energía solar se generara en estas horas, tendría que competir contra usinas de generación hidroeléctrica, plantas nucleares y ciclos combinados de alta eficiencia, los que generan energía eléctrica a un muy bajo costos, por lo que sería mucho más difícil justificar su instalación.

De igual manera que con el horario en que se genera energía solar, es importante tener en cuenta la época del año en que se genera la energía. En invierno la insolación puede ser hasta 3 veces menor que la insolación en verano.

La energía solar provee su pico de potencia en las horas de mayor insolación, en los meses de mayor insolación. Es decir, durante el mediodía del verano, como se ve en la Figura 4.1.2.5. La “curva de generación” de le energía solar se adapta, entonces, al mayor consumo de energía eléctrica por uso de equipos de aire acondicionado.

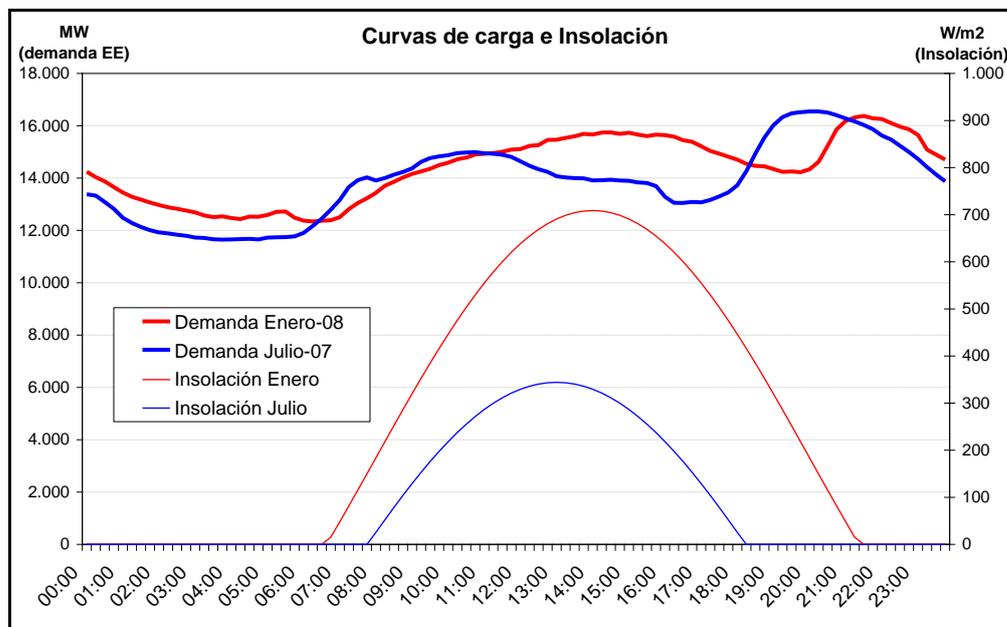


Figura 4.1.2.5. Datos de Insolación para Capital y Gran Buenos Aires. Fuente: datos de CAMMESA para las curvas de carga, procesamiento de datos de NASA Langley Research Center Atmospheric Science Data Center y de www.wunderground.com para la insolación.

Como fue mencionado anteriormente, la restricción del sistema energético nacional se encuentra principalmente en la disponibilidad de gas natural como combustible, y en menor medida en la potencia disponible. En este sentido, un aumento de la energía disponible en verano puede no redundar en una mejora sustancial del desempeño del sistema energético: es en invierno cuando la menor disponibilidad de gas lleva a un mayor consumo de combustibles alternativos (como el fuel oil o el gas oil), con un consecuente aumento del costo de generación y del precio de la energía en el mercado mayorista. La energía solar, si se consume en el mismo momento en que se genera, estaría reemplazando energía generada a gas, de bajo precio, mientras que no podría

reemplazar energía en los momentos en que ésta es más cara, como se muestra en la Figura 4.1.2.6.

Sin embargo, durante febrero del 2008 se consumieron casi 4500 toneladas por día de fueloil en usinas; podría haberse ahorrado este combustible, de haber tenido una mayor disponibilidad de gas. Esto muestra que altas temperaturas ya no son suficientes para garantizar el aprovisionamiento de gas necesario para obtener bajos costos marginales de la energía eléctrica.

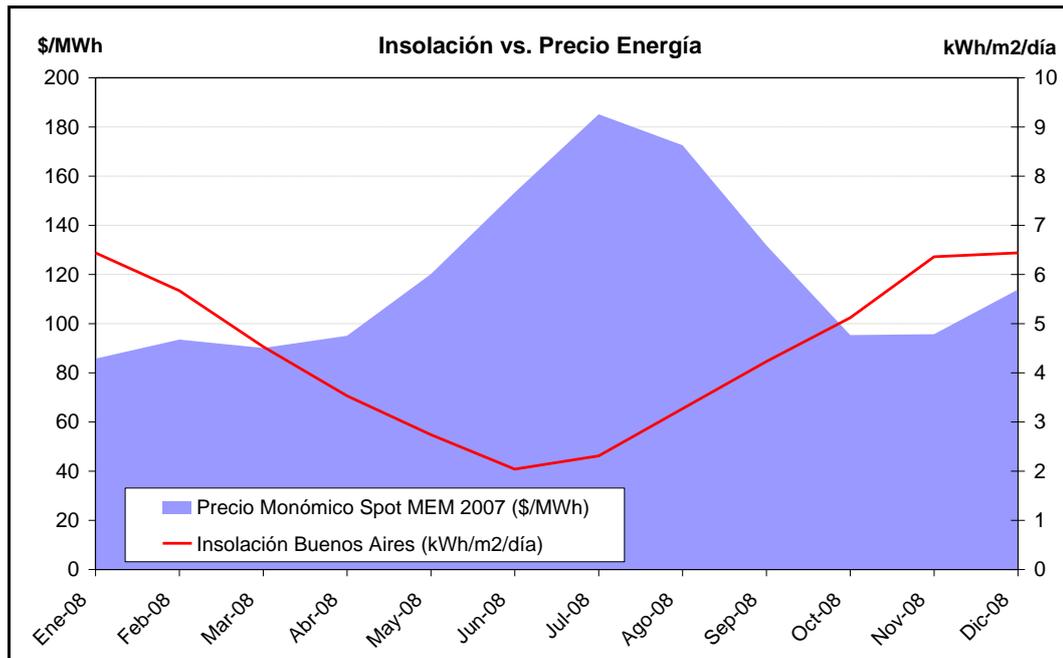


Figura 4.1.2.6. Insolación vs. Precio de la Energía. Se observa que cuando la insolación es mayor (es decir, cuando se generaría mayor cantidad de energía solar) el precio de la energía eléctrica es menor. Fuente: CAMMESA y NASA Langley Research Center Atmospheric Science Data Center.

4.1.3 Potencia fotovoltaica instalada en el mundo

Durante el año 2007 se instalaron alrededor de 2.26 GWp de energía solar fotovoltaica, con un crecimiento de más del 50% respecto de lo instalado durante el 2006, totalizando 7.8 GWp de potencia instalada en todo el mundo. La mayor parte de la instalación de potencia durante el 2007 fue instalada en Alemania y España (73%). Si se incluyen a Japón y los Estados Unidos, más del 90% de las instalaciones de energía fotovoltaica ocurrieron en cuatro países.

En la Figura 4.1.3.1 se observa el crecimiento acumulado de la potencia instalada fotovoltaica desde el año 1992 hasta el año 2007,

La tasa de crecimiento anual de la potencia instalada fue de un 40% en el año 2007, contra un 34% del año 2006. La tasa de crecimiento de Alemania en el 2007 fue similar a la de los años anteriores, cerca de 42%, al igual que la de los Estados Unidos, que se mantuvo alrededor del 30%. Por otra parte, la tasa de crecimiento de Japón descendió

notablemente desde el 50% alcanzado a principios de siglo, llegando al 12% en el año 2007, y bajando sus instalaciones anuales en un 26% respecto del 2006. En España la potencia instalada acumulada se cuadruplicó durante el año 2007, quintuplicando la instalación del año 2006, y quedando en segundo puesto luego de Alemania en términos de instalación anual.

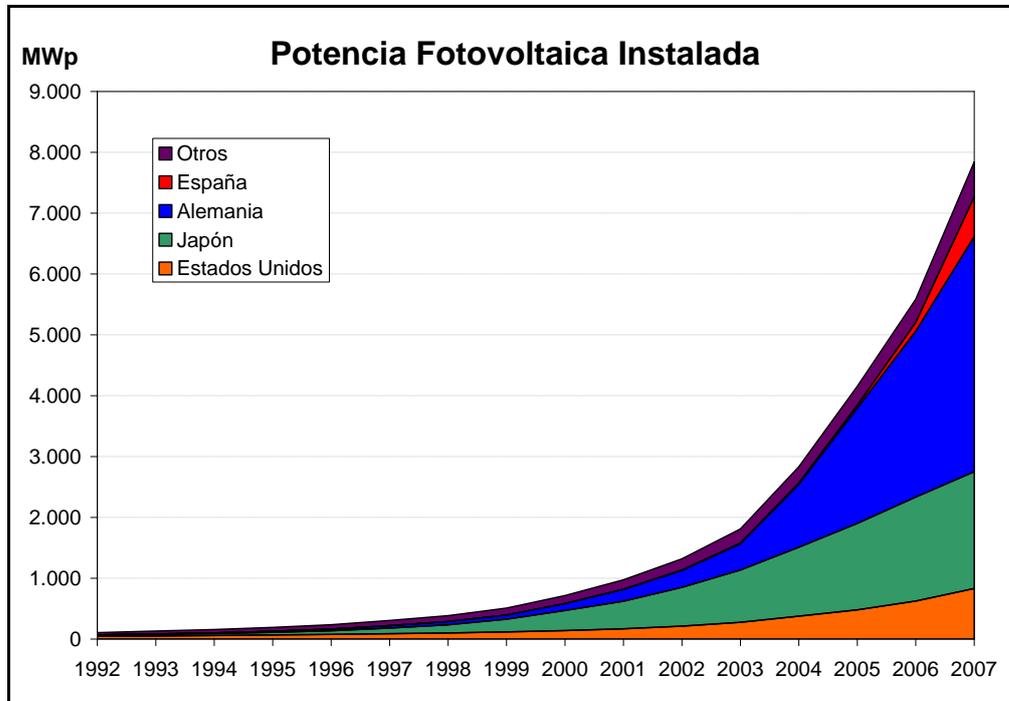


Figura 4.1.3.1. Crecimiento acumulado de la potencia instalada fotovoltaica. Fuente: datos de TRENDS IN PHOTOVOLTAIC APPLICATION, Reports IEA-PVPS

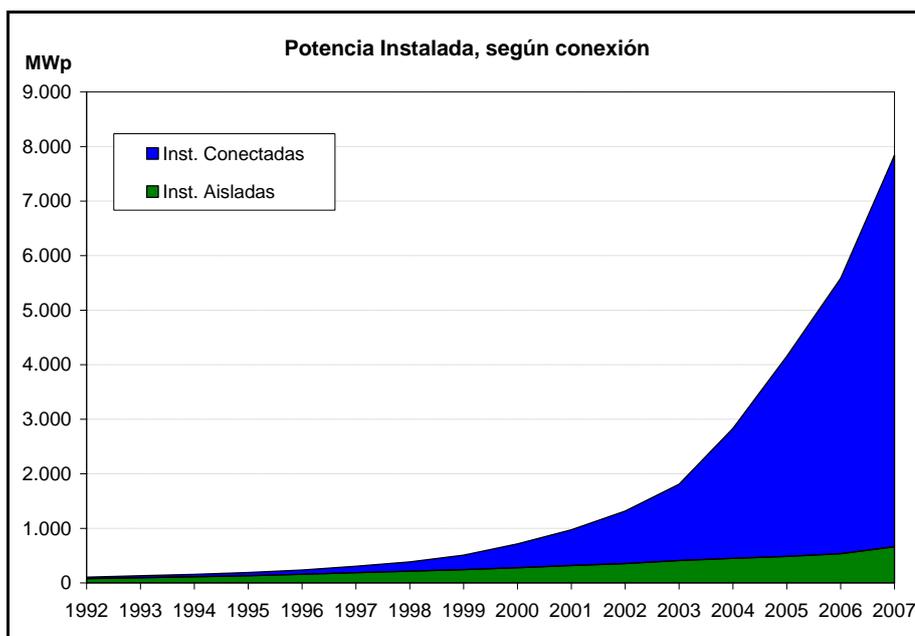


Figura 4.1.3.2. Potencia instalada según se trate de instalaciones aisladas o de instalaciones conectadas a las redes de distribución y transporte de energía eléctrica. Fuente: datos de TRENDS IN PHOTOVOLTAIC APPLICATION, Reports IEA-PVPS

De la instalación de potencia durante el año 2007, sólo el 6% fue instalada fuera de las redes de distribución. Así, la cantidad de países que tienen a los sistemas aislados como mercado principal para la energía fotovoltaica tiende a disminuir. Sin embargo, los mercados sin subsidiar de electrificación rural, telecomunicaciones y estructuras aisladas continuaron creciendo durante el 2007, aunque menos fuertemente que los mercados subsidiados de energía conectada a la red de distribución.

En la Figura 4.1.3.2 se muestra el aumento de la potencia instalada conectada a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, en comparación con el aumento notablemente menor de la potencia instalada en instalaciones aisladas.

4.1.4 Precios y costos de las tecnologías

Precios de los sistemas de instalaciones menores a 10 kW

(U\$/W)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Japón	6,2	5,7	5,9	6,2	6,0	5,8	5,9
Alemania	5,5	5,3	5,7	6,5	7,4	6,0	6,6
Países Bajos	5,6	5,8	6,0	6,5	7,1	6,9	7,2
Austria	6,8	6,6	6,8	8,7	6,8	6,9	7,4
Portugal		6,1	7,3	9,0	8,5	8,0	7,5
Canadá				10,8	9,3	8,8	7,9
Suiza	7,0	7,2	6,8	7,3	7,8	7,8	7,9
México							7,9
Suecia	6,2	6,3	6,4	6,5	7,4	7,5	8,0
Estados Unidos	10,0	8,5	8,5	8,5	8,5	8,0	8,0
Francia		7,1	9,0	9,9	8,1	9,4	8,3
Italia	6,3	10,2	8,3	8,4	8,7	8,0	8,9
Australia	7,1	7,3	6,2	10,3	9,2	8,5	9,2
Corea	11,5	11,7	12,6	10,5	9,6	7,4	9,4
España			8,0	8,4	8,7	9,1	11,0
Dinamarca	6,9	5,1	7,8	8,6	9,4	10,1	11,0
Reino Unido	10,6	14,3	13,4	14,9	18,1	13,3	12,7
Noruega			12,5	14,1	14,8	16,4	18,0
Israel		12,5					
Promedio Ponderado	6,5	6,1	6,3	6,7	7,3	6,5	7,8

Tabla 4.1.4.1 Precios de los sistemas de energía solar fotovoltaica en instalaciones menores a 10 kW. .

Fuente: datos de TRENDS IN PHOTOVOLTAIC APPLICATION, Reports IEA-PVPS

Los precios de los sistemas completos de energía solar fotovoltaica varían en gran medida, dependiendo de una gran cantidad de factores, incluyendo tamaño del sistema, ubicación geográfica, tipo de cliente, conexión a la red eléctrica, especificaciones técnicas y el grado en el que el precio al consumidor final refleja los costos reales de los componentes.

Precios de los Módulos Fotovoltaicos

(U\$S/W)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Japón	3,9	3,7	3,8	4,1	3,9	3,7	3,7
Alemania	3,2	2,9	2,8	3,7	6,2	5,8	5,4
Países Bajos	4,0	4,4	4,4	4,3	5,5	4,9	
Austria		4,2	3,5	4,4	4,6	5,0	5,4
Portugal		3,3	3,8	4,3	4,3	4,3	4,3
Canadá	6,1	4,5	4,4	4,3	3,6	4,7	4,2
Suiza		4,8	4,4	4,1	3,7	4,1	4,1
México			6,0	6,0	7,3	7,5	5,6
Suecia			8,7	3,5	6,9	6,5	6,8
Estados Unidos	3,5	3,3	3,0	3,3	3,6	3,8	3,8
Francia					5,2	5,2	4,8
Italia	3,7	3,7	3,5	3,6	4,5	4,3	4,7
Australia	4,1	3,8	4,5	7,4	6,1	6,2	6,3
Corea	5,5	5,8	5,5	5,7	4,5	4,6	4,3
España			2,9	3,5	4,1	4,7	5,2
Dinamarca	4,6	4,2	3,2	5,0	6,7	8,4	6,9
Reino Unido	4,9	5,5	3,6	4,2	6,1	5,9	6,8
Noruega		3,3	7,8				
Israel			4,9	2,9	5,4	5,4	7,5
Promedio Ponderado	3,7	3,5	3,4	3,8	5,4	5,1	4,9

Tabla 4.1.4.2. Precios de los módulos fotovoltaicos, promedios por año y país. Fuente: datos de TRENDS IN PHOTOVOLTAIC APPLICATION, Reports IEA-PVPS

En promedio y como regla general, los precios de los sistemas¹² conectados a la red son aproximadamente la mitad de los precios de los sistemas aislados, debido al costo de las baterías.

El precio de mercado de los sistemas conectados a la red varía en cada país como se muestra en la Tabla 4.1.4.1. Para instalaciones pequeñas (<10 kW) durante el año 2007 los precios variaron entre los 7 U\$S/Wp y los 12 U\$S/Wp, con un promedio ponderado

¹² El sistema completo incluye los módulos o paneles, inversor-ondulador, baterías, medidores, instalación eléctrica, etc.

de 7.8 U\$S/Wp. Los precios sin ponderar son alrededor de un 5% mayor que los precios de 2006, como se ve en la Tabla 4.1.4.1. Sin embargo, al ponderar los precios de los sistemas por la instalación de potencia en cada año, se aprecia que los precios ponderados aumentaron un 20%, debido a la mayor instalación de potencia en España, donde los precios son superiores al promedio en un 40%. Este precio disminuirá a medida que los precios en España disminuyan, producto de mayores economías de escala como resultado de la mayor instalación.

Los precios indicados en la Tabla 4.1.4.1 son promedios para instalaciones pequeñas (<10 kW); las instalaciones mayores pueden tener precios menores debido a las economías de escala. En promedio, el costo de los módulos fotovoltaicos explica entre la mitad y dos tercios del costo total del sistema conectado a la red. En el año 2007, los módulos solares tuvieron un costo promedio ponderado de 4.9 U\$S/Wp, muy similares a los del año 2006 (disminuyeron un 4%), como se ve en la Tabla 4.1.4.2. Además de los efectos en precios de los sistemas causados por las dinámicas del mercado, la competencia, la economía de escala y la curva de aprendizaje, es importante notar que el 70% de los costos de producción de los módulos fotovoltaicos se deben a los materiales requeridos, que incluyen aluminio, cobre, silicio y otros minerales.

Se espera que los precios de los sistemas de energía solar disminuyan gradualmente a medida que se alcanzan mayores economías de escala, alcanzando valores futuros de 5,5 U\$S/Wp en el largo plazo, como se muestra en la Figura 4.1.4.1. No se espera que los precios disminuyan mucho más allá de los mínimos históricos debido a que gran parte de los costos de producción se deben a costos materiales que son independientes del mercado de la energía solar, y en cambio fluctúan con los valores internacionales de los *commodities*.

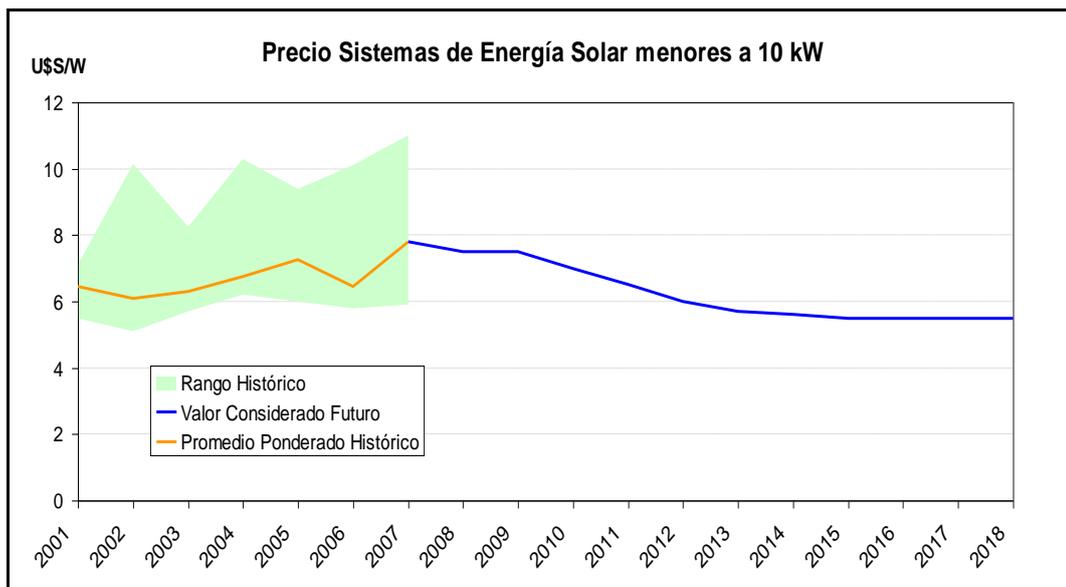


Figura 4.1.4.1. Precios históricos y proyectados del precio de los sistemas de energía solar menores a 10 kW. Fuente: datos de TRENDS IN PHOTOVOLTAIC APPLICATION, Reports IEA-PVPS

En lo sucesivo se considerará que los precios medios proyectados futuros, mostrados en la Figura 4.1.4.1, son precios razonables para el mercado argentino en el mediano y largo plazo.

4.1.5 Feed-in Tariff

¿Qué es un Feed-In-Tariff?

Cuando se habla de energías renovables como la solar, una de las primeras cosas que viene a la mente es la necesidad de los gobiernos de estimular la inversión en aquellos sectores que la generarían. Uno de los obstáculos para los nuevos proyectos es un alto costo de instalación. De no tomarse los recaudos necesarios en materia de precios, una baja tasa de rentabilidad de la generación de energía desanimaría nuevas inversiones.

Las dificultades para cubrir los costos de generación revelan la necesidad de medidas gubernamentales que fijen un precio acorde a los requerimientos de rentabilidad de los inversores. El mecanismo tradicionalmente usado han sido los subsidios que, ante un precio regulado, llenaban la brecha entre el precio y los costos medios en esquemas caracterizado por costos iniciales altos en relación a sus costos de operación. En los últimos años han surgido nuevos mecanismos. Entre ellos encontramos el sistema de *Feed-in Tariff*, de aplicación exitosa en países de la Unión Europea.

No existe una definición concreta o lo suficientemente delimitada de lo que es *Feed-in Tariff* (FiT). Usualmente, el término se refiere al precio mínimo por kWh garantizado al productor de energía conectado a la red. FiT es el precio que -por disposición gubernamental- se ha de pagar al productor de energía eléctrica y que será mayor que el precio de mercado. Una diferencia clave entre los subsidios y el FiT, es que los primeros recaen sobre la población pagadora de impuestos, mientras que en el FiT el sobrecosto recae sobre el consumidor de energía. Se podría pensar en el FiT como en una “socialización” de los mayores costos de generación de energía renovable, donde se beneficia de manera “indirecta” a los productores, haciendo recaer los mayores costos sobre el consumidor final, es decir, elevando el precio promedio de la energía de los consumidores.

Por lo general, los países que brindan apoyo a las energías renovables suelen acompañar estas medidas con subvenciones de capital y mecanismos fiscales, exenciones impositivas, etc.

En el sistema de FiT se exige a las generadoras o distribuidoras comprar electricidad a las instalaciones de energía renovable a una tarifa fija determinada. Esta tarifa se determinará por un período (generalmente de 20 años) y varía en función de cada tecnología, asegurando la rentabilidad de la operación de cada una de ellas. Un generador solar tiene garantizado un precio para su energía por 20 años (por citar al ejemplo español), determinado al momento de la instalación de la potencia.

Las tarifas se van reduciendo a medida que se van realizando más inversiones, incentivando así su proximidad temporal. Esto, a su vez, incentiva un aumento en la eficiencia de los generadores. Dado que con el tiempo disminuyen las tarifas, se

necesita que bajen los costos de instalación para que las nuevas inversiones sigan siendo rentables. Los productores se ven forzados a disminuir sus precios para que la energía generada con sus equipos siga siendo competitiva. También es importante impulsar la competencia entre los proveedores de instalaciones, para disminuir los costos iniciales y aumentar la rentabilidad de los proyectos.

Por otro lado, se podría detectar cierta desigualdad en las tarifas que han de pagar las empresas que compran la energía a los productores según el área en que estén ubicadas. Por ejemplo, un área puede tener mejor grado de insolación que otra, o beneficios logísticos como cercanía a las plantas de fabricación de equipos. Para remediar este efecto son necesarios mecanismos de compensación como que la FiT sea menor a medida que aumente la capacidad instalada en un lugar determinado.

Se debe señalar que, en general, el costo adicional final suele ser ínfimo, dado que la energía generada con estas tecnologías suele ser mucho menor a la generada con tecnologías “tradicionales”. Sin embargo, al momento de tener que enfrentar un aumento en las tarifa –por leve que sea- al consumidor poco le interesará el agotamiento de recursos en un largo plazo. Cuando al ciudadano medio “se le toca el bolsillo”, su nivel de altruismo disminuye notablemente; más aún si aquel ciudadano pertenece a un país con bajos niveles de ingresos. “Es por ello que podemos imaginar que una de las mayores trabas a la implementación del FiT vendría por el lado de sus consecuencias políticas, y que el cortoplacismo imperante en la perspectiva política Latinoamericana probablemente dificultaría la puesta en marcha de este tipo de planes en países como Argentina”¹³.

Asimismo, hay quienes alertan sobre el potencial impacto que en el largo plazo podrían implicar las FiT, a partir del momento en que la energía renovable comience a representar una parte significativa de la producción total de energía y su financiamiento pudiera tornarse insostenible.

Feed-In-Tariff: ¿cuánto valen y qué impacto tienen?

Durante el año 2007 se consolidó la noción de que el enfoque de la Feed-in Tariff es el mejor mecanismo para promover las aplicaciones fotovoltaicas conectadas a la red. Esto se vio reforzado por el gran crecimiento observado en los mercados de energía fotovoltaica en Francia, Alemania, Italia, Corea, Portugal y España, todos países que implementan esquemas de Feed-in Tariff.

En la Tabla 4.1.5.1 se observan los valores que adopta la Feed-in Tariff en cada país. Se observa que, si bien una gran cantidad de países adoptó el esquema de Feed-in Tariff (o algún esquema similar), el monto otorgado en cada país varía notablemente respecto de los otros. Así, mientras que en Corea se aportan 75 centavos de dólar por cada kWh de energía solar generada, dicho valor baja a 12 centavos para los Países Bajos.

¹³ Fuente: “Regímenes de promoción a las energías renovables: El caso del sistema Feed-in Tariff”

Valores de Feed-in Tariff implementados (por país y por año)							
(U\$\$/kWh)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Corea				0,63	0,70	0,74	0,75
Alemania			0,55	0,74	0,70	0,68	0,71
Italia					0,58	0,58	0,67
España			0,40	0,55	0,55	0,55	0,60
Francia	0,13	0,21	0,32	0,44	0,52	0,53	0,58
Portugal			0,50	0,53	0,52	0,51	0,54
Austria							0,52
Australia							0,47
Canadá						0,37	0,39
Suiza							0,38
Israel						0,21	0,21
Estados Unidos							0,20
Reino Unido						0,15	0,15
Países Bajos							0,12

Tabla 4.1.5.1. Feed-in Tariff por país, por año. Fuente: datos de TRENDS IN PHOTOVOLTAIC APPLICATION, Reports IEA-PVPS

Esto tiene un impacto directo sobre las inversiones en energía solar, aunque no es determinante (como en el caso de Japón, donde se generó un gran mercado de energía solar sin una Feed-in Tariff, basándose principalmente en subsidios directos al costo de instalación de los equipos fotovoltaicos). No es casual que los valores de Feed-in Tariff más altos en el 2007 se encuentren en Alemania, España, Francia, Italia, Portugal y Corea, quienes, junto a Estados Unidos y Japón, ocupan los primeros puestos en términos de instalación de potencia durante el año 2007, como se observa en la Tabla 4.1.5.2. En la misma tabla también se observa que dentro de esos 6 países con mayores FiT se encuentran los cuatro países con mayores crecimientos relativos en el mercado: España, con un crecimiento en el año 2007 de un 358%, Portugal con un crecimiento del 426%, Italia que creció un 140% durante el 2007 y Corea, cuyo mercado creció un 124% respecto del 2006.

Como puede observarse en la Tabla 4.1.5.2, la potencia ya instalada, el FiT, el costo de los sistemas y la insolación determinan en gran medida la instalación de nueva potencia.

	Insol. Media*	Prec. Sist.	FiT 2007	Ret. Inv.	Pot. Pico 2006	Pot. Inst. 2007	Crec. mercado en 2007
	kW·h/ kWp·yr	(U\$S / W)	(U\$S / kWh)	(%/ año)	MWp	(MW/ año)	(%/ año)
Dinamarca	1000	11.0			2.9	0.2	7%
Noruega	875	18.0			7.7	0.3	4%
Israel	2300		0.21		1.3	0.5	38%
Países Bajos	1100	7.2	0.12	1.9%	52.7	0.6	1%
Méjico	2150	7.9			19.7	1.1	6%
Suecia	975	8.0			4.8	1.4	29%
Austria	1600	7.4	0.52	11.3%	25.6	2.1	8%
Reino Unido	1100	12.7	0.15	1.3%	14.3	3.8	27%
Canadá	1325	7.9	0.39	6.6%	20.5	5.3	26%
Suiza	1600	7.9	0.38	7.6%	29.7	6.5	22%
Australia	2176	9.2	0.47	11.1%	70.3	12.2	17%
Portugal	1900	7.5	0.54	13.6%	3.4	14.5	426%
Francia	1550	8.3	0.58	10.9%	43.9	31.3	71%
Corea	1550	9.4	0.75	12.3%	34.7	42.9	124%
Italia	1800	8.9	0.67	13.5%	50	70.2	140%
Estados Unidos	1525	8.0	0.20	3.8%	624	206	33%
Japón	1400	5.9			1708	210	12%
España	1900	11.0	0.60	10.5%	143	512	358%
Alemania	1150	6.6	0.71	12.4%	2727	1135	42%

Tabla 4.1.5.2. Comparación entre Insolación, FiT, crecimiento del mercado y potencia instalada. Se observa que los 6 países con mayores retornos sobre inversión en el 2007, junto a Estados Unidos y Japón, son los 8 países con mayores crecimientos en la potencia instalada durante ese año. Fuente: datos de TRENDS IN PHOTOVOLTAIC APPLICATION, Reports IEA-PVPS

4.1.6 Inversiones en investigación y desarrollo.

Los presupuestos públicos para Investigación y Desarrollo en el año 2007 fueron levemente inferiores a los presupuestos del año 2006. Los países con mayores presupuestos fueron los Estados Unidos, Alemania, Japón, Corea y la Unión Europea como un todo, como se ve en la Tabla 4.1.6.1.

Estados Unidos es un claro líder en términos de inversión en I&D, ampliando su presupuesto en Investigación y Desarrollo a través de su Programa Solar, y con industrias y universidades como socios de la *Solar America Initiative* (SAI) para la

investigación y desarrollo de productos fotovoltaicos de bajo costo. La SAI también busca transformar el mercado solar de los Estados Unidos, concienciando a la población a través de educación y la capacitación, proveyendo así de técnicos para el desarrollo de la cadena de valor de los sistemas fotovoltaicos. Durante 2007 el programa de energía fotovoltaica se centró en la investigación base, los nuevos materiales y la transformación del mercado.

Presupuesto Público de I+D en Tecnología Fotovoltaica										
(MM U\$S / año)	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Estados Unidos	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	65,7	86,0	75,8	121,8	138,3
Alemania	37,6	26,9	35,1	26,7	22,2	33,6	30,3	51,9	82,5	61,0
Japón	71,1	90,7	85,7	51,0	59,1	84,5	60,5	37,2	27,2	38,9
Corea	2,0	1,2	2,1	1,8	3,2	4,0	6,9	5,9	19,7	18,4
Reino Unido	1,2	3,8	6,8	4,7	6,1	4,9	5,7	5,3	13,3	15,2
Francia	1,4	7,6	7,8	8,3	9,2	5,8	9,4	15,4	32,8	12,3
Suiza	8,6	8,3	9,6	9,1	9,2	11,1	12,1	11,1	11,9	11,3
Italia	10,3	5,0	4,9	5,5	4,7	5,4	5,9	5,9	6,0	6,8
Noruega		0,5	0,7	1,1	1,1	1,1	0,7	1,3	2,1	6,3
Australia	1,0	1,7	1,4	0,5	1,2	3,6	3,1	3,8	5,2	6,2
Canadá	0,5	0,5	1,0	1,2	5,2	4,7	6,0	5,6	4,0	5,1
Dinamarca	0,2	0,5	0,7	0,6	1,9	3,8	4,2	7,5	8,4	4,6
Suecia	2,5	2,5	2,3	1,5	2,1	2,1	3,1	2,4	1,9	3,5
Méjico		0,6		0,7	0,8	0,9	0,8	0,0	1,0	0,3
Israel	0,3	0,2	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1
Portugal			0,8							
Países Bajos	19,3	29,1	8,2	3,0	9,1	2,4	15,7	13,5	11,7	
España										
Austria	1,9	1,9		0,6	1,0	1,7		0,8	1,6	

Tabla 4.1.6.1 Presupuesto público de Investigación y Desarrollo de Tecnologías Fotovoltaicas, por país y por año. Se observa que los países con mayores presupuestos fueron los Estados Unidos, Alemania, Japón y Corea. Fuente: datos de TRENDS IN PHOTOVOLTAIC APPLICATION, Reports IEA-PVPS

La estrategia alemana de investigación se centra en el desarrollo de las tecnologías del silicio, las tecnologías *thin-film*, el desarrollo de nueva tecnología de los sistemas (principalmente onduladores) y, en menor grado, las tecnologías fotovoltaicas orgánicas y tecnologías de concentración fotovoltaica.

El plan de cuatro años de Japón para la Investigación y el Desarrollo de Tecnologías de Generación de Potencia Fotovoltaica, de duración hasta el año 2009, contiene proyectos para el desarrollo de tecnologías para el despliegue masivo de la tecnología fotovoltaica. También hay un número relevante de proyectos de demostración y prueba, incluyendo verificación de la estabilidad de la red con sistemas fotovoltaicos de alta potencia, sistemas de almacenamiento de energía, *smart-grids*, etc.

Los proyectos de Investigación y Desarrollo en Corea se centran en desarrollar tecnologías y procesos de manufactura para las celdas fotovoltaicas, módulos fotovoltaicos integrados en edificios y sistemas de acondicionamiento de la potencia, incluyendo inversores-onduladores.

Los fondos de la Unión Europea para el desarrollo de la tecnología fotovoltaica se destinaron en el año 2007 a la estandarización de componentes para edificios, y al desarrollo de estrategias de largo plazo con nuevos procesos para las tecnologías fotovoltaicas de alta eficiencia y de bajo costo. Durante 2007 la Plataforma Europea de Tecnología Fotovoltaica, que incluye a los principales actores de investigación, industria y gobierno, publicó la Agenda Estratégica de Investigación. En la misma se detallan los principales esfuerzos necesarios para continuar disminuyendo los costos de los sistemas fotovoltaicos, con el objetivo de alcanzar *grid-parity* (es decir, el momento en que la energía solar fotovoltaica cueste lo mismo que la energía de la red convencional) en el año 2015.

El presupuesto en investigación y desarrollo tiene un impacto directo en el precio de los sistemas fotovoltaicos. No es casual que Japón y Alemania, dos de los países con mayores presupuestos en investigación y desarrollo, también sean los dos países con menores costos de sistemas fotovoltaicos.

4.1.7 Puestos de trabajo generados.

La industria de la energía solar fotovoltaica provee muchas oportunidades para la actividad económica, desde el desarrollo y la producción a la distribución e instalación, así como muchas otras actividades de apoyo, mantenimiento, venta, etc.

El negocio de la energía solar tiene un gran valor según lo reportado por los países con mercados fotovoltaicos crecientes, así como los países que producen y/o exportan productos a lo largo de la cadena de valor de la industria. Las empresas de manufactura en todo el mundo se vieron beneficiadas con el aumento de la demanda a nivel mundial, incluso cuando sus mercados locales se contraían.

El valor económico de la industria puede ser valuado mediante el análisis del empleo directo. En el mundo más de 100.000 personas trabajan vinculadas directamente con la industria fotovoltaica en el año 2007, en investigación, manufactura, desarrollo e instalación. Esto significa un aumento de casi un 40% respecto del 2006.

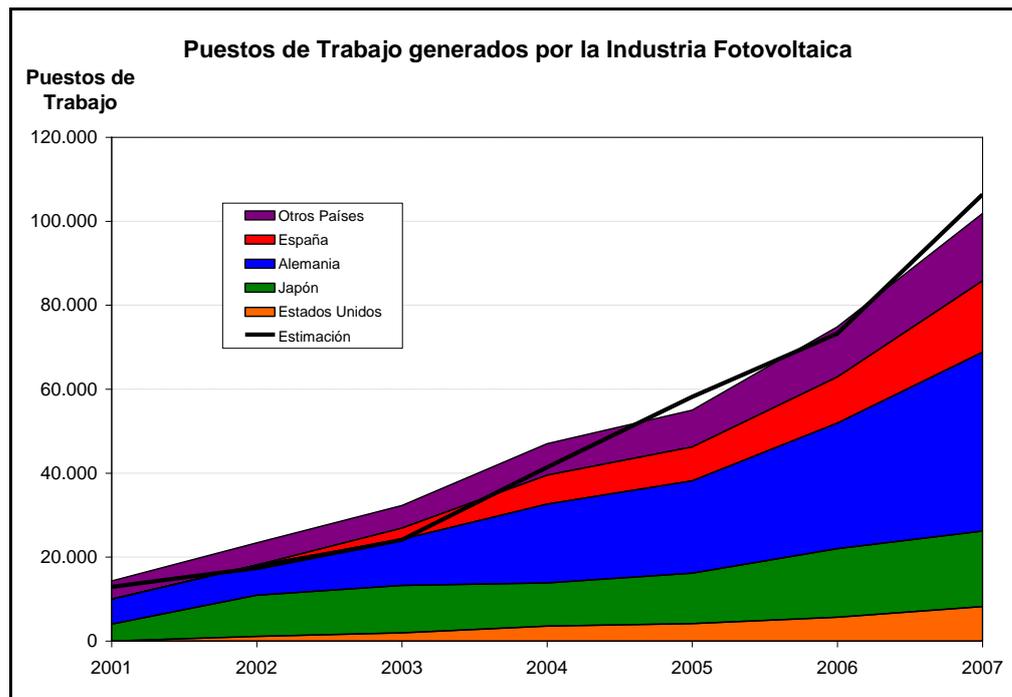


Figura 4.1.7.1 Puestos de trabajo generados por la industria fotovoltaica, comparado con la estimación realizada a partir de datos de potencia instalada a nivel mundial. Fuente: datos de TRENDS IN PHOTOVOLTAIC APPLICATION, Reports IEA-PVPS

$$EstPueTra = 9.5 (Pue/MWp) * PotInst + 14.2 (Pue*año/MWp) * Inst.Pot \quad [Fórmula 4.1.7.1]$$

EstPueTra: Estimación de Puestos de Trabajo [Pue]
 PotInst: Potencia Instalada [MWp]
 Inst.Pot: Instalación de Potencia [MWp / año]

En todo el mundo se generan alrededor de 9.5 puestos de trabajo por cada MWp instalado, más otros 14.2 puestos de trabajo para la instalación anual de cada MWp de potencia, como se muestra en la Figura 4.1.7.1 y se especifica en la Fórmula 4.1.7.1.

4.1.8 Políticas de energías renovables en Argentina

En septiembre de 1998 se sancionó la ley 25.019, Régimen Nacional de Energía Eólica. A través de dicha ley se declaró “de interés nacional la generación de energía eléctrica de origen eólico (...) en todo el territorio nacional”. Dicha ley dictaminó que se remunerara en hasta 0,015 \$/kWh generados por sistemas eólicos que vuelquen su energía en los mercados mayoristas o estén destinados a la prestación de servicios públicos. La remuneración establecida se ajusta por el Coeficiente de Adecuación Trimestral (CAT), que varía según el precio promedio de la energía del Mercado Eléctrico Mayorista. De esta manera, al aumentar el precio spot y la facturación de los contratos a término aumenta de igual manera la remuneración de la energía eólica. Los equipos gozan de esta remuneración por un período de 15 años a partir de su instalación y de estabilidad fiscal por el término de quince 15 años a partir de la promulgación de la

ley. Dicha ley establece, asimismo, beneficios impositivos aplicables a la inversión de capital destinada a la instalación de equipos eólicos.

La ley 25.019 luego se extendió, en el año 2006, a través de la ley 26.190, a energía geotérmica, mareomotriz, solar fotovoltaica, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración, biogás y pequeñas represas hidroeléctricas, ley reglamentada por el decreto 562/2009, en mayo del 2009.

Esta ley prevé una remuneración de hasta 900 \$/MWh para la energía solar fotovoltaica. Sin embargo, la ley está orientada a los grandes proyectos de generación, limita los beneficios a los generadores “destinados a la prestación de servicios públicos”, y no menciona ningún mecanismo por el cual se pueda inyectar energía a la red de distribución desde las instalaciones de los usuarios residenciales, por lo que no se puede aplicar a la micro generación distribuida. De hecho, no existe regulación en Los Procedimientos de CAMMESA para instalaciones de generación con potencias menores a 1 MW conectadas a la red. En la práctica, todos los proyectos que conoce el autor del presente trabajo que se amparan en la ley 26.190 son proyectos grandes (de varios MW de potencia), principalmente de energía eólica; pueden considerarse despreciables los proyectos pequeños de energía solar instalados o programados a instalarse.

Energía solar: PERMER

PERMER significa Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales. Es un programa de la Secretaría de Energía de la Nación, con el objetivo de abastecer con energía eléctrica al 30% de la población rural que actualmente carece de servicio eléctrico, atendiendo a la preservación del medio ambiente y procurando un uso racional de los recursos naturales, a la vez que se favorece un desarrollo económico sustentable.

Activo desde el año 2000, el proyecto es financiado por el Gobierno Nacional, a través de un subsidio destinado a solventar la inversión inicial en compra e instalación de los sistemas. Desde su comienzo hasta el año 2008 se invirtieron a través del PERMER 58.2 millones de dólares, aportados en un 70% por la Secretaría de Energía de la Nación, a través de un préstamo del Banco Mundial, en un 9% por fondos provinciales, y en un 4% por el Ministerio de Educación para la electrificación de escuelas rurales. El 17% restante fue aportado por el sector privado: concesionarios y usuarios del proyecto.

Hasta el año 2008, a través del proyecto PERMER se instalaron: 3.500 sistemas solares individuales (residenciales), 620 sistemas solares para servicios públicos, incluyendo escuelas, sistemas de comunicación, etc., y 13 mini-redes (pequeñas poblaciones conectadas a generadores solares).¹⁴

Sin embargo, como se mencionó en la Sección 4.1.3, “Potencia fotovoltaica instalada en el mundo” más del 90% de la potencia instalada en el mundo durante el 2007 fue

¹⁴ Hans-Christoph Mueller (Fundación EcoAndina, Argentina), “Soluciones Solares Integrados en la Argentina”, Foro Tecnológico Argentino-Alemán Biomasa, Energía Solar Térmica y Fotovoltaica, junio 2008, disponible online a través de www.cadicaa.com.ar.

instalada en sistemas conectados a la red eléctrica. En general, la experiencia a nivel mundial indica que no se llega a explotar el potencial de la energía solar hasta que no se fomenta su instalación en sistemas conectados. El PERMER, en este sentido, tiene un alto contenido social, pero no puede alcanzar un alto impacto desde el punto de vista energético.

Energía eólica

La provincia de Chubut ha sido pionera en el desarrollo eólico de la República Argentina. El primer proyecto importante en el país fue el sistema híbrido diesel-eólico, que se instaló en la localidad Chubutense de Río Mayo, a finales del año 1989. Cinco años después, en 1994 y nuevamente en la Provincia de Chubut, los dos primeros grandes aerogeneradores fueron instalados en proximidades de la ciudad de Comodoro Rivadavia. Los años siguientes mostraron un crecimiento importante del sector, aunque no del todo acorde a la disponibilidad del recurso eólico: desde 1994 a la fecha se instalaron 29.5 MW de potencia eólica (contra un potencial eólico total de casi 300.000 MW en el país, principalmente en la Patagonia).

Las leyes provinciales determinan la remuneración precisa para su territorio y agregan requisitos para los beneficiarios.

Sin embargo, la coyuntura económica a partir del año 2002 comprometió seriamente el desarrollo de la energía eólica en el país. Muchos proyectos y estudios que estaban próximos a realizarse se paralizaron a raíz de la crisis que atravesó el país durante esos años. Para reactivar el sector se hizo necesario establecer un plan integral de desarrollo eólico a escala nacional, que no sólo apuntase al crecimiento de la capacidad instalada, sino además al surgimiento de la industria eólica en el país, asociada con la generación de empleo y el crecimiento de un nicho económico hasta entonces inexplorado por los capitales nacionales.

Por ejemplo, la ley 4389 de la Provincia de Chubut determina una remuneración de 0.005 \$/kWh (un tercio del máximo exigido por la ley Nacional) y una mínima proporción de componentes fabricados o ensamblados en la Provincia de Chubut, proporción que crece año a año llegando al 100% en 2010, con el objetivo de creación de empleos y fomento a la industria local.

El presente de la energía eólica en Argentina está caracterizado por políticas de planificación en la que destaca el Plan Estratégico Nacional de Energía Eólica, cuyo objetivo es potenciar la capacidad energética y el crecimiento económico del país, e incluye un relevamiento y mapeo del recurso. En relación al Proyecto, en julio de 2005 se desarrolló el proyecto ‘Vientos de la Patagonia’, a ubicarse en las proximidades de la ciudad de Comodoro Rivadavia, con una potencia instalada de 50 a 60 MW.

Como consecuencia del Plan Estratégico Nacional se logró realizar una prospección del recurso eólico, con la confección de un mapa del potencial eólico nacional y el desarrollo de un sistema de información geográfica eólico. Este desarrollo permite identificar lugares potenciales para la generación de energía eólica, predecir la

generación eléctrica de una turbina o parque eólico proyectado y optimizar el diseño de sistemas de generación eólica. Esta herramienta es fundamental para incentivar la inversión privada, mediante la difusión de las ventajas naturales que ofrece nuestro país para la energía eólica, así como mediante la disminución de costos de investigación para las empresas que deseen instalar equipos de generación eólica.

Este Proyecto “está pensado no solamente como producción de energía limpia, sino que se trata de producción de energía limpia asociada a producción de puestos de trabajo. Es un impulso que por primera vez el estado nacional decide hacer en las energías renovables, dentro de la matriz energética de nuestro país” (Héctor Mattio¹⁵, director del el director del Centro Regional de Energía Eólica, Chubut).

La ley 26.190 del año 2006 establece como objetivo lograr una contribución de las fuentes de energía renovables hasta alcanzar el 8% del consumo de energía eléctrica nacional para el año 2016, fomentando los proyectos de generación de energía con fuentes renovables y dando señales iniciales hacia la concreción de proyectos de este tipo. La Subsecretaría de Energía Eléctrica se ha convertido en un promotor de esta iniciativa a través de la Dirección Nacional de Promoción, con las funciones de colaborar en la programación y ejecución de actividades vinculadas con la diseminación de nuevas fuentes de energía renovable.

Sin embargo, y a pesar del continuo esfuerzo de promoción de la energía eólica realizado por el gobierno, los expertos consultados por el autor consideran que los mismos no son suficientes. En general la evolución del marco regulatorio y el entorno de negocios energéticos es desfavorable tanto para las energías convencionales como para las alternativas, siendo estas últimas particularmente afectadas por los mayores costos de inversión y mayores períodos de retorno.

Los expertos consultados por el autor del presente trabajo actualmente tienen bajas expectativas frente a los marcos legales existentes, que contienen indeterminaciones varias. Consideran que los actuales incentivos económicos son insuficientes e impredecibles, y que no contemplan los costos indirectos y externalidades de las fuentes de energía convencionales. En general se juzga insuficiente a la normativa vigente para incentivar los proyectos con energías renovables, requiriéndose normas de despacho eléctrico específicas, remuneraciones más adecuadas y otros incentivos (como por ejemplo mejores sistemas de financiación) y mayor estabilidad y continuidad de la normativa.

Asimismo, consideran que no hay suficiente información sobre recursos renovables ni información geográfica que relacione los recursos, las demanda potenciales y la infraestructura, así como que hay restricciones de infraestructura para el aprovechamiento de los recursos, que varían en cada región.

¹⁵ El autor del presente trabajo tuvo el agrado de trabajar junto a Hector Mattio como parte de un proyecto de instalación de 30 MW de potencia eólica dentro del marco de l proyecto de Vientos de la Patagonia.

También es importante la creación de un esquema legal para el uso del uso del suelo en los aprovechamientos eólicos, similar a la explotación petrolera o líneas eléctricas o gasoductos, que facilite el acceso vía servidumbre a los sitios adecuados.

En general es necesario compatibilizar la política energética de corto plazo con la política energética y ambiental de largo plazo, con un marco institucional que coordine actores e iniciativas en materia de energías renovables y una mayor difusión para mejorar la inserción de esta temática en la sociedad, especialmente sobre los costos no considerados de la energía tradicional.

4.2 EFICIENCIA ENERGÉTICA

Como se demostrará en el Capítulo 5, “Solución Propuesta”, y como se sugiere en la sección 4.2.3, “Comparación entre lámparas de bajo consumo y paneles solares”, no tiene sentido implementar una política de promoción de la energía solar si no se la combina y apalanca con la promoción de la eficiencia energética.

Un plan de promoción de la energía solar fotovoltaica aumentaría las tarifas de energía eléctrica para remunerar la instalación de los paneles. Dicho aumento haría más rentable el uso de tecnologías de consumo más eficientes, que permitan reducir el consumo de energía sin afectar la calidad de vida de los usuarios. Sin embargo, para que estas tecnologías lleguen a los hogares es necesario implementar un plan de promoción que trascienda el mero aumento tarifario.

De todos los tipos de consumos de energía eléctrica en un hogar nos concentraremos en el consumo para iluminación, a los efectos de evaluar las posibilidades de incorporar tecnologías de ahorro energético.

Según lo publicado en el sitio web de Edenor, el 32% del consumo eléctrico de un hogar promedio se debe a la iluminación. El otro 68% se debe a la heladera/freezer (30%), TV/audio/video (16%), ambientación (calefacción o refrigeración, 8%) y otros consumos (principalmente uso de la plancha), por un 14%.

Dentro de la iluminación, puede considerarse que un tercio de las lámparas de la casa consumen la mitad de la energía destinada a este uso, mientras que los otros dos tercios de las lámparas consumen la otra mitad. Esto se debe a los distintos usos de las habitaciones en las que las mismas están instaladas, como se observa en la Tabla 4.2.1.

Habitación	Operación (Horas/Día)
Cocina	3
Sala de Estar	2,5
Comedor	2,5
Exteriores	2,1
Lavadero	2
Baño	1,8
Oficina / Estudio	1,7
Garage	1,5
Hall	1,5
Dormitorio	1,1
Otros	0,8

Tabla 4.2.1 Horas de uso de la iluminación en cada habitación, para casas de tamaño medio a grande.

Fuente: Reporte “Building America Research Benchmark Definition”, National Renewable Energy Laboratory, Department of Energy, USA.

4.2.1 Tecnologías de iluminación

Existen actualmente numerosas tecnologías de iluminación artificial disponibles en el mercado. La evaluación y decisión de usar una tecnología determinada depende no sólo de la aplicación específica sino también de cuestiones económicas. Los principales indicadores económicos en la comparación entre tecnologías son:

- La “eficacia lumínica” o “rendimiento lumínico” generalmente expresado en lúmenes/W.
- La vida útil (en cantidad de horas).
- El costo de instalación o reemplazo.

Iluminación incandescente

Una lámpara incandescente es un dispositivo que produce luz a partir del paso de corriente eléctrica por un filamento metálico y su posterior calentamiento (acompañado de emisión de luz).

La lámpara incandescente es la de menor rendimiento lumínico de las lámparas utilizadas: de 12 a 18 lm/W (lúmenes por vatio) y la que menor vida útil tiene (entre 500 y 2000 horas de funcionamiento, dependiendo de su exposición a picos de tensión y a golpes y vibraciones mecánicas, además de la calidad de la propia lámpara). Sin embargo, su temperatura de color cálido (en general menor de 3000 °K), su uniformidad en la luz y su bajo precio la convierten en una opción popular.

Iluminación fluorescente

La luminaria fluorescente, comúnmente denominada tubo fluorescente, es una luminaria que cuenta con una lámpara de vapor de mercurio a baja presión y que es utilizada normalmente para la iluminación doméstica e industrial.

Está formada por un tubo o bulbo fino de vidrio revestido interiormente con una sustancia que contiene fósforo y otros elementos que emiten luz al recibir una radiación ultravioleta de onda corta. El tubo contiene una pequeña cantidad de vapor de mercurio y un gas inerte, habitualmente argón o neón, sometidos a una presión ligeramente inferior a la presión atmosférica. Asimismo, en los extremos del tubo existen dos filamentos hechos de tungsteno.

Las lámparas fluorescentes tienen un rendimiento lumínico mayor al de las incandescentes y puede estimarse entre 50 y 90 lm/W y su vida útil es también mucho mayor, pudiendo variar entre 5000 h y más de 15.000 h (entre 5 y 15 veces más que las incandescentes).

Hay en el mercado distintos modelos con diferentes temperaturas de color. Su temperatura de color está comprendida generalmente entre los 3000 K y los 6500 K (del Blanco Cálido a Luz Día Frío), aunque se pueden conseguir tubos que van desde los 2700 K hasta los 8000 K.

Las lámparas fluorescentes no dan una luz continua, sino que muestran un parpadeo que depende de la frecuencia de la corriente eléctrica aplicada. Esto no se nota mucho a simple vista, pero una exposición continua a esta luz puede dar dolor de cabeza.

CFL

La lámpara compacta fluorescente o CFL (sigla del inglés *compact fluorescent lamp*) es un tipo de lámpara fluorescente que se puede usar con conexión estándar. Se la conoce comúnmente como “Lámpara de Bajo Consumo”.

El más importante avance en la tecnología de las CFL ha sido el reemplazo de los balastos magnéticos o cebadores (transformadores usados para su encendido) por los del tipo electrónico. Este reemplazo ha permitido la eliminación del efecto de “parpadeo estroboscópico” y del lento encendido tradicionalmente asociados a la iluminación fluorescente. Por otra parte, el balasto electrónico produce una respuesta alineal a la tensión; la corriente absorbida por la CFL tiene una forma de onda muy lejana a la senoidal, lo que aumenta la contaminación por armónicos en las redes de baja tensión.

Las CFL tienen una duración de hasta 8000 horas de funcionamiento. El rendimiento lumínico de la CFL es de aproximadamente 60 lm/W. Las CFL se presentan en distintas temperaturas de color de luz: desde las “blanco cálido” o “blanco suave” (2700 K – 3000 K) hasta las llamadas *daylight* (luz diurna, de 5000 K a 6500 K) que emiten un brillo blanco levemente azulado.

Sin embargo, según un informe realizado por el INTI¹⁶, “es notorio que cada vez más consumidores se quejan que hay lámparas de bajo consumo que iluminan poco y también duran poco”; “...en algunas marcas un porcentaje importante se extinguen ya antes de las 100 horas” y “con algunas lámparas de bajo consumo se ahorra más energía que con otras”. En lo sucesivo cuando se utilicen datos de las lámparas de bajo consumo tipo CFL, serán los datos de la lámpara Philips Essential Twister 20W, que según dicho informe es la que tiene mayor relación entre la potencia eléctrica equivalente (de una lámpara incandescente) vs. potencia consumida, con un rendimiento de 67 lm/W (equivalente a 103 W de una lámpara incandescente), no tuvo fallas en las primeras 100 horas de encendido y es eléctricamente estable.

Según el sitio web de Phillips, la lámpara se encuentra disponible desde el año 2004 en tonos fríos o cálidos, es de tamaño compacto, tiene una vida útil de 6000 horas y encendido instantáneo, “ideal para ambientes donde se requiere alta eficiencia lumínica”.

El reemplazo de un número significativo de lámparas incandescentes por CFL produce dos efectos notables sobre la red de distribución:

- Reduce el valor eficaz de la corriente que circula por los alimentadores y el transformador, lo que presenta un apreciable beneficio para las redes (ya que la

¹⁶ “Echando luz sobre un mercado sombrío”, informe publicado por el INTI en Saber Como, edición del mes de octubre del año 2006, disponible online a través del sitio web <http://www.inti.gov.ar>

disminución de la corriente permite un mayor aprovechamiento de la capacidad instalada)

- Modifica el contenido armónico de las corrientes. Sin embargo, a las redes de distribución “les resta capacidad de absorción de armónicas”; un aumento en el uso de las CFLs no necesariamente tiene un impacto adverso en la calidad de la energía eléctrica.¹⁷

De igual manera, el contenido de mercurio de las CFLs tiene un impacto negativo para la salud humana y para el ambiente, especialmente en su etapa de residuo, ya que es la etapa más difícil de controlar en términos de manipulación y almacenamiento. Dicho impacto se ve parcialmente compensado por la mayor duración (y por lo tanto menor frecuencia de reemplazo) de estas lámparas, y por la menor emisión de contaminantes a la atmósfera debido a un menor consumo de combustibles para generación eléctrica, pero implicaría un problema si se buscara un reemplazo masivo de lámparas incandescentes por CFLs.

LED

LED (acrónimo del inglés de Light-Emitting Diode) es un dispositivo semiconductor (diodo) que emite luz incoherente de espectro reducido cuando circula por él una corriente eléctrica. El color depende del material semiconductor empleado en la construcción del diodo y puede variar desde el ultravioleta, pasando por el visible, hasta el infrarrojo. Su uso ya se encuentra extendido en los ámbitos de la electrónica y aplicaciones que requieren poca luminosidad de algún color específico (decorativa, cartelería, señales de tránsito, etc).

Los LEDs de luz blanca son uno de los desarrollos más recientes y se pueden considerar como un intento muy bien fundamentado para sustituir las lámparas actuales por dispositivos mucho más eficientes. En la actualidad se dispone de tecnología que consume un 92% menos que las lámparas incandescentes de uso doméstico común y un 30% menos que la mayoría de los sistemas de iluminación fluorescentes. Pueden durar hasta 20 años y suponer un 200% menos de costos totales de propiedad si se comparan con las lámparas convencionales.

Estas características convierten a los LEDs de luz blanca en una alternativa muy prometedora para la iluminación general.

Sin embargo, sus procesos de producción no se encuentran totalmente maduros, por lo que los costos son altos. Su desarrollo actual a costos competitivos, se encuentra limitado a lámparas de poca potencia (hasta 4W, con una iluminación similar a lámparas incandescentes de 50W) y tonos fríos. Las lámparas de mayor potencia lumínica presentan dificultades de colocación y precios que convertirían el hipotético recambio

¹⁷ *Estudio de Impacto en Redes de Distribución y Medio Ambiente Debidos al Uso Intensivo de Lámparas Fluorescentes Compactas, Secretaría de Energía, Ministerio de Planificación federal, Inversión Pública y Servicios, 2006.*

en no rentable. Si bien en condiciones de laboratorio se alcanzaron más de 100 lm/W, dichos rendimientos no se obtienen en lámparas comerciales de potencias aceptables, las cuales sólo alcanzan los 75 lm/W. La variación de la temperatura de color de la luz a distintos ángulos de visión presenta otro obstáculo contra el uso extendido de LEDs de luz blanca, ya que esta característica la convierte en no recomendable para su uso en lugares de trabajo. En general tampoco se recomienda la aplicación de luces de LEDs más comunes, de tipo “luz fría” (mayores a 5000 °K), en lugares cerrados donde la luminosidad resulta importante.

Es por estas razones que no se analizará en lo sucesivo esta tecnología, aunque el autor del presente trabajo no puede soslayar la importancia que tendrá la misma en un futuro no muy lejano, si se mantienen las tendencias actuales en el mercado.

4.2.2 Comparación económica de las diferentes tecnologías de iluminación

Tipo Lámpara		Incandescente	CFL
Rendimiento	(lm / W)	13	67 ⁽¹⁾
Cons. eq. 100W	(W)	100	20 ⁽¹⁾
Duración	(horas)	1250	6000 ⁽²⁾
Precio recambio	(\$ / artefacto)	2,89 ⁽³⁾	25,66 ⁽⁴⁾

Tabla 4.2.2.1 Comparación entre las lámparas incandescentes y las lámparas CFL.

Fuentes:

(1): Datos para Philips Essential Twister 20W, “Echando luz sobre un mercado sombrío”, informe publicado por el INTI en Saber Como, edición del mes de octubre del año 2006, disponible online a través del sitio web <http://www.inti.gov.ar>

(2): Phillips, “LANZAMIENTO BAJO CONSUMO Twister”, marzo 2004

(3): LAMPARA OSRAM CLARA 100W, Disco Virtual Argentina, al 17 de mayo 2009

(4): Philips Essential Twister 20W, Electrostock a través de su sitio web www.electrostock.com.ar

Como se observa en la Tabla 4.2.2.1, las lámparas de bajo consumo tienen rendimientos hasta 5 veces mayores (es decir, consumos 5 veces menores, para igual iluminación) que las lámparas incandescentes convencionales. De igual manera, las lámparas de bajo consumo duran hasta 5 veces más que las lámparas incandescentes, aunque este valor depende de los picos de tensión y la cantidad de encendidos de cada lámpara.

Sin embargo, las lámparas de bajo consumo cuestan hasta 10 veces más que una lámpara incandescente de igual potencia lumínica, lo que las puede hacer económicamente no rentables dependiendo del precio de la energía consumida y de la cantidad de horas que se la utilice al día.

En la Tabla 4.2.2.2 se comparan los costos anuales de las CFL (lámparas de bajo consumo) y las lámparas incandescentes tradicionales, a diferentes usos diarios (en horas/día) y diferentes precios de la energía. Para realizar dicha comparación se calculó el costo de reemplazo de las lámparas, y el costo de la energía. El costo de reemplazo

corresponde al costo de reemplazar una lámpara quemada por una lámpara del mismo tipo; dicho costo fue anualizado a partir de la duración de las lámparas detallada en la Tabla 4.2.2.1 y de su utilización en horas por día. El costo anual de la energía se calculó a partir de su utilización diaria, el consumo de la lámpara (detallado en la Tabla 4.2.2.1) y el precio de la energía. Se analizaron diferentes precios de la energía, correspondientes al precio de la energía para las cuatro bandas tarifarias de los usuarios residenciales (ver Sección 3.4.4, “Perspectiva política”).

		Incandescente		CFL	
Costo Reemplazo Lámparas					
Uso	horas / día	3	1,5	3	1,5
Duración	Años	1,1	2,3	5,5	11,0
Costo anual lámpara	\$ / año	2,5	1,3	4,7	2,3
Costo Energía					
Uso	horas / día	3	1,5	3	1,5
Energía Consumida	kWh / año	109,5	54,75	21,9	10,95
Precio Energía					
46 \$/MWh	\$ / año	5,0	2,5	1,0	0,5
102 \$/MWh	\$ / año	11,2	5,6	2,2	1,1
148 \$/MWh	\$ / año	16,2	8,1	3,2	1,6
239 \$/MWh	\$ / año	26,2	13,1	5,2	2,6
Costo Total					
46 \$/MWh	\$ / año	7,6	3,8	5,7	2,8
102 \$/MWh	\$ / año	13,7	6,9	6,9	3,5
148 \$/MWh	\$ / año	18,7	9,4	7,9	4,0
239 \$/MWh	\$ / año	28,7	14,4	9,9	5,0

Tabla 4.2.2.2. Comparación entre los costos anuales de las CFL (lámparas de bajo consumo) y las lámparas incandescentes tradicionales, a diferentes usos diarios (en horas/día) y diferentes precios de la energía.

Se observa en la Tabla 4.2.2.2 que, en el largo plazo, las lámparas de bajo consumo tienen menores costos para precios de la energía superiores a los 46.40 \$/MWh. Sin embargo, dicho análisis parte de un cálculo de costo anualizado de compra de las lámparas, e ignora el impacto financiero de compra de las mismas. El objetivo económico de una persona que adquiere lámparas de bajo consumo es recuperar la inversión de la lámpara en el menor tiempo posible.

En la Tabla 4.2.2.3 se muestra el ahorro que representa una lámpara de bajo consumo frente a una lámpara incandescente tradicional, para usos de 3 horas al día y de 1.5 horas al día.

Para calcular dicho ahorro, se tuvo en cuenta el costo anual de reemplazo de las lámparas tradicionales, ya que las lámparas de bajo consumo tienen una duración mucho mayor que las lámparas tradicionales. Sin embargo, no se consideró el costo anual de reemplazo de las lámparas de bajo consumo, ya que en este caso se consideró que el precio de las lámparas de bajo consumo era “inversión” y no “costo”.

	CFL Vs. Inc.		
	horas/día	3	1,5
Precio Energía	Ahorro Anual		
46 \$/MWh	\$ / año	7	3
102 \$/MWh	\$ / año	11	6
148 \$/MWh	\$ / año	15	8
239 \$/MWh	\$ / año	23	12
	Recupero Inversión		
46 \$/MWh	Años	3,9	7,8
102 \$/MWh	Años	2,2	4,5
148 \$/MWh	Años	1,7	3,3
239 \$/MWh	Años	1,1	2,2

Tabla 4.2.2.3. Ahorro Anual de las lámparas de bajo consumo contra las lámparas incandescentes, y recupero de la inversión de cambiar las lámparas incandescentes por lámparas de bajo consumo.

Uso de la Lámpara	Tarifa
(hs / día)	(\$ / MWh)
0,5	556
1,0	263
1,5	166
2,0	117
2,5	88
3,0	69
3,5	55
4,0	44

Tabla 4.2.2.4. Tarifa necesaria para obtener un tiempo de recupero de la inversión igual a 3 años para el recambio de lámparas incandescentes por lámparas de bajo consumo, para distintos niveles de utilización de las lámparas.

A partir de dicho ahorro anual, y teniendo en cuenta el precio de las lámparas de bajo consumo detallado en la Tabla 4.2.2.1, se calculó el tiempo de recupero de la inversión, calculado linealmente (es decir, sin tener en cuenta el valor del tiempo del dinero). Se observa que sólo con valores de la energía superiores a los 102 \$/MWh -la tarifa correspondiente a usuarios residenciales de más de 1000 kWh/bim- se obtienen recuperos de la inversión significativamente menores a los 3 años, en lámparas que se utilizan 3 horas al día. Con un valor de la energía de 239 \$/MWh, correspondiente a los usuarios residenciales que consumen más de 2800 kWh/bim, se obtienen recuperos de la inversión en menos de 3 años para lámparas utilizadas 1.5 horas al día. La inversión de las lámparas que se usan 3 o más horas por día, a ese precio de la energía, se recupera en poco más de un año: menos de la cuarta parte de la vida útil de la lámpara de bajo consumo (aprox. 5 años y medio, a 3 horas por día de uso).

En la Tabla 4.2.2.4 se puede observar la tarifa que hace rentable el cambio de lámparas que tienen distintos niveles de utilización. Se considera rentable una tarifa que permite un recupero de la inversión menor o igual a 3 años, tomando período simple sin ajustar por inflación o por el valor tiempo del dinero. Se observa que, si se deseara recuperar en menos de 3 años la inversión de cambiar una lámpara de 1 hora de uso diario, se debería tener una tarifa mayor a la tarifa máxima de los usuarios residenciales (239 \$/MWh). Es decir que ninguna de las tarifas disponibles, incluso las correspondientes a consumos más elevados, justifica por sí misma el recambio de una lámpara que se utiliza menos de una hora al día.

4.2.3 Comparación entre lámparas de bajo consumo y paneles solares

Al comparar el precio de las lámparas de bajo consumo y el ahorro obtenido a partir de ellas, con los paneles solares y la energía generada con los mismos, se hace evidente que una política de fomento de la generación de energía solar no tiene sentido sin una campaña de promoción de la eficiencia energética.

Con una insolación de 1690 kWh/(kWp . año), un panel solar de 1 kW genera, a lo largo de una vida útil estimada de 15 años, 25.365 kWh. Si se toma un precio estimado de 7.5 U\$\$/W instalado, se obtiene una relación de 0,29 U\$\$/kWh.

Una lamparita de bajo consumo de 20W genera un ahorro de 80W, con 6000 horas de duración, generando un ahorro total de 480 kWh a lo largo de su vida útil. Con un precio de 6.83 U\$\$/lámpara (25.6 \$ por lámpara, con un tipo de cambio de 3.75 \$/U\$\$), se obtiene una relación de 0,015 U\$\$/kWh. Es decir, a igual inversión, la lámpara de bajo consumo ahorra, a *grosso modo*, 20 veces más energía que lo que genera un panel solar. Considerando que “ahorrar” un kWh de energía es lo mismo que “generar” uno nuevo, las lámparas de bajo consumo son 20 veces más eficientes que los paneles solares, desde el punto de vista económico.

Tanto desde el punto de vista energético como económico, es más eficiente consumir menos energía que instalar más potencia de generación, especialmente si se trata de tecnologías de generación caras como es la energía solar. Es por esto que no es eficiente

promocionar las energías alternativas como la solar sin antes promocionar la utilización de tecnologías de consumo eficiente de la energía.

4.2.4 Políticas de eficiencia energética en Argentina:

Actualmente en Argentina se implementan varias políticas que afectan a la eficiencia energética en los hogares. Algunas de dichas políticas, desarrolladas adrede, tienen impactos directos positivos, o que podrían resultar positivos en el mediano plazo si se implementaran correctamente. Otras, en cambio, impactan a la eficiencia energética de los hogares de manera indirecta, y tienen impactos negativos, inhibiendo el desarrollo y la difusión de la eficiencia energética. En esta sección se analizarán las políticas del mercado energético argentino cuyo impacto en la eficiencia energética de los hogares, directo o indirecto, es más relevante.

PRONUREE

En abril del 2004 el gobierno aprobó el Programa de Uso racional de la Energía Eléctrica (PUREE), con el objetivo de “alentar a los usuarios residenciales y comerciales para que reduzcan o no aumenten el consumo de energía eléctrica con relación a sus consumos de iguales períodos del año 2003”¹⁸ y de “propender al uso racional de la energía eléctrica y a la preservación de recursos naturales no renovables, operando sobre la demanda de energía e incentivando su ahorro en el marco de una política de mediano y largo plazo, con la finalidad de generar excedentes y posibilitar la disposición de mayores saldos energéticos para uso industrial”¹⁹.

El programa alcanzaba a los usuarios residenciales, comerciales e industriales de las empresas Edenor S.A., Edesur S.A. y Edelap S.A. El mismo preveía la educación para el consumo racional de la energía a través de todos los medios de comunicación masiva y un sistema de premios (bonificaciones) para aquellos consumidores que reduzcan su demanda o castigos (cargos adicionales) para aquellos que la incrementen. Según este Programa, un usuario residencial pagaría un cargo adicional si consumía por encima del 95% de lo consumido en el mismo bimestre del año anterior, y recibiría una bonificación por cada kWh ahorrado respecto del 95% de lo consumido en el mismo bimestre del año anterior. El porcentaje 95% bajó a 90% en la prorrogación del PUREE del año 2005.

Según el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), “como resultado de los incentivos del PUREE entre junio de 2004 y abril de 2005 se logró ahorrar 220 GWh, que equivalen a casi 9 días del consumo anual de energía de los 4.125.000 usuarios residenciales del Área Metropolitana de Buenos Aires”. El autor del presente trabajo no coincide con dicho análisis de los resultados del programa, dado el gran aumento del consumo de energía eléctrica durante ese período.

¹⁸ Resolución 415/2004, Secretaría de Energía.

¹⁹ Auditoría General de la Nación

La Auditoría General de la Nación, en un informe de mayo del 2007, declaró respecto del PUREE que “la finalidad de generar excedentes y posibilitar la disposición de mayores saldos energéticos no fue cumplida, ya que en el período noviembre 2005 a junio 2006, el balance de ahorros y consumos en excesos de energía arrojó un desahorro neto en todas las categorías de usuarios comprendidos en la áreas de concesión de las Distribuidoras EDENOR S.A., EDESUR S.A. y EDELAP S.A. El desahorro se expresa como un saldo negativo de 1.600,90 GWh, (diferencia entre el consumo en exceso - reflejado en los KWh sancionados- y el ahorro total -KWh bonificados-) y representó para los usuarios, dentro de ese período, un incremento acumulado en la facturación de \$ 201.443.746.”

Según el la Auditoría General de la Nación, “La pauta de ahorro de energía (...) resultó de difícil cumplimiento, incidiendo en ello el crecimiento económico, la libre elección del usuario de asumir o no la pauta de ahorro y la falta de campañas informativas efectivas que publiciten e incentiven al usuario al ahorro de Energía. En efecto, la Secretaría de Energía y el Ente Nacional Regulador de la Electricidad no han implementado medidas de difusión y promoción suficientes del programa, limitando la publicidad a la exhibición incompleta de datos en la página Web del ENRE.”

En diciembre del 2007, como continuación del Programa PUREE, el gobierno lanzó el Programa Nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía (PRONUREE) a través del Decreto 140/2007.

El Programa consideraba que es propósito del Gobierno Nacional propender a un uso eficiente de la energía, que en su mayoría la misma proviene de recursos naturales no renovables, y que propender a la eficiencia energética no es una actividad coyuntural, sino de carácter permanente de mediano a largo plazo.

El PRONUREE contempla medidas a largo plazo como “el desarrollo de una campaña masiva de Educación, Concientización e Información a la población en general” y una serie de medidas a corto plazo, como “Iniciar las gestiones conducentes para el reemplazo masivo de lámparas incandescentes por lámparas de bajo consumo, en todas las viviendas del país.”

También contempla que “las empresas que verifiquen la implementación de mejoras (en su eficiencia energética) obtendrán un Certificado de Eficiencia Energética, que les facilitará el acceso a financiamiento promocional destinado a la mejora tecnológica” e “implementar un mecanismo de financiación destinado a facilitar inversiones en proyectos de eficiencia energética en el sector de las PYMEs”, desarrollándose estándares que “servirán de guía sobre aspectos vinculados a la iluminación eficiente, sistemas de calefacción y acondicionamiento de aire, conservación de alimentos, empleo del agua, etc.”.

Las medidas abarcan también a los comercios y servicios, alumbrado público, semaforización, transporte, viviendas (tanto nuevas como en uso), así como conceptos de iluminación, acondicionamiento de aire, bombeo de agua, etc.

Como parte del Programa, el Congreso sancionó el día 27 de diciembre del 2007 una ley mediante la cual se cambiaría el horario nacional a partir del 29 de diciembre del

2007, hasta el 16 de marzo del 2008. Si bien en la ley no se menciona el PRONUREE, sí se nombra a CAMMESA y a la Secretaría de Energía como evaluadores de “las consecuencias de la implementación del cambio de la hora oficial”. En la práctica el cambio de horario se considera parte del Programa, aunque no haya vínculo legal entre ambas medidas.

Aunque con un impacto menor que el proyectado, el cambio de hora disminuyó la demanda pico (o demanda de potencia) de energía eléctrica. No es tan claro, por otra parte, si el cambio de horario disminuyó la demanda media, ya que al aprovechar más horas de luz también se tienen más horas de calor, con el correspondiente aumento del uso de equipos de aire acondicionado. Los impactos del corrimiento horario en la curva de carga diaria del MEM se observan en la Figura 4.2.4.1.

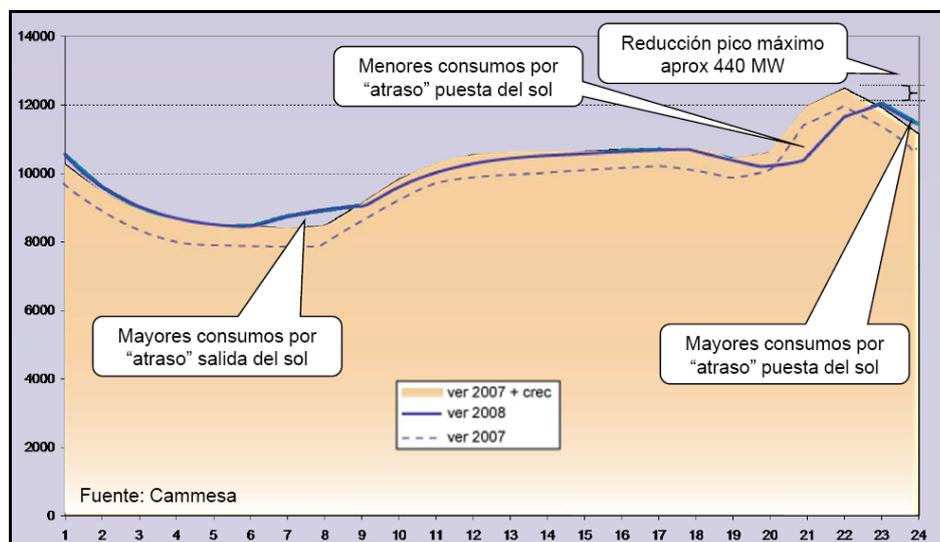


Figura 4.2.4.1. Impacto del cambio de hora en la curva de carga diaria del MEM. Fuente: CAMMESA

Las otras medidas de corto plazo, principalmente el “reemplazo masivo de lámparas incandescentes por lámparas de bajo consumo” y el “régimen de etiquetado de eficiencia energética”, se encuentran demoradas. No hay novedades respecto de la implementación de las medidas de mediano y largo plazo, como la campaña de “Educación, Concientización e Información”, los “Certificados de Eficiencia Energética” o los “mecanismos de financiación”.

El Ing. Enrique González, declaró en un artículo de la Adviesbureau voor Energiestrategie respecto de los programas argentinos de eficiencia energética:

“Frente al déficit inminente de suministro de gas natural y energía eléctrica, Argentina busca soluciones de corto plazo...”. “En Argentina el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios ha dado prioridad a las medidas de corto plazo (...).”

“...existe la necesidad de armonizar el conjunto de leyes y dispositivos legales (...) para la promoción de la eficiencia energética (...), y además la inclusión (...) del objetivo de

eficiencia energética en las leyes, concesiones y licencias de los sectores de electricidad y de gas natural.”

“En el ámbito del marco legal de eficiencia energética en Argentina existe (un) Proyecto de Ley (...) que, pese a deficiencias de contenido y redacción, fortalecerá el mandato de la Secretaría de Energía (...).”

“Los desarrollos actuales en Argentina, ponen de manifiesto la necesidad urgente de un enfoque participativo y asociativo, (...) además de una coordinación entre (...) los actores, con el objetivo de lograr una mayor transparencia y participación de los actores en la definición de las políticas de promoción de uso eficiente de la energía.”

En opinión del autor del presente trabajo, dichas falencias de los programas argentinos de eficiencia energética continúan hasta la actualidad.

El subsidio a la energía eléctrica residencial

Aproximadamente un 37% del consumo eléctrico es del tipo residencial, mientras que el precio de la energía para residenciales es sólo un 22% del precio industrial promedio (Precio Monómico Estacional para usuarios residenciales de consumos menores a 1000 kWh/bim vs. Precio Monómico Spot).

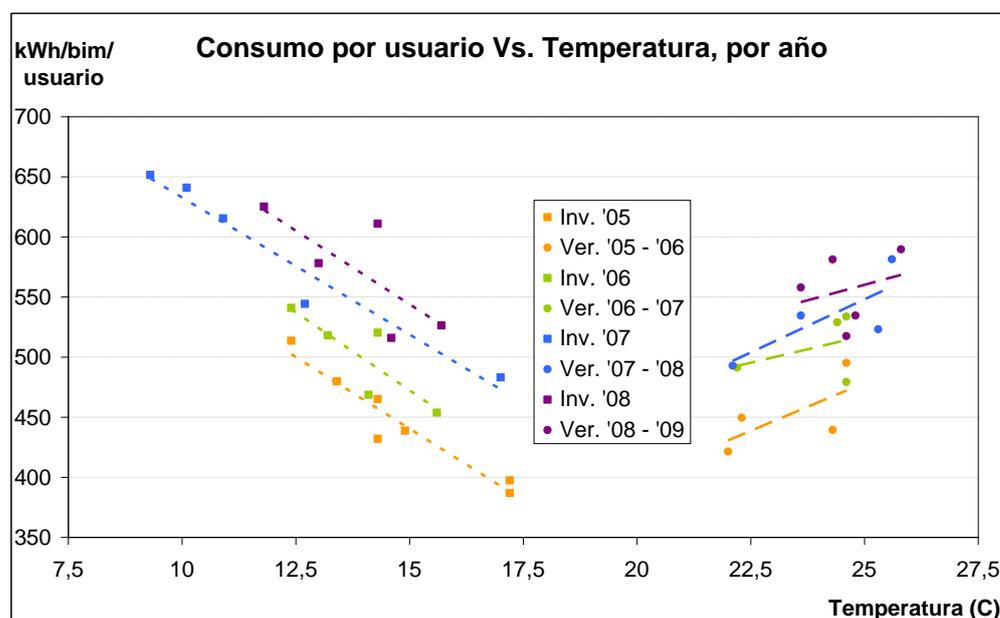


Figura 4.2.4.2. Consumo por usuario residencial a diferentes temperaturas, por año y por temporada. Se observa que el consumo por usuario aumenta año a año, tanto para calefacción como para refrigeración.

Fuente: Datos de CAMMESA.

Como consecuencia de esta marcada distorsión de los precios residenciales –los cuales permanecen constantes desde hace 7 años para un 92% de la población, que consumen un 81% del consumo residencial de energía eléctrica-, los consumos de electricidad residenciales por usuario aumentaron un 31% (8% anual) desde el año 2005 al 2009, tanto para calefacción como para refrigeración, como se muestra en las Figuras 4.2.4.2 y

4.2.4.3. Dicho aumento implica un aumento del consumo por usuario de un 24%, correspondiente a un 6,3% anual.

En la distribuidora EDESUR el consumo de energía eléctrica de los usuarios residenciales aumentó un 4,2% anual desde el año 1998, mientras que la cantidad de usuarios sólo aumentó un 0,8% anual. Esto significa que el consumo por usuario residencial aumentó un 3,3% anual desde dicho año. Producto de la crisis económica, el consumo por usuario disminuyó un 8% entre el año 2001 y el año 2003, marcando una notable elasticidad de los consumos de energía eléctrica al ingreso promedio familiar. Desde el año 2003, con las tarifas congeladas, dicho el aumento del consumo por usuario es de un 6% anual.

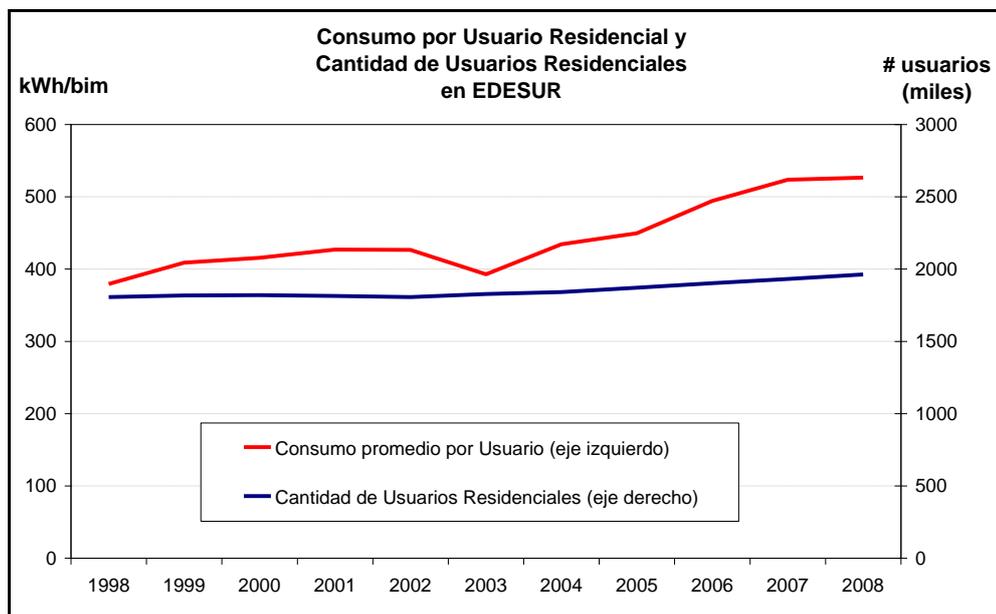


Figura 4.2.4.3. Consumo promedio por usuario residencial y cantidad de usuarios residenciales para la distribuidora EDESUR, desde el año 1998 al año 2008. Fuente: Balances de Edesur

En la Figura 4.2.4.3 se puede apreciar una disminución del consumo energético debido a la disminución de los ingresos familiares. Es decir que, a nivel individual, se observa un menor consumo medida que aumenta la relación entre la tarifa y el ingreso familiar.

Sin embargo, la relación entre ingresos, tarifa y consumo que se aprecia a nivel individual, no se observa a nivel social. Es decir que, si bien una persona disminuye su consumo si disminuyen sus ingresos (o aumenta la tarifa), esto no significa que, entre dos personas diferentes, la persona con menor ingresos tenga un menor consumo. De hecho, según Fernando Navajas en el artículo Tarifa Social en el Sector Energético, no se observa una correlación entre consumo energético e ingresos familiares, lo cual es comprensible si se compara el consumo de un departamento en Puerto Madero contra el de una casa pequeña en el conurbano bonaerense.

Es por esta razón que, al utilizar como único criterio de discriminación al consumo energético a la hora de asignar los subsidios, se obtienen grandes distorsiones tanto de inclusión (es decir, incluir en el subsidio a personas que “no lo merecen”) como de

exclusión (es decir, no incluir en el subsidio a personas que “lo merecen”). Dichos errores son de 70% y de 23% respectivamente, para un límite de 650 kWh/bim y un grupo meta del 30% de la población con menos ingresos, como se puede ver en la Figura 4.2.4.4.

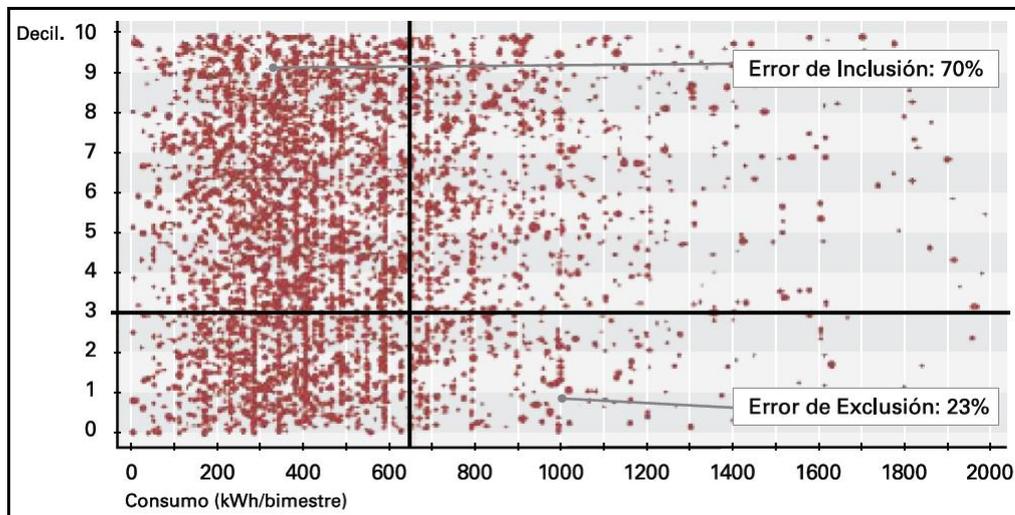


Figura 4.2.4.4. Relación entre consumos bimestrales de electricidad, en el eje horizontal, y el nivel de ingreso (ordenado por deciles de ingreso per capita) en el eje vertical. Se observa que no hay una correlación entre nivel de ingreso y consumo de electricidad. Fuente: Tarifa Social en el Sector Energético en la Argentina, Fernando Navajas

Los precios de energía para usuarios residenciales son los más bajos de la región, especialmente para las distribuidoras EDESUR, EDENOR y EDELAP. De hecho, en las distribuidoras mencionadas, que concentran alrededor del 45% del consumo de energía a nivel nacional, la tarifa para usuarios residenciales es menos que la mitad de las tarifas de EPE (Santa Fe) y EPEC (Córdoba). Las tarifas de estas últimas distribuidoras, son, sin embargo, también las más bajas de la región (sin contar EDENOR, EDESUR y EDELAP, por supuesto), como se muestra en la Figura 4.2.4.5.

Los bajos precios de la energía también implican un subsidio de parte del Estado. Los subsidios al consumo residencial de energía eléctrica cargaron al Estado Nacional con más de 4300 MM \$ durante el año 2008 (11.5 MM \$ por día). El aumento de consumo – producto del desincentivo a la eficiencia energética, que aumenta a medida que aumentan los subsidios- hace que el subsidio estatal sea considerablemente mayor que el costo que pagarían los hogares de sincerarse los costos, debido a la disminución en el consumo que esto último implicaría.

Por esta razón en enero del año 2008 el gobierno tuvo que lanzar una fuerte campaña de subsidio y distribución de lámparas de bajo consumo: al precio actual de la energía, los altos costos de dichas lámparas no justifican su instalación. Sin embargo, si se considera el costo real de la energía, cubierto en gran parte por el Estado, la instalación de lámparas de bajo consumo es económicamente rentable. Dadas las actuales distorsiones de precios, el estado es el único agente con motivos económicos suficientes para cubrir

el costo de las tecnologías de bajo consumo (sin embargo, la distribución de las mencionadas lámparas se encuentra actualmente demorada).

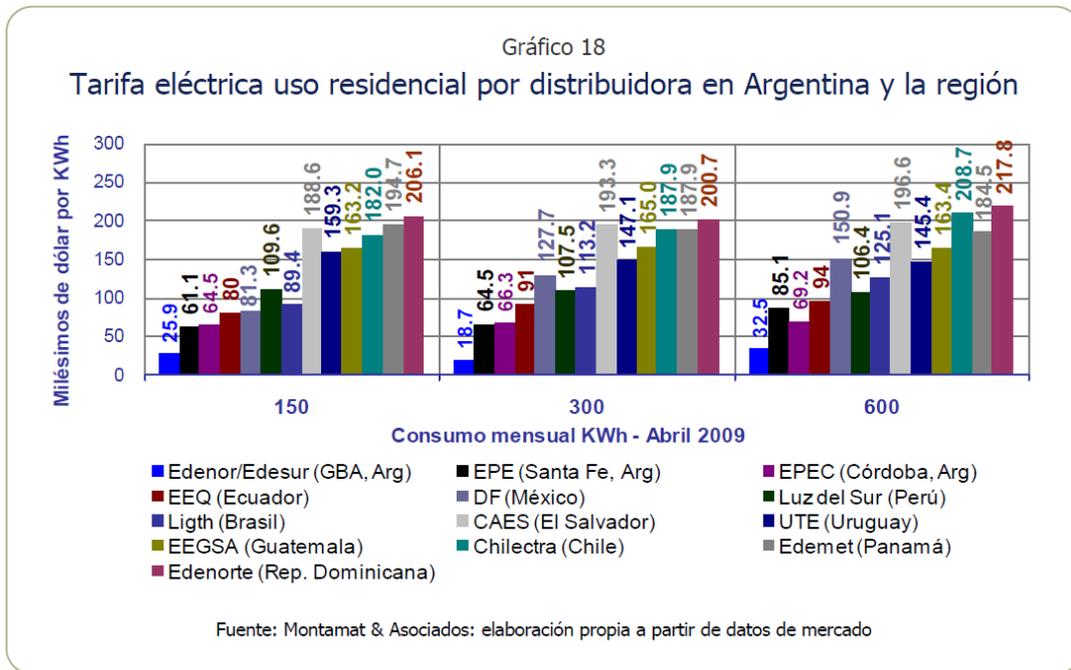


Figura 4.2.4.5. Comparación de las tarifas eléctricas de uso residencial por distribuidora, en Argentina y en la región. Se observa que las distribuidoras de Argentina son las que tienen las tarifas más bajas de la región, y que, entre ellas, las que concentran mayor consumo eléctrico son las que tienen menor tarifa.

Fuente: Informe Mensual de Precios de la Energía, Montamat & Asociados, mayo 2009.

Con un menor subsidio, simplemente el estado gastaría menos dinero en cubrir la diferencia entre precio residencial de la energía y el precio spot. Dado que los usuarios residenciales no contratan energía directamente a las usinas –como sí lo hacen los usuarios industriales- sino que lo hacen a través de las distribuidoras, una disminución del subsidio no afectaría a la facturación de las empresas generadoras, por lo que no se esperaría una variación en las inversiones de instalación de nueva potencia. Sí podría observarse un aumento en la energía disponible, pero esto se debería a una disminución de la demanda -producto de que los mayores precios llevarían a una disminución del consumo y a un aumento de la eficiencia- y no a un aumento de la oferta.

Sin embargo, dado que el consumo residencial está totalmente distribuido entre las clases sociales de la población, el subsidio tiene un gran impacto aparente en la distribución de la riqueza. Para cambiar esta política con éxito y aceptación social es necesario cambiar el criterio actual de las tarifas, diferenciadas según el consumo eléctrico bimestral. Se deberían generar nuevas herramientas de estratificación social²⁰, con tarifas diferenciadas según varios criterios además del consumo de energía eléctrica.

²⁰ De hecho, según Fernando Navajas, Op. Cit., “La Argentina ha seleccionado, para el rediseño de los subsidios a la energía, uno de los peores modelos de asignación existentes, basado en una visión extremadamente simplista sobre la correlación entre consumo de energía e ingresos”.

Dichos cambios implican un gran esfuerzo de implementación, así como un gran riesgo político.

Esto hace que las consecuencias políticas de eliminar o de incluso disminuir este subsidio, o cambiarlos por nuevos esquemas tarifarios, sean muy grandes. Los resultados de un cambio de esta política brusco y mal orquestado serían no sólo una disminución del poder adquisitivo de las clases menos pudientes (producto del aumento de los costos básicos) sino una disminución generalizada del consumo de las familias. Esto podría llevar a una situación de tensión social y económica, una recesión y una disminución del consumo general.

Una disminución de la actividad económica y una recesión podrían contrarrestar los potenciales beneficios a largo plazo de la política de promoción de la eficiencia, debido a la naturaleza *camino-dependiente* de la economía. La consecuencia podría ser que la recesión se estire en el tiempo. Así, el exceso de oferta energética permitiría un aumento de la actividad económica que se podría ver compensado por la mala situación macroeconómica que lo inhibiría. De la misma manera, para que el aumento de los costos energéticos impacte en la eficiencia energética sería necesaria una política de promoción de tecnologías más eficientes en términos de consumo energético, exenciones impositivas a su compra, desarrollo de industrias para su manufactura, generación de economías de escala, etc.

En conclusión, la aplicación de esta política es compleja y difícil. Mantiene objetivos diferentes en lo económico, energético, político y social.

Es políticamente positiva, disminuyendo los costos de los sectores menos pudientes de la sociedad. Sin embargo, es económicamente perjudicial para el Estado, y es pobre desde el punto de vista del consumo energético, ya que aumenta indirectamente el consumo de una porción importante de la demanda.

Una política de sinceramiento de precios de la energía para los usuarios residenciales podría favorecer una mayor eficiencia energética. Sin embargo, su aplicación es socialmente compleja, económicamente riesgosa y políticamente perjudicial.

4.2.5 Las políticas de eficiencia energética en otros países del mundo

La experiencia en España

En la década de los 70, debido a la crisis del petróleo (el cual España debe importar casi en su totalidad) se realizó la campaña “Aunque usted pueda, España no puede”, con el objetivo de concienciar a la población respecto del derroche de combustible y energía.

Durante la década de los 80 se sancionó la Ley 82, la primera ley española que hace referencia al aprovechamiento de la energía y utilización de energías renovables. Luego, en el año 86 se firmó la Orden de concesión de subvenciones de ahorro energético y promoción de energías alternativas.

Posteriormente se aprobó el Plan de Ahorro y Eficiencia Energética como un anexo del Plan Energético Nacional 1991-2000. Este plan puede considerarse el primer paso

efectivo para el fomento de las energías renovables en el país, teniendo por objetivo aumentar la contribución de las energías renovables al balance energético nacional.

Durante la década de los 90 se sancionaron leyes relativas a los contratos de suministro de energía, centradas en el derecho del consumidor a la información y asesoramiento sobre tarifas y potencias. Se iniciaron durante esa década los Programas de Gestión de la Demanda, que continúan hasta la actualidad: Alumbrado Público, Energía Reactiva, Grupos Electrónicos, Optimización Energética Pequeño Comercio, Hábitos de Consumo, Telegestión Domésticos, Auditorías Energéticas, etc.

Durante el año 2005 se dedicaron alrededor de 10 millones de Euros a estos Programas de Gestión de la Demanda. Algunos analistas consideraron que esto era demasiado poco, dado que la Intensidad Energética (el consumo de energía por unidad de PBI del país) crecía año a año, contrario a la tendencia general de la Unión Europea, cuyo consumo de energía por unidad de producto disminuía desde 1985.

El 28 de Noviembre de 2003 el Consejo de Ministros aprobó la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España (E4) para el período 2004- 2012.

Su objetivo es promover la eficiencia energética implicando a todos los sectores, con el fin de participar en el cumplimiento de compromisos ambientales (nacionales e internacionales) y alcanzar los ahorros necesarios.

Los objetivos del E4 para 2012 son:

- Reducción Intensidad Energética Primaria: 7,2%
- Ahorro de energía primaria:
 - acumulado: 69.950 ktep - 12.853 Millones de euros
 - en 2012: 15.574 ktep - 2.862 Millones de euros
- CO₂ no emitido:
 - acumulado: 190 Millones de toneladas
 - en 2012: 42 Millones de toneladas
- Inversión asociada: 26.108 Millones de euros (2.010 públicos)
- Análisis sectorial de 186 medidas:
 - Industria
 - Transporte
 - Edificación
 - Equipamiento residencial
 - Servicios Públicos
 - Transformación de la Energía
 - Agricultura y Pesca

Estos ahorros serán consecuencia tanto del propio desarrollo tecnológico como de medidas de las Administraciones y sectores productivos para fomentar el ahorro energético. La E4 es un documento consensuado, que incluye medidas no traumáticas para las Administraciones y sectores productivos y cuyo objetivo es contribuir al desarrollo sostenible, con unas ayudas públicas compatibles con el objetivo de equilibrio presupuestario.

La experiencia en Estados Unidos (Energy Star)

Energy Star es un programa conjunto entre la Agencia de Protección Ambiental (EPA) y el Departamento de Energía (DOE) de los Estados Unidos, que ayuda a ahorrar dinero y proteger el medio ambiente a través de prácticas y productos de ahorro energético. Fue creado en 1992 para promover los productos con consumo eficiente de electricidad, reduciendo de esta forma la emisión de gas de invernadero por parte de las centrales eléctricas. Es muy conocido fuera de Estados Unidos porque su logotipo aparece en el arranque de la mayoría de placas madre de los ordenadores personales y en las etiquetas de certificados.

El programa fue desarrollado por John S. Hoffman, inventor de los programas EPA, e implementado por Cathy Zoi and Brian Johnson. El programa fue pensado para ser parte de una serie de programas voluntarios, tales como luces de bajo consumo y programas para reducir las emisiones de metano, lo que demostraría el beneficio económico y ambiental de invertir en productos e bajo consumo y facilitaría el camino para reducir las emisiones globales de gases.

Comenzó como programa de etiquetado voluntario diseñado para identificar y promover productos para el consumo eficiente de energía, y los productos de informática fueron los primeros que se etiquetaron. Se ha ampliado desde entonces a aplicaciones mayores, equipo de oficina, iluminación, electrodomésticos de línea blanca y marrón, etc. Se puede encontrar también la etiqueta en algunos nuevos edificios residenciales, comerciales e industriales.

Durante la última década, el programa estuvo detrás del desarrollo del uso de la iluminación fluorescente, los sistemas de gestión energética para los equipos de oficina, y una disminución en el consumo de energía en modo stand-by. Energy Star también provee soluciones energéticas a través de un etiquetado confiable de más de 50 categorías de productos (con miles de modelos) para hogares y oficinas. Estos productos tienen un desempeño igual o mejor que sus contrapartes, pero consumen menos energía. Energy Star también ofrece herramientas y asesoría para la construcción de hogares, para que los dueños y constructores puedan diseñar los edificios de la manera más eficiente.

La EPA estima que han ahorrado unos 10.000 millones de dólares en costos energéticos hasta 2004. Energy Star ha sido también la fuerza impulsora del uso extenso de semáforos con LEDs, iluminación eficiente mediante lámpara fluorescente, sistemas de ahorro de energía en equipamiento de oficina, y un consumo menor de los electrodomésticos de línea marrón (televisores, cadenas musicales, etc.) en modo espera (standby).

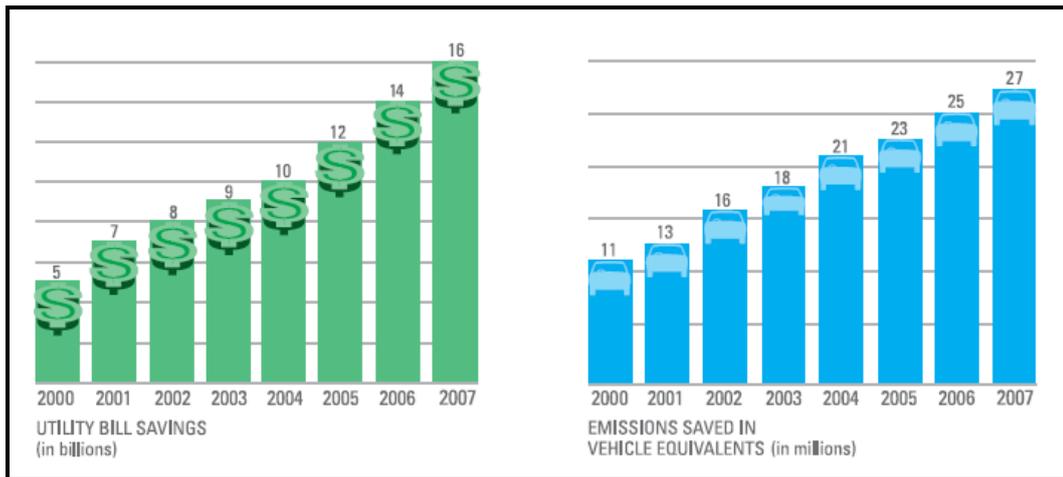


Figura 4.2.5.1. Impactos económicos y medioambientales del plan Energy Star, por año, en miles de millones de dólares y en emisiones de automóviles equivalentes. Fuente: ENERGY STAR OVERVIEW OF 2007 ACHIEVEMENTS, Environmental Protection Agency (EPA) y Department of Energy (DOE)

A través de sus sociedades con más de 12.000 organizaciones, públicas y privadas, Energy Star ofrece información técnica y herramientas que las organizaciones y los consumidores utilizan para elegir soluciones eficientes desde el punto de vista energético. De esta manera, se abarataron los costos y se ahorró energía para negocios, empresas, organizaciones y consumidores, por alrededor de 16 mil millones de dólares... sólo en el 2007, como se muestra en la Figura 4.2.5.1.

La experiencia en Brasil

En Brasil se han desarrollado diversas estrategias políticas y regulatorias de alcance nacional, local y sectorial, estableciéndose objetivos, prioridades, responsabilidades y recursos para el área de la Eficiencia Energética.

Durante 1985 en Brasil fue creado el Programa Nacional de Conservación de la Energía Eléctrica (PROCEL), programa que desempeña un papel muy relevante en las políticas públicas y la matriz energética de ese país. Su gestión no es de responsabilidad exclusiva del Estado, sino que su Secretaría Ejecutiva radica en la empresa de energía Electrobras.

Pioneros en América Latina, a partir de los años '80 Brasil implementó programas voluntarios de etiquetados y sellos, para premiar a las empresas que contaban con equipos más eficientes.

A partir del 2001, fue aprobada la Ley de Niveles Mínimos de Eficiencia y, más tarde, se elaboró la reglamentación de motores eléctricos.

En materia de legislación, Brasil ha desarrollado tres grandes áreas: el establecimiento de niveles mínimos de eficiencia; la orientación de recursos, muy importantes para generar un mercado de eficiencia energética, y la contratación de servicios desde el sector público.

Al iniciarse la privatización de los servicios energéticos del país se estableció una cláusula para los contratos de concesión pactada por los gobiernos y las compañías- donde se señalaba la obligatoriedad de destinar para Eficiencia Energética un 1% de la inversión de las empresas distribuidoras de energía.

Más tarde, fue aprobada una ley para regular la práctica en los contratos de concesión, haciendo una distinción entre los proyectos orientados específicamente a la Eficiencia Energética y los proyectos de investigación y de desarrollo del sector energético.

Una parte de las inversiones fue realizada por las compañías a través de los servicios de eficiencia; y otra parte fue destinada hacia un Fondo Nacional de Energía, generando un presupuesto anual de 70 millones de dólares. Tales aportes permitieron crear un mercado de Eficiencia Energética, antes inexistente en Brasil.

La experiencia en Chile²¹

El 24 de enero de 2005, el Gobierno de Chile impulsó y convocó la participación de una serie de actores públicos y privados, y encargó al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, la puesta en marcha e implementación del Programa País de Eficiencia Energética (PPEE).

Su creación se basa en una evaluación de desempeño ambiental realizada al país el año 2005 por la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OECD) el que resaltó en sus recomendaciones para el gobierno de Chile la importancia de incorporar la eficiencia energética en el desarrollo de la nación.

Junto con lo anterior, el gobierno chileno publicó el 16 de febrero del 2005 la firma del Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático en el que se establece la necesidad de los países firmantes de asegurar “el fomento de la eficiencia energética en los sectores pertinentes de la economía”.

El PPEE tiene como función lograr que Chile utilice plenamente el vasto potencial de eficiencia energética que posee y consolidar una cultura de eficiencia energética (EE) en la sociedad.

El país posee un amplio potencial de eficiencia energética disponible, cuyo aprovechamiento permitiría mejorar la seguridad de abastecimiento energético del país y lograr significativos impactos económicos sociales y ambientales.

Los proyectos y actividades desarrolladas por el PPEE se desarrollan mediante un proceso participativo que integra a diferentes estamentos de la sociedad, con el propósito de instalar una cultura de eficiencia energética en el país.

Un pilar estratégico de intervención del PPEE son las evaluaciones técnico-económicas que se realizan con relación al consumo energético de distintos sectores, los potenciales de mejoramiento de la eficiencia energética y las posibilidades técnicas, legales e institucionales existentes.

²¹ Fuente principal: Comisión Nacional de Energía, Chile, a través de su sitio web www.cne.cl

A escala general se ha estimado que se puede lograr un 1,5% anual de mejoramiento en la eficiencia energética. La meta cuantitativa del PPEE es explotar al máximo esta cifra de mejoramiento.

Para alcanzar esto se interviene en los principales sectores del consumo energético: Transporte; Industria, Comercio y Minería; Vivienda y Construcción; Artefactos Domésticos y Sector Público. Además se han conformado dos áreas transversales de trabajo e integración: Educación y Regiones.

La intervención se realiza básicamente con regulación, fomento, difusión y educación.

Cada iniciativa que se ejecuta es acompañada por indicadores de desempeño y se implementa a través de convenios con los servicios y ministerios del respectivo sector. De esta forma, se construyó una malla de instituciones y actores comprometidos con un cambio cultural y tecnológico.

4.3 BONOS DE CARBONO: EL VALOR DE NO CONTAMINAR

El bajo impacto medioambiental de la energía solar fotovoltaica puede compensar su elevado costo de instalación si se monetiza el costo oculto de la contaminación. Para hacerlo se recurre a los Bonos de Carbono: un bono que, vendido en el mercado internacional, remunera al generador de energía solar por cada tonelada de CO₂ que le “ahorró” a la atmósfera.

4.3.1 Los mecanismos del Protocolo de Kyoto

Los bonos de carbono son mecanismos internacionales de descontaminación para reducir las emisiones contaminantes al medio ambiente. Los mecanismos fueron propuestos en el Protocolo de Kyoto para la reducción de emisiones causantes del calentamiento global o efecto invernadero (GEI: Gases de Efecto Invernadero).

En teoría, los Mecanismos ofrecen incentivos económicos para que empresas privadas de los países desarrollados contribuyan a la mejora de la calidad ambiental y se consiga regular la emisión generada por sus procesos productivos.

Hay tres Mecanismos de Kyoto: Comercio de Derechos de Emisión, Mecanismos de Desarrollo Limpio e Implementación Conjunta. El objetivo de estos mecanismos es disminuir los costos económicos de alcanzar los objetivos de emisión de GEI de cada país. Estos mecanismos permiten a los países firmantes del Protocolo disminuir las emisiones en otros países, de una manera eficiente en términos de costos. El principio detrás de este concepto es que, mientras que el costo de disminuir las emisiones varía considerablemente entre país y país, el impacto en la atmósfera es en principio el mismo, sin importar dónde es que las emisiones son disminuidas.

Mediante cualquier uno de estos mecanismos se considera, pues, el derecho a emitir CO₂ como un bien canjeable y con un precio establecido en el mercado; entonces el ahorro de GEI se realiza con las tecnologías y en los países más rentables. La transacción de los bonos de carbono permite mitigar la generación de gases invernadero, beneficiando a las empresas que no emiten o disminuyen la emisión y haciendo pagar a las que emiten más de lo permitido.

Comercio de Derechos de Emisión:

El mecanismo de Comercio de Derechos de Emisión (CDE) permite a los países del Protocolo de Kyoto comprar permisos de emisión de GEI de otros países del Protocolo, para ayudar a alcanzar los objetivos de reducción de emisión.

El CDE también llamado “mecanismo Cap & Trade”, porque se establece un límite (“cap”) agregado para todas las fuentes de emisión, y luego se permite a dichas fuentes comerciar entre ellas (“trade”) para determinar cuáles de ellas emiten de hecho la carga total de emisiones.

Mecanismos de Desarrollo Limpio

A diferencia de los CDE, mediante los Mecanismos de Desarrollo Limpio los países pueden alcanzar sus objetivos de reducción de emisiones comprando reducciones de GEI de otros países. Es decir, en lugar de comprar permisos de emisión, se permite a los gobiernos y a las empresas de los países industrializados (países “del Anexo 1” del Protocolo de Kyoto) invertir en proyectos de reducción de emisiones en países en vías de desarrollo (países “no incluidos en el Anexo 1” del Protocolo de Kyoto) como una alternativa para adquirir reducciones certificadas de emisiones (RCE) a menores costos que en sus mercados. Los proyectos que pueden aplicar a una Certificación son, por ejemplo, generación de energía renovable, mejoramiento de eficiencia energética de procesos, forestación, limpieza de lagos y ríos, etc.

Entonces, mediante los MDL los países desarrollados pueden financiar proyectos de captura o abatimiento de estos gases en naciones en desarrollo para cumplir con sus metas de reducción de emisiones, acreditando tales disminuciones como si hubiesen sido hechas en territorio propio. A diferencia de los CDE, esto no sólo abarata significativamente los costos de cumplimiento, sino que también se promueve el desarrollo sustentable en los países en desarrollo y la transferencia de tecnologías limpias a los mismos.

En concreto, esto significa que una empresa argentina que disminuye consecutivamente sus emisiones de CO₂ puede, mediante un MDL, generar créditos de carbono y vender esta reducción a empresas de países desarrollados que estén obligadas a bajar sus emisiones de GEI.

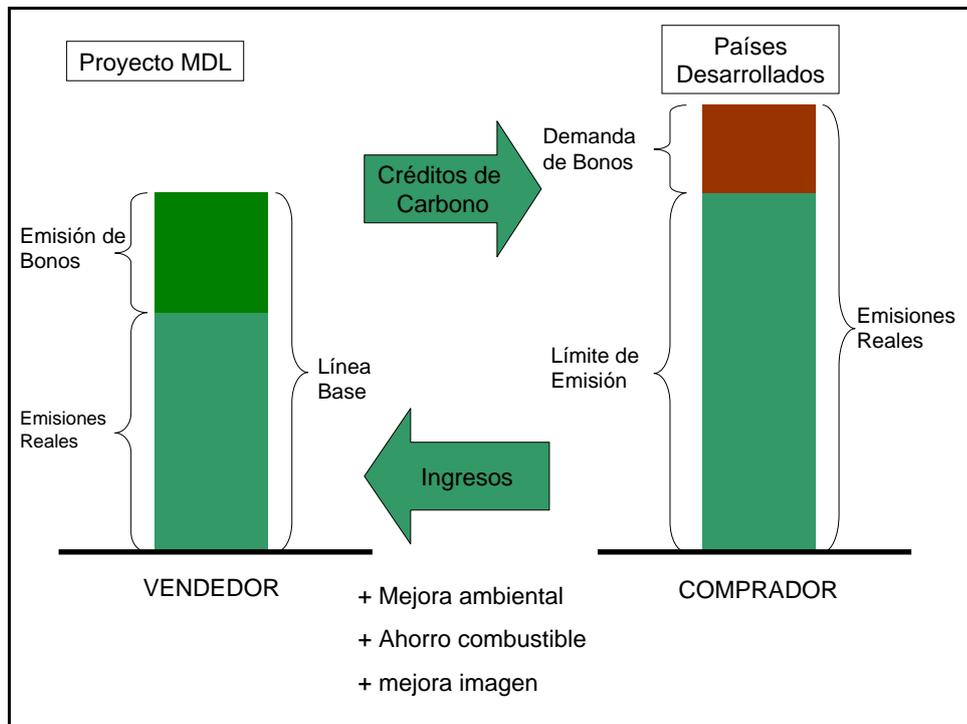


Figura 4.3.1.1. Esquema general del funcionamiento de los Mecanismos de Desarrollo Limpio.

El MDL no es un sistema de “Cap & Trade” sino de “Baseline & Credit”. En un programa de “Baseline & Credit” las fuentes de emisión que NO se encuentran debajo de un límite agregado (por ejemplo, los países en desarrollo) pueden crear “créditos” reduciendo sus emisiones debajo de una “línea base” de nivel de emisiones. Dicha “línea base” no está determinada por un objetivo o límite de emisiones, sino por las “emisiones medias” del mercado en que dicha fuente se encuentra. El crédito puede ser comprado por una fuente que sí tiene un límite de emisiones.

Es por esta razón que el sistema de MDL recibe numerosas críticas. Hay quienes argumentan que con los MDL se podrían dar reducciones menores que con otros mecanismos, o que mediante el MDL se podría caer, incluso, en prácticas insostenibles en el largo plazo. Por ejemplo, una usina a gas puede reducir sus emisiones mediante la inversión en un país cuya principal fuente de energía eléctrica es el carbón... construyendo otra usina a gas. Dado que ésta última usina genera menos emisiones que la “línea base” (generación de energía mediante carbón), puede vender “créditos” que pueden ser comprados por la primer usina, reduciendo (aunque sólo aparentemente) sus emisiones.

El funcionamiento básico de los Mecanismos de Desarrollo Limpio se muestra de manera esquemática y simplificada en la Figura 4.3.1.1.

4.3.2 El mercado de bonos

Las reducciones de emisiones de GEI se miden en toneladas de CO₂ equivalente, y se traducen en Certificados de Emisiones Reducidas (CER). Un CER equivale a una tonelada de CO₂ que se deja de emitir a la atmósfera, y puede ser vendido en el mercado de carbono a países Anexo I.

El mercado de carbono se viene desarrollando a nivel mundial desde 1996, pero en los últimos años adquirió mayor fuerza. Actualmente el Mercado de los Bonos de Carbono es una de las especialidades de la industria de los servicios financieros y se estima que en la década siguiente este mercado crezca de los 30 billones de dólares -que genera actualmente- a 1 trillón de dólares aprox. Se augura que el Mercado del Carbono se convertirá en uno de los *commodities* más importantes a nivel mundial.

Durante el año 2007 el precio “Spot” del CER fluctuó entre 13 y 22 Euros, alcanzando los 27,5 Euros en el año 2008. Según la consultora Evolution Markets (Medio Ambiente, Energía y Finanzas), los precios de los CERs varían a principios del año 2009 según:

- €8 – €9 para proyectos de riesgo medio
- €9 – €10 para proyectos de bajo riesgo (proyectos en la etapa de validación)
- €10 – €11 proyectos registrados
- €11.00 – €12.00 para emisiones CERs garantizados o ya emitidos (como se observa en la Figura 4.3.2.1)

Los expertos sostienen que los valores más probables para el precio spot en los próximos años estarán alrededor de los € 15, lo cual es consistente con los valores de los “futuros” observados en las transacciones bursátiles de la *European Union Emission Trading System* (EUETS), el esquema de CDE más importante del mundo, como se observa en la Figura 4.3.2.1.

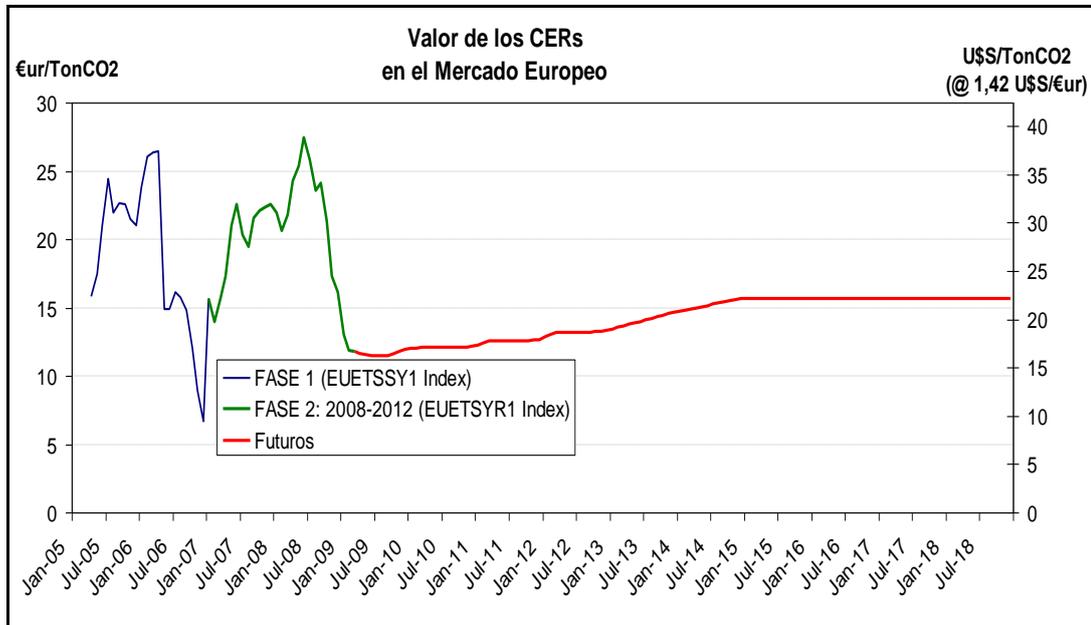


Figura 4.3.2.1. Valor de los CERs en el mercado de EUETS. Se observan los valores históricos de los índices EUETSSY1 (fase 1 del MDL) EUETSYR1 (fase 2) y valores de los futuros; el valor estimado futuro ronda los 15 Euros, cercano a los 22 US\$/ton a una tasa de cambio de 1,42 US\$/€. Fuente: datos de Bloomberg.

Esto quiere decir que por cada MWh generado con energía solar se ganan 6.3 Euros en concepto de bonos de carbono. Este valor no está relacionado con el precio de la energía (que es aparte) sino con el valor de que dicha energía sea “limpia”.

4.3.3 Determinación del factor de emisión²²

La línea base de emisiones para un proyecto de generación de energía eléctrica se calcula a partir de la emisión “promedio” de gases de efecto invernadero del sistema eléctrico en que se encuentra. Para hacer un cálculo ajustado, se debe seguir un procedimiento de cálculo a partir de un Margen Combinado, que consiste en un promedio ponderado de dos factores: el Margen de Construcción y el Margen Operativo.

El Margen de Construcción estima el factor de emisión de las nuevas plantas que hubiesen sido construidas en lugar del proyecto MDL propuesto, mientras que el Margen Operativo estima el factor de emisiones de las plantas que hubiesen operado en lugar del proyecto MDL propuesto.

²² Anexo 12, “Tool to calculate the emission factor for an electricity system”, CDM Executive Board.

Para calcular el Margen de Construcción se debe optar por una de dos alternativas, adoptando la alternativa que más energía incluya²³:

- El Factor de Emisión promedio de las últimas 5 máquinas incorporadas.
- El Factor de Emisión promedio de las últimas máquinas incorporadas correspondientes al 20% de la energía total generada en el año.

Para el cálculo del Margen Operativo, la metodología prevé cuatro opciones:

- Promedio. Emisión promedio de todas las máquinas.
- Simple. Promedio de las máquinas térmicas (promedio ponderado de las emisiones por unidad de generación de energía de todas las plantas que generan para el sistema, sin incluir las unidades de generación de bajo costo²⁴)
- Simple ajustado. Variante del simple, en el caso en que máquinas de bajo costo estén en el margen en algunas horas.
- Análisis de despacho. Promedio de las máquinas que estén en el 10% más alto del orden de mérito del despacho. Requiere cálculo horario de emisiones (que actualmente CAMMESA no realiza).

Los proyectos de pequeña escala, y en general los de eficiencia y los que consumen energía de la red pueden usar cualquiera de las cuatro opciones.

Para los proyectos de energía solar fotovoltaica, que tienen una generación intermitente y no pueden controlar su despacho energético, se debe ponderar el Margen Operativo con un 75% y el Margen de Construcción con un 25%.

Es decir que la emisión de CERs de un proyecto de generación de energía solar fotovoltaica se calcula como la generación de energía multiplicada por un Margen Combinado, equivalente a un 25% del Margen de Construcción más un 75% del Margen Operativo.

En lo sucesivo, sólo a los efectos de simplificar el cálculo, se considerará que el factor de emisión de los proyectos de energía solar fotovoltaica corresponde a un 100% del margen operativo, calculado con el método simple (tal como se calcula en la Sección 3.4.3 “Perspectiva ambiental”).

4.3.4 Obstáculos

No todo es sencillo en el mundo de los bonos de carbono.

Para obtener la certificación de las emisiones, las partes interesadas (país industrializado y país en desarrollo receptor del proyecto) deberán demostrar una reducción real, mensurable y prolongada en el tiempo de emisiones. También se exige la constancia de contribución al desarrollo sostenible del país de acogida del proyecto por parte de la

²³ “Cálculo del Factor de Emisiones de CO₂ de la Red Argentina de Energía Eléctrica”, Secretaría de Energía, 2007.

²⁴ En el caso argentino, se define como máquinas de bajo costo a las hidroeléctricas y a las nucleares.

autoridad nacional designada, que se trata generalmente del Ministerio o Secretaría de Ambiente correspondiente, quien a su vez puede establecer los trámites internos para su aprobación.

Se estima que para poder capitalizar los bonos de carbono, un proyecto de 100.000 CERs/año (100 MW pico de potencia solar instalada) debe invertir a lo largo de 10 años un total de 280.000 Euros²⁵ en calidad de Consultoría, Registro, Verificaciones, etc. Según la consultora EvolutionMarkets, entre que se declara la Intención de Proyecto hasta que se emiten los CERs pasan entre 20 y 30 meses. Este costo económico y financiero sólo puede ser asumido por grandes empresas que concentren la gestión del recurso de CERs. Si se desea que muchos pequeños generadores de energía solar distribuida generen CERs, se debe concentrar su generación a través de grandes *pools* de compra y venta de CERs, de manera de ofrecer a los organismos internacionales un ente único con el cual negociar por los bonos de múltiples generadores atomizados.

También hay que entender que “las reglas del Mecanismo MDL” están definidas hasta 2012 (Primer Periodo de Cumplimiento del Protocolo de Kyoto), por lo que la venta de créditos actualmente se está realizando hasta dicha fecha. Existe un mercado donde vender los créditos después de 2012, pero falta ultimar detalles de cómo serán las reglas del funcionamiento de dicho mercado. Esto se definirá en las próximas reuniones internacionales. La incertidumbre respecto del futuro del mercado impacta negativamente en sus valores.

²⁵ Presentación de EcoSecurities en el Energy Forum 2008, Argentina.

4.4 LA CUENCA DE COMAHUE²⁶: DESCRIPCIÓN DE LOS EMBALSES, USINAS Y RÍOS

Uno de los principales inconvenientes de la energía solar es su estacionalidad: la misma se genera en verano, cuando el gas es abundante y la energía eléctrica es barata.

Para compensar este efecto, se propone utilizar la energía embalsada en las represas de Comahue para desplazar estacionalmente la energía solar generada; de esta manera, la energía solar generada en verano puede “almacenarse” con una menor generación hidroeléctrica, para ser luego consumida en invierno aumentando el despacho de estas centrales.

Se analiza, entonces, el funcionamiento de las usinas hidroeléctricas de esta región del país, para evaluar con más detalle esta posibilidad.

La cuenca de los ríos Limay, Neuquén y Negro, se encuentra situada en la parte norte de la región Patagónica, en la región denominada Comahue. Constituye el sistema hidrográfico más importante de todos los que se extienden íntegramente en el territorio de la Nación Argentina.

Drena una superficie de 140.000 km² y cubre casi la totalidad del territorio de la Provincia de Neuquén y parte de las Provincias de Río Negro y Buenos Aires. El río Neuquén tiene un módulo de 280 m³/seg; el río Limay un módulo de 650 m³/seg y ambos conforman el río Negro, con un módulo de 930 m³/seg.

Sobre los ríos Limay y Neuquén se encuentran numerosos embalses que tienen múltiples usos, entre los que se destaca la generación hidroeléctrica.

4.4.1 Utilización y operación de los embalses

Un embalse es un reservorio de agua dentro de un curso fluvial, formado natural o artificialmente (mediante la incorporación de una presa de retención en el cauce); o fuera del río, mediante la derivación del agua hacia una cuenca lateral, donde luego es embalsada.

Un reservorio de estas características actúa, en principio, modificando la secuencia de caudales que presenta el curso de agua a lo largo del tiempo. De esta manera, puede atenuar un pico de crecida desembalsando el mismo volumen en un período de tiempo más extendido, o guardar agua en un período rico del año, para utilizarse en el período en el que los afluentes son menores o la demanda de agua o energía es mayor.

Todo embalse artificial se construye para satisfacer uno o más propósitos: reserva para el abastecimiento de agua para consumo humano, para riego, atenuador de crecidas, la formación de un salto para generación de energía eléctrica, la complementación de la operación de otro embalse, conservación de la pesca, control de sedimentos, etc. Ese objetivo o propósito determina su diseño, y, en general, también determina en gran medida su posterior manejo u operación. La mayoría de los embalses de acumulación

²⁶ Fuente principal: Autoridad Interjurisdiccional de las Cuencas

sirven a varios de estos fines, aunque generalmente no es posible adjudicar una porción fija a cada objetivo.

Un embalse se diseña para un rango normal de operación, limitado por los niveles Máximo y Mínimo de operación normal, y un rango extraordinario limitado por los niveles Máximo Extraordinario y Mínimo Extraordinario, como se muestra en la Figura 4.4.1.1 para El Chocón. En algunos diseños, ambos máximos y mínimos coinciden respectivamente.

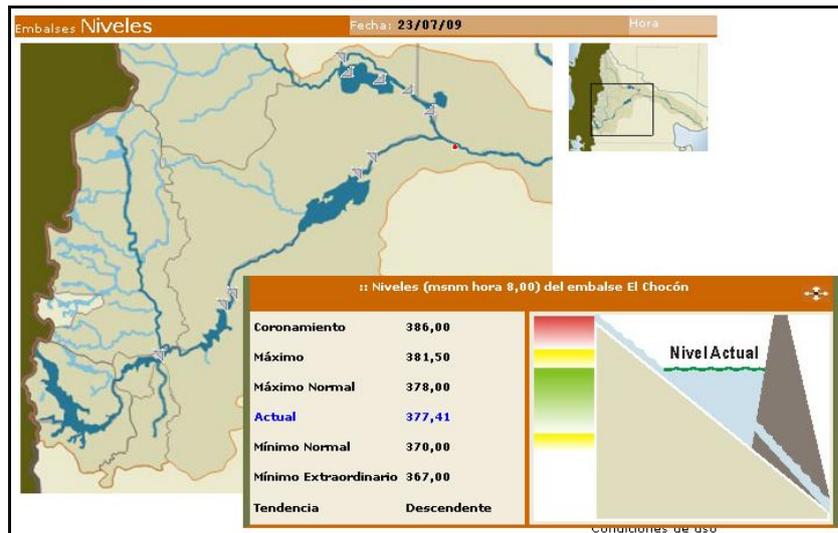


Figura 4.4.1.1. Niveles máximos y mínimos operativos (normales) y extraordinarios del embalse de El Chocón, para el día 23/07/2009. Fuente: AIC: Autoridad Interjurisdiccional de las Cuencas de los ríos Limay, Neuquén y Negro.

En determinada época del año, en la que estadísticamente ocurre la mayor cantidad de sucesos de precipitación y se reciben los mayores volúmenes afluentes por lluvias (mayo, junio y julio en el caso de la cuenca Comahue), los niveles máximos normales de operación deben ser más bajos, con el fin absorber y atenuar posibles crecidas. Esta disminución de la cota puede llevar a desaprovechar volúmenes libres de embalse, y a erogar volúmenes de agua que podrían haberse embalsado de haberse conocido los aportes futuros; sin embargo, es la mejor alternativa que se dispone dada la incertidumbre de los aportes de los ríos.

En el esquema usual de desarrollo de una cuenca se utiliza todo el flujo que puede regularse adecuadamente, aunque en ocasiones debe verterse más agua de la que es posible utilizar para evitar crecidas extraordinarias.

4.4.2 El río Limay

Tanto el curso superior del río Limay como el de su principal afluente, el río Collón Curá, tienen un régimen hidrológico de origen pluvionival atenuado por la presencia de lagos naturales ubicados en las nacientes de casi todos sus tributarios importantes.

El régimen hidrológico natural se caracteriza por poseer una doble onda de crecida, como se observa en la Figura 4.4.2.1. La primera durante el invierno, época en que se producen las principales lluvias sobre la cuenca. Las precipitaciones níveas se acumulan hasta fines de la primavera, cuando se origina el deshielo provocando la segunda onda de crecida. Los estiajes (períodos de aguas bajas y caudales mínimos) son habituales hacia fines del verano, y se extienden hasta el comienzo de las lluvias otoñales.

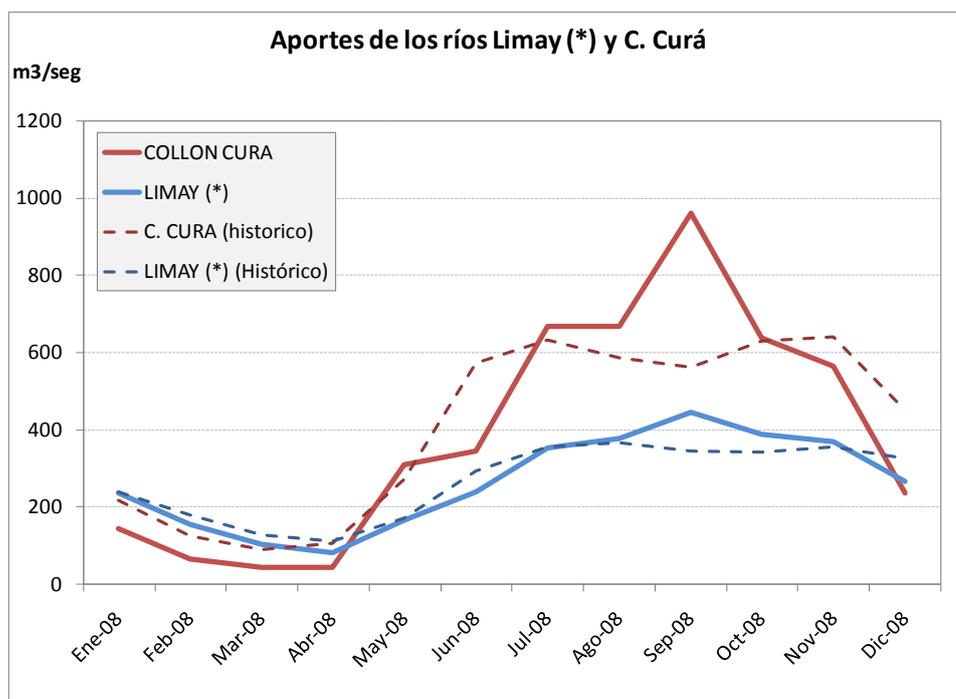


Figura 4.4.2.1. Aportes de los ríos Limay y Collón Curá para el año 2008, comparado con los valores históricos medios. Se observa la doble onda de crecida en los aportes de Collón Curá en sus aportes históricos, en julio y noviembre respectivamente.

(*) Los aportes del río Limay son los correspondientes al río antes de la afluencia del río Collón Curá. El módulo total del río Limay es el correspondiente a la suma de ambos aportes. Fuente: CAMMESA.

4.4.3 Aprovechamiento eléctrico de la Cuenca de Comahue

El aprovechamiento de los ríos destaca a la cuenca como la mayor generadora de electricidad del país (seguido por la cuenca del río Paraná, con la represa de Yacyretá). A partir de la creación de Hidronor S.A., en 1967, comienza la construcción de obras hidroeléctricas de gran envergadura en esta región.

En las usinas hidroeléctricas de la región de cuenca de Comahue se genera, en promedio, 14.300 GWh de energía al año, aproximadamente el 13% de la energía total consumida en el país (110 TWh al año, promedio 2007 – 2008). El 89% de la energía hidroeléctrica generada en la región se genera en las cinco usinas hidroeléctricas emplazadas sobre el río Limay. El otro 11% se genera en la usina Planicie Banderita (embalse Barreales, sobre el río Neuquén). Por esta razón en lo sucesivo se hará referencia exclusivamente a las represas hidroeléctricas ubicadas sobre el río Limay.

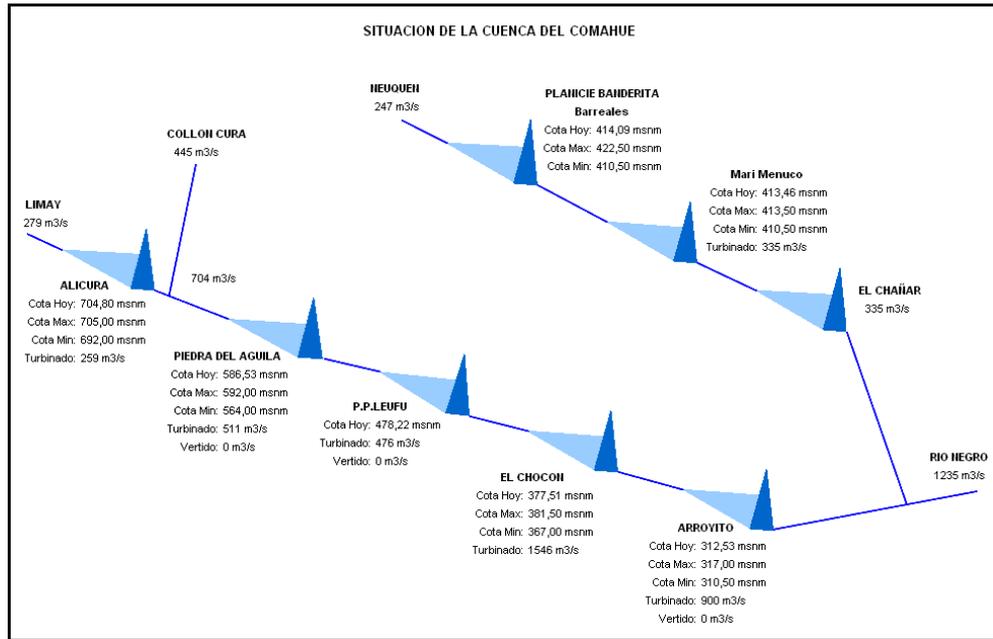


Figura 4.4.3.1. Situación de los embalses de Comahue el día 22/07/09. Se observan las 5 represas hidroeléctricas ubicadas sobre el río Limay, con sus cotas y volúmenes turbinados y vertidos. Fuente: CAMMESA.

	Cota Máx. (1)	Cota Mín. (1)	Cap. de Emb. de Agua (2)	Rend. Medio	Cap. de Emb. de Energía (3)	Gen. Media
	m.s.n.m.	m.s.n.m.	hm ³	kWh/hm ³	GWh	GWh/año
Alicurá	705	692	743	0,285	596	2.300
Piedra Del Aguila	592 - 586	576	3.531	0,281	1.829	5.600
Pichi Picun Leufu	479	477	37	0,057	9	1.100
Chocon	381 - 378	372 - 370	6.012	0,145	1.082	3.000
Arroyito	315	309	175	0,035	6	660
TOTAL			18.739 - 14.494	0,803	3.522	12.660

(1) Donde hay dos valores, se trata de valores de verano e invierno respectivamente

(2) Embalsado entre Cotas Máxima y Mínima Operativas

(3) La capacidad de embalse de energía es la capacidad de embalse de agua por el rendimiento de todas las usinas río abajo, incluido el propio.

Tabla 4.4.3.1. Parámetros de las represas y usinas hidroeléctricas ubicadas sobre el río Limay. Se observa que las 5 usinas generan 12.600 GWh al año y que almacenan hasta 3.522 GWh. Fuentes: AIC y CAMMESA.

Sobre el río Limay se construye, en primer término, la central hidroeléctrica El Chocón, emplazándose aguas abajo el embalse compensador de Arroyito. Alicurá, emplazada aguas arriba de la confluencia del Collón Curá con el Limay, y Piedra del Águila, aguas

abajo, son las siguientes. Finalmente se construyó la central hidroeléctrica de Pichi Picún Leufú, entre el embalse de Piedra del águila y el de Chocón. La distribución de las usinas en la cuenca puede apreciarse en la Figura 4.4.3.1.

Las usinas emplazadas sobre el río Limay generan 12.660 GWh al año, (aproximadamente el 11.5% de la energía generada en todo el país) y almacenan una energía total de hasta 3.522 GWh de energía útil, energía suficiente para abastecer al país entero por 12 días, como se observa en la Tabla 4.4.3.1.

En la Figura 4.4.3.2 se muestra la generación de las usinas hidroeléctricas ubicadas sobre el río Limay durante el año 2008, comparada con la generación histórica promedio desde el año 1999 hasta el año 2008. Se observa que, históricamente, los meses de junio a agosto concentran la mayor generación hidroeléctrica a lo largo del año. Durante el año 2008, en cambio, la generación se concentró en los meses de septiembre y octubre, debido a los importantes aportes del río Collón Curá durante el mes de septiembre de 2008.

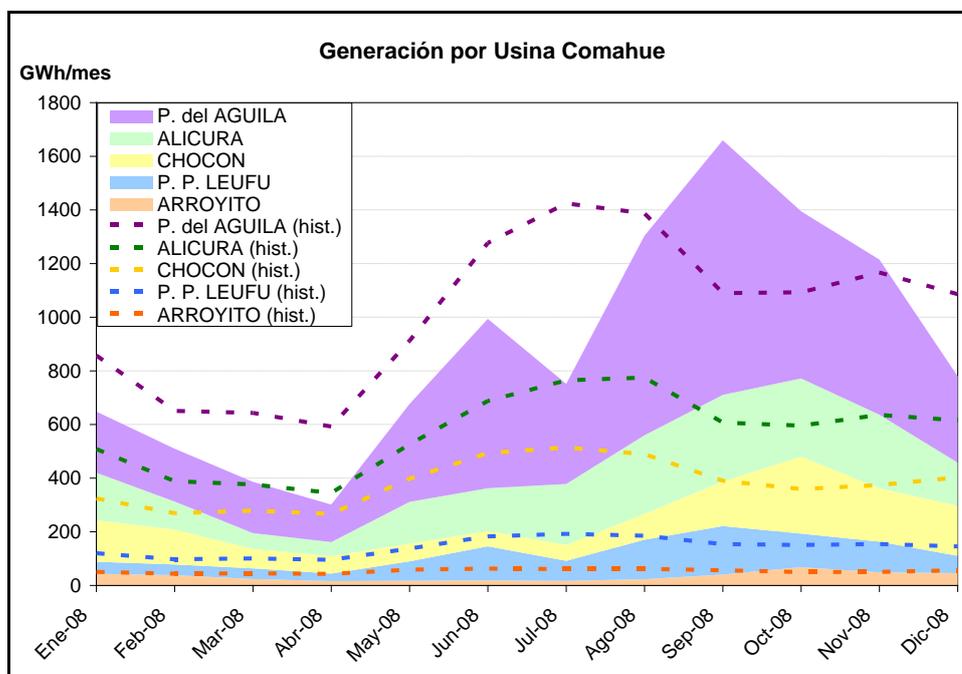


Figura 4.4.3.2. Generación de las usinas hidroeléctricas ubicadas sobre el río Limay durante el año 2008, comparada con la generación histórica promedio desde el año 1999 hasta el año 2008. Fuente: CAMMESA.

De la región parten tres líneas de 500 kV que transportan el 90% de toda la energía generada a centros consumidores ubicados fuera de la región (principalmente en la ciudad de Buenos Aires y el conurbano bonaerense).

5. LA SOLUCIÓN PROPUESTA: EL PLAN SOLAR

La solución propuesta es el Plan Solar: un plan de generación solar fotovoltaica que permita a los usuarios residenciales inyectar energía solar en la red eléctrica de distribución. En el presente Capítulo se describe el Plan propuesto, se generan las herramientas necesarias para evaluarlo, se detallan sus características y se analizan los resultados directos del mismo (potencia fotovoltaica instalada, ahorro por eficiencia en hogares, etc.). En el capítulo siguiente (Capítulo 6, “Resultados”) se evaluará el impacto del Plan en el mercado macro-energético, en todas sus dimensiones relevantes, a través de la vinculación del Modelo PlanSolar con el Modelo MiniMargo.

Para estudiar el impacto del Plan, se desarrollan tres sub-modelos de simulación: uno de desarrollo de la energía solar fotovoltaica, uno de eficiencia energética en hogares y, por último, uno de embalse y despacho de las represas de Comahue. Para el desarrollo de dichos modelos se toman los análisis realizados en el Capítulo 4, “Marco de la Solución Propuesta”, particularmente las Secciones 4.1, “Energía solar fotovoltaica”, 4.2, “Eficiencia Energética”, y 4.4, “La Cuenca de Comahue: Descripción de los Embalses, Usinas y Ríos”, respectivamente. Dichos sub-modelos son validados con los datos históricos de instalación de potencia fotovoltaica en otros países del mundo, con los ahorros de energía observados en los usuarios residenciales y con los valores de generación hidroeléctrica, respectivamente.

Los tres sub-modelos conforman el Modelo PlanSolar: un complejo modelo de simulación, que también incluye la acumulación de dinero en cuentas y fondos para el Plan Solar. Dicho modelo se vincula con el modelo MiniMargo, el modelo macro-energético de energía eléctrica y gas descrito en la Sección 3.2, “Desarrollo de un modelo de simulación del mercado energético”.

Para determinar la remuneración total de los generadores de energía fotovoltaica se tiene en cuenta el precio medio del mercado, calculado por el modelo MiniMargo. También se contempla la generación de Bonos de Carbono, estimada a partir del análisis realizado en la sección 4.3, “Bonos de Carbono: el Valor de no Contaminar” y la emisión de gases de efecto invernadero, calculada por el modelo MiniMargo.

El Modelo PlanSolar permite analizar los resultados del Plan en términos de impacto tarifario, generación solar, ahorro de energía por eficiencia en hogares y variación de la generación hidroeléctrica. Como consecuencia del Plan se instalan más de 1200 MWp de potencia fotovoltaica en 9 años, se generan 2100 GWh de energía solar en el año 2018, la tarifa aumenta un 80% en los próximos 9 años, se ahorran 3000 GWh de energía en el año 2018 (debido al aumento de eficiencia de los usuarios residenciales) y se generan hasta 13000 puestos de trabajo relacionados con la energía “limpia”.

Aclaración: para el desarrollo de modelos se utilizaron los datos disponibles hasta diciembre de 2008. Sólo se utilizaron los datos de 2009 para validar el sub-modelo de Eficiencia Energética.

5.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PLAN PROPUESTO

Se propone un esquema de generación de energía solar a nivel residencial, de manera que toda la energía generada con los sistemas de generación sea inyectada a la red de distribución, con dos medidores de energía: uno que mide la energía generada e inyectada a la red y un medidor que mide la energía consumida (al margen de que el usuario se reserve la posibilidad de consumir él mismo la energía generada, fuera del esquema de promoción, en caso de que se corte la provisión de energía eléctrica a través de la red).

Se remunera con un Feed-in Tariff (FiT) a la energía solar fotovoltaica generada por usuarios residenciales conectados a la red de distribución eléctrica. El precio remunerado por dicha energía eléctrica solar debería ser tal que incentive la instalación de los sistemas, por lo que sería mucho mayor al aportado por el usuario en su tarifa. La remuneración de la energía solar debe contemplar el costo de instalación de los sistemas solares y la insolación en cada región, así como el costo de la energía en el mercado, a la vez de promover el ahorro energético y contemplar la equidad social. Además del FiT, el generador de energía solar cobra los Bonos de Carbono generados, por lo que se deben hallar las herramientas necesarias para permitirle su comercialización.

El dinero para remunerar dicha energía, es decir, el FiT, surgirá de una cuenta destinada a tal efecto, que será cubierta por un aumento tarifario para todos los usuarios residenciales.

Debido a este aumento tarifario, los usuarios residenciales percibirían un mayor valor marginal de la energía. El precio de la energía que hace económicamente conveniente el reemplazo de lámparas incandescentes por lámparas de bajo consumo es mucho menor que el precio que hace conveniente la instalación de sistemas de generación solar. Por esta razón, puede considerarse que un pequeño aporte para cubrir las el FiT es suficiente para estimular el reemplazo de lámparas por sus equivalentes más eficientes.

Dicho aumento tarifario haría rentable para el usuario residencial cambiar sus aparatos y electrodomésticos por otros con mayor eficiencia energética. No se necesitaría mayor incentivo que éste para difundir la utilización de productos de bajo consumo. Con el tiempo se generaría una cultura de ahorro de energía que llegaría a trascender del mero canje de aparatos, influyendo diferentes comportamientos en pos de un uso más racional de la energía.

La mayor parte de la energía solar y gran parte del ahorro energético en los hogares se produce en la época estival, cuando el sistema tiene menos restricciones energéticas debido a la abundancia de gas. Para compensar por la estacionalidad de la generación de energía solar y del ahorro energético se propone almacenar la energía generada o ahorrada en los embalses de Comahue, disminuyendo el consumo hidroeléctrico durante el verano (aumentando la energía embalsada) y aumentándolo durante el invierno (generando la energía acumulada durante el verano). De esta manera la energía solar generada en el verano desplazaría energía térmica en el invierno, cuando se consumen

combustibles alternativos al gas para la generación térmica, más caros y más contaminantes que el gas.

Al aumentar la generación eléctrica y disminuir la demanda (producto de una mayor eficiencia energética y un uso más racional de la energía eléctrica), con una optimización del uso de la energía hidroeléctrica, se podría utilizar más eficientemente el parque térmico. Esto permitiría aumentar la generación térmica a gas y con ella la eficiencia total del parque de generación, disminuyendo las emisiones de gas de efecto invernadero, al mismo tiempo que permitiría derivar una mayor cantidad de gas para industrias.

La promoción de una tecnología de generación distribuida, atomizada en múltiples centros de generación a nivel residencial, generará un mercado creciente que creará múltiples puestos de trabajo en ensamblaje, ventas, instalación y mantenimiento de los equipos fotovoltaicos.

5.1.1 Articulación del Plan propuesto. Relación con el mercado energético.

Conceptualmente, las perspectivas analizadas se vinculan con el plan propuesto como se indica en la Figura 5.1.1.1.

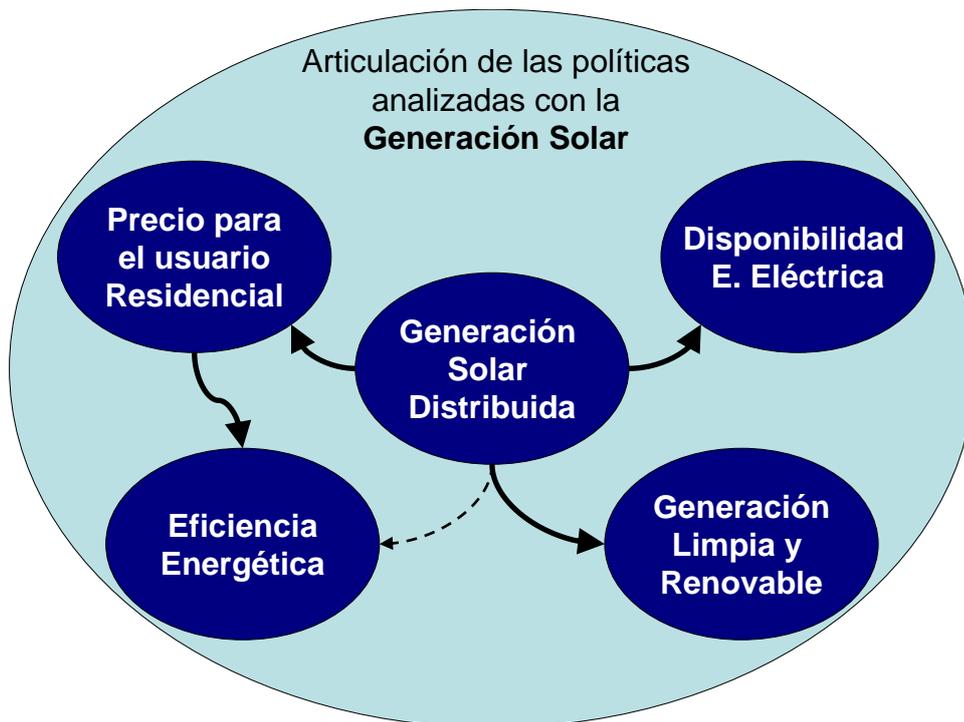


Figura 5.1.1.1. Relación entre el plan propuesto de Generación Solar Distribuida y la eficiencia energética, la disponibilidad de energía y la emisión de Gases de Efecto Invernadero.

La energía solar fotovoltaica generada aumenta la cantidad de energía disponible en el mercado, aliviando la carga impuesta en las usinas térmicas marginales y disminuyendo la demanda de combustibles para generación.

Al promover la instalación de paneles fotovoltaicos, se estaría promoviendo la generación de energía limpia. El menor consumo de combustibles, especialmente del gasoil (que, al ser el combustible más caro, es el primero que se deja de utilizar) conlleva una menor emisión de gases de efecto invernadero, con un impacto positivo en la situación medioambiental del parque energético nacional. Actualmente el plan argentino apunta principalmente a la generación de energía eólica, pero la misma sólo puede generarse de manera alejada de los centros urbanos, y requiere de grandes capitales de inversión. En los próximos años la energía solar fotovoltaica podría desplazar a la energía eólica como alternativa ecológica.

La energía solar fotovoltaica, al tener un gran costo de instalación, requiere un elevado precio de la energía para tener un rendimiento económico rentable. Al pasarse una porción relevante de ese precio de la energía solar a las tarifas de los usuarios residenciales, los mismos aumentan su eficiencia para disminuir su costo bimestral. Dicho ahorro energético por mayor eficiencia en el consumo implica, nuevamente, una menor presión en las usinas térmicas, un menor consumo de combustibles y una menor emisión de GEI.

5.2 HERRAMIENTAS DESARROLLADAS PARA EL ANÁLISIS DEL PLAN PROPUESTO

5.2.1 Un breve modelo de difusión de la energía solar

Se analizará la posibilidad, a priori, de alcanzar el objetivo de mínima propuesto de “disminuir a menos de la mitad los cortes de energía eléctrica proyectados” (ver Sección 3.5 “Objetivos para cada perspectiva”), utilizando sólo la instalación de paneles fotovoltaicos. Para alcanzar dicho objetivo se necesita cubrir, para el año 2014, un faltante de 456 GWh, y para el año 2015, un faltante de 1.440 GWh, según mencionado en la Sección 3.4.1 “Perspectiva energética”.

Para realizar dicho análisis se desarrollará un breve modelo de difusión de la energía solar. Dicho modelo parte del análisis realizado en la Sección 4.1 “Energía Solar Fotovoltaica”, particularmente las observaciones realizadas en la Sección 4.1.5, “Feed-in Tariff”, “la potencia ya instalada, el FiT, el costo de los sistemas y la insolación determinan en gran medida la instalación de nueva potencia”.

Se desarrolla un modelo de Stocks y Flujos que explique la potencia instalada en cada país. El modelo es una modificación del modelo tradicional de difusión de Bass.

En el modelo se tendrán en cuenta las siguientes suposiciones:

- Se considera un total de usuarios correspondiente a la cantidad total de usuarios de distribución de energía eléctrica, aproximadamente 11 millones.
- No todos los usuarios tienen la capacidad técnica de instalar energía solar. Por ejemplo, puede resultarle imposible a una persona que viva en un edificio de departamentos la instalación de paneles fotovoltaicos (la superficie de la terraza es insuficiente para que cada departamento del edificio instale su sistema fotovoltaico). Se estima en un 10% a la proporción de los usuarios que puede, desde un punto de vista técnico, instalar paneles fotovoltaicos.
- El usuario promedio (dentro de los que puede instalar energía solar fotovoltaica) instala una potencia de 2 kWp. La generación de energía depende, entonces, de la cantidad de usuarios que pertenecen al plan (es decir, que ya instalaron paneles) y a la insolación media.
- Cuantas más personas saben sobre la tecnología, más personas quieren instalar paneles fotovoltaicos. La proporción de personas que quiere instalar paneles fotovoltaicos, respecto del total de personas que sabe sobre los mismos, depende del retorno sobre inversión de la instalación.
- Se calcula el retorno sobre inversión como la relación entre el ingreso medio anual y el monto de la inversión. Se calcula al ingreso medio anual como el producto de la potencia instalada, la tarifa por MWh de energía solar generada y la insolación.
- Se estima que un 50% de la población quiere recuperar la inversión en menos de 8 años (el período de estudio del problema); la aceptación del plan respecto del

ROI²⁷ tendrá una distribución normal, de media 12,5% y desvío estándar de 3,1%.

- Las personas que tienen instalados paneles fotovoltaicos se convierten en “difusores” de la tecnología. Cuantas más personas poseen paneles, más personas se enteran del plan. (Esta suposición, que simplifica la difusión de la tecnología a “gente enterándose” o “efecto boca a boca”, en realidad tiene en cuenta el desarrollo completo de la industria, creación de empresas relacionadas, demora de comercialización, generación de know-how en el mercado local, etc.).
- Se llama “tasa de difusión” a relación entre las personas que se enteran del plan por año y la cantidad de personas que son parte del plan. Se mide en [personas / difusor · año] o, directamente, [1 / año].
- Se estima la tasa de difusión para que el modelo así planteado estime las instalaciones históricas de Alemania, España y Corea, con sus respectivos retornos sobre inversión. Se ajusta luego dicha tasa de difusión para compensar por la diferencia cultural argentina, demorando las inversiones.

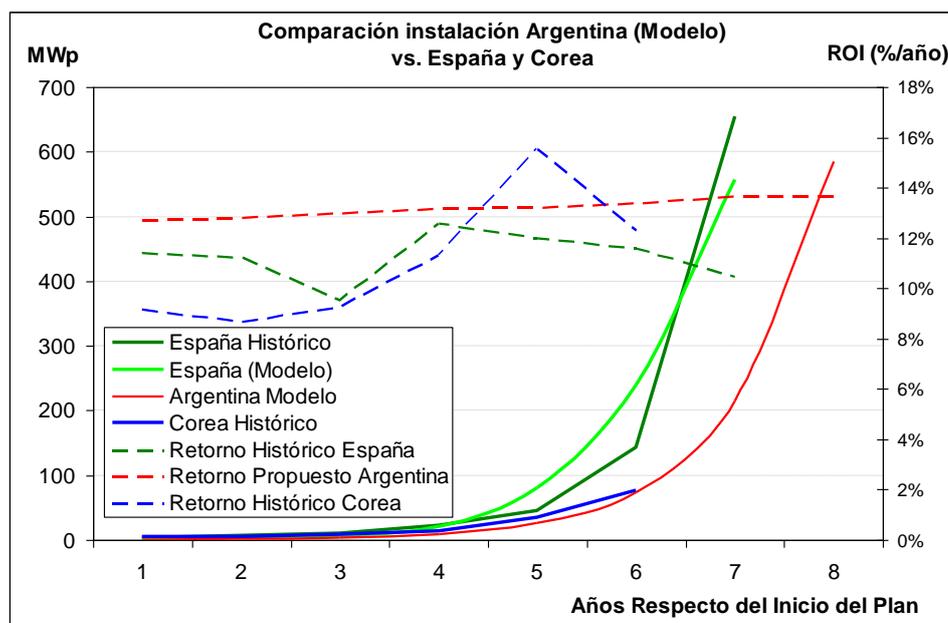


Figura 5.2.1.1. Instalación de potencia solar fotovoltaica en España, Corea y Argentina (proyectado) desde el inicio del plan de promoción de la energía solar, comparado con la tasa de retorno de dichos países y la propuesta para Argentina.

Se toman a España y Corea por ser los países que, además de Alemania, tienen las políticas más agresivas de promoción de las tecnologías fotovoltaicas a través de la implementación de Feed-in Tariff. El caso alemán es más complejo por haber comenzado la instalación de paneles antes de la implementación del Feed-in Tariff, y porque los volúmenes alemanes de potencia instalada exceden a los objetivos del

²⁷: ROI calculado como relación entre ingresos anuales medios y costo de instalación, considerando inflación nula y estabilidad del tipo de cambio del peso argentino.

presente Plan. Como se observa en la Figura 5.2.1.1, el modelo planteado estima correctamente la instalación de potencia en España.

Se proyecta un crecimiento de la potencia instalada en Argentina menor al de España, y demorado en el tiempo respecto del mismo, a pesar de proponer para Argentina un retorno sobre inversión mayor al español. El crecimiento de la potencia instalada proyectado en Argentina es similar al de Corea del Norte, a pesar de tener en el modelo un retorno sobre inversión mayor al de dicho país (excepto para el 5to año del plan de Corea del Norte, correspondiente al año 2006, en el que el retorno de la inversión en ese país fue de 15.5 % anual). Se toman estas diferencias respecto de la instalación de potencia en otros países para contemplar la reticencia del ciudadano medio argentino a invertir en largo plazo, especialmente cuando los ingresos obtenidos provienen de planes gubernamentales.

Como se mencionó anteriormente, para alcanzar el objetivo de “disminuir a menos de la mitad los cortes de energía eléctrica proyectados” se necesita cubrir, para el año 2014, un faltante de 456 GWh, y para el año 2015, un faltante de 1.440 GWh, según mencionado en la Sección 3.4.1 “Perspectiva energética”. A una insolación media de 1.699 kWh/kWp/año, esa cantidad de energía correspondería a 268 y a 848 MWp instalados, respectivamente. Es decir que se deberían instalar 67 MWp de potencia anual desde el año 2010 para alcanzar el objetivo de 2014, y 170 MWp de potencia al año para alcanzar el objetivo de 2015.

Alemania instaló 152 MWp entre 1997 y 2001, a razón de 38 MWp al año, y de 47 MWp al año entre 1997 y 2001. Es importante resaltar que Alemania ya contaba con 41.8 MWp en el año 2007. España instaló 136 MWp entre 2002 y 2006, a razón de 34 MWp al año. Instaló también 512 MWp en el año 2007, por lo que la instalación media entre 2002 y 2007 fue de 130 MWp anuales en España.

Vistas las instalaciones en los primeros años de los planes solares de Alemania y España (47 MWp/año y 130 MWp/año respectivamente) se deduce que no se puede alcanzar el objetivo de “disminuir a menos de la mitad los cortes de energía eléctrica proyectados” para el año 2015, ya que se requeriría una instalación de 170 MWp anuales.

Sí en cambio se puede alcanzar dicho objetivo de 268 MWp para el año 2014, ya que, a priori, sólo se necesita una instalación media de 67 MWp al año para alcanzarlo, aunque alcanzar dicho valor implicaría un esfuerzo mayor al realizado por España y Alemania en los primeros cuatro años de sus respectivos planes de instalación de energía solar.

Para alcanzar el objetivo del año 2014, comenzando el plan en enero del año 2010, es necesario un retorno sobre inversión de un 16% anual. Los resultados de dicho esfuerzo, en términos de potencia instalada, se muestran en la Figura 5.2.1.2. Un retorno sobre la inversión de un 16% anual implicaría, con un precio del sistema de energía solar fotovoltaica de 5,6 U\$S/W (esperados para 2014) y una insolación media de 1.699 kWh/kWp/año, un precio de la energía solar de 528 U\$S/MWh. Con dicho retorno sobre inversión se alcanza una potencia instalada de 545 MWp en julio de 2014, y una generación total de 458 GWh de energía solar entre julio de 2013 y junio de 2014. Sin

embargo, dado el crecimiento exponencial de la potencia instalada y a la estacionalidad de la insolación, la energía total generada a lo largo del año 2014 sería de 966 GWh, pero 685 GWh de dicha energía serían generados luego del pico de invierno, momento en el que se necesita la energía solar, por lo que recién serían útiles para el año 2015.

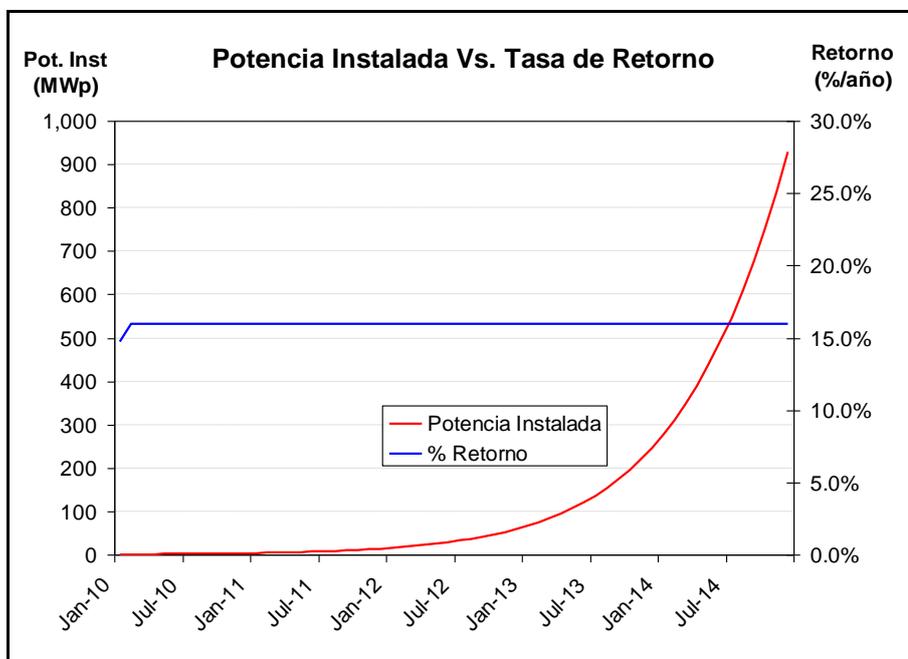


Figura 5.2.1.2. Potencia solar instalada con un retorno sobre inversión de un 16% anual. Se alcanza a cubrir la mitad del faltante de energía del año 2014.

A 528 U\$S/MWh y una energía total generada de 966 GWh en el año 2014, la erogación total por la energía solar generada sería de 510 MM U\$S durante dicho año (en promedio, 42.5 MM U\$S/mes) como se observa en la Figura 5.2.1.3. Los usuarios residenciales pagan actualmente por toda su energía consumida (aproximadamente 39.000 GWh al año) 653 MM U\$S anuales (a 3.8 \$/U\$S). Con un crecimiento de un 3% anual, la erogación total por las tarifas de energía eléctrica serán en el año 2014 de 757 MM U\$S al año, si no hubiera una modificación en el patrón general de consumo.

Es decir que, si se decidiera distribuir el costo de la energía solar en los usuarios residenciales, de manera proporcional al consumo y a la tarifa de energía eléctrica, dicha tarifa aumentaría un 67% para el año 2014. En comparación, el aumento de tarifas del año 2008 fue de un 38%, aumentando 181 MM U\$S al año. Es decir que un programa de energía solar de este tipo, que logre cubrir por sí mismo la mitad del bache de energía del año 2014, implicaría un aumento tarifario equivalente a 1.6 aumentos tarifarios de los percibidos a finales del año 2008 para el año 2014. A diferencia de los aumentos del año 2008, sin embargo, dichos aumentos serían graduales, entre el inicio del plan de energía solar y el año 2014, y no estaría concentrado en unos pocos usuarios sino que estaría distribuido entre todos los usuarios residenciales.

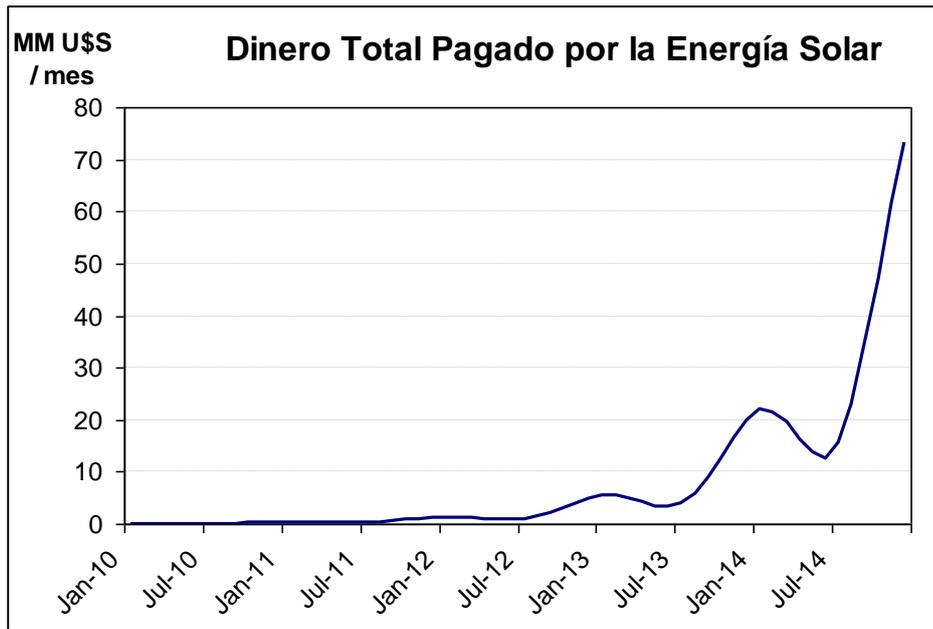


Figura 5.2.1.3: Dinero total pagado por la energía solar generada, proyectado con el Modelo de Difusión Solar. Se observa que en el año 2014 la erogación total fluctúa entre los 12.7 MM U\$S/mes (para los meses de invierno, debido a que la baja insolación produce una generación menor) y los 73 MM U\$S/mes al finalizar el año, cuando el crecimiento exponencial del mercado y la mayor insolación producen una generación mayor.

Resta evaluar si un ahorro de 966 GWh de energía solar en el año 2014, distribuidos a lo largo del año, es suficiente para evitar un corte que se concentra en pocos meses durante el invierno. Es decir, es necesario analizar si las capacidades de embalse de las centrales hidroeléctricas son suficientes para almacenar durante todo el año y “empuntar” esa cantidad de energía en pocos meses.

De no ser así, se necesitaría cubrir la mitad el bache de invierno del año 2015, sin ahorrar energía durante el resto del año. Para hacer esto, se deben generar en el invierno 388 MW, según se mencionó en la Sección 3.4.1 “Perspectiva energética”, equivalentes a 285 GWh/mes. Con una insolación media de 995 kWh/kWp/año para los meses de invierno (promedio mayo-agosto para Buenos Aires, Córdoba y Mendoza) se necesitarían 3425 MWp instalados en el año 2014.

Como comparación, en 10 años de desarrollo continuo de la industria solar fotovoltaica, Alemania logró instalar 3862 MWp.

Se concluye por lo tanto 3 cosas:

- No es posible cubrir la mitad del faltante de energía para el año **2015** utilizando sólo la generación solar fotovoltaica descentralizada.
- Sí es posible cubrir la mitad del faltante de energía para el año **2014** utilizando sólo la generación solar fotovoltaica descentralizada, siempre y cuando se pueda almacenar esa energía a lo largo del año para ser utilizada en el invierno.
- Sin embargo, realizarlo implicaría un gasto oneroso de parte del Estado, o un aumento tarifario muy grande de parte de los usuarios de energía eléctrica.

5.2.2 Un breve modelo de eficiencia energética en hogares

Se analizará la posibilidad de alcanzar el objetivo de máxima propuesto de “que en los próximos 10 años no haya cortes por energía eléctrica, en un escenario de hidraulicidad y temperatura medias”, utilizando sólo la eficiencia energética en hogares. Para alcanzar el objetivo mencionado se necesita cubrir, para el año 2014, un faltante de 912 GWh, y para el año 2015, un faltante de 2.881 GWh, según mencionado en la Sección 3.4.1 “Perspectiva energética”

Aproximadamente el consumo residencial equivale a 39.000 GWh al año. Si se considera que el 32% del consumo de los hogares se debe a la iluminación, eso da un consumo anual de 12.500 GWh en iluminación en hogares. Si mediante el reemplazo de lámparas de bajo consumo se ahorra el 80% de la energía, un reemplazo de todas las lámparas incandescentes del país traería aparejado un ahorro anual de 10.000 GWh.

Sin embargo, el esfuerzo realizado para alcanzar dicho ahorro probablemente sería demasiado elevado.

Para evaluar con mayor precisión el impacto de la tarifa en el consumo energético en los hogares se desarrollará un breve modelo de simulación de eficiencia energética en los hogares de Argentina. Para el desarrollo de dicho modelo se tiene en cuenta el análisis realizado en la Sección 4.2, “Eficiencia Energética”. La estructura del modelo de simulación se basa en las siguientes suposiciones:

- En los hogares, la iluminación implica un 32% del consumo energético.
- La distribución de horas de encendido por lámpara varía linealmente entre las 0,5 horas al día (lámparas que se encienden raramente) y las 3,5 horas por día (lámparas que están encendidas durante mucho tiempo). No se tendrá en cuenta la frecuencia del encendido (según algunos autores, la frecuencia de encendido afecta la vida útil de la lámpara) sino solamente la cantidad total de horas que la lámpara permanece encendida.
- Los hogares consideran rentable el reemplazo de las lámparas por lámparas de bajo consumo en la medida en que el recupero de la inversión sea menor a 3 años. Es decir que el reemplazo de lámparas depende de la tarifa eléctrica, del costo de las CFLs, de su eficiencia energética y su duración.

Es importante aclarar que, si bien en el modelo sólo se considera el ahorro energético a través del recambio de lámparas incandescentes por CFLs, esto no significa que se descarten otras fuentes de eficiencia energética. Simplemente se utilizan los valores de las lámparas, tanto económicos como energéticos, para estimar las disminuciones de consumo de energía eléctrica en función de la tarifa percibida. Se utiliza al reemplazo de lámparas como un *proxy* del ahorro que se pueda obtener, debido a la gran proporción que implica la iluminación en el consumo energético, a la disponibilidad de datos y simplicidad de cálculo. En la práctica dicha disminución del consumo puede darse por el reemplazo de otros artefactos (principalmente heladeras, el segundo gran consumidor de energía en los hogares, pero también televisores, computadoras, o el

reemplazo de ventanas para obtener una mayor aislamiento térmica, etc.), o simplemente por un uso más racional de la energía eléctrica (apagar las luminarias o los artefactos cuando no se los utiliza, utilizar el aire acondicionado en temperaturas más elevadas y la calefacción en temperaturas más bajas, etc.)

Se tomará, a los efectos de validar el modelo propuesto, el aumento tarifario de octubre de 2008.

Los usuarios que consumen menos de 1.000 kWh/bim tienen una tarifa variable de 0,046 \$/kWh. A ese precio de la energía, y dados los supuestos mencionados, es rentable reemplazar las lámparas que se utilizan más de 3,9 hs/día. Es decir que los usuarios de la banda tarifaria de menos de 1000 kWh/d, no tienen motivación para reemplazar ninguna lámpara. Los usuarios que consumen menos de 1.000 kWh representan aproximadamente 32.000 GWh/año.

Los usuarios que consumen entre 1.000 kWh/bim y 1.400 kWh/bim tienen, luego del aumento tarifario de 2008, una tarifa variable de 0,102 \$/kWh. A ese precio de la energía, es rentable reemplazar las lámparas que se utilizan más de 2,23 hs/día. Es decir que los usuarios de esta banda tarifaria tienen motivación para reemplazar el 42% de las lámparas, lo que implicaría un ahorro de energía del 34% del consumo para iluminación. Los usuarios que consumen entre 1.000 kWh/bim y 1.400 kWh/bim pasarían de consumir 3.700 GWh/año a consumir 3.300 GWh/año, con un ahorro de un 11% de la energía.

Los usuarios que consumen entre 1.400 kWh/bim y 2.800 kWh/bim tienen, luego del aumento tarifario de 2008, una tarifa variable de 0,148 \$/kWh. A ese precio de la energía, es rentable reemplazar las lámparas que se utilizan más de 1,65 hs/día. Es decir que los usuarios de esta banda tarifaria tienen motivación para reemplazar el 62% de las lámparas, lo que implicaría un ahorro de energía del 49% del consumo para iluminación. Estos usuarios pasarían de consumir 3.000 GWh/año a consumir 2.520 GWh/año, con un ahorro de un 16% de la energía.

Los usuarios que consumen más de 2.800 kWh/bim tienen, luego del aumento tarifario de 2008, una tarifa variable de 0,239 \$/kWh. A ese precio de la energía, es rentable reemplazar las lámparas que se utilizan más de 1,1 hs/día. Es decir que los usuarios de esta banda tarifaria tienen motivación para reemplazar el 80% de las lámparas, lo que implicaría un ahorro de energía del 64% del consumo para iluminación. Estos usuarios pasarían de consumir 900 GWh/año a consumir 718 GWh/año, con un ahorro de un 20% de la energía.

Estos valores pueden observarse en la Tabla 5.2.2.1.

El ahorro total en el largo plazo, producto de este aumento tarifario, sería entonces de un 3% de la demanda residencial, equivalente a 1.125 GWh/año de la demanda actual.

Sin embargo, este análisis directo tiene una falla importante: estima un impacto final en el largo plazo, de manera directa. No contempla que, al ahorrar energía, los usuarios bajarían de categoría, disminuyendo así su tarifa variable, su motivación para ahorrar

energía y su reemplazo de lámparas. El ahorro final, por lo tanto, sería menor al 3% si se contempla la dimensión dinámica del problema presentado.

Teniendo en cuenta estos efectos, se llega a conclusiones diferentes.

Banda Tarifaria		< 1000 kWh/bim	1000 - 1400 kWh/bim	1400 - 2800 kWh/bim	+ 2800 kWh/bim	Total
Cantidad Usuarios	(miles)	10805	575	260	48	11687
Consumo Total	GWh/año	31800	3700	3000	900	39400
Consumo por usuario	kWh/bim	490	1066	1948	3078	562
Tarifa Variable	\$/kWh	0,046	0,102	0,148	0,239	0,063
Lámparas que conviene cambiar	(hs/d)	3,90	2,23	1,65	1,09	
CFLs que se desea tener	%	0%	42%	62%	80%	
Energía de iluminación que se ahorra	%	0%	34%	49%	64%	8%
Ahorro de Energía Total	GWh/año	0	397	479	182	1.058
	%	0%	11%	16%	20%	3%

Tabla 5.2.2.1. Impacto del aumento tarifario de octubre de 2008 en la eficiencia energética de los hogares. Se observa que, debido al aumento de precios, se espera un ahorro total de un 3% de la demanda residencial.

Se modifica el modelo suponiendo que las lámparas incandescentes se reemplazan por lámparas de bajo consumo (CFLs) en la medida en que el recupero de la inversión sea menor a 3 años, y sólo cuando las mismas se queman y deben ser reemplazadas. Se considera que los usuarios perciben la tarifa con una demora de información de primer orden de 4 meses; es decir que el “cliente promedio” dejará pasar dos facturas antes de percibir el impacto que tiene el cambio tarifario y actuar en consecuencia. También se le agrega una estacionalidad a la demanda, y un crecimiento a la demanda base de los usuarios, de manera coherente con los valores observados históricamente.

De esta manera se incluyen los aspectos dinámicos del consumo y ahorro energético en hogares.

Con estos cambios, la cantidad de usuarios residenciales en la categoría de tarifa más baja aumenta un 3,3% (de 10.800 mil a 11.160 mil, para valores de 2009), a medida que los usuarios de otras categorías disminuyen su consumo y bajan de categoría.

El ahorro total es de un 2% de la demanda total de energía para usuarios residenciales, correspondiente a un ahorro del 10% de los usuarios que tuvieron aumento en octubre del 2008.

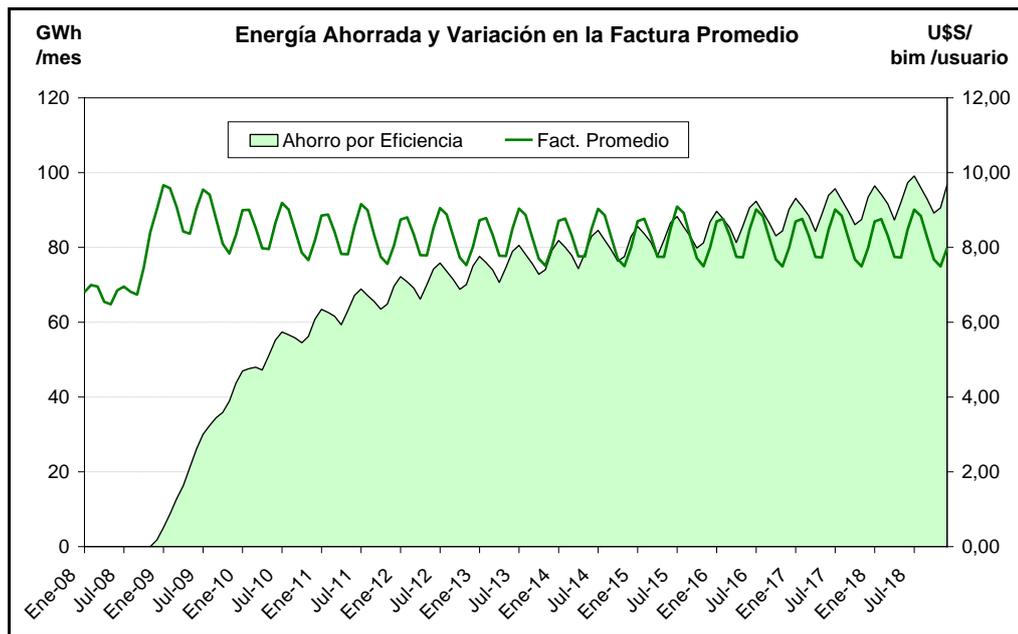


Figura 5.2.2.1. Energía ahorrada y Variación en la factura promedio debido al aumento tarifario de octubre de 2008, proyectado con el modelo de Eficiencia Energética. Se observa que la factura promedio aumenta bruscamente debido al aumento tarifario, pero luego disminuye a medida que los usuarios con mayores tarifas bajan su consumo energético. El ahorro final es de 1.123 GWh para el año 2018.

La cantidad de energía consumida en las bandas tarifarias de consumos mayores a 1000 kWh/bim disminuye un 40%, debido principalmente a que los usuarios con consumos levemente superiores a los 1000 kWh/bim bajan a bandas tarifarias menores al disminuir su consumo (30%), y en menor medida a un ahorro energético (10%).

El ahorro final es de 637 GWh para el año 2010, 1.000 GWh para el 2015 y de 1.123 GWh para el año 2018, como se ve en la Figura 5.2.2.1. Esta disminución en la demanda impacta en la factura promedio, que disminuye debido al menor consumo y a que los clientes pasan a bandas tarifarias más económicas.

Esta disminución del consumo de los usuarios residenciales que sufrieron el aumento tarifario ya parece observarse en los consumos reales. Si se compara el trimestre octubre–diciembre de 2008 con el trimestre abril-junio de 2009 se observa que, en el mismo período, los usuarios residenciales de consumos menores a 1000 kWh/bim (quienes no tuvieron aumento tarifario) aumentaron su consumo en un 1%, mientras que los usuarios residenciales con consumos mayores a 1000 kWh/bim disminuyeron su consumo un 0,6%, 4,3% y 5,4% para las otras tres bandas tarifarias (que sí sufrieron el aumento tarifario). Es decir, como se muestra en la Tabla 5.2.2.2, se observa que el ahorro es mayor a mayor aumento tarifario (los aumentos tarifarios fueron de 122%, 222% y 420% para la segunda, tercera y cuarta banda tarifaria, respectivamente).

Los resultados aportados por el modelo de eficiencia energética para el 6to mes luego del aumento (correspondiente al 2do trimestre de 2009) son similares a los observados en la realidad. En el modelo, en los primeros 6 meses la primer banda tarifaria mantiene su consumo y las otras bandas disminuyen su consumo 1,8%, 4,2% y 5,7%,

respectivamente. En la Figura 5.2.2.2 se observa también los ahorros obtenidos un año después de los aumentos tarifarios, y los obtenidos en diez años. Se observa que los datos reales (2do trimestre de 2009) se encuentran entre los ahorros estimados por el modelo para 6 meses y para un año después del aumento tarifario.

Consumo Residencial				
GWh/trimestre	< 1000 kWh/bim	1000 - 1400 kWh/bim	1400 - 2800 kWh/bim	> 2800 kWh/bim
Tarifa 2008	46 \$/MWh	46 \$/MWh	46 \$/MWh	46 \$/MWh
Tarifa 2009	46 \$/MWh	102 \$/MWh	148 \$/MWh	239 \$/MWh
Variación	0%	122%	222%	420%
Oct-Dic/09	7934 GWh	786 GWh	644 GWh	201 GWh
Abr-May/09	8014 GWh	782 GWh	616 GWh	190 GWh
Variación	1,0%	-0,6%	-4,3%	-5,4%

Tabla 5.2.2.2. Impacto de los aumentos tarifarios de octubre de 2008 en el consumo residencial, entre octubre de 2008 y mayo de 2009. Datos de los Documentos de Transacciones Económicas de CAMMESA.

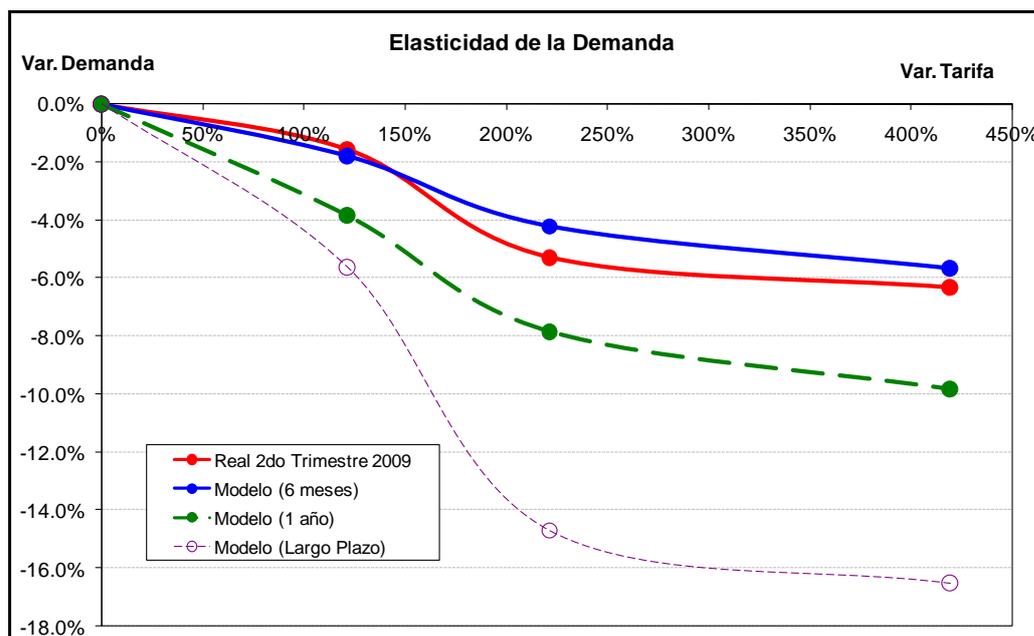


Figura 5.2.2.2. Elasticidad de la demanda respecto del aumento tarifario. Comparación entre los datos del modelo de Eficiencia Energética y los datos reales de CAMMESA. Se observa que los datos reales (2do trimestre de 2009) se encuentran entre los ahorros estimados para 6 meses y para un año después del aumento tarifario.

Las variaciones de consumo del modelo están medidas respecto de los valores del último trimestre de 2008 del modelo mismo, corregidos por estacionalidad histórica del consumo residencial, crecimiento de la cantidad de usuarios y aumento natural del

consumo energético por hogar, sin considerar que los clientes cambian de banda tarifaria.

Para tomar las mismas consideraciones, se “corrigieron” los datos reales, ponderándolos por el aumento de consumo de los usuarios de la primer banda tarifaria. Es decir, se consideró como “caso testigo” al crecimiento de la primer banda, por no tener un aumento tarifario y no incentivar al ahorro, y se tomaron los crecimientos porcentuales de las otras tres bandas tarifarias respecto de éste. El aumento “natural” de esta primer banda tarifaria es, en 6 meses, de un 1.4%, debido al aumento de la cantidad de clientes y del aumento del consumo por cliente.

Se decidió mantener esta corrección para poder realizar la comparación con los resultados de un año y de diez años, que de otra manera serían incomparables debido al aumento de la cantidad de usuarios.

Las observaciones reales parecen validar a los resultados del modelo. Sin embargo, dado que no se tienen datos anteriores a octubre de 2008 para estas bandas tarifarias, y se desconoce cuántos usuarios cambiaron de categoría en el mismo período, o cuántos usuarios nuevos se incorporaron al sistema eléctrico, no puede asegurarse que esta disminución se deba efectivamente a un ahorro energético en lugar de ser un fenómeno estacional (en general, el consumo residencial varía más de un 20% dentro de un mismo año, debido a la estacionalidad de la demanda energética) o algún otro fenómeno regular.

El ahorro generado por el aumento tarifario de 2008, estimado en un 2% de la demanda energética residencial, no llegaría a compensar, pues, el aumento “natural” del consumo energético de los usuarios residenciales en solo un año, que ronda el 3%.

Aumento tarifario	Ahorro Energético en 2015	
	%	GWh/año
0%	2,0%	1.001
10%	2,2%	1.099
20%	2,6%	1.259
30%	3,9%	1.939
40%	5,2%	2.531
46,3%	5,9%	2.881
50%	6,3%	3.080

Tabla 5.2.2.3. Impacto en el ahorro energético de un aumento en todas las tarifas de energía eléctrica.

El aumento tarifario de octubre de 2008, por lo tanto, no será suficiente para generar un ahorro de 2.881 GWh para el año 2015 (cubriendo el corte de energía de dicho año). Para aumentar el ahorro desde los 1.000 GWh/año esperados a los 2.881 GWh requeridos para el año 2015, utilizando sólo el reemplazo de lámparas por lámparas de

bajo consumo, y considerando que el ahorro en las facturas de energía eléctrica es la única motivación del usuario, es necesario aumentar la tarifa de energía eléctrica.

Si se considera que las tarifas de todas las bandas tarifarias aumentan de manera proporcional a su valor actual, para alcanzar un ahorro de 2.881 GWh es necesario aumentar las tarifas alrededor de un 46.3%, como se observa en la Tabla 5.2.2.3. Dicho aumento implicaría, a priori, una mayor recaudación por 1.150 MM \$ al año, un 67% más que el aumento en la recaudación producto de las subas tarifarias de octubre de 2008²⁸. En comparación, el aumento tarifario de 2008 fue, en promedio, de un 38%.

Sin embargo, debido al ahorro energético consecuente de los aumentos tarifarios, y a la migración de los usuarios a bandas tarifarias más bajas, el aumento en la factura promedio sería de sólo un 39%.

Es decir que para alcanzar un ahorro de 2.881 GWh se necesita un aumento tarifario mayor al de 2008, pero en lugar de estar concentrado en los usuarios de mayor consumo, debería estar distribuido de manera uniforme en todos los usuarios residenciales.

Resta evaluar si un ahorro de 2.881 GWh anuales, distribuidos a lo largo del año, es suficiente para evitar un corte que se concentra en pocos meses durante el invierno. Es decir, es necesario analizar si las capacidades de embalse de las centrales hidroeléctricas son suficientes para almacenar durante todo el año y “empuntar” esa cantidad de energía en pocos meses.

De no ser así, se necesitaría cubrir totalmente el bache de invierno del año 2015. Para hacer esto, se debe disminuir la demanda de invierno en 1.483 MW, o 1.082 GWh por mes. Sin embargo, como se mencionó anteriormente, el ahorro máximo mediante el recambio de lámparas incandescente por lámparas de bajo consumo es de 10.000 GWh/año (832 GWh/mes, o una potencia media de 1.140 MW).

Con un aumento de un 900% de la tarifa (es decir, multiplicando por diez las tarifas actuales) se obtienen ahorros energéticos de 1.350 MW en el pico de invierno, por lo que no sería posible alcanzar el objetivo de máxima propuesto de “que en los próximos 10 años no haya cortes por energía eléctrica, en un escenario de hidraulicidad y temperatura medias”, utilizando sólo el recambio de lámparas por lámparas de bajo consumo. Para hacerlo se necesita, o bien una optimización del uso del agua en los embalses de las represas hidroeléctricas, o la combinación con algún esquema de generación de energía eléctrica.

Se concluye por lo tanto dos cosas:

- Es posible cubrir el faltante de energía para el año **2015** mediante un ahorro de energía en hogares, siempre y cuando se pueda almacenar esa energía a lo largo del año para ser utilizada en el invierno.
- Sin embargo, para incentivar dicho ahorro debería haber un aumento tarifario muy grande de parte de los usuarios de energía eléctrica.

²⁸ En octubre de 2008 el dinero aportado por todos los usuarios residenciales pasó de 1795 MM \$/año a 2483 MM\$/año, con un aumento total de 688 MM\$/año. El aumento promedio fue de un 38%.

5.2.3 Modelo de operación de los embalses de Comahue

Como se mencionó en la Sección 4.1.2, “Insolación”, la energía solar se genera precisamente en aquellos meses en los que la energía tiene un menor costo, y en los que es menos probable una falla del sistema por falta de energía. De igual manera, gran parte del ahorro energético se realiza fuera de los meses críticos para el sistema energético nacional.

Durante el invierno, en cambio, la demanda residencial de gas impide que dicho combustible sea consumido por las usinas, aumentando los costos y disminuyendo la energía térmica disponible. En estos meses, en los que la energía es más necesaria, la baja insolación impide generar un volumen considerable de energía solar.

Por otra parte, puede considerarse que la energía solar generada no “desplaza potencia” sino que “ahorra energía” durante el verano.

Bajo esta hipótesis, podría considerarse que al inyectar energía solar en la red eléctrica se está evitando la erogación de agua en los embalses de las represas hidroeléctricas de Comahue. Dicha agua podrá ser luego utilizada, en mayor medida, para generar energía hidroeléctrica en los meses de invierno, con el objetivo de ahorrar el combustible utilizado en esa época del año (generalmente gasoil). Suponiendo entonces una utilización óptima de las reservas hidroeléctricas, podría asumirse que la generación de energía solar es uniforme a lo largo del día y a lo largo del año, utilizando las reservas hidroeléctricas para compensar la estacionalidad de la generación solar.

Para validar esta hipótesis se desarrolla un breve modelo de generación eléctrica y operación de los embalses de Comahue, en particular de las cinco usinas hidroeléctricas ubicadas sobre el río Limay. El desarrollo del modelo se basa en el análisis realizado en la Sección 4.4, “La Cuenca de Comahue: Descripción de los Embalses, Usinas y Ríos”. El objetivo del modelo es poder proyectar la generación a partir de los aportes y el nivel de los embalses, en lugar de proyectar la generación directamente (como hace el modelo MiniMargo). De esa manera se puede estimar cuál sería el impacto en los embalses de “ahorrar energía solar” durante el verano para “consumir energía hidroeléctrica” durante el invierno.

En primer lugar, se calcula los valores históricos de cantidad de agua embalsada a partir de las cotas históricas (datos de CAMMESA). Luego, a partir de los rendimientos para cada cota, y de la ubicación de las represas en la cuenca, se calcula la energía embalsada para cada usina, en cada mes. Realizando un cálculo similar, a partir de los aportes de los ríos Limay y Collón Curá y de los rendimientos medios de las usinas, se calcula el aporte de energía de los ríos a las usinas de Comahue. Finalmente se corrige la energía embalsada y los aportes para compensar por evaporación, infiltración y otros usos del agua, de manera de cumplir con la conservación de la energía (Energía de aportes ríos – Energía generada = Aumento energía embalsada). Esa corrección es aproximadamente un 8%; es decir, un 8% de la energía aportada por los ríos se pierde en evaporación e infiltración.

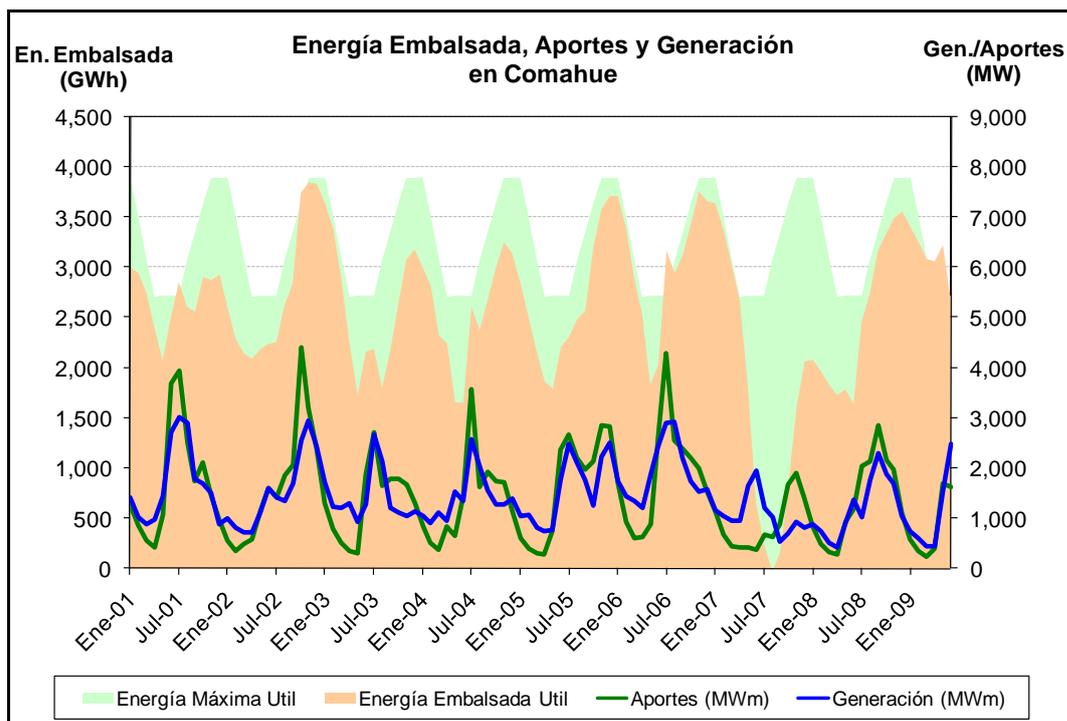


Figura 5.2.3.1. Energía embalsada, aportes y generación de energía eléctrica en Comahue. Se observa el impacto de la sequía de 2007, cuando la energía embalsada disminuyó hasta el mínimo posible.

Con este ajuste se calculan los valores históricos, mes a mes, de la generación total en las usinas de Comahue, la energía embalsada total y los aportes netos, corregidos por evaporación, infiltración y otros usos del agua, como se muestra en la Figura 5.2.3.1. El modelo funciona, entonces, considerando a las usinas de Comahue como un único reservorio de “energía embalsada”, una única fuente de aportes convertidos en energía y una única fuente de generación.

Para generar un modelo que estime la energía generada a partir de la situación de los embalses, se considera que la generación de energía eléctrica de Comahue es tal que:

- Tiene una componente estacional (estacionalidad observada históricamente). La generación de energía aumenta para los meses con mayor generación histórica.
- Depende linealmente de los aportes de los últimos años, afectado por un parámetro de ajuste. La energía generada tiende a ser mayor cuando aumentan los aportes en los últimos años.
- Tiende a llenar los embalses hasta el límite máximo correspondiente, con una demora a calcularse. La generación disminuye a medida que la energía embalsada disminuye.

El modelo calcula la generación en cada mes. A partir de la generación y los aportes se calcula la energía embalsada en cada mes. Esta generación, considerada “generación deseada”, debe ser ajustada por los parámetros técnicos de los embalses:

- No se debe sobrepasar el máximo de energía que se puede embalsar. Por lo tanto, si la generación deseada hace que se sobrepase la energía embalsable

máxima, entonces se debe aumentar la generación para evitar que esto suceda (y no desperdiciar agua).

- La energía generada en un mes nunca puede ser mayor a la energía embalsada más los aportes de energía de ese mes, para no generar más que la cantidad de energía disponible (y obtener niveles de energía embalsada negativos).
- Se debe tener en cuenta la capacidad máxima de generación de las usinas. Dada la simplificación de considerar a Comahue como una única usina, la capacidad de generación máxima no es la suma de todas las potencias máximas, sino que se considera a la generación máxima histórica.
- La energía embalsada nunca puede ser mayor a la energía embalsada máxima posible para ese mes. Si la generación de un mes da como resultado una energía embalsada mayor a la máxima, la diferencia es considerada “agua vertida”, es decir, agua que no genera energía, energía perdida.

Para ajustar los datos y validar el modelo se toma que la energía embalsada de enero de 2001 es igual a la histórica y que los aportes son iguales a los históricos.

Al ajustar los valores del modelo se determina que:

- La generación deseada media, sin contar el “deseo de llenar los embalses”, es un 4.2% mayor que los aportes de energía durante los últimos 3 años (ese 4,2% compensa parcialmente la disminución de la generación deseada para llenar los embalses).
- El ajuste del deseo de generación para llenar los embalses es tal que permitiría llenar el embalse (hasta la capacidad máxima de energía embalsada de cada mes) en 3.8 meses.

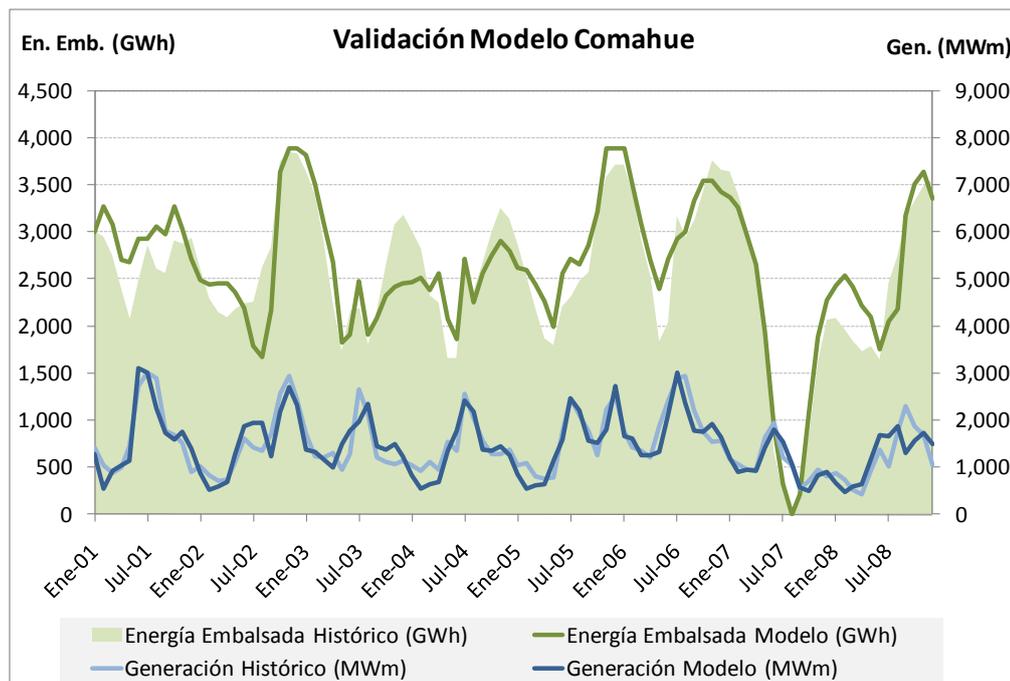


Figura 5.2.3.2. Resultados del modelo de generación y energía embalsada en las usinas de Comahue.

Como se observa en la Figura 5.2.3.2, el modelo estima correctamente la energía embalsada y la generación de las usinas de Comahue entre los años 2001 y 2008, dadas las mismas condiciones iniciales y los mismos aportes de los ríos. El error de la generación es de un 16% (promedio del módulo de las diferencias entre la generación real y la generación modelada, dividido el promedio de la generación real) y el error de la energía embalsada es de 11% (promedio del módulo de las diferencias entre la energía embalsada real y la energía embalsada modelada, dividido el promedio de la energía embalsada real).

A partir del modelo desarrollado, se testea el impacto que tiene un aumento de generación que “desplace” energía hidroeléctrica. Se toma un caso testigo de ahorro energético y generación de energía solar que aumenta cada mes 4.5 GWh/mes, desde enero de 2009, hasta alcanzar los 540 GWh/mes en diciembre de 2018. Se realiza este ejercicio con el objetivo de evaluar cuánto es el máximo de energía que se puede almacenar mediante este método, sin agregar potencia hidroeléctrica o capacidad de embalse. Este ahorro energético y generación de energía solar se acumulan durante el verano, disminuyendo la erogación de agua en las usinas modeladas, para utilizarse durante el invierno aumentando la generación hidroeléctrica. La energía se acumula de octubre a abril, para ser consumida puntualmente entre mayo y septiembre.

Se consideran inicialmente aportes medios de los ríos Limay y Collón Curá.

Los resultados de dicho cambio en la generación hidroeléctrica se muestran en la Figura 5.2.3.3.

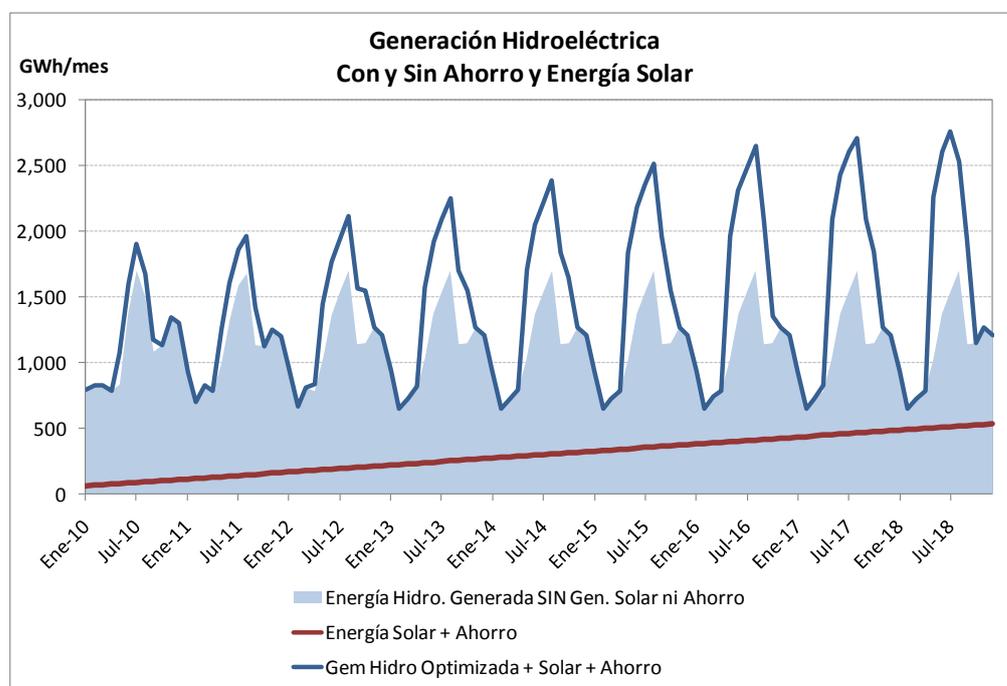


Figura 5.2.3.3. Generación hidroeléctrica, con ahorro energético y generación de energía solar, comparada con la que habría en un caso base (sin ahorro energético ni energía solar), para un escenario de hidraulicidad media.

Sin embargo, al evaluar el comportamiento del modelo, de inmediato se nota algunos factores importantes:

- Durante el invierno, cuando se genera una mayor cantidad de energía hidroeléctrica, se vacían los embalses, que se llenan luego en verano. Los embalses se llenan hasta que comienza el invierno siguiente, momento en el que alcanzan su valor máximo. Sin embargo, la capacidad de embalse es mayor durante el verano y menor durante el invierno: durante el invierno sus límites son menores para prevenir que una crecida extraordinaria los haga rebalsar. Entonces, para cuando los embalses están a su nivel máximo (al principio del invierno) dicho nivel es menor al máximo posible (el de verano). Hay, por lo tanto, una capacidad de embalse que se pierde por el cambio en la estacionalidad de la generación: la diferencia entre la capacidad de embalse de invierno y de verano.
- Para poder generar en invierno la energía hidroeléctrica que se ahorra en verano, es necesario, en primer lugar, que se pueda ahorrar dicha energía en el verano, lo que implica una menor generación de energía hidroeléctrica en verano. Para poder tener una menor generación es necesario tener los embalses vacíos: si los embalses están repletos prima el objetivo de “no desperdiciar agua”, y se genera toda la energía aportada por los ríos, generando dicha energía en momentos en que la misma es barata y abundante. El embalse debe estar más vacío al comenzar el verano. Para hacerlo, los embalses deben ser vaciados gradualmente, a medida que aumenta la capacidad de generación de energía solar y el ahorro energético.
- Al vaciar los embalses se genera energía hidroeléctrica “extra”; es decir, no se trata de la energía hidroeléctrica desplazada por la generación solar o el ahorro energético, sino de energía que actualmente se encuentra almacenada en los embalses, que gradualmente se “libera” para disminuir los mismos.
- En el caso límite, los embalses están vacíos al finalizar el invierno, se llenan durante el verano para llegar al máximo de energía embalsable a principios del invierno siguiente, vaciándose nuevamente a lo largo de éste. Dicho caso límite se alcanza cuando la energía hidroeléctrica desplazada (en el Plan, energía solar más energía ahorrada por los usuarios residenciales) supera los 490 GWh/mes, como se observa en la Figura 5.2.3.4.

En la Figura 5.2.3.4 se compara la variación de la generación hidroeléctrica modelada (línea roja) con la que habría si el Comahue no presentara restricciones de almacenamiento (línea azul), y la situación de los embalses modelada (superficie celeste) con la que habría en un caso base donde no hubiera energía solar o ahorro energético (área naranja) y el máximo almacenable (área verde).

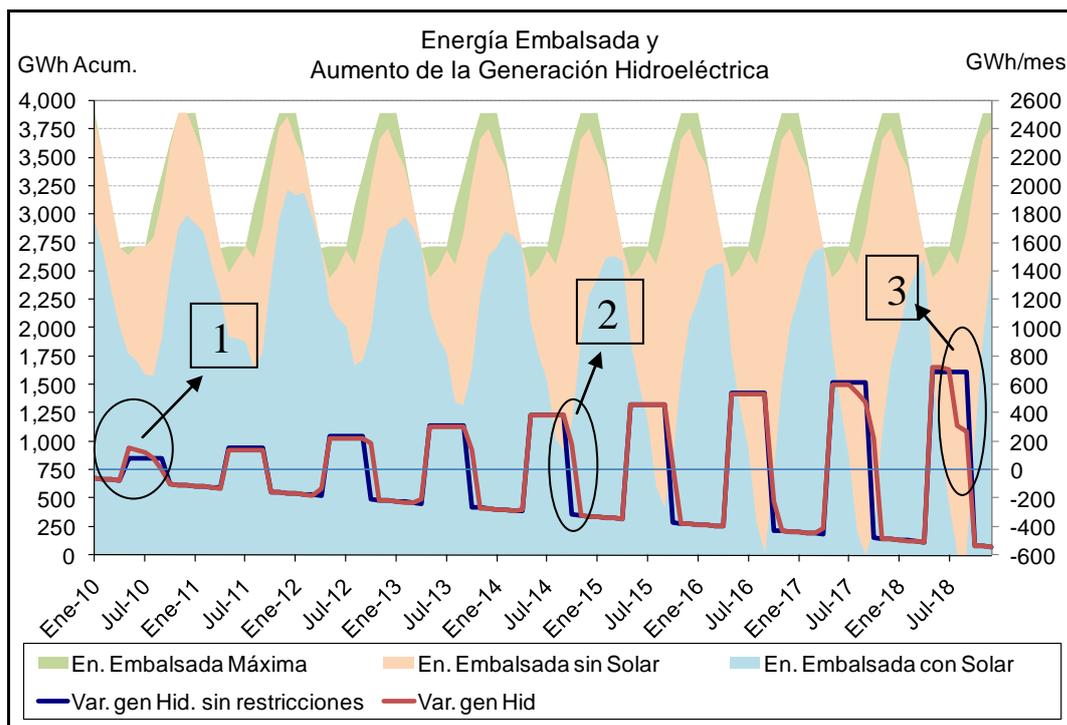


Figura 5.2.3.4. Energía embalsada y aumento de la generación hidroeléctrica, a medida que más energía desplaza a la energía hidroeléctrica en verano para consumirla puntualmente en invierno, con un escenario de hidraulicidad media.

Se observa que:

- 1) El impacto de la situación actual de los embalses obliga a un despacho hidroeléctrico elevado para evitar el vertido de agua. Esta situación se prolonga hasta el invierno de 2010, en un escenario de aportes medios.
- 2) Se requiere disminuir gradualmente el nivel de los embalses, para lo que se realiza una mayor generación. Dicha mayor generación se concentra en el mes de octubre, al comenzar el período de llenado de los embalses.
- 3) En el año 2018, cuando la energía que desplaza a la hidroeléctrica supera los 490 GWh/mes, se vacían totalmente los embalses y disminuye la energía hidroeléctrica generada. Por lo tanto, no se puede ahorrar más de 490 GWh/mes.

El límite de 490 GWh al mes ahorrados entre octubre y abril implica un límite de generación de 680 GWh/mes entre mayo y septiembre (un total ahorrado y consumido de 3.400 GWh). Es decir, no es posible aumentar en más de 680 GWh al mes (930 MW medios) la energía extra generada por el sistema hidroeléctrico mediante el ahorro de energía en verano.

El sistema hidroeléctrico de Comahue sí está en condiciones de generar un extra de energía por 2.881 GWh, el faltante proyectado para el año 2015 según mencionado en la Sección “Definición del Problema: perspectiva energética”, en condiciones de aportes medios. De esta manera, el ahorro en el verano (cuando la energía es más abundante y barata) permitiría reemplazar energía del invierno, cuando la misma es escasa y cara.

Sin embargo, con un despacho uniforme de la energía hidroeléctrica a lo largo del invierno no se alcanzaría un aumento de la generación por 1.483 MW medios, el necesario para cubrir el mes con mayor faltante del año 2015.

De no darse esta situación de aportes medios, y si las represas estuvieran en condiciones de generar la potencia máxima durante el invierno (en años de mucha hidraulicidad, o de alta temperatura), entonces un ahorro de energía embalsada no tendría mayores consecuencias, y el “valor marginal” de la energía solar generada en verano sería el mismo que el de la energía hidroeléctrica: prácticamente nulo. Lo mismo sucedería si los embalses llenos en el verano impiden un ahorro de energía, por lo que dicha energía no podría ser consumida luego en el invierno.

De modo contrario, si los aportes fueran muy bajos, entonces la energía solar no podría desplazar a la hidroeléctrica, ya que la misma sería de por sí baja. Los embalses estarían “naturalmente” vacíos, por lo que no se podría consumir dicha energía en el invierno, como se observa en la Figura 5.2.3.5 para el año 2016 (con los aportes del año 2007, un año que fue extremadamente seco). De hecho, la disminución en las cotas de las usinas aumenta el impacto que podría tener una sequía en el aprovisionamiento energético, con una mayor exposición a la situación climática. Dicho aumento del riesgo, sin embargo, escapa a los límites del presente análisis y no será tenido en cuenta.

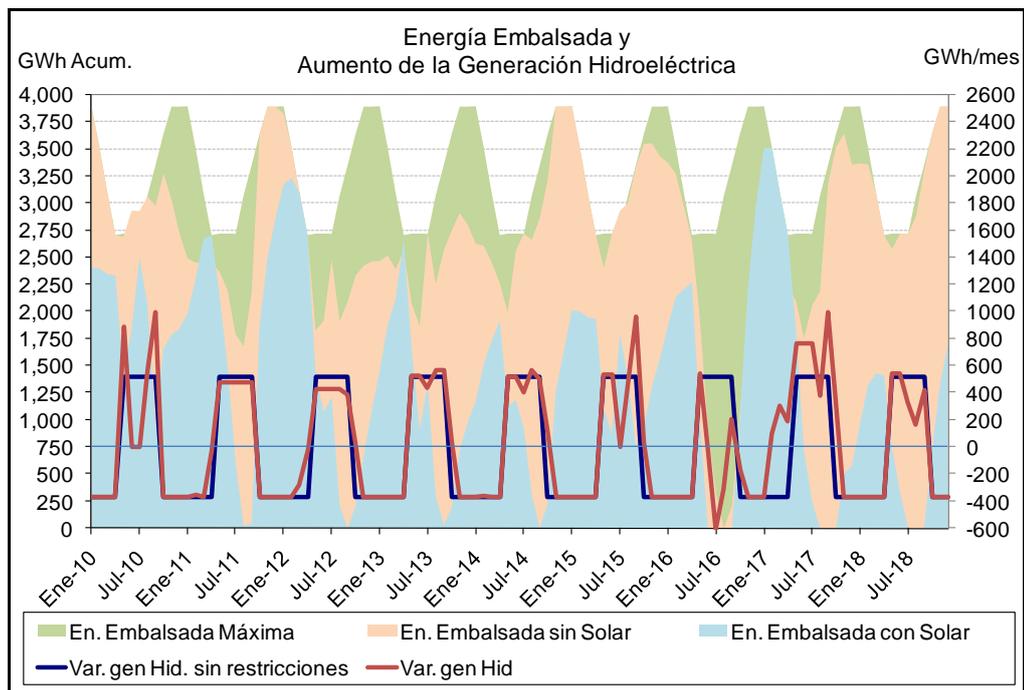


Figura 5.2.3.5. Energía embalsada y aumento de la generación hidroeléctrica, con 370 GWh/mes de inyección de energía solar y un escenario de hidraulicidad igual al histórico entre 2000 y 2008. Sólo se puede consumir en el invierno el 86% de la energía generada en el verano; el 14% restante debe consumirse cuando se genera.

El escenario de hidraulicidad media es, entonces, un escenario optimista desde el punto de vista de la capacidad de desplazamiento de generación energética: cualquier desvío

importante (tanto un aumento como una disminución) de los aportes hidroeléctricos redundaría en una menor capacidad de ahorro de energía durante el verano para consumirla en el invierno (aunque una mayor hidraulicidad aumentaría la generación total, haciendo en realidad irrelevante cuánto de este aumento de energía es por ahorro y cuánto por mayores aportes).

En la Figura 5.2.3.5 se observa que, cuando se calcula con los aportes históricos reales (años 2000 – 2008), la capacidad de ahorro de energía en verano (y en consecuencia la capacidad de consumo en invierno) disminuye notablemente.

De hecho, con una generación solar constante de 540 GWh/mes (3.780 GWh entre octubre y abril) sólo se puede generar 520 GWh/mes entre mayo y septiembre (2.600 GWh ahorrados y consumidos de hecho), pudiéndose almacenar y consumir de hecho sólo un 70% de la energía solar generada durante el verano (370 GWh/mes); el otro 30% debe ser consumido cuando se genera.

Si la generación solar es constante en 370 GWh/mes (2.590 GWh generados durante el verano), en cambio, se genera en invierno una energía hidroeléctrica extra por 443 GWh/mes (equivalentes a 2.215 GWh) como se muestra en la figura XXX. Con esta generación solar la proporción de energía que puede ser almacenada aumenta a un 86%; el otro 14% debe ser consumido cuando se genera y no puede acumularse.

Se concluye por lo tanto 3 cosas:

- Con la energía embalsable en Comahue, en un escenario de hidraulicidad media, es posible generar durante el invierno la totalidad del faltante de energía para el año **2015** (2.881 GWh), ahorrando dicha energía durante el verano mediante otras fuentes.
- Alcanzar dicho valor promedio en un escenario de hidraulicidad real (tomando los valores históricos de aportes entre los años 2000 y 2008) es más difícil. En la práctica aumenta considerablemente la incertidumbre de la generación respecto de los aportes hídricos.
- Con un despacho uniforme de dicha energía embalsada a lo largo del invierno y un escenario de aportes medios, **no** se podría cubrir el mes de mayor faltante de dicho año. Por esta razón, no se puede cubrir totalmente el corte esperado para el año 2015 utilizando la energía embalsada en Comahue durante los meses de verano.

En lo sucesivo se considerará que los aportes futuros de los ríos son iguales a los aportes medios históricos (escenario optimista para el ahorro de energía, pero conservador para la generación hidroeléctrica total), y que la capacidad de los embalses de Comahue limita la cantidad de energía que puede ser almacenada durante el verano y utilizada durante el invierno.

5.2.4 Modelo PlanSolar: Generación solar, eficiencia y acumulación hidroeléctrica

Fusionando los tres modelos descritos anteriormente se genera el modelo PlanSolar, un único modelo que permite calcular conjuntamente la energía generada por eficiencia y la energía solar generada, almacenando dicha energía en las represas de Comahue, en la medida de lo posible.

El modelo de difusión de la energía solar descrito en la Sección 5.2.1, “Un breve modelo de difusión de la energía solar”, se modifica levemente. El Modelo PlanSolar permite, de esta manera, que la tarifa que perciben los usuarios generadores de energía solar varíe según el momento en que cada uno instaló su equipo fotovoltaico, pero que se mantenga constante para cada uno de ellos. Así la instalación de equipos en un mes particular depende de cuál sea la tarifa otorgada para los usuarios que instalen sus equipos en dicho mes, mientras que el total abonado por la energía solar depende de cuánta energía se haya generado en total, y el precio por la energía abonado para cada equipo. Por ejemplo, puede decidirse no pagar ninguna tarifa a los usuarios que instalen sus equipos a partir de un mes dado (cortando abruptamente la instalación de nuevos equipos), pero aún así se debe seguir abonando la energía generada por los equipos instalados anteriormente.

La tarifa por la energía solar fotovoltaica generada es abonada por los usuarios residenciales, lo que aumenta su eficiencia para disminuir su consumo. Para vincular el pago de FiT (pago a los generadores de energía solar por la energía generada) con el aumento tarifario que perciben los usuarios se crea una cuenta que acumula la diferencia entre lo pagado por los usuarios residenciales y lo cobrado por los generadores. Según la demora en la que se desee se vacíe dicha cuenta (es decir, la relación entre dinero total acumulado en la cuenta y el pago mensual promedio a los generadores) se controla la relación entre la estacionalidad de la generación y la estacionalidad del pago.

Así, si el dinero acumulado en la cuenta es muy poco (por ejemplo, el necesario para pagar a los generadores la energía generada en un único mes) entonces el dinero abonado por los usuarios residenciales variará estacionalmente, en gran medida según la insolación. Si en cambio se desea que en la cuenta se acumule el dinero necesario para pagar a los generadores por más de un año, entonces la estacionalidad percibida por los usuarios residenciales en su pago por la energía solar será mínima, siendo la cuenta la que absorba la mayor parte de la variación anual.

Para relacionar la energía solar y el ahorro por eficiencia con la energía hidroeléctrica se tiene en cuenta las pérdidas de energía en la red de transporte. La energía ahorrada y generada en Comahue debe ser un 5% mayor a la ahorrada por eficiencia energética y generada con paneles fotovoltaicos, para compensar esta pérdida.

Dicho modelo único interactúa con el modelo MiniMargo, detallado en la Sección 3.2, “Desarrollo de un modelo de simulación del mercado energético”.

El modelo MiniMargo no cuenta con energía “solar” entre sus fuentes energéticas. A los efectos de vincular los modelos, se considera que tanto la generación solar como el

ahorro energético por eficiencia redundan en una menor demanda de las distribuidoras de energía eléctrica, mientras que el ahorro de energía hidroeléctrica en verano para su utilización en invierno redundan en una disminución y un aumento, respectivamente, de la generación hidroeléctrica.

Además del FiT, el generador de energía solar cobra el precio medio de la energía eléctrica en el mercado mayorista y los Bonos de Carbono generados, calculados a partir de la emisión de gases de efecto invernadero del parque de generación térmico, teniendo en cuenta el análisis realizado en la sección 4.3, “Bonos de Carbono: el Valor de no Contaminar”. El precio medio de la energía eléctrica y la emisión de gases de efecto invernadero son estimados por el modelo MiniMargo, en relación con el modelo PlanSolar.

Con ambos modelos, el PlanSolar y el MiniMargo, se evalúa el plan propuesto, así como su impacto en el mercado macro-energético, tal como se describe en la siguiente sección.

5.3 DETALLES Y ESPECIFICACIONES DEL PLAN PROPUESTO

Teniendo en cuenta el análisis realizado en el Capítulo 4, “Marco de la Solución Propuesta”, y los resultados observados en los tres modelos detallados anteriormente, se especifican los detalles del Plan propuesto.

Se considera que el usuario residencial que es generador de energía solar cobra una tarifa por dicha energía que se divide en tres conceptos diferentes:

- Parte a) Una tarifa fija del tipo FiT, que depende del costo de instalación y de la insolación, que garantiza un retorno mínimo de la inversión (aproximadamente 11.1% anual). Esta FiT es abonada por aportes realizados por todos los usuarios residenciales de las distribuidoras, aumentando su tarifa por la energía eléctrica consumida. Esta parte de la tarifa permanece constante durante 20 años para un equipo fotovoltaico dado.
- Parte b) Una tarifa variable, igual al precio medio del mercado mayorista eléctrico (precio spot de la energía, sobrecostos, potencia y pérdidas de transporte). Se considerará el precio medio del mercado en el momento en que la energía solar es generada, más allá de que dicha energía pueda ser luego ahorrada en los embalses para ser consumida en invierno. Esta parte de la tarifa es aportada por todos los agentes del MEM, que pagan precios de mercado (Potencia + Spot + Sobrecostos). Para calcular este valor se tienen en cuenta las pérdidas de transporte: un kWh generado en la red de distribución equivale a ligeramente más que un kWh generado en los centros de generación tradicionales, debido a que elimina las pérdidas de transporte.
- Parte c) Una tarifa extra por los bonos de carbono generados al desplazar energía eléctrica generada en usinas térmicas. A los efectos de la tarifa se considerará la emisión de GEI producida en el momento en que la energía solar es generada, más allá de que dicha energía pueda ser luego ahorrada en los embalses para ser consumida en invierno. Esta parte de la tarifa es aportada por los países del Anexo 1 del Protocolo de Kyoto. Al igual que con la parte b), para calcular este valor se tienen en cuenta las pérdidas de transporte, ya que un kWh generado en la red de distribución desplaza más que un kWh generado en una usina térmica.

El resultado final es un valor de la energía solar fotovoltaica que parte de los 517 U\$S/MWh en 2010 y desciende hasta los 445 U\$S/MWh en 2013, a medida que se abaratan los sistemas fotovoltaicos. Luego de 2013 el precio total de la energía solar fotovoltaica aumenta gradualmente hasta alcanzar los 460 U\$S/MWh en el 2017, debido al aumento del precio medio de la energía y al aumento del valor de los Bonos de Carbono generados. En la Tabla 5.3.1 se muestra una estimación ex-ante del valor de la energía solar fotovoltaica (es decir, sin tener en cuenta el impacto del Plan mismo en el precio medio de la energía y en el factor de emisión medio del sistema eléctrico)

	Parte a)		Parte b)	Parte c)			Total	
	Precio Sist. Fotovoltaicos	FiT (*)	Precio Medio Energía	Factor de Emisión	Valor del Bono de Carbono	Ingreso por BdC	Precio Energía Fotovoltaica	Retorno Sist. Fotovoltaico
Año	U\$/Wp	U\$/MWh	U\$/MWh	Ton CO ₂ /GWh	U\$/TonCO ₂	U\$/MWh	U\$/MWh	%/año
2009	7,5	490	50,5	478	16,6	7,9	548	12,4%
2010	7,0	457	52,2	482	17,1	8,2	518	12,6%
2011	6,5	425	54,1	501	17,7	8,9	488	12,7%
2012	6,0	392	59,3	544	18,6	10,1	461	13,1%
2013	5,7	372	61,1	572	19,9	11,4	445	13,3%
2014	5,6	366	67,3	613	21,5	13,2	446	13,5%
2015	5,5	359	74,4	650	22,1	14,4	448	13,8%
2016	5,5	359	77,7	687	22,1	15,2	452	14,0%
2017	5,5	359	83,7	733	22,1	16,2	459	14,2%
2018	5,5	359	80,3	753	22,1	16,7	456	14,1%

(*): a una insolación de 1,699 kWh/kWp/año y una tasa de retorno de 11.1%/año.

Tabla 5.3.1. Estimación ex-ante del precio de la energía solar fotovoltaica, detallando las tres partes de la facturación por la energía solar generada, y la tasa total de retorno de la inversión en instalación de un sistema fotovoltaico, para cada año del Plan.

Se estipula un límite al abono de la energía solar de parte de los usuarios residenciales, de manera que el FiT abonado por los usuarios residenciales no aumente en más de 85%, o dos aumentos de 36%, de la tarifa residencial (similar al aumento promedio sufrido por los usuarios residenciales en octubre de 2008). No se abonará la parte a) de la tarifa de energía solar a los usuarios generadores de energía solar que instalen sus equipos luego de que se haya superado los límites presupuestados para su abono.

Se toma como premisa inicial que el único aumento de las tarifas residenciales se debe a al Feed-in-Tariff luego del aumento tarifario de 2008. Se produce un aumento de tarifas de un 36% para todas las bandas tarifarias en octubre de 2009; dicho aumento se acumula en una cuenta destinada a pagar por el FiT de los generadores de energía solar, y a financiar las primeras instalaciones (Fondo de Promoción de la Energía Solar). De ser insuficiente este fondo para pagar el FiT de los generadores, se realizarán aumentos extra para los usuarios residenciales, de manera de no vaciar el mismo. Todos los aumentos tarifarios serán proporcionales al cargo variable pagado actualmente por los usuarios residenciales de energía eléctrica (tomando como base el esquema tarifario de Edenor, Edesur y Edelap).

En la medida de lo posible, se almacena en las represas de Comahue la energía ahorrada por eficiencia energética y generada con paneles fotovoltaicos. Es decir que, de poder acumularse toda la energía generada con los sistemas fotovoltaicos o ahorrada con eficiencia energética, todas las otras fuentes energéticas (principalmente energía térmica) mantendrían su generación durante el verano como si no hubiera ahorro energético o generación solar; toda la energía ahorrada por eficiencia energética o

generada con paneles fotovoltaicos redundaría en una menor generación hidroeléctrica en verano, para acumular energía en los embalses y tener una mayor generación en el invierno. De no ser posible acumular toda esta energía en los embalses de Comahue, la energía solar y el ahorro energético redundarían directamente en una menor generación térmica de las usinas con costos operativos más altos, en el mismo momento de la generación solar o ahorro energético.

5.4 RESULTADOS DIRECTOS DEL PLAN PROPUESTO

A partir del Modelo PlanSolar se pueden determinar los resultados directos del Plan propuesto. En esta sección se analizarán los resultados directos del Plan, es decir, los vinculados directamente con la generación solar, el ahorro por eficiencia energética y el desplazamiento del consumo de energía mediante el embalse de energía en las usinas de Comahue. En el capítulo siguiente (Capítulo 6, “Resultados”) se evaluará el impacto del Plan en el mercado macro-energético, en todas sus dimensiones relevantes, a través de la vinculación del Modelo PlanSolar con el Modelo MiniMargo.

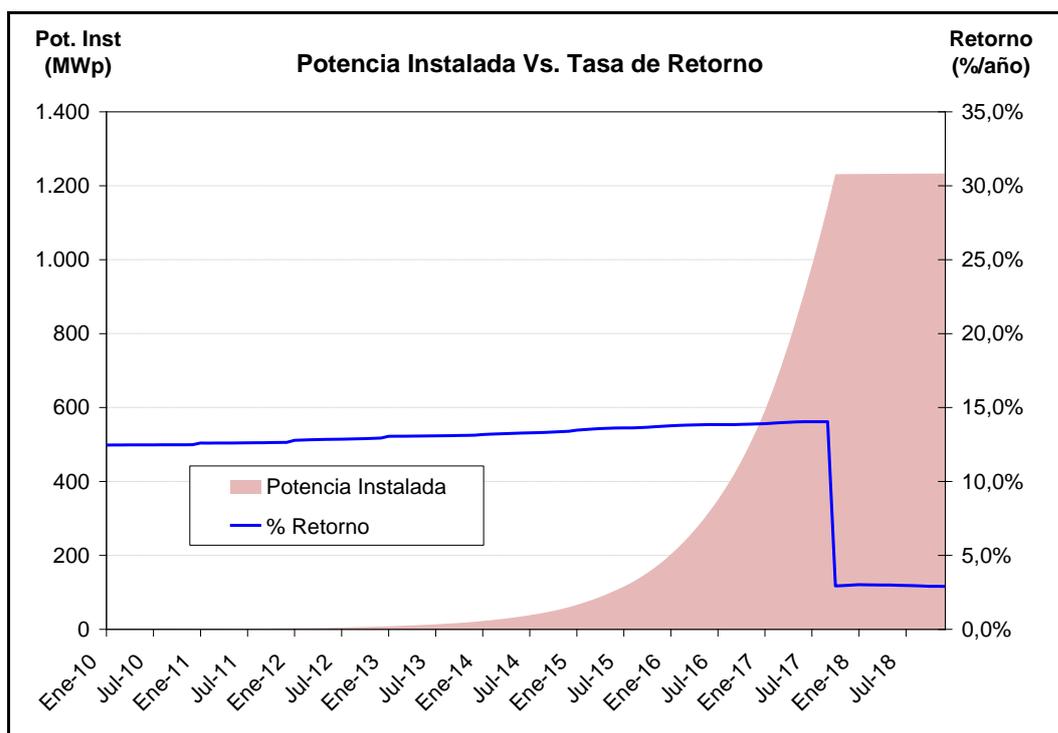


Figura 5.4.1. Potencia instalada y tasa de retorno (relación entre ingresos anuales y costo de instalación de los equipos fotovoltaicos) del Plan propuesto. Se observa que en el año 2017 la tasa de retorno cae a valores muy bajos, por alcanzarse el límite presupuestado de aumento tarifario, por lo que se detienen las instalaciones de potencia fotovoltaica.

La potencia fotovoltaica instalada crece exponencialmente hasta el año 2017, como se muestra en la Figura 5.4.1. Aproximadamente a mitad de dicho año se alcanza el límite del aumento tarifario presupuestado.

Los usuarios que instalen sus equipos fotovoltaicos después de esa fecha sólo cobrarán por la energía generada el precio monómico de la energía en el Mercado Eléctrico Mayorista (precio Spot Energía + Sobrecostos + Potencia) y lo obtenido por los Bonos de Carbono. Estos últimos conceptos sólo logran cubrir el 2,5% del costo de instalación al año, por lo que las instalaciones de potencia fotovoltaica, que habían crecido exponencialmente hasta entonces, se detienen abruptamente a partir de ese momento, como se observa en la Figura 5.4.1.

Una potencia instalada total de poco más de 1200 MW implica que casi 600 mil usuarios tienen instalados, en promedio, 2 kWp de potencia fotovoltaica cada uno. Con una cantidad estimada de 15.800 mil usuarios para el año 2017, la penetración de la generación solar sería de un 3.8% al finalizar el Plan.

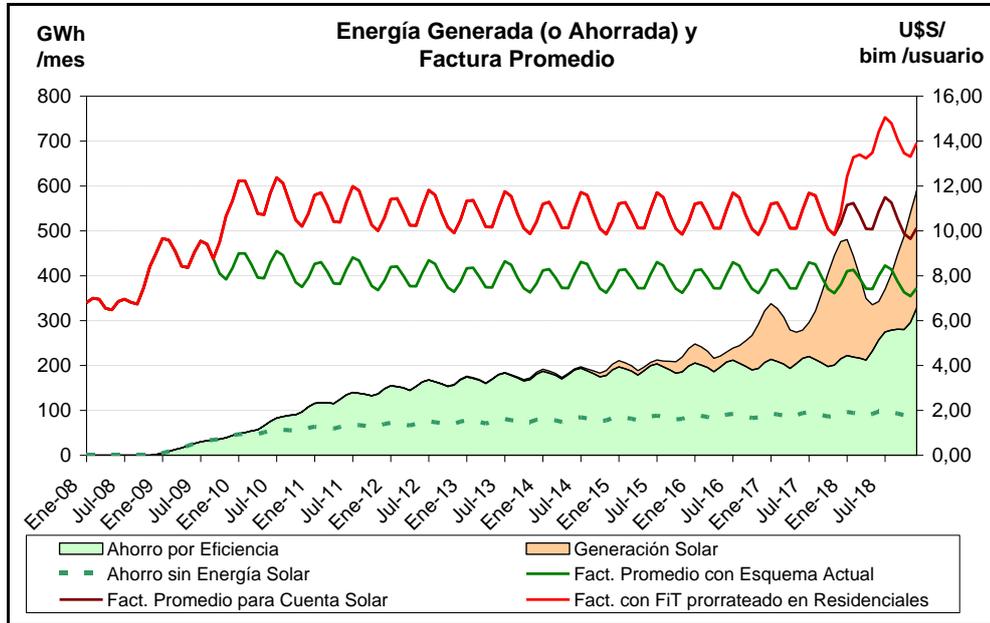


Figura 5.4.2. Factura por energía eléctrica promedio, energía solar generada y ahorro por eficiencia.

En la Figura 5.4.2 se observan los tres aumentos tarifarios: el aumento tarifario de 2008, el aumento propuesto para generar el Fondo de Promoción de la Energía Solar (línea roja/marrón, a partir de octubre de 2009) y el aumento tarifario necesario para cubrir el faltante del fondo, en línea roja, a fines de 2017. Es importante aclarar que, si bien los aumentos tarifarios promedio son similares a los de 2008, los aumentos propuestos por el Plan están distribuidos proporcionalmente en todos los usuarios residenciales, a diferencia del aumento de 2008 que se concentra en los usuarios de consumos mayores a 1.000 kWh/bim.

Entre los años 2010 y 2017 la tarifa promedio disminuye debido al menor consumo residencial de energía eléctrica. El aumento de la eficiencia energética no sólo disminuye la tarifa promedio para una banda tarifaria dada sino que hace que muchos usuarios pasen a bandas tarifarias más económicas.

También se observa el ahorro que habría si no se realizara el plan, consecuencia directa del aumento tarifario de 2008 (en línea verde punteada), el ahorro energético que hay con el plan (en área verde llena) y la energía solar generada (en área naranja). El ahorro por eficiencia está íntimamente relacionado con la tarifa que perciben los usuarios residenciales, por lo que es mayor a medida que aumenta la facturación promedio.

Las consecuencias del Plan en la tarifa residencial serían un aumento de un 36% en la tarifa en octubre del año 2009 y un aumento de un 32% en la tarifa media distribuido

entre los años 2017 y 2018, sin contar las disminuciones en las tarifas producto del ahorro energético.

Según muestra el Modelo PlanSolar, para el año 2018 el ahorro energético producto del Plan sería un 75% mayor al ahorro producto del aumento tarifario de 2008. Este ahorro energético sería el 48% de la energía ahorrada o generada por el plan. Es decir que la energía solar generada sería aproximadamente la mitad de la energía resultante del plan, la otra mitad provendría de aumentos de la eficiencia, producto de las mayores tarifas. De hecho, hasta el año 2016 la energía ahorrada por aumento de eficiencia es mayor a la energía solar generada, producto del aumento tarifario “adelantado” para el Fondo de Promoción de la Energía Solar.

Para obtener este ahorro y esta generación solar, la tarifa promedio aumentaría de 9.4 a 13.7 U\$S/bimestre/usuario, como se muestra en la Tabla 5.4.1.

Año	Ahorro energético		Generación Solar	Tarifa promedio
	Por aumento tarifario 2008	Por Plan Solar		
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	U\$S/bim/usuario
2009	305	0	0	9,4
2010	637	265	1	11,4
2011	777	776	3	11,0
2012	857	1028	8	10,8
2013	912	1156	23	10,8
2014	958	1236	67	10,8
2015	1001	1300	203	10,7
2016	1046	1351	609	10,7
2017	1084	1406	1618	10,8
2018	1123	1973	2094	13,7

Tabla 5.4.1. Impacto del Plan Solar en términos de ahorro energético, generación Solar y tarifa promedio.

En las Figuras 5.4.3 y 5.4.4 se observa que a partir de mediados del año 2016 el aumento tarifario de octubre de 2009 para el Fondo de Promoción de la Energía Solar es insuficiente para pagar a los generadores de energía solar. Esta diferencia hace que el Fondo de Promoción de la Energía Solar disminuya levemente. Debido a este déficit, a partir de fines del 2017 los usuarios residenciales deben abonar un “plus” respecto del aumento tarifario del año 2009, que se traduce para el año 2018 en un segundo aumento tarifario de similar magnitud que el primero. Es debido a la magnitud de este aumento tarifario que se debe detener la instalación de nueva potencia fotovoltaica mediante la cancelación de la FiT a los nuevos generadores fotovoltaicos: de no hacerse esto, y de dejarse indefinidamente la FiT propuesta inicialmente, la tarifa abonada por los usuarios residenciales treparía a tasas astronómicas.

En la Figura 5.4.3 también se observa que la proporción de ingresos de los generadores de energía solar fotovoltaica que provienen de otras fuentes (no abonados por los

usuarios residenciales) es muy pequeña frente a lo abonado por los usuarios residenciales.

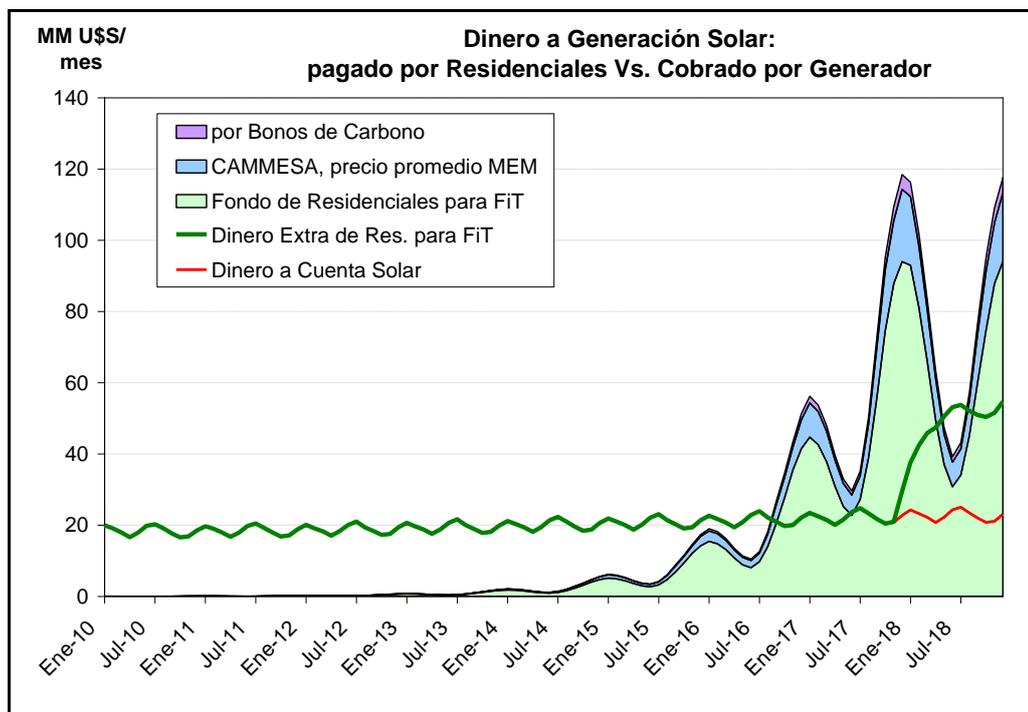


Figura 5.4.3. Comparación entre el dinero abonado por los usuarios residenciales y el dinero percibido por los generadores de energía solar. Se observa que el dinero destinado al Fondo de Promoción de la Energía Solar no alcanza para cubrir el pago del FiT para los generadores a partir del año 2017, requiriéndose un dinero extra de parte de los usuarios residenciales.

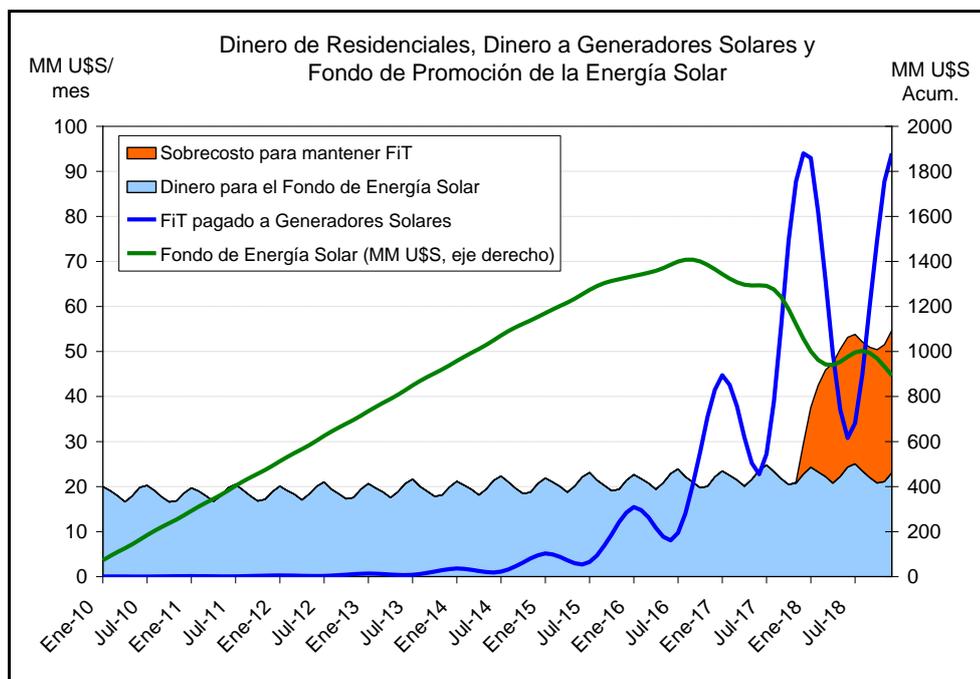


Figura 5.4.4. Comparación entre el dinero abonado por los usuarios residenciales, el dinero percibido por los generadores de energía solar y el Fondo de Promoción de la Energía Solar.

La estacionalidad de la generación solar fotovoltaica se debe a la variación de la insolación a lo largo del año. En cambio, la estacionalidad del consumo residencial de energía eléctrica se debe a la variación del consumo a lo largo del año: en invierno aumenta la demanda para iluminación y calefacción, debido a que hay menos horas de luz diurna y menores temperaturas, mientras que en verano aumenta la demanda para acondicionamiento de aire.

La marcada diferencia entre ambas estacionalidades, siendo la primera mucho mayor a la segunda, es lo que fuerza la creación del Fondo de Promoción de la Energía Solar. Al mantenerse dicho fondo, los aportes de los usuarios residenciales no varían estacionalmente conjuntamente con la insolación. De no existir este Fondo, o ser el mismo muy bajo respecto al dinero total a abonar a los generadores de energía solar, el dinero abonado por los usuarios residenciales variaría con la insolación, creciendo en gran medida en verano (cuando se genera la mayor cantidad de energía solar, debido a la alta insolación) y disminuyendo en invierno.

Además, dicho Fondo permite una financiación más sencilla de todos los gastos colaterales del Plan (propaganda, investigación, ajustes técnicos, etc.).

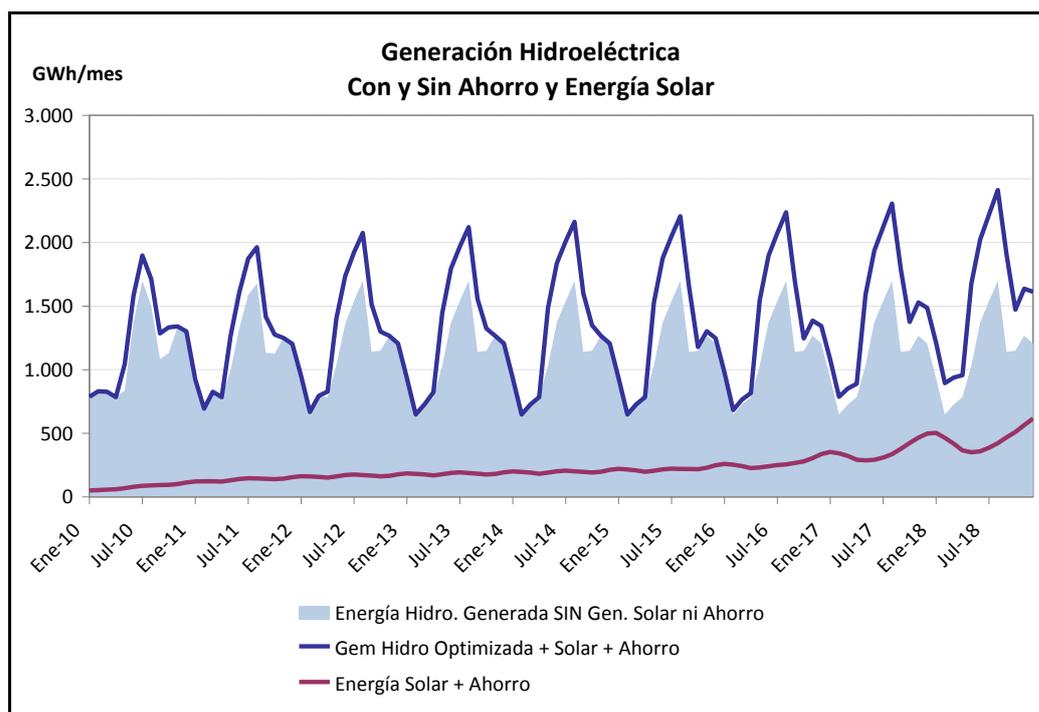


Figura 5.4.5. Impacto de la energía solar generada y del ahorro energético por eficiencia en la generación hidroeléctrica en las usinas de Comahue.

En la Figuras 5.4.5 y 5.4.6 se observa el impacto del Plan propuesto en la generación de energía hidroeléctrica en Comahue. La energía ahorrada por un aumento de la eficiencia energética, así como la energía solar generada, redundan en un menor despacho hidroeléctrico durante el verano. Dicho menor despacho hidroeléctrico conlleva una mayor acumulación de energía en los embalses, lo que permite una mayor erogación de agua y generación de energía en el invierno.

Hasta el año 2015 todo el ahorro por eficiencia y la generación solar se “almacenan” entre los meses de octubre y abril, mediante una menor generación hidroeléctrica, para ser luego consumidos durante el invierno. Esto se observa en la Figura 5.4.5: durante los meses de verano, la generación hidroeléctrica sumada al ahorro por eficiencia y a la generación solar son iguales a la generación del “caso base”, es decir, la generación hidroeléctrica que habría si no se hiciera el Plan.

A partir de 2016 la proporción de energía que se desea ahorrar en Comahue disminuye, hasta alcanzar un 45% en el año 2018, de manera de ahorrar la misma cantidad de energía total que en el año 2015. En la Figura 5.4.5 se observa que, en el verano, la generación hidroeléctrica sumada al ahorro por eficiencia y a la generación solar es mayor a la generación hidroeléctrica del “caso base”: esta diferencia es mayor eficiencia o generación solar que no se acumula en las represas.

En la Figura 5.4.6 se observa que no aumenta la cantidad de energía acumulada en verano y consumida en invierno, a pesar de que aumentan la eficiencia energética y la generación solar.

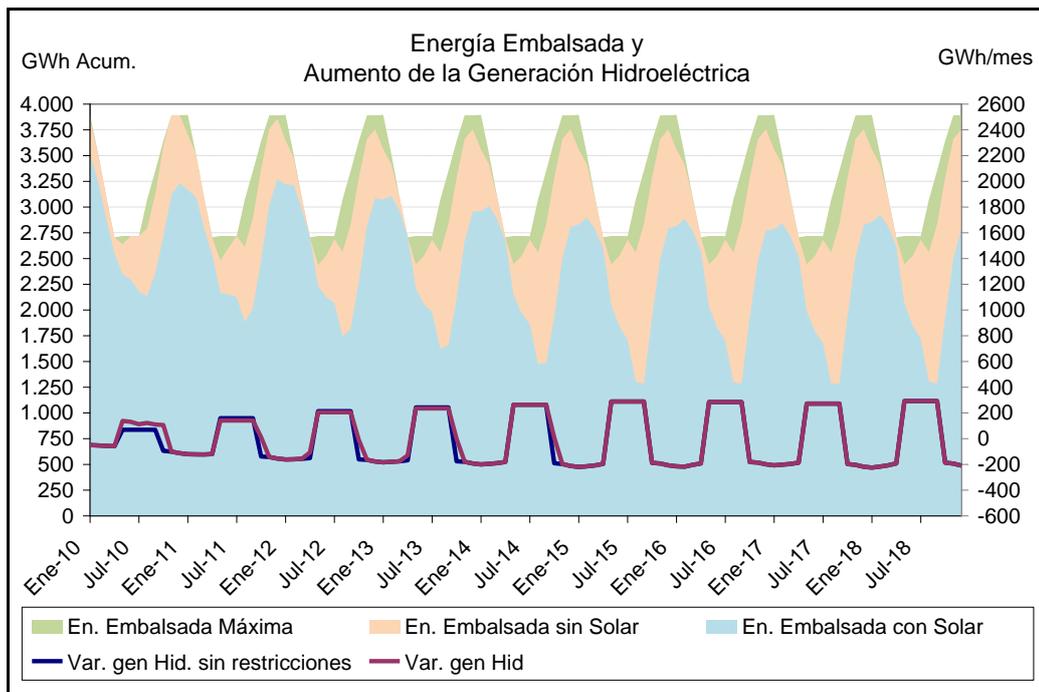


Figura 5.4.6. Variación en la generación hidroeléctrica y en la energía embalsada de Comahue para desplazar la generación solar y el ahorro por eficiencia a los meses del invierno.

La proporción de la energía que es acumulada en las represas de Comahue debe disminuir (manteniendo constante la cantidad total de energía acumulada) para no exigir en demasía al sistema hidroeléctrico. De lo contrario la energía embalsada en los años 2017 y 2018 oscilaría entre el máximo y el mínimo técnicos, exponiendo al sistema hidroeléctrico nacional a un gran riesgo: aportes de los ríos Limay o Collón Curá menores a los históricos redundarían en la imposibilidad de generar energía

hidroeléctrica por algún período de tiempo, dejando al sistema eléctrico nacional muy vulnerable.

Manteniendo constante la energía a almacenar a partir del año 2015 (disminuyendo en proporción a la energía ahorrada por eficiencia y a la energía solar generada) no se observan limitaciones en la capacidad de almacenamiento de Comahue: toda la energía que se desea almacenar es almacenada, y dicha energía es luego consumida en el invierno sin inconvenientes.

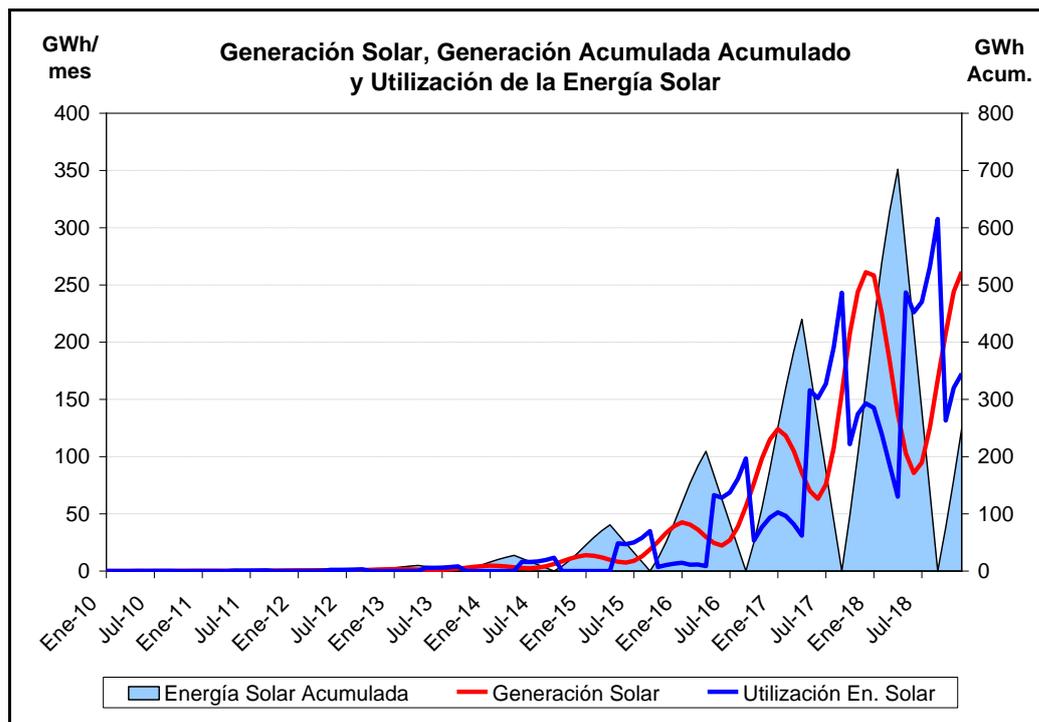


Figura 5.4.7. Comparación entre la energía solar generada y la energía utilizada de hecho, mediante el almacenamiento de energía en Comahue.

En las Figuras 5.4.7 y 5.4.8 se observa, respectivamente, la energía solar y la energía ahorrada mediante eficiencia energética, comparadas con la utilización de ambas fuentes de energía diferidas en el tiempo mediante el almacenamiento de energía en Comahue.

En el caso de la energía solar, se observa que el almacenamiento de la energía en las represas de Comahue invierte la estacionalidad natural de dicha generación: mientras que la mayor parte de la energía se genera en verano, dicha energía se consume principalmente en invierno.

Para la energía ahorrada mediante eficiencia energética, la estacionalidad original no es tan marcada. Hasta el año 2015 el consumo de la energía ahorrada mediante eficiencia, almacenada en su totalidad en Comahue, se concentra en los meses entre mayo y septiembre. A partir del año 2016 una parte del consumo de la energía ahorrada por eficiencia se distribuye a lo largo del año, ya que no toda la energía es almacenada en Comahue. De hecho, en la figura 5.4.8 se observa que en el año 2018 se acumula menos

energía por ahorro que en el año 2011, aunque el ahorro por eficiencia sea mucho mayor.

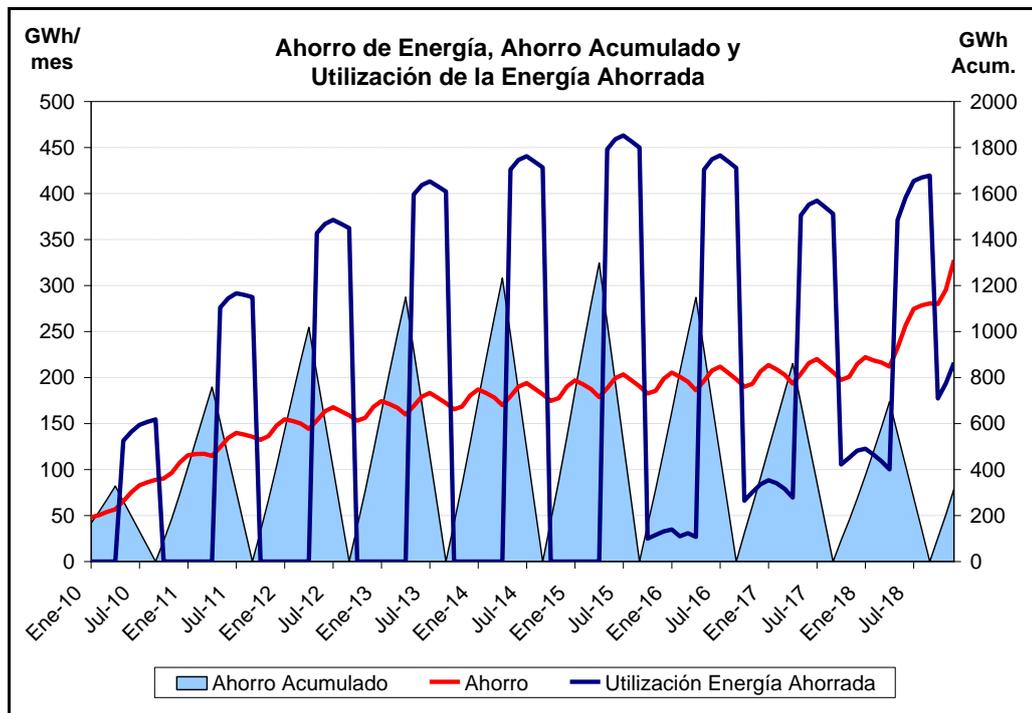


Figura 5.4.8. Comparación entre la energía ahorrada con eficiencia energética y la energía utilizada de hecho, mediante el almacenamiento de energía en Comahue.

Esta menor acumulación de energía ahorrada por eficiencia permite una mayor acumulación de energía solar (que presenta una mayor estacionalidad, por lo que su acumulación es prioritaria), a la vez que mantiene las cotas de las represas de Comahue en niveles aceptables.

También se observa en las Figuras 5.4.7 y 5.4.8 la forma del crecimiento del ahorro energético y de la generación solar. El ahorro energético por aumento de la eficiencia crece balanceadamente, tendiendo a un máximo, y comienza a crecer inmediatamente debido al aumento tarifario de 2008 y al aumento propuesto de 2009 (para el Fondo de Promoción de la Energía Solar). En cambio, la generación solar crece lentamente al principio, pero luego crece de manera explosiva, con una curva exponencial característica de los sistemas reforzados.

En la Figura 5.4.9 se observan los puestos de trabajo generados por el Plan Solar. La cantidad de puestos de trabajo se estima a partir de su correlación histórica a nivel mundial con la potencia instalada y la instalación anual de potencia. Se observa en línea azul la cantidad de puestos de trabajo generados si en Argentina se mantuviera la misma relación entre puestos de trabajo con MWp de potencia instalada e instalándose que el resto del mundo. Sin embargo, esto implica suponer que en el país se mantendrá la relación de inversiones en fabricación, investigación y desarrollo de los equipos fotovoltaicos. Ésta es una estimación muy optimista para el país. Se estima conservadoramente, entonces, que la cantidad de puestos de trabajo generados será de la

mitad de los puestos de trabajo generados, a igual cantidad de potencia instalada e instalación anual, que el promedio mundial (la otra mitad de puestos de trabajo serán generados en los países donde se concentre la investigación y la producción de los paneles fotovoltaicos a instalarse en Argentina). Se realiza esta estimación a partir de la Fórmula 4.1.7.1.

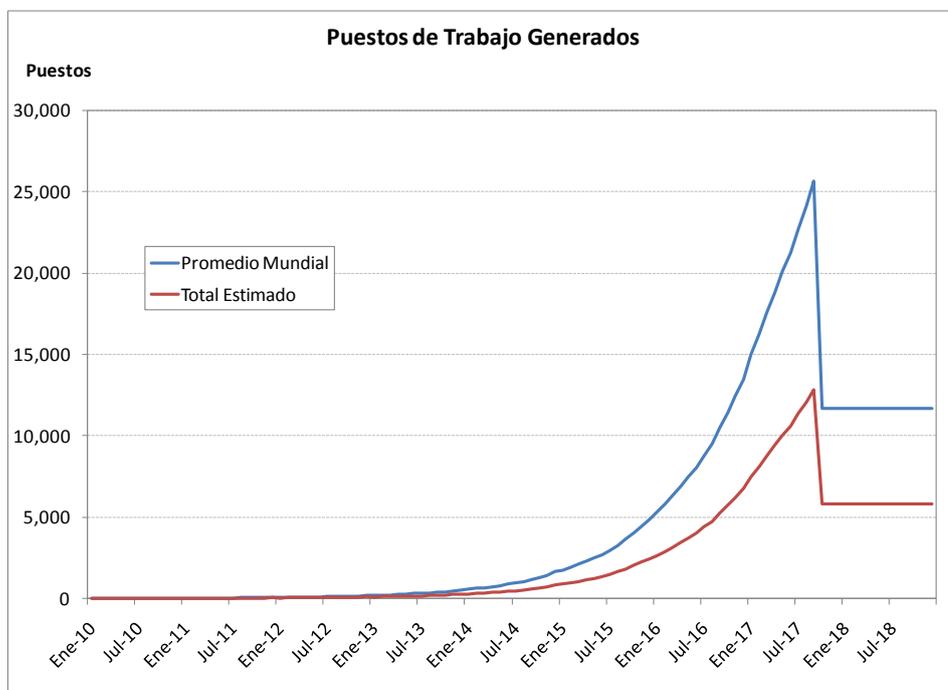


Figura 5.4.9. Puestos de trabajo generados por el Plan Solar.

Los puestos de trabajo crecen exponencialmente a medida que crece el mercado de la energía solar en el país. Cuando se alcanza el límite del aumento tarifario presupuestado, y se deja de abonar la parte a) de la tarifa a los nuevos generadores de energía solar, cesa abruptamente la instalación de nueva potencia fotovoltaica (por volverse la misma no rentable). Esto tiene un impacto directo en la cantidad de puestos de trabajo. El resultado es que los puestos de trabajo estimados caen de casi 13.000 a casi 6.000, abruptamente, cuando cae la instalación de nuevos sistemas fotovoltaicos.

5.5 LAS POLÍTICAS Y REGLAMENTACIONES NECESARIAS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL PLAN SOLAR

Para poder implementar el Plan Solar, se deben implementar paralelamente diferentes políticas y reglamentaciones, relacionadas con los cuatro aspectos principales del Plan: la generación fotovoltaica, la eficiencia energética, los bonos de carbono y la utilización de la energía embalsada en las represas de Comahue. Además, son necesarias otras políticas generales para articular estos conceptos.

A continuación se describen las principales políticas que deben implementarse de manera articulada con el Plan Solar, relacionadas con la energía solar, la eficiencia energética y los bonos de carbono.

5.5.1 Políticas de promoción y apoyo a las tecnologías de generación solar:

Creación de la figura del MicroGenerador

Actualmente sólo las usinas eléctricas, declaradas como Generadores del Mercado Eléctrico Mayorista, pueden inyectar energía a la red eléctrica.

Esto significa que, si algún usuario deseara instalar paneles fotovoltaicos en su residencia (más allá de que los precios de la energía eléctrica no motiven esta inversión en absoluto) y en algún momento generara más energía de la que consume, entonces no podría “inyectar” esta energía en la red: la energía generada a nivel residencial sólo puede almacenarse en baterías o consumirse localmente.

Los requisitos para ser generador del MEM son prácticamente innumerables²⁹, incluyendo diferentes medidas de control ambiental, comercial, técnico, operativo, legal, etc. Para empezar, para ser considerado Autogenerador, un agente debe tener una capacidad de generación de 1 MW, un valor sideral comparado con las instalaciones residenciales de energía fotovoltaica. Los generadores del MEM deben estar conectados a las redes de alta tensión, no existe un generador conectado directamente a la red de distribución. El MEM no concibe la microgeneración distribuida.

Se debe crear una figura de MicroGenerador, vinculado a la red eléctrica a través de la red de distribución, tanto física como comercialmente. Este agente no puede realizar transacciones en el mercado mayorista; es decir, su vínculo comercial está limitado a la venta de energía a la distribuidora, a precios estacionales determinados (fijos o variables por banda horaria). Puede, o no, ocupar la locación física de un usuario consumidor de energía eléctrica de la distribuidora, pero mantiene una independencia del consumidor a efecto legal, impositivo, etc.

El MicroGenerador dispone de un medidor de energía generada, que vinculará la instalación del mismo con la red de distribución, y actuará a su vez de protección, verificando que la frecuencia, la fase, los armónicos, etc. de la energía generada coincidan con los de la red de distribución dentro de ciertos factores de tolerancia. El

²⁹ Ver “Los Procedimientos”, CAMMESA. Resolución Ex-SEE 61/92 y sus modificaciones.

medidor también debe interrumpir la conexión con la red de distribución en caso de que la misma tenga una falla en tensión, frecuencia o armónicos, o haya un corte generalizado de energía, a los efectos de proteger la instalación del MicroGenerador.

La instalación de generación debe ser inspeccionada por personal capacitado de la distribuidora, para verificar la potencia y la viabilidad técnica de la conexión.

A los efectos de fomentar el desarrollo de esta figura, se permite al MicroGenerador vincular su propia instalación eléctrica con la del usuario consumidor con el que comparte una localidad, de manera de permitirle consumir su propia energía en caso de un corte de energía de la red de distribución. Dicho vínculo debe impedir que una fuente de generación en la instalación del usuario consumidor entregue energía a la red a través de la instalación del MicroGenerador, de manera de limitar la instalación que puede generar energía (toda la instalación del generador puede ser inspeccionada por personal de la distribuidora, no así la del usuario consumidor). De esta manera se impide (o se dificulta) que un generador de energía solar conecte un motogenerador que consume combustibles tradicionales y “venda” esa energía como energía limpia.

Se deben generar las leyes, resoluciones y reglamentaciones que reglamenten la instalación de los MicroGeneradores desde el punto de vista técnico, teniendo en cuenta su impacto reducido en la red de distribución (dada la baja potencia generada por éstos) así como la seguridad de la instalación del usuario. Dichas reglamentaciones deben limitar el ingreso de los MicroGeneradores en términos de seguridad técnica, a la vez de presentar la menor cantidad posible de trabas al desarrollo de esta figura.

Apoyo de las distribuidoras

Las distribuidoras pueden ser las primeras en oponerse al cambio en la política energética, ya que pueden ser los principales perjudicados por la implementación de estas políticas. Son los agentes que tienen que afrontar la mayor parte de los cambios técnicos. La energía distribuida puede traer serios inconvenientes técnicos, como consecuencia de la conexión de generadores de energía en puntos diseñados para ser consumidores netos. La conexión de capacidad de generación en esos puntos puede traer problemas de armónicos, o de aislamiento en casos de desconexión de la red, o para las reparaciones de los transformadores, etc.

Por otra parte, la participación activa de las distribuidoras de energía eléctrica es vital para el éxito del Plan Solar. Para la instalación de un equipo de generación se debe contar con una aprobación técnica. Si las distribuidoras no creen en la conveniencia de la instalación de dichos equipos, o el Plan las perjudica directa o indirectamente, harán lo posible por dilatar o evitar las aprobaciones. Un trámite tortuoso o una gran demora en la aprobación de la instalación pueden ser disuasiones suficientes para ocasionar el fracaso total de la política.

Una posible política para evitar este inconveniente es forzar el consumo de energía “limpia” a las distribuidoras. Puede plantearse que las distribuidoras deberían ofrecer un porcentaje mínimo de energías no contaminantes, y ese porcentaje podría crecer

gradualmente a medida que se cumpla el plan de instalación de energía solar. En ese caso, las distribuidoras tendrían una gran motivación para apoyar el plan, ya que obtendrían una fuente barata y accesible de energía limpia, y cuya ampliación se encontraría directamente bajo control de las mismas. Esta necesidad de energía “limpia” para cada distribuidora debe coordinarse conjuntamente con otros planes de fomento a las energías limpias y renovables, para lograr un desarrollo parejo y sostenible.

Desarrollo de la cadena de valor de los sistemas fotovoltaicos

Para fomentar la instalación de las energías alternativas (no sólo la energía solar, sino también otras fuentes de energía alternativa como la eólica, o el biogás, etc.) no alcanza con determinar un precio para la energía generada con dichas tecnologías. También es necesario impulsar políticas que beneficien a toda la cadena de valor, en cada una de sus etapas. Estas políticas incluyen, sin limitarse, las siguientes:

- Vínculos entre las empresas y las universidades, para fomentar la investigación y generar mano de obra capacitada. Incluye la realización de congresos, concursos, foros, etc.
- Estudio completo de todas las partes de las cadenas de valor de estas tecnologías, de manera de reconocer: los puntos en donde hay economías de escala, las partes que generan la mayor proporción del valor final del producto, cuáles etapas representan la mayor cantidad de mano de obra, cuáles pueden ser realizadas localmente (por cuestiones de volumen del mercado) y cuáles es preferible realizar en el exterior o importar los productos, etc.
- Exenciones impositivas para las empresas que producen las tecnologías de energías renovables a nivel local y las relacionadas (comercialización, instalación, mantenimiento, etc.).
- Fomento a los créditos para la adquisición de equipos de generación de energía limpia y renovable.
- Disminución de las alícuotas de importación de los equipos de generación que no pueden ser generados localmente, o cuya producción local no es conveniente económicamente.
- La generación de mapas detallados de los recursos energéticos a nivel local, tanto de vientos como de insolación.

5.5.2 Políticas de apoyo y promoción de las tecnologías de eficiencia energética

Al igual que con las tecnologías de generación de energías renovables y limpias, las políticas de difusión de las tecnologías de eficiencia energética no pueden limitarse a un aumento tarifario. Deben promocionarse estas tecnologías en todos los niveles de consumo energético.

Estas políticas incluyen, sin limitarse, las siguientes:

- Etiquetado energético. El usuario debe poder conocer a simple vista el consumo energético de los equipos que compra, de manera de poder distinguir fácilmente los que son eficientes de los que no. Este etiquetado debe comenzar con las lámparas, para ser luego obligatorios en las heladeras, equipos de aire acondicionado, estufas eléctricas, televisores, equipos de computación, equipos de audio, etc.
- Etiquetado de edificaciones, generando la figura de “edificio verde” para los edificios con un consumo energético bajo (puede incluir la instalación de generación limpia en el edificio u otras medidas de ahorro/generación energética). Dicho edificio podría pagar menores impuestos inmobiliarios, impuestos a la venta de la propiedad, etc., además de la obvia reducción en la tarifa energética.
- Vínculos entre las empresas y las universidades, para fomentar la investigación sobre tecnologías de bajo consumo y eficiencia energética.
- Campañas de concienciación sobre la importancia de utilizar racionalmente la energía, incluyendo capacitación en alumnos de escuelas de enseñanza media y primaria, propaganda en múltiples canales de comunicación, etc.
- Exención impositiva o una disminución de los impuestos para aquellos equipos que demuestren una alta eficiencia energética. La menor recaudación por parte del gobierno se verá compensada con una disminución en los subsidios a la energía.³⁰
- Sistemas de créditos para la adquisición de productos de eficiencia energética.
- Desarrollo de la cadena de valor. Al igual que con las tecnologías de generación de energía limpia, toda la cadena de valor de las tecnologías de eficiencia energética debe ser desarrollada, teniendo en cuenta las partes de la cadena que agregan más valor, que aportan más puestos de trabajo, que tienen mayores o menores economías de escala, que pueden realizarse localmente o es conveniente importar, etc.

En general, al pensar en eficiencia energética, se la vincula directamente con los equipos de bajo consumo de energía eléctrica. Sin embargo, hay múltiples perspectivas de la eficiencia, dados los estrechos vínculos entre los diferentes consumos y fuentes de energía.

Por ejemplo:

- El ahorro de agua conlleva un ahorro de energía eléctrica en bombeo, y distintos energéticos en su potabilización, etc. Todas las medidas apuntadas a disminuir el

³⁰ El aumento a los impuestos de los equipos electrónicos, que aparentemente impulsaría el gobierno, tiene exactamente el efecto opuesto, dado que los equipos electrónicos más modernos tienen consumos menores de energía eléctrica. Por ejemplo, un monitor LCD puede consumir la mitad de un monitor de tubo, generando menos calor y, por lo tanto, exigiendo también un menor consumo de aire acondicionado. La relación entre los consumos de una PC tipo laptop con una PC de escritorio es aún mayor.

consumo de agua (recambio de canillas que gotean, aprovechamiento del agua para múltiples usos, campañas de concienciación sobre el uso del agua, etc.) tienen un impacto directo en el consumo energético y se deben fomentar de igual manera.

- Dada la gran proporción de energía eléctrica generada con gas, y dado que el gas natural es el factor limitante de la matriz energética nacional, el ahorro de gas está íntimamente relacionado con el ahorro de energía eléctrica. Todas las medidas destinadas a disminuir el consumo de gas (recambio de estufas, termotanques, calefones, etc. por versiones más eficientes, campañas de concienciación sobre el uso del gas, etc.) tienen un impacto directo en la generación de energía en centrales térmicas y se deben fomentar de manera conjunta a las de ahorro de energía eléctrica.
- El aislamiento térmico (paredes recubiertas por aislamiento, ventanas de vidrio doble, etc.) permite mantener el confort del ambiente con un menor consumo energético, tanto de gas como de energía eléctrica, por lo que debe considerarse dentro de las medidas de eficiencia energética. Asimismo, deben investigarse más a fondo los métodos alternativos de acondicionamiento de aire, como el *whole-house-fan* (ventilador de casa completa, que refrigera la casa al empujar el aire caliente hacia el exterior), el aislamiento dinámico (sistemas que pueden cambiar aislamiento según la temperatura exterior e interior del edificio), diferentes materiales de construcción como los *phase-change-materials* (materiales que reducen la necesidad de energía de refrigeración y calefacción, absorbiendo y liberando calor al ambiente al solidificarse o licuarse), etc. promoviendo los que muestren tener mayores beneficios económicos y energéticos.
- La utilización de otras fuentes de energía para reemplazar a las tradicionales es vital, no sólo para la generación eléctrica. La instalación de calefacción solar, termotanques solares, etc. redundan en última instancia en un menor consumo energético, por lo que se deben fomentar con la misma intensidad con la que se promueven las lámparas de bajo consumo.

5.5.3 Apoyo de CAMMESA para la comercialización de los Bonos de Carbono

Actualmente cada proyecto de energías alternativas que desee generar bonos de carbono debe realizar sus propios cálculos de impacto ambiental, de los gases de efecto invernadero que dejan de emitirse, etc. La alta inversión inicial para poder vender los bonos en los mercados europeos es una importante barrera de entrada al mercado de bonos de carbono. Dicha inversión, destinada principalmente a análisis técnicos, legales, ambientales, etc., supera el millón de pesos³¹, y sólo se justifica para las grandes

³¹ Un total 280 mil euros en Consultoría, Validación, Registro, Emisión y Verificación, según la presentación de EcoSecurities en el Energy Forum, 2008.

inversiones en energías renovables o aumentos de eficiencia. Sin embargo, para un micro-generador, realizar estos cálculos sería un despropósito.

Existen mecanismos poco explotados para concentrar muchas generaciones de bonos, de manera que un único ente centralizado gestione los bonos de carbono generados por múltiples proyectos. Si se contara con un mercado local suficiente, podrían surgir empresas dedicadas a la comercialización de los bonos, dispuestas a afrontar la inversión inicial. EcoSecurities y EvolutionMarkets, por ejemplo, son dos empresas dedicadas a la gestión de Bonos de Carbono (entre otras cosas) enfocadas a los grandes proyectos de generación de bonos. Si tuvieran que ser las distribuidoras mismas las encargadas de afrontar dicha inversión, probablemente muchas no alcanzarían la economía de escala necesaria, perdiéndose grandes oportunidades de crecimiento del negocio.

Para no involucrar a las distribuidoras se pueden promover políticas de apoyo a nivel nacional. Por ejemplo, CAMMESA (o algún organismo estatal) podría financiar la creación de un fondo único de bonos de carbono, al que las distribuidoras adherirían, variabilizando así los altos costos fijos. CAMMESA puede realizar un cálculo aproximado de generación de energía eléctrica de un módulo fotovoltaico dado, relacionarlo con la emisión de gases promedio y estimar una no-emisión de gases por unidad de potencia instalada, de modo de simplificar el cálculo. De igual manera, puede realizar cálculos de gases emitidos por unidad de energía, mes a mes (o incluso hora a hora) para calcular cuántos gases fueron de hecho emitidos y el ahorro de gases de efecto invernadero por unidad de energía solar generada.

Relacionando los valores de emisión de gases de efecto invernadero con la generación solar generada por cada MicroGenerador, se obtendrían los Bonos de Carbono generados por cada uno de ellos. Cada distribuidora tendría que informar la generación de cada MicroGenerador y la tecnología utilizada, para que CAMMESA realice el cálculo estimado de manera centralizada.

La gestión de los bonos de carbono, de esta manera, se realizaría a través de CAMMESA, independientemente del pago de la Feed-in Tariff. El pago de los Bonos de Carbono se realizaría a nivel nacional mientras que el pago de la Feed-in Tariff se recaudaría y abonaría a nivel local, a través de las distribuidoras de energía eléctrica, con una demora mucho menor. CAMMESA abonaría el pago correspondiente por los Bonos de Carbono (contra el cobro de los bonos en el mercado internacional) a las distribuidoras, que lo entregarían a su vez al MicroGenerador.

Para compensar por errores metodológicos (tomar un promedio general en lugar de un análisis por cada proyecto) se podría ponderar el valor de Bonos de Carbono generados por un factor que lo disminuya levemente.

5.6 DIFICULTADES NO ANALIZADAS

La generación solar fotovoltaica tiene su serie de potenciales inconvenientes, como los tiene todo cambio en la estructura de cualquier sistema.

Abastecimiento y precio de los paneles fotovoltaicos

Un problema a enfrentar es el abastecimiento de placas solares. Actualmente se está produciendo una situación paradójica frente al abastecimiento de equipos de generación fotovoltaica: la demanda aumenta, producto de la aplicación de políticas de generación “limpia” alrededor del mundo, y se espera que los precios disminuyan, producto de mejoras en la tecnología y de aumento de la eficiencia en los elementos de los equipos.

Sin embargo, el abastecimiento de los equipos está en riesgo ya que la producción de silicio (vital para la fabricación de las placas fotovoltaicas) está estancada desde hace varios años. Como consecuencia, durante los últimos años se observan grandes demoras en el abastecimiento de las placas fotovoltaicas. Dada una saturación de la oferta de las materias primas para la fabricación de placas fotovoltaicas, es posible que los precios de las mismas aumenten con su demanda; los precios internacionales de las placas podrían aumentar en los próximos años.

Localmente, si se mantiene un esquema que garantiza un retorno sobre la inversión constante, se promueve la demanda independientemente del precio medio del mercado. Si no se garantiza un volumen suficiente de placas fotovoltaicas, la demanda podría superar a la oferta, lo que llevaría a un aumento del precio local de la tecnología fotovoltaica, independientemente del precio internacional. Esto podría disparar las tarifas de la energía que pagan los usuarios residenciales, al aumentar tanto el costo como el volumen de la energía solar.

Incluso si se garantizara el normal abastecimiento de placas fotovoltaicas, es posible que una estructura monopólica del mercado lleve los precios a niveles que impidan el desarrollo masivo de la tecnología. Hay muchas maneras de imponer barreras de entrada al mercado, de manera que es posible que “el primero se lleve todo”, dado que hay muchos otros aspectos (además de la oferta de placas) con grandes economías de escala. La importación de las placas fotovoltaicas, así como el know-how específico al negocio, implicarían grandes inversiones iniciales que requerirían a su vez grandes volúmenes para garantizar la rentabilidad del negocio.

Siempre se correrá el riesgo de que alguna otra estructura de mercado o alguna distribución ineficiente de la cadena de valor distorsionen las proyecciones de precios haciendo inviable el Plan. En el presente trabajo no se analiza la situación de la cadena de valor, a los efectos de proyectar los precios de los sistemas fotovoltaicos a nivel mundial, ni los costos logísticos que permitirían estimar con mayor precisión los precios de los mismos a nivel local.

Si el país va a adoptar una política de instalación masiva de equipos de generación fotovoltaica, se debe minimizar el riesgo de la falta de abastecimiento de las mismas, y el riesgo de que aumente su precio.

Esto no sólo implica garantizar la posibilidad de un volumen suficiente de placas fotovoltaicas, sino también apalancar al mercado para que dichas placas lleguen a los usuarios con facilidad y a costos bajos. Es necesario un análisis mucho más profundo de la cadena de valor de los sistemas fotovoltaicos, desde la producción de las materias primas hasta la instalación de los equipos, para poder encontrar los potenciales cuellos de botella. También es necesario evaluar la posibilidad de fabricar las mismas a nivel local, tanto para consumo interno como para la exportación a países vecinos, o la conveniencia de importar las partes con diferentes grados de valor agregado. Dicha evaluación debe incluir el análisis de economías de escala, la conveniencia de la producción local versus la importación, o la preferencia por tecnologías fotovoltaicas o de generación térmica, etc., tanto en costos y riesgos como en beneficios.

Si se decide importar los equipos, probablemente se tengan costos menores, pero aumente el riesgo de que un aumento de los precios internacionales de los equipos dispare el costo local de la energía. Inversamente, la producción local de la tecnología solar quizás permita mantener una independencia de los costos internacionales, pero esto quizás conlleve costos mayores.

Riesgo político

También es importante ponderar correctamente el impacto político de una medida como ésta, tomar una decisión firme y comprometerse con la misma.

Por una parte, gran parte de la población se opondrá a un aumento de precios de la tarifa eléctrica, sea cual sea el destino de los fondos aportados. Si esta oposición es demasiada, o los impactos políticos sobrepasan a los esperados, probablemente el proyecto no pueda ser llevado a cabo. Sin embargo, aún si los riesgos políticos no superan a las ventajas del Plan, el mismo puede fracasar si los usuarios de energía eléctrica creen que así será. Si los usuarios no instalan potencia fotovoltaica, bajo la suposición de que el gobierno se va a echar atrás con la medida (producto de supuestas oposiciones políticas) entonces una pequeña oposición política, por leve que sea ésta, será suficiente para terminar con el Plan. Como una profecía autocumplida, si los usuarios -que deben apoyar el Plan con la instalación de sistemas fotovoltaicos- perciben que el proyecto no es firme, el mismo caerá. Lo mismo sucedería si las empresas que deberían explotar el mercado fotovoltaico no ven una rentabilidad segura, o perciben demasiados riesgos, debido a percepciones de inestabilidad del Plan.

Una parte muy importante del Plan sería entonces el apoyo político, la construcción de consensos para garantizar una oposición mínima, la difusión del Plan a la mayor cantidad de población posible y una gran muestra de compromiso de parte del Gobierno. Dicha búsqueda de consensos, apoyos y compromisos es dada por hecho en

el análisis del Plan Solar y las dificultades que conlleva desde el punto de vista político no son fueron analizadas.

Riesgo económico para las empresas

El Plan presenta en sí mismo sus riesgos a las empresas que provean los servicios y productos de energía fotovoltaica, incluso si el mismo se desarrolla como es esperado. Al alcanzarse el límite del aumento tarifario presupuestado se deja de pagar el Feed-in Tariff a los nuevos usuarios al Plan Solar, por lo que la instalación de sistemas fotovoltaicos se detiene abruptamente. Esto implica la salida del negocio de muchas empresas, con la consecuente disminución de puestos de trabajo. Muchas empresas, especialmente las que se instalen en el mercado en los últimos años del plan, tendrán una corta vida. Probablemente esto, conocido por el mercado, disuada la creación de nuevas empresas una vez que la demanda comienza a abastecerse. El crecimiento en los últimos años será entonces menor al esperado y el límite del aumento tarifario presupuestado se alcanzará más tardíamente.

En el presente trabajo se pasa por alto este fenómeno, y se considera que el ritmo de crecimiento de mercado está marcado por el aumento de la demanda, sin que la oferta de sistemas fotovoltaicos ponga un límite a este crecimiento.

Otros posibles inconvenientes pueden estar dados por la dificultad en proyectar precios de la energía en el largo plazo. Sin embargo, la mayoría de los expertos coincide en que los precios no bajarán en el mediano plazo, sino por el contrario aumentarán notablemente. La situación del país es particularmente desfavorable en ese aspecto, con cuencas de gas declinantes y demandas de combustibles líquidos crecientes y con crecientes necesidades de importación de gas y energía eléctrica. En consecuencia, el riesgo de que los precios de la energía bajen en los próximos años no es importante, aunque siempre debe ser tenido en cuenta.

6. RESULTADOS

El Plan Propuesto, tal como fue definido en el Capítulo 5, “La Solución Propuesta: El Plan Solar”, tiene un impacto directo en el mercado macro-energético nacional.

En este capítulo se analizará dicho impacto a partir de la interrelación del Modelo PlanSolar, detallado en la Sección 5.2.4, “Modelo PlanSolar: generación solar, eficiencia y acumulación hidroeléctrica”, y el Modelo MiniMargo, detallado en la Sección 3.2, “Desarrollo de un modelo de simulación del mercado energético”.

Para analizar el impacto del Plan Solar, se contrasta el resultado conjunto de ambos modelos con los valores proyectados de las variables detalladas en la Sección 3.4 “Especificación del problema”. La comparación entre los valores obtenidos para cada variable, con y sin el Plan Solar, se contrasta con los objetivos propuestos en la Sección 3.5, “Objetivos para cada perspectiva”, para determinar si los mismos son alcanzados y, consecuentemente, si se valida la hipótesis planteada en la Sección 3.7, “Hipótesis”.

Con el Plan propuesto las tarifas residenciales de energía eléctrica aumentan en un **80%** a lo largo de los próximos 9 años. Dicho esfuerzo de parte de los usuarios residenciales impacta en el sistema energético argentino de la siguiente manera:

- Los cortes de energía eléctrica disminuyen un 81%.
- La importación de energía eléctrica disminuye un 37%.
- El impacto del WTI en los costos de la generación disminuye un 5%.
- Se generan de 13.000 puestos de trabajo, que luego caen a 6.000 puestos.
- El precio mayorista de la energía eléctrica disminuye un 2.8%
- La emisión de gases de efecto invernadero disminuye un 4.3%.

Se alcanzan en promedio cinco de los seis objetivos propuestos, cumpliendo con los objetivos de máxima en dos casos (la disminución del precio de la energía en el Mercado Eléctrico Mayorista y la disminución de la importación de energía eléctrica de Brasil) y con los objetivos de mínima en tres casos (la disminución de los cortes de energía eléctrica, el aumento tarifario para los usuarios residenciales y la disminución de la sensibilidad de los costos de generación frente al WTI).

El objetivo medioambiental, relativo a la disminución de la emisión de gases de efecto invernadero, no se alcanza en promedio, pero sí se alcanza para los últimos años del proyecto.

Se concluye, entonces que se alcanzan los objetivos planteados en la Sección 3.5, “Objetivos para cada perspectiva” y se valida la hipótesis planteada en la Sección 3.7, “Hipótesis”.

6.1 PERSPECTIVA ENERGÉTICA: DISMINUCIÓN DE LOS CORTES DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

Dentro de los años del caso base (el caso determinado en la Sección 3.4, “Especificación del problema”) en los que se observaba cortes de energía, el año 2015 era el año más crítico por tener la mayor cantidad de cortes. Se estima en el escenario base un corte total en el invierno de 2015 de 2881 GWh.

Luego del año 2015 la incorporación de nuevas centrales hidroeléctricas, el aumento de la energía eólica y la posible incorporación de nuevas centrales nucleares simplifican la situación energética.

Es por esta razón que se prestará especial atención a los cortes de energía eléctrica del año 2015.

De acuerdo con el Plan propuesto, entre octubre de 2014 y septiembre de 2015 se generan 136 GWh de energía solar fotovoltaica, y se ahorran 2277 GWh de energía producto de un aumento de la eficiencia energética en los hogares (este aumento de la eficiencia se debe al aumento tarifario del 2008 y al aumento tarifario para el Plan Solar). La diferencia neta es, entonces, de 2413 GWh generados entre 2014 y 2015, acumulados en la cuenca de Comahue para ser consumidos en los meses de invierno de 2015.

	Cortes de Energía Eléctrica			
	Sin Plan Solar	Con ahorro por aumento tarifa 2008	Con Plan Solar	
Año	GWh	GWh	GWh	%
2010	0	0	0	
2011	0	0	0	
2012	0	0	0	
2013	0	0	0	
2014	912	528	121	-87%
2015	2881	2081	1144	-60%
2016	2095	1224	167	-92%
2017	1834	709	0	-100%
2018	0	0	0	
Total	7722	4543	1431	-81%

Tabla 6.1.1. Variación de los cortes de energía eléctrica con el Plan Solar, comparado con el caso determinado en la Sección 3.4, “Especificación del problema”, y con los cortes que se obtiene si se considera el ahorro energético producto del aumento tarifario de octubre de 2008.

Si se pudiera destinar toda esa energía eléctrica, ahorrada con eficiencia energética o generada mediante paneles fotovoltaicos, a disminuir los cortes de energía eléctrica, entonces los cortes totales para el año 2015 bajarían a 468 GWh. Sin embargo, la

complejidad intrínseca del sistema energético, conjuntamente con una serie de restricciones del sistema, hacen que el resultado final sea de un corte de 1.144 GWh en el año 2015, es decir que el impacto total para el año 2015 es una disminución de un 60% de los cortes de energía eléctrica, como se muestra en la Tabla 6.1.1.

En total, los cortes de energía eléctrica disminuyen un 81% con el Plan Solar.

Como se observa en la Tabla 6.1.1, los cortes de energía eléctrica disminuyen en promedio un 81% con el Plan Solar. Con una disminución de los cortes de energía eléctrica que varía entre el 60% y el 100% de los cortes proyectados, se cumple el objetivo de mínima de “disminuir a menos de la mitad los cortes de energía eléctrica proyectados” para la perspectiva energética, tal como fue enunciado en la Sección 3.5, “Objetivos para cada perspectiva”.

6.1.1 Por qué no se cubre la totalidad de los cortes

La energía solar y el ahorro por eficiencia generan una energía acumulada durante el verano en las represas de Comahue, y consumida en invierno mediante un aumento de la generación hidroeléctrica. La energía acumulada durante el verano se consume de manera uniforme a lo largo del invierno, a la que se debe sumar la energía generada durante el invierno mismo. El resultado es una generación hidroeléctrica y solar durante el invierno que no tiene por qué coincidir exactamente con los picos de corte programados. Es por esta razón que gran parte de la energía se consume en meses en los que no habría cortes.

El resultado es que la energía generada no sólo reemplaza cortes, sino también importación de energía de Brasil y energía térmica. Esto redundaría en una menor morigeración de los cortes energéticos que la que se obtendría si se utilizara toda la energía para combatir los cortes.

Los cortes de energía eléctrica son sufridos por los Grandes Usuarios del MEM, principalmente. La demanda residencial de energía eléctrica es prioritaria frente al abastecimiento de las demandas industriales (GUs). En el año 2007, por ejemplo, la gran escasez y restricción energética implicó un corte continuo a los Grandes Usuarios de energía eléctrica, corte que no percibieron los usuarios residenciales. Por otra parte, el ahorro por eficiencia implica una menor demanda de energía eléctrica de parte de los usuarios residenciales. No se espera que CAMMESA mantenga un despacho hora a hora de cada sistema de generación solar, por lo que la energía solar generada también redundaría en una menor demanda de energía eléctrica de parte de los usuarios residenciales, desde el punto de vista macro-energético.

Por esta razón, al disminuir la demanda de energía eléctrica de los usuarios residenciales, pero mantener la demanda de los otros agentes del MEM, la demanda de energía eléctrica pierde “firmeza”. Esto quiere decir que, a igual demanda total de gas de industrias, se destinará más gas a los agentes industriales. Dicho mayor

abastecimiento de gas a industrias implica una menor asignación de gas a usinas, con lo que la generación energética no será tan alta como podría haber sido en primer lugar.

Alternativamente, puede considerarse que, al aportar más energía eléctrica a las industrias, las mismas se reactivan y retoman la actividad. Al reactivarse, demandan más gas, por lo que se debe asignar más gas a las mismas. No tendría sentido desde el punto de vista económico asignar energía eléctrica y no asignar gas a una industria que necesita de ambos energéticos para operar. Dado que el sistema gasífero se encuentra exigido al máximo, para asignar más gas a industrias se debe consumir menos gas en usinas, por lo que se debe generar menos energía eléctrica y asignar menos energía eléctrica a las industrias. En la medida de lo posible, el gas faltante para generación es completado con combustibles alternativos, pero éstos tienen sus propias limitaciones (no todas las usinas pueden consumirlos, y además hay serias restricciones logísticas a nivel infraestructura nacional para su distribución).

Así, el sistema balancea naturalmente el abastecimiento de energía: al aportar energía a los usuarios residenciales, no toda esa energía es transferida a los consumidores industriales de energía eléctrica (que son los que sufren los cortes), sino que una parte de dicha energía redundante en una menor demanda de gas para generación eléctrica, gas que se destina a los usuarios industriales de gas (que también sufren cortes). El modelo MiniMargo toma cuenta de estos comportamientos complejos del sistema energético, balanceando el abastecimiento de gas y energía eléctrica de manera correspondiente. De todas maneras, la situación para los Grandes Usuarios del MEM siempre será mejor que si los usuarios residenciales no generaran energía solar o no ahorraran con eficiencia energética.

Es por esta razón que el ahorro de energía eléctrica por eficiencia y la generación solar no sólo tienen un impacto en los cortes de energía eléctrica, sino también en el consumo de gas de las usinas (y en consecuencia, de las industrias) tanto como en el consumo de combustibles líquidos.

6.2 PERSPECTIVA ECONÓMICA

Disminución de costos de generación

Según los resultados del Modelo MiniMargo, los costos totales de generación para el año 2018 bajan de 80.3 U\$S/MWh a 75.8 U\$S/MWh, con una disminución relativa de un 5.6%, como se observa en la Tabla 6.2.1.

	Precio de la Energía Eléctrica en el MEM			
	Sin Plan Solar	Con ahorro por aumento tarifa 2008	Con Plan Solar	
Año	U\$S/MWh	U\$S/MWh	U\$S/MWh	%
2010	52,20	51,30	51,10	-2,1%
2011	54,10	53,30	52,80	-2,4%
2012	59,30	58,50	57,70	-2,7%
2013	61,10	60,00	59,00	-3,4%
2014	67,30	66,40	65,60	-2,5%
2015	74,40	74,10	73,50	-1,2%
2016	77,70	77,40	76,40	-1,7%
2017	83,70	83,70	81,30	-2,9%
2018	80,30	79,30	75,80	-5,6%
Promedio	67,79	67,11	65,91	-2,8%

Tabla 6.2.1. Variación de los costos de generación con el Plan Solar, comparado con el caso determinado en la Sección 3.4, "Especificación del problema", y con el precio que se obtiene si se considera el ahorro energético producto del aumento tarifario de octubre de 2008.

En el año 2018 el ahorro de energía por eficiencia en hogares y la generación solar fotovoltaica suman una energía total de 5.200 GWh, aproximadamente. La energía consumida en el año 2018, en el caso base (sin ahorro por eficiencia y sin generación solar) es de 140 TWh. Es decir que la energía solar generada y el ahorro energético son, en el año 2018, aproximadamente un 3.7% de la demanda energética total de ese año.

Se observa en la Tabla 6.2.1 que el impacto total para el año 2018 es una disminución neta de un 5.6% en el precio de la energía eléctrica en el MEM. El impacto en precios es considerablemente mayor a la proporción de energía generada y ahorrada con el Plan Solar respecto de la generación total, debido a que se desplaza la energía que es más cara: generación térmica con combustibles líquidos en el invierno.

De los tres conceptos que hacen a la tarifa percibida por los generadores de energía solar, sólo el segundo concepto (la tarifa variable, igual al precio medio del mercado mayorista eléctrico) es aportado por todos los agentes del MEM. Sin embargo, la energía solar es tomadora de precios, sin afectar al mismo. Por ejemplo, si se reemplazara TODA la energía térmica por energía solar, entonces la tarifa percibida por

los generadores de energía solar sería la correspondiente a la energía hidroeléctrica o a la energía nuclear. El volumen total pagado, sin embargo, sería considerablemente mayor al que se obtendría de sólo pagar la energía hidroeléctrica y la nuclear, debido a que el volumen total de energía remunerada (hidroeléctrica, nuclear y solar) es mayor.

La energía solar generada, así como está planteado el Plan, disminuye el precio de la energía eléctrica al desplazar la energía térmica más cara, pero no lo eleva al cobrar como tarifa al mismo precio que determina el mercado (aunque sí afecta al volumen total pagado por la energía).

Con una disminución en el precio de la energía eléctrica en el MEM que varía entre -2.1% y -5.6%, con una disminución promedio de 2.8%, se cumple el objetivo de máxima de “mantener o disminuir el costo promedio de la energía eléctrica, en el Mercado Eléctrico Mayorista” para la perspectiva económica, tal como fue enunciado en la Sección 3.5, “Objetivos para cada perspectiva”.

6.3 PERSPECTIVA AMBIENTAL

Disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero.

Al desplazar la energía térmica generada con combustibles líquidos, no sólo disminuyen los costos de generación de la energía eléctrica, sino que también disminuyen las emisiones producidas por la combustión de los mismos.

	Gas natural		Fuel Oil		Gas Oil		Carbón Mineral	
	Sin Plan Solar	Con Plan Solar						
Año	MMm3	MMm3	Mton	Mton	Mton	Mton	Mton	Mton
2010	13.491	13.398	3.213	3.171	1.218	1.027	830	830
2011	12.583	12.468	3.532	3.499	1.591	1.371	1.112	1.112
2012	11.599	11.454	4.525	4.479	1.996	1.765	1.794	1.794
2013	9.720	9.636	5.106	5.070	2.245	1.992	1.869	1.869
2014	7.872	7.817	6.116	6.116	3.003	2.852	1.858	1.858
2015	6.244	6.214	6.422	6.422	4.424	4.401	1.858	1.858
2016	4.410	4.388	6.743	6.743	5.345	5.221	1.858	1.858
2017	2.922	2.900	7.080	7.080	6.844	6.482	1.858	1.858
2018	1.774	1.750	7.392	7.392	6.868	6.102	1.858	1.858

Tabla 6.3.1. Impacto del Plan Solar en el consumo de combustible para generación termoeléctrica, comparado con el caso determinado en la Sección 3.4, "Especificación del problema".

En la Tabla 6.3.1 se observa el impacto que tiene el Plan Solar en el consumo de combustibles para generación térmica. Se observa que el plan solar tiene un impacto muy pequeño en el consumo de combustibles líquidos.

Al tener una mayor disponibilidad de energía eléctrica para los Grandes Usuarios, también se debe asignar más gas para las industrias, como se explica en el análisis de la disminución de cortes de energía eléctrica (Perspectiva energética). El resultado final es que, al disminuir el consumo de gas en usinas, no disminuye el consumo de combustibles líquidos tanto como podría. Esto sucede porque, dada la marcada restricción energética y gasífera esperada para los próximos años, prima el abastecimiento energético por sobre la optimización de costos, disminuyendo el consumo de gas de usinas para aportar el mismo a las industrias.

El Plan Solar no disminuye el consumo de carbón mineral para generación de energía térmica, por ser el combustible más económico dentro de los combustibles alternativos al gas. El consumo de fuel oil disminuye entre los años 2010 y 2013, pero a partir del año 2014 el consumo de fuel oil es igual en el escenario del Plan Solar al del caso base,

saturándose su capacidad de consumo en usinas. El consumo de gas oil con el Plan Solar, en cambio, es menor en todos los años respecto del caso base.

Dado que el consumo de combustibles no disminuye apreciablemente, tampoco lo hacen las emisiones reales de la generación eléctrica. La variación en las emisiones de gases de efecto invernadero es más notable, en cambio, si se tienen en cuenta las emisiones reales y las potenciales. Vale recordar que se definió a las emisiones potenciales como las que se tendrían si en lugar de importar y realizar cortes de energía eléctrica, se generara esa misma energía con fuentes térmicas, con el mismo factor de emisión térmico que la energía térmica generada realmente³².

	Emisiones GEI	Generación termica	Factor de emisión	Import.	Cortes	Emisiones Reales y Potenciales
Año	MM Ton CO₂ equiv. / año	TWh /año	Ton CO₂/ GWh	TWh /año	TWh /año	MM Ton CO₂ equiv./ año
2008	31,6	67,4	469	1,4	0	32,3
2009	34,8	72,3	481	1,1	0	35,3
2010	36,2	75,7	478	0,0	0,0	36,2
2011	37,7	75,9	497	0,0	0,0	37,7
2012	42,5	78,7	540	0,3	0,0	42,7
2013	42,5	74,8	568	0,6	0,0	42,8
2014	45,6	74,7	611	2,0	0,1	46,9
2015	49	75,4	650	3,4	1,1	51,9
2016	49,8	72,7	685	3,7	0,2	52,4
2017	52,6	72,2	729	3,3	0,0	55,0
2018	50,6	67,5	750	0,0	0,0	50,6

Tabla 6.3.2. Emisión de gases de efecto invernadero, medidos en millones de toneladas equivalentes de CO₂ por año. Se muestran las emisiones reales (estimadas) y las potenciales, teniendo en cuenta el impacto del Plan solar en la importación y en los cortes de energía eléctrica.

En la Tabla 6.3.2 se muestran las emisiones de CO₂ que resultan de la aplicación del Plan Solar. Se calculan las emisiones reales y, a partir de ellas, las emisiones potenciales, teniendo en cuenta la importación y los cortes de energía eléctrica. En la Tabla 6.3.3 se comparan las emisiones reales y potenciales obtenidas con el Plan Solar con las emisiones correspondientes observadas en el escenario base determinado en la Sección 3.4.3, “Perspectiva ambiental”. Se observa que el Plan Solar disminuye en un 4.3% la emisión de gases de efecto invernadero de la generación eléctrica.

En la Tabla 6.3.3 se observa que mediante el Plan Solar la emisión de GEI disminuye entre un 2.1% (para el año 2010) y un 7.7% (para el año 2018). En promedio, la emisión de gases de efecto invernadero de la generación termoeléctrica disminuye un 4.3% como consecuencia de la implementación del Plan Solar.

³² Ver Sección 3.4.3, “Perspectiva ambiental”

	Sin Plan Solar	Con Plan Solar	Variación
Año	MM Ton CO₂ equiv. / año	MM Ton CO₂ equiv. / año	%
2010	37,1	36,2	-2,4%
2011	38,78	37,7	-2,8%
2012	44,06	42,7	-3,1%
2013	44,47	42,8	-3,7%
2014	48,56	46,9	-3,5%
2015	53,71	51,9	-3,3%
2016	54,73	52,4	-4,2%
2017	58,51	55,0	-6,0%
2018	54,84	50,6	-7,7%
Total	434,8	416,3	-4,3%

Tabla 6.3.3. Emisión de gases de efecto invernadero reales y potenciales, medidos en millones de toneladas equivalentes de CO₂ por año, en el escenario base determinado en Definición de Problema y con el Plan Solar.

El Plan propuesto no cumple, en promedio, con el objetivo de mínima de “disminuir las emisiones totales de CO₂ para generación eléctrica en un 5%” para la perspectiva medioambiental, tal como fue enunciado en la Sección 3.5, “Objetivos para cada perspectiva”, aunque se acerca a dicho objetivo. Sí se cumple con el objetivo para los años 2017 y 2017, puntualmente, y se cumple en promedio si se consideran sólo los años 2014 a 2018.

6.4 PERSPECTIVA POLÍTICA

6.4.1 Aumento en las tarifas de los usuarios residenciales.

Tal como se mencionó en la Sección 5.4, “Resultados directos del Plan Propuesto”, las tarifas de los usuarios residenciales aumentan producto del Plan un 36% en octubre del año 2009, con un segundo aumento de un 32% en la tarifa media distribuido entre los años 2017 y 2018, sin contar las disminuciones en las tarifas producto del ahorro energético.

Es importante resaltar que los aumentos tarifarios que surgen como consecuencia del Plan están planteados en base a las tarifas de EDENOR, EDESUR y EDELAP. Dado que las tarifas residenciales de estas distribuidoras son las menores del país, en las otras distribuidoras el aumento relativo será menor (manteniendo el aumento en valores absolutos).

Por ejemplo, incluso con el aumento tarifario final de un 80% (en dos etapas, de 36% y 32% respectivamente), la tarifa residencial de EDENOR, EDESUR y EDELAP sería menor a la tarifa actual de EPEC (Córdoba). El aumento tarifario final en esta distribuidora sería de un 40%, la mitad del percibido en GBA (en términos relativos), debido a que actualmente tienen tarifas cercanas al doble de las de GBA. Las tarifas residenciales de las distribuidoras argentinas se mantendrán dentro de las más bajas en la región, acercándose a las de Ecuador, México, Perú y Brasil³³.

Se cumple, pues, con el objetivo de mínima de “aumentar las tarifas en un valor equivalente o menor al doble del aumento de tarifas implementado en octubre del 2008” para la perspectiva política, tal como fue enunciado en la Sección 3.5, “Objetivos para cada perspectiva”.

6.4.2 Puestos de trabajo generados.

Tal como se mencionó en la Sección 5.4, “Resultados directos del Plan Propuesto”, los puestos de trabajo generados por el Plan crecen exponencialmente hasta el año 2017, cuando caen de casi 13.000 a casi 6.000, abruptamente.

³³ Basado en los valores de Informe Mensual de Precios de la Energía, abril de 2009, publicado por la consultora Montamat & Asociados

6.5 PERSPECTIVA DE RIESGO

6.5.1 Disminución de la dependencia de otros países.

Tal como se mencionó anteriormente, no toda la energía se destina a disminuir los cortes de energía eléctrica. Ya sea porque la energía se genera en años en los que no hay cortes, o porque no se puede distribuir la energía acumulada en Comahue de manera de cubrir únicamente los cortes, el Plan propuesto impacta de manera directa en la importación de energía eléctrica de Brasil.

	Importación de Energía Eléctrica			
	Sin Plan Solar	Con ahorro por aumento tarifa 2008	Con Plan Solar	
Año	GWh	GWh	GWh	%
2010	0	0	0	
2011	163	64	0	-100%
2012	840	605	338	-60%
2013	1.522	1.024	603	-60%
2014	2.933	2.567	1.981	-32%
2015	4.047	3.864	3.367	-17%
2016	4.353	4.269	3.651	-16%
2017	4.581	4.463	3.317	-28%
2018	2.445	1.857	0	-100%
Total	20.885	18.713	13.258	-37%

Tabla 6.5.1.1. Variación de la importación de energía eléctrica de Brasil con el Plan Solar, comparado con el caso determinado en la Sección 3.4, “Especificación del problema”, y con la importación que se obtiene si se considera el ahorro energético producto del aumento tarifario de octubre de 2008.

Como se muestra en la Tabla 6.5.1.1, las importaciones de energía eléctrica de Brasil disminuyen con el Plan Solar entre un 16% y un 100%, siendo la disminución promedio de 37%, por lo que se cumple el objetivo de máxima de “disminuir la demanda de energía eléctrica importada de Brasil en un 20%” para la importación promedio. Sin embargo, dicho objetivo no se cumple para los años 2015 y 2016.

Para dichos años, con disminuciones de la importación de energía de 17% y 16% respectivamente, sí se cumple el objetivo de mínima de “disminuir la demanda de energía eléctrica importada de Brasil en un 10%”.

Se cumple para todos los años con el objetivo de mínima de “disminuir la demanda de energía eléctrica importada de Brasil en un 10%”, y, en promedio, también con el objetivo de máxima de “disminuir la demanda de energía eléctrica importada de Brasil en un 20%” para la perspectiva de riesgo, tal como fue enunciado en la Sección 3.5, “Objetivos para cada perspectiva”.

6.5.2 Disminución del riesgo de aumento del precio del petróleo.

Como se mencionó en la Sección 3.4, “Especificación del problema”, tanto el costo total de la generación eléctrica (costo de combustibles más costo de operación y mantenimiento de las máquinas) como el costo medio de la energía y el déficit de CAMMESA dependen del WTI. A mayor WTI aumenta el costo de los combustibles consumidos, por lo que los costos de generación son mayores.

Considerando que los volúmenes de los combustibles consumidos para generar energía eléctrica no varían, ya que el costo de los combustibles siempre será menor al costo del corte de energía eléctrica y todas las otras fuentes de energía se utilizan al límite, el costo de generar energía sólo depende del precio de los mismos. Dada la relación lineal entre el precio de los combustibles y el WTI, el costo de la energía eléctrica generada varía linealmente con el precio del petróleo.

Al incorporar el Plan Solar a la ecuación energética, se observa que aumenta en gran medida la complejidad dinámica del problema.

Al aumentar el WTI aumenta el costo medio de la energía, aumentando la tarifa percibida por los generadores de energía solar (parte “b” de la tarifa de la energía solar), lo que aumenta a su vez el incentivo para su instalación. En consecuencia el crecimiento de la potencia fotovoltaica instalada es mayor a medida que aumenta el WTI, lo que a su vez lleva a un mayor crecimiento debido a la naturaleza exponencial de la difusión de la potencia instalada.

Con un WTI mayor, entonces, se alcanza más rápido el límite impuesto al proyecto de “que el FiT abonado por los usuarios residenciales no aumente en más de 85%, o dos aumentos de 36% de la tarifa residencial”. La inversa sucede con un WTI menor. De hecho, con un WTI de 40 U\$S/bbl, recién en junio de 2018 se alcanza el límite presupuestado, mientras que dicho límite se alcanza en abril de 2017 con un WTI de 120 U\$S/bbl. Al instalarse la potencia de manera más temprana con un WTI mayor, también se llega antes al momento en que el fondo creado con el aumento del año 2009 no alcanza para pagar la energía solar, precipitando el aumento posterior. Al ser anterior el aumento tarifario también se adelanta el ahorro energético, disminuyendo nuevamente el costo de la energía.

Se considera que el volumen total final de FiT abonado por los usuarios residenciales no varía, sino que sólo varía la cantidad de potencia instalada y el momento en que se instala la misma. Dado que se espera que los precios de los sistemas fotovoltaicos caigan en el tiempo, cuanto más se demore su instalación, menor será el costo de instalación de la potencia fotovoltaica. Por el contrario, al crecer más rápido la potencia instalada, los costos de instalación son mayores. Esto a su vez implica un mayor precio de la energía fotovoltaica generada, si se desea que la parte “a” de la tarifa corresponda a un retorno constante respecto de la inversión.

En general, un aumento del WTI no sólo impacta en los precios de los combustibles, sino que suele venir aparejado de aumentos en todos los *commodities* a nivel mundial. Es de esperarse que, con un aumento del WTI, aumente el precio de los paneles

fotovoltaicos, tanto por el aumento del costo de sus materias primas (gran parte de los costos productivos son, precisamente, los correspondientes a la energía necesaria para su fabricación), como por el aumento en la demanda que implica el aumento del costo energético general. Sin embargo, esta relación no será tenida en cuenta, y se considerará que el precio de los paneles y sistemas fotovoltaicos no varía con el WTI.

Teniendo estos factores en cuenta, se calcula la sensibilidad que presenta el sistema eléctrico al WTI con el Plan Solar.

Costos de Generar (Combustibles + O&M)				
	Caso Base		Con Plan Solar	
WTI :	40 U\$S/bbl	120 U\$S/bbl	40 U\$S/bbl	120 U\$S/bbl
Año	[MM U\$S / año]			
2010	2.846	4.635	2.756	4.436
2011	2.976	5.223	2.844	4.969
2012	3.445	6.370	3.238	6.030
2013	3.673	6.941	3.387	6.514
2014	4.248	8.257	4.005	7.934
2015	4.884	9.718	4.746	9.559
2016	5.178	10.606	5.017	10.323
2017	5.686	11.981	5.412	11.295
2018	5.353	11.772	4.669	10.467

Tabla 6.5.2.1. Costo total de generar la energía eléctrica (costo de combustibles más costos de operación y mantenimiento) en millones de dólares por año, para el caso base descrito en la Sección 3.4, “Especificación del problema”, y con el Plan Solar propuesto.

En la tabla 6.5.2.1 se observa el costo total de generar la energía eléctrica para el caso base descrito en la Sección 3.4, “Especificación del problema”, y con el Plan Solar propuesto. Se observa que, con el plan solar, disminuyen los costos de generación para cualquier valor de WTI, debido a que la generación de energía solar fotovoltaica y el ahorro energético por mayor eficiencia residencial desplazan el consumo de combustibles líquidos en invierno.

Se calcula el impacto del WTI en los costos de generación de energía eléctrica, calculando la diferencia entre los costos de generación con WTI 120 U\$S/bbl y con WTI de 40 U\$S/bbl, dividiéndola por la diferencia en WTI (80 U\$S/bbl). Los resultados se muestran en la Tabla 6.5.2.2.

En la Tabla 6.5.2.2 se observa el aumento de los costos de generar energía eléctrica por cada dólar que aumenta el WTI con y sin el Plan Solar propuesto. También se observa la variación, en porcentaje, del grado de exposición del sistema eléctrico argentino frente al precio internacional de los combustibles.

Sin el Plan Solar los costos de generar energía eléctrica aumentan, en promedio, 52 millones de dólares anuales por cada dólar que aumenta el precio de un barril de

petróleo crudo en el mercado internacional. En cambio, con el Plan Solar, los costos de generar energía eléctrica aumentan en 49 millones de dólares anuales por cada dólar que aumenta el WTI.

Aumento de los costos de generar energía eléctrica por cada dólar que aumenta el WTI			
	Sin Plan Solar	Con Plan Solar	Variación
Año	[MM U\$S / año] [U\$S / bbl]	[MM U\$S / año] [U\$S / bbl]	%
2010	22	21	-6%
2011	28	27	-5%
2012	37	35	-5%
2013	41	39	-4%
2014	50	49	-2%
2015	60	60	-0,5%
2016	68	66	-2%
2017	79	74	-7%
2018	80	72	-10%
Promedio	52	49	-5%

Tabla 6.5.2.2. Aumento de los costos de generar energía eléctrica por cada dólar que aumenta el WTI, con y sin el Plan Solar propuesto, y la variación del grado de exposición del sistema eléctrico argentino al precio internacional del petróleo.

Con el Plan propuesto, el impacto de la variación del precio internacional del petróleo en el mercado de generación local disminuye un 5%, en promedio, como se observa en la Tabla 6.5.2.2.

En promedio, entonces, se cumple el objetivo de mínima de “disminuir la sensibilidad de los costos de generación al WTI en un 5%” para la perspectiva de riesgo, tal como fue enunciado en la Sección 3.5, “Objetivos para cada perspectiva”. Dicho objetivo, sin embargo, no se cumple puntualmente para los años 2013 a 2016.

7. CONCLUSIONES

7.1 SÍNTESIS DE LO ANALIZADO

En el presente trabajo se analizó la situación energética histórica y proyectada futura, encontrándose en dicha proyección un problema a resolver. Se propuso, a los efectos de resolver o morigerar el problema hallado, un plan de difusión de la energía solar, de manera que los usuarios residenciales puedan volcar la energía eléctrica generada a la red de distribución. Dicha energía sería luego remunerada por la totalidad de los usuarios residenciales, haciendo rentable la instalación de los paneles fotovoltaicos, aumentando consecuentemente la tarifa eléctrica y promoviendo una mayor eficiencia energética en los hogares. Este plan tendría impactos diversos en varios aspectos del problema planteado, algunos más satisfactorios que otros.

Se analizó, en primer lugar, la situación actual y el desarrollo histórico de las principales variables del mercado energético argentino. Se observó que el origen de la actual restricción y límite del sistema se encuentra en la disponibilidad de gas para generación eléctrica, que es actualmente el cuello de botella del sistema energético. También se observó la tendencia del gobierno de desacoplar los precios de la energía eléctrica abonados por los usuarios residenciales de los costos reales de generación.

El análisis de esta situación llevó a definir el problema, desde el punto de vista sistémico, como el de una *tragedia de los comunes*. En este sistema, los agentes - consumidores de energía eléctrica- pujan por obtener porciones cada vez más significativas de un recurso común, limitado por la capacidad de generación de las usinas y el volumen de gas disponible para generación eléctrica. Este *arquetipo sistémico* mantiene al sistema atrapado en un esquema en el que los agentes no se ven motivados a disminuir su demanda de energía (mediante un aumento de la eficiencia energética) o a aumentar el volumen del recurso compartido (mediante la instalación de nueva potencia o el aumento de producción de gas).

A partir de esta concepción sistémica, se desarrolló un modelo de simulación que tiene en cuenta la oferta y la demanda de energía eléctrica y de gas natural a nivel país. Este modelo, de una complejidad considerable, permitió realizar una proyección de las principales variables macro-energéticas, definiendo con precisión el problema planteado. Se estudiaron particularmente los aspectos energético, económico, político, ambiental y de riesgo del problema presentado, analizando diferentes variables dentro de cada aspecto y definiendo objetivos específicos para las variables más relevantes. Estas variables fueron luego contrastadas con los resultados del Plan Solar propuesto, para evaluar su aporte para la resolución del problema.

Para realizar una propuesta que solucione el problema energético, se analizó la energía solar fotovoltaica, la eficiencia energética, los bonos de carbono y el funcionamiento de las usinas hidroeléctricas de Comahue. El Plan propuesto combina estos cuatro ejes en un único modelo.

Se analizaron los aspectos técnico y económico de la energía solar fotovoltaica, incluyendo su desarrollo a nivel mundial y el análisis de la principal política utilizada para su fomento (Feed-in-Tariff). Los valores históricos de potencia instalada, costo de los sistemas generadores (paneles fotovoltaicos, ondulador, etc.) y tarifas con las que se remunera a la energía solar, conjuntamente con la insolación en cada país, permitieron luego generar un modelo para comprender el desarrollo de este tipo de energía en los países que fomentaron su instalación.

Acerca de la eficiencia energética, el análisis se centró en el recambio de lámparas incandescentes por lámparas de bajo consumo, analizando también aspectos técnicos y económicos de las mismas. Se analizaron las políticas implementadas por el gobierno para favorecer (o desfavorecer) la eficiencia energética en los hogares, y su impacto en el consumo residencial promedio. Se consideró que el principal *driver* para fomentar el ahorro energético es el precio de las tarifas de energía, sin olvidar mencionar otras políticas de promoción de la eficiencia energética.

Los bonos de carbono permiten aumentar los ingresos de los generadores de energía fotovoltaica, por lo que los mismos fueron analizados brevemente, detallando precios y metodologías para obtención de los bonos.

Uno de los principales inconvenientes de la energía solar es su estacionalidad: la misma se genera en verano, cuando el gas es abundante y, en consecuencia, la energía eléctrica es barata. Para compensar este efecto, se puede utilizar la energía embalsada en las represas de Comahue para desplazar estacionalmente la energía solar generada; de esta manera, la energía solar generada en verano puede “almacenarse” con una menor generación hidroeléctrica, para ser luego consumida en invierno aumentando el despacho de estas centrales. Para evaluar con más detalle esta posibilidad, se analizó el funcionamiento de las usinas hidroeléctricas de esta región del país.

Teniendo en cuenta lo analizado, se detalló la propuesta realizada para la solución del problema planteado: el Plan Solar. El mismo consiste en permitir a los usuarios residenciales inyectar energía solar fotovoltaica en la red eléctrica de distribución, a cambio de una tarifa especial regulada.

Según el Plan, se remunera con un Feed-in Tariff (FiT) a la energía solar fotovoltaica generada, para incentivar la instalación de los sistemas fotovoltaicos, contemplando el costo de instalación de los mismos, la insolación en cada región y el costo de la energía en el mercado. El dinero para cubrir dicha remuneración se obtendría a través de un aumento tarifario para los usuarios residenciales, lo que a su vez los incentivaría a cambiar sus aparatos y electrodomésticos por otros con mayor eficiencia energética. Para compensar por la estacionalidad de la generación de energía solar se propuso almacenar la energía generada en los embalses de Comahue.

Para estudiar el impacto del Plan, se desarrollaron tres sub-modelos de simulación: un sub-modelo de desarrollo de la energía solar fotovoltaica, un sub-modelo de eficiencia energética en hogares y un sub-modelo de embalse y despacho de las represas de Comahue. Dichos sub-modelos fueron validados con los datos históricos de instalación de potencia fotovoltaica en otros países del mundo, con los ahorros de energía

observados en los usuarios residenciales y con los valores de generación hidroeléctrica, respectivamente.

Con los 3 sub-modelos se conformó un complejo modelo de simulación, que también incluyó la acumulación de dinero en cuentas y fondos para el Plan Solar, y se vinculó con el modelo macro-energético de energía eléctrica y gas. Dicho modelo permitió analizar los resultados del Plan en términos de impacto tarifario, generación solar, ahorro de energía por eficiencia en hogares y variación de la generación hidroeléctrica.

Finalmente, se estudiaron los resultados obtenidos mediante el Plan Solar, analizando su impacto en las variables clave a nivel país, en el modelo macro-energético de energía eléctrica y gas.

Se observó que el Plan aumentaría las tarifas residenciales de energía eléctrica en un **80%** a lo largo de los próximos 9 años, y que dicho esfuerzo de parte de los usuarios residenciales redundaría en:

- Una instalación de más de 1200 MW de potencia fotovoltaica para el año 2018.
- Una disminución en los cortes de energía eléctrica de un 81%.
- Una disminución en la importación de energía eléctrica de un 37%.
- Una disminución del impacto del WTI en los costos de la generación de un 5%.
- La generación de 13.000 puestos de trabajo, que luego caen a 6000 puestos.
- Una disminución en el precio mayorista de la energía eléctrica de 2.8%.
- Una disminución en la emisión de gases de efecto invernadero de un 4.3%.

Se concluyó que se alcanzan los objetivos planteados y que se valida la hipótesis planteada.

7.2 CONTRIBUCIÓN REALIZADA Y BENEFICIOS LOGRADOS

7.2.1 Contribución realizada a la solución del problema macro-energético

El Plan propuesto impacta sobre variables clave del sistema energético. Sin embargo, no todas las consecuencias son tan buenas como se esperaría, y en varias de las dimensiones, los resultados no llegan a satisfacer los objetivos planteados a priori.

Como consecuencia de dicho Plan, se esperaría que los cortes de energía eléctrica disminuyeran en un 81% y la importación de energía eléctrica en un 37%. Es importante tener en cuenta que estas dos variables son marginales en términos de fuentes de energía eléctrica: una pequeña variación relativa en la energía disponible, o en la demanda energética tiene, en términos proporcionales, un gran impacto relativo en los cortes y la importación de energía eléctrica.

No todas las variables se comportan “marginalmente”, como la importación de energía eléctrica o los cortes. Cuando se trata de evaluar el impacto en variables que no se comportan “marginalmente”, los resultados no son tan impactantes. Por ejemplo, el precio de la energía eléctrica en el mercado mayorista disminuye sólo un 2.8%, producto de la menor generación térmica, y la emisión de gases de efecto invernadero disminuye un 4.3%. Este último valor es particularmente bajo, especialmente si se considera que la disminución en las emisiones de gases de efecto invernadero es una de las principales razones para adoptar estas tecnologías de generación “limpia”.

El impacto de las variaciones del precio del petróleo crudo disminuye un 5%, debido a que el combustible para generación más desplazado, el gas oil, es precisamente el más caro.

Para poder realizar estos cambios, muy pequeños para algunas variables (especialmente la disminución de gases de efecto invernadero de la generación termoeléctrica), la tarifa variable de energía eléctrica de los usuarios residenciales debe aumentar un 36% en el año 2009 y un 32% alrededor del año 2017, totalizando un aumento de un 80% en las tarifas de los usuarios residenciales de EDENOR, EDESUR y EDELAP.

Muchas personas podrían discutir si este aumento tarifario tiene sentido, dado el pequeño impacto que tiene el Plan en algunas variables muy importantes. El autor del presente trabajo no puede sino recordar que debe hacerse ALGO respecto de esta problemática energética-económica-ambiental, y que el presente Plan propuesto es sólo una de las alternativas que se debe analizar para solucionarla.

7.2.2 Contribución realizada a la práctica profesional y a futuras propuestas

El resultado del presente trabajo se refleja no sólo en los impactos proyectados del Plan propuesto, sino también (y principalmente) en el desarrollo de los simuladores utilizados para su cálculo. Por haber sido diseñados de manera modular, estos simuladores permiten el análisis de muchas otras propuestas relacionadas con el sistema energético, además de la propuesta del Plan Solar.

El modelo macro-energético de energía eléctrica y gas, MiniMargo, excede en su aplicabilidad al presente proyecto, pudiendo utilizarse también para evaluar: proyectos de largo plazo de cualquier tipo de energía tradicional (hidroeléctrica, térmica, nuclear), el impacto de la restricción de los combustibles en el mercado de generación, la respuesta del mercado actual frente a diferentes escenarios de temperatura e hidráulica, impactos económicos de diferentes políticas de precios y tarifas, entre otras aplicaciones.

El módulo de eficiencia energética en hogares permite estimar el ahorro energético producto de cualquier tipo de aumento tarifario. De igual manera, el módulo de desplazamiento de generación hidroeléctrica en Comahue puede ser utilizado para analizar la complementariedad estacional de la generación hidroeléctrica con cualquier fuente de energía eléctrica, sea la generación eólica, la generación térmica a gas en verano, etc.

Como se ve, estos modelos pueden contribuir al análisis de diversos tipos de propuestas y programas destinadas al mercado energético. Estas herramientas permitirían simplificar el análisis de otras propuestas de energías alternativas, ya sean otros programas de difusión de la energía solar, como de la energía eólica, o diferentes programas de fomento a la eficiencia energética, etc.

7.2.3 Experiencia obtenida

Para realizar el presente trabajo se investigó exhaustivamente el funcionamiento del mercado energético argentino, obteniendo datos e información de primera fuente en la medida de lo posible.

También se investigó sobre la tecnología solar fotovoltaica, las tecnologías de ahorro energético en iluminación y diferentes políticas de promoción de las energías limpias y de eficiencia energética.

Al profundizar los conocimientos sobre los sistemas analizados, se ahondó en la complejidad inherente a cada uno de ellos. En muchos casos, temas que superficialmente parecían sencillos, resultaron ser sumamente complejos, tanto en complejidad dinámica como de detalles.

Se investigó en profundidad el funcionamiento del mercado energético argentino, tanto de energía eléctrica como de gas. Se colectaron datos de ambos mercados: precios, volúmenes, subsidios, etc., así como legislación, reglamentación y operación de los mismos. Se obtuvieron datos de primera fuente para estos análisis, tanto de CAMMESA como de ENARGAS.

Con estos datos se pudo conocer el comportamiento histórico de las principales variables del mercado energético, lo que permitió determinar la estructura causal del problema subyacente. A partir de la estructura causal y sistémica del problema energético se pudo desarrollar un simulador operativo del mismo, durante cuyo desarrollo se debió investigar aún más a fondo las características técnicas y detalles operativos del mercado. El desarrollo de este simulador implicó una gran generación de

know-how, e ilustró al autor del presente trabajo acerca de la enorme complejidad del sistema energético nacional.

También se investigó sobre la energía solar fotovoltaica y su potencial aplicación en el país. Se obtuvieron numerosos y valiosos datos del mercado, principalmente a través de los informes del programa Photovoltaics Power Systems (PVPS) de IEA (Internacional Energy Agency). Si bien estos no son datos de primera fuente, el informe es el más completo que conoce el autor, y su emisión regular anual permite suponer que se trata de una fuente confiable de datos en el futuro, a los efectos de mantener la investigación actualizada. Los datos de insolación local fueron obtenidos de NASA Langley Research Center Atmospheric Science Data Center, complementados con datos de Solarex World Design Insolation Map y de la Cámara de Industria y Comercio Argentino-Alemana.

Al investigar sobre las tecnologías de generación solar, el autor pudo conocer la enorme variedad de tecnologías disponibles y las diversas aplicaciones de las mismas, cada una con sus complejidades técnicas y económicas, de las cuales el autor decidió concentrarse sólo en una de ellas, a los efectos de mantener simplificado el análisis. Sin embargo, el autor no puede soslayar la importancia de la investigación en todas las tecnologías, aplicaciones y usos de la generación solar.

Se investigó asimismo sobre las tecnologías de iluminación de bajo consumo, por representar la iluminación una porción muy significativa del consumo residencial de energía eléctrica. A partir de esta investigación exhaustiva, complementada con investigaciones generales sobre otras tecnologías de ahorro energético (aislamiento térmico, métodos alternativos de acondicionamiento de aire, etc.), el autor pudo conocer la enorme variedad de métodos para disminuir el consumo de energía eléctrica en hogares, y la relación entre el costo de instalación y el ahorro energético obtenido con cada uno de ellos.

También se analizaron las políticas nacionales de eficiencia energética, tanto directas (PUREE y PRONUREE) como indirectas (subsidio de la energía para los usuarios residenciales), y su impacto en el consumo residencial de energía eléctrica; se las comparó con las políticas que se aplican en otros países del mundo. Esta investigación, que cuenta con múltiples fuentes tanto primarias (CAMMESA, EDENOR, EDESUR) como secundarias (Informe de Montamat, informes sobre los planes en otros países del mundo, etc.), permitió al autor conocer, aunque superficialmente, las herramientas con las que cuentan los gobiernos para favorecer o inhibir la eficiencia energética en los hogares.

Para poder conocer el impacto de Plan Solar en el despacho hidroeléctrico, se investigó sobre el funcionamiento de las usinas hidroeléctricas de Comahue.

Dicha investigación, realizada a partir de datos de CAMMESA y de la Autoridad Interjurisdiccional de Cuencas, permitió conocer las características técnicas e hidrológicas de las cuencas. Se relevaron los rendimientos de las usinas hidroeléctricas ubicadas sobre el río Limay, sus cotas mínimas y máximas y sus capacidades de embalse, así como los regímenes hidrológicos de los ríos Limay y Collón Curá. También se relevaron los valores de generación histórica de dichas usinas, se calculó la

energía embalsada mensualmente en cada una, y se valuó los aportes hidrológicos en términos de aportes energéticos.

Dichas investigaciones permitieron al autor del presente trabajo conocer en detalle el funcionamiento de estas usinas, y la generación y almacenamiento de energía que hay en esta parte vital de la matriz energética argentina.

Al volcar este conocimiento en los simuladores correspondientes, el autor del presente reforzó sus conocimientos sobre modelización y simulación. Además, al vincular en un mismo sistema de co-modelos los diferentes conceptos, el autor afianzó los conocimientos mencionados anteriormente sobre mercado energético. Al observar cómo estos conceptos se vinculan, no sólo se refuerza el conocimiento adquirido a partir de la comparación de los valores, sino que se gana una nueva perspectiva al ver cómo de su interacción surge un único sistema de gran complejidad.

7.3 OPORTUNIDADES DE INVESTIGACIÓN Y DESARROLLOS FUTUROS

Para hacer un análisis más profundo del Plan propuesto, o de planes alternativos que podrían ayudar a solucionar la problemática presentada, se debe profundizar la investigación en múltiples aspectos.

A continuación se enumerarán las investigaciones complementarias que el autor del presente trabajo considera más importantes:

- Análisis profundo de la cadena de valor de los sistemas fotovoltaicos. Viabilidad y conveniencia de realizar la fabricación o ensamblaje de los equipos en Argentina.
- Análisis de los puestos de trabajo generados en cada etapa de creación de valor del mercado fotovoltaico. Diseño de un Plan que contemple la terminación de la instalación sin afectar a los puestos de trabajo generados.
- Análisis de otras políticas de promoción de las energías alternativas, según los diferentes parámetros macroeconómicos, políticos o sociales de cada país. Impacto de cada política. Determinación de cuál es la mejor a ser implementada en el país.
- Investigación sobre otras tecnologías de micro-generación eléctrica renovable: eólica, solar térmica, etc. Eficiencia y costos de cada una. Estudio de sus cadenas de valor y de la viabilidad de ser fabricadas localmente. Estacionalidad de la generación de energía eléctrica con cada una de ellas.
- Análisis de otras políticas de promoción de la eficiencia energética, según los diferentes parámetros macroeconómicos, políticos o sociales de cada país. Los impactos de cada política. Determinación de cuál es la mejor a ser implementada en el país.
- Investigación sobre otras tecnologías de eficiencia energética: heladeras de bajo consumo, acondicionadores de aire eficientes, aislación térmica, etc. Eficiencia y costos de cada tecnología. Impactos en la arquitectura (si corresponde); posibilidad de adaptar a las estructuras actuales. Análisis de la posibilidad de fabricación o ensamblaje a nivel local.
- Investigación detallada de los *drivers* de consumo energético. Cálculo de la estacionalidad y elasticidad de la demanda al precio de la energía, por estrato social, superficie cubierta del hogar, hábitos de consumo, región geográfica, etc.
- Investigación sobre otros modelos de asignación de tarifas, tomando otros parámetros además del consumo bimestral de energía y generando nuevas herramientas de estratificación social para determinar la tarifa de energía eléctrica. Análisis del impacto político, económico, social y energético.
- Comparación del Plan propuesto con otros planes de energías tradicionales o alternativas, en términos de impacto en las 5 dimensiones relevadas en el presente trabajo.

- Complementariedad o articulación entre la energía solar, la energía eólica y la energía hidroeléctrica. Evaluar la posibilidad de combinar varias fuentes de energía renovable para minimizar la volatilidad de la generación.
- Evaluación de diferentes métodos de almacenamiento de energía, como por ejemplo: bombeo de agua, generación y almacenamiento de hidrógeno, *flywheels*, almacenamiento térmico, aire comprimido, baterías, etc.

BIBLIOGRAFIA

Mercado Energético Argentino

Datos de CAMMESA

(<http://www.cammesa.com>)

- Informes Mensuales de CAMMESA
- Documentos de Transacciones Económicas del MEM
- Partes y Controles Post Operativos
- Informes de Programación Estacional y Reprogramación Trimestral.
- Los Procedimientos

Datos de ENARGAS

(<http://www.enargas.gov.ar>)

- Datos Operativos
- Partes Diarios de Distribución y Transporte
- Parte de Gas Importado y Exportado

Datos de la Secretaría de Energía

(<http://energia3.mecon.gov.ar/home/>)

Informes de Montamat y Asociados

(<http://www.montamat.com.ar/suscripcion-informe.html>)

Sistema de Información Estadístico para Petróleo y Gas (SIPG) del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG): Módulos UP y DOWN.

“Tarifa social en el sector energético”, Fernando Navajas, revista Proyecto Energético 85, marzo 2009, Instituto Argentino de la Energía “General Mosconi”. Disponible online a través de <http://sitio.iae.org.ar/minisites/proyectoe/revistas/revista85.pdf>

Memoria y Balance de Edesur, disponibles online a través de su sitio web http://www.edesur.com.ar/conozca_edesur

Energías Renovables / Energías Alternativas:

Ley 25.019, “Régimen Nacional de Energía Eólica y Solar”, Honorable Congreso de la Nación Argentina, Argentina. Disponible a través de

<http://www.infoleg.gov.ar/infolegInternet/anexos/50000-54999/53790/norma.htm>

Ley 26.190, “Regimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía”, Honorable Congreso de la Nación Argentina, Argentina. Disponible a través de

<http://www.infoleg.gov.ar/infolegInternet/anexos/120000-124999/123565/norma.htm>

Decreto 562/2009, Poder Ejecutivo Nacional, Argentina. Disponible a través de

<http://www.infoleg.gov.ar/infolegInternet/anexos/150000-154999/153580/norma.htm>

Ley 4389, Ley Eólica, Provincia de Chubut. Disponible online a través de

http://www.cadege.org.ar/upload/archivos/Ley_Eolica_de_Chubut_4389.pdf

http://www.cadege.org.ar/upload/archivos/Reglamentacion_Ley_Eolica_de_Chubut.pdf

“Energías Renovables”, Contenidos Didácticos de la Secretaría de Energía, disponible online a través de

http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/contenidos_didacticos/EnergiasRenovables.pdf

“Estado de la Industria Eólica en Argentina – 2009”, Mauro Soares, Sebastián Kind y Omar Humberto Fernández, CADER, año 2009 (el autor del presente trabajo tuvo el agrado de colaborar en el desarrollo de este informe). Disponible online a través de <http://www.argentinarenovables.org/archivos/EstudioEolicoCADER2009.pdf>

“Farming in Argentina: It’s Wind Turn”, Mauro Soares y Humberto Fernández, CADER, AWEA WindPower 2009 Conference Chicago, mayo 2009 (el autor del presente trabajo tuvo el agrado de colaborar en el desarrollo de este informe). Disponible online a través de

<http://www.argentinarenovables.org/archivos/Farming%20in%20Argentina%20Its%20Winds%20Turn.pdf>

“Consideraciones para la incorporación de la Energía Eólica en Argentina y América del Sur”, Dra. Laura Giumelli, presentación en la VI Conferencia Mundial de Energía Eólica, octubre de 2007, Mar del Plata – Argentina.

“Review of International Experience with renewable Energy Obligation Support Mechanisms”, N.H. van der Linden et.al., Energieonderzoek Centrum Nederland, año 2005. Disponible online a través de <http://eetd.lbl.gov/ea/ems/reports/57666.pdf>

“The German FIT for Renewable Energy - A Bargain!”, Marcus Maedl, Renewable Energy World, abril de 2008. Disponible online a través de <http://www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2008/04/the-german-fit-for-renewable-energy-a-bargain-52156#>

“La Promoción de la Electricidad Renovable en España en el contexto Europeo”, Pablo del Río, Revistas ICE, marzo 2009. Disponible online a través de <http://www.revistasice.com>

“Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno”, Proyecto Energías Renovables No Convencionales, Comisión Nacional de Energía (CNE), Santiago de Chile, marzo 2009.

Disponible online a través de

http://www.cne.cl/cnewww/export/sites/default/05_Public_Estudios/descargas/ERNC_mercado_electrico_chileno_baja_resolucion.pdf

Energía Solar

“Soluciones Solares Integrados en la Argentina”, Hans-Christoph Mueller (Fundación EcoAndina, Argentina), Foro Tecnológico Argentino-Alemán Biomasa, Energía Solar Térmica y Fotovoltaica, junio 2008, disponible online a través de www.cadicaa.com.ar

Informes “Trends in Photovoltaic Applications 1992-2007”, IEA-PVPS, agosto de 2008. Disponibles online a través de <http://www.iea-pvps.org/>

“Photovoltaics: Basic Design Principles and Components”, National Renewable Energy Laboratory (NREL) - DOE, marzo 1997. Disponible online a través de <http://www.oregon.gov/ENERGY/RENEW/Solar/docs/pvbasics.pdf>

“Study of the effects on employment of public aid to renewable energy sources”, Gabriel Calzada Álvarez PhD. et. al., marzo de 2009. Disponible online a través de <http://www.juandemariana.org/pdf/090327-employment-public-aid-renewable.pdf>

“NREL Response to the Report Study of the Effects on Employment of Public Aid to Renewable Energy Sources from King Juan Carlos University (Spain)”, Eric Lantz and Suzanne Tegen, NREL, año 2009. Disponible online a través de <http://www.nrel.gov/docs/fy09osti/46261.pdf>

“PV Basics Part One”. Disponible online en http://www.stevequayle.com/News.alert/06_Prep_tips/PV_basics_part_one.pdf

Ley 2000 de la Energía Solar Fotovoltaica, España. Disponible online a través de <http://www.proyectoverde.com/pdf/decretofotov.pdf>

“Energía Solar Fotovoltaica en la Comunidad de Madrid”, Cámara de ahorro y eficiencia energética de Madrid / Asociación de la Industria Fotovoltaica (ASIF, España). Disponible online a través de <http://www.madrid.org>.

“Instalación de Energía Solar Fotovoltaica Fija”, Asesoría Eléctrica Chacon, Madrid. Disponible online a través de <http://www.asesoriaelectricachacon.com/fotovoltaica.pdf>

“Guía Básica de la Generación Distribuida”, DG de Industria, Energía y Minas, Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid, año 2007. Disponible online a través de <http://www.fenercom.com/Publicaciones/GeneracionDistribuida.pdf>

“Procedimiento de Conexión para Inyectar Energía a la Red Eléctrica Convencional desde una Instalación Fotovoltaica”, Isidoro Lillo Bravo Grupo de Termodinámica y Energías Renovables Escuela Superior de Ingenieros, Universidad de Sevilla, año 2001.

“Programa de fomento da Enerxía Solar en Galicia”, INEGA (Instituto Enerxético de Galicia), año 2007. Disponible online a través de <http://www.inega.es/inega/2007/upload/gal/65-d-ProgramaFomentoEnerxiaSolarGalicia.pdf>

Datos de insolación

Weather Underground:

<http://www.wunderground.com/>

GAISMA: <http://www.gaisma.com/en/dir/ar-country.html> (datos procesados del NASA Langley Research Center Atmospheric Science Data Center)

Apricus: http://www.apricus.com/html/insolation_levels_sth_am.htm (datos de NASA - Surface meteorology and Solar Energy Data Set)

Mapa de insolación mundial de Solarex:

<http://www.altestore.com/howto/Reference-Materials/Solar-Insolation-Map-World/a43/>

<http://www.mueller-solartechnik.com/download/solo.pdf>

Bonos de Carbono:

“Tool to calculate the emission factor for an electricity system”, Annex 12 - Methodological tool, CDM – Executive Board. Disponible online a través de <http://cdm.unfccc.int/>

“Consolidated baseline methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources”, version 2009, CDM – Executive Board. Disponible a través de <http://cdm.unfccc.int/>

“Cálculo del Factor de Emisiones de CO₂ de la Red Argentina de Energía Eléctrica – Año 2007”, Secretaría de Energía, año 2008. Disponible online a través de http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/informacion_del_mercado/publicaciones/mercado_electrico/factor_de_emision_2007.pdf

“Protección ambiental en Argentina y Brasil - Potencial del mercado y guía para proyectos MDL”, Cámara Argentino-Alemana, año 2008. Disponible online a través de http://www.ahkbrasil.com/pdf_public/CDM_MDL_ARG_BRASIL_2008.pdf

"Oportunidades de generar créditos de carbono mediante proyectos energéticos", Federico Moyano, presentación de EcoSecurities en el Energy Forum 2008, abril de 2008.

“An Introduction to Greenhouse Gas Programs & Markets”, EvolutionMarkets, octubre de 2008. Disponible Online a través de http://www.renewableenergymarkets.com/docs/presentations/2008/GreenExchange_Andrew%20Kolchins.pdf

Eficiencia Energética

Resolución 415/2004, “Programa de Uso Racional de la Energía”, Secretaría de Energía, año 2004. Disponible online a través de <http://www.infoleg.gov.ar/infolegInternet/anexos/90000-94999/94573/norma.htm>

Decreto 140/2007, “PROGRAMA NACIONAL DE USO RACIONAL Y EFICIENTE DE LA ENERGIA”, Poder Ejecutivo Nacional, año 2007. Disponible online a través de <http://www.infoleg.gov.ar/infolegInternet/anexos/135000-139999/136078/norma.htm>

“Echando luz sobre un mercado sombrío”, informe publicado por el INTI en Saber Como, edición del mes de octubre del año 2006, disponible online a través de <http://www.inti.gov.ar/sabercomo/sc45/imagenes/SC45.pdf>

“Resultados de un estudio del INTI sobre el desempeño de lámparas de bajo consumo”, INTI, año 2006. Disponible online a través de <http://www.inti.gov.ar/ambiente/inf-tec.pdf>

“Estudio de impacto en redes de distribución y medio ambiente debidos al uso intensivo de lámparas fluorescentes compactas”, Ing. Mario Brugnoli e Ing. Rosana Iribarne, Grupo “Energía y Ambiente”, Facultad de Ingeniería, UBA, Dirección Nacional de promoción, Secretaría de Energía, mayo de 2006.

“LED fact Sheet – Energy Efficiency of White LEDs”, Lighting Council, Australia, octubre de 2008. Disponible online a través de <http://www.lightingcouncil.com.au>

“Building America Research Benchmark Definition”, Technical Report - National Renewable Energy Laboratory, Department of Energy, USA, diciembre de 2008. Disponible online a través de http://apps1.eere.energy.gov/buildings/publications/pdfs/building_america/44816.pdf

“Programa de Ahorro y Eficiencia Energética en el Mercado Energético Argentino (PAyEE)”, Wolfgang F. Lutz, Adviesbureau voor Energiestrategie, para la Secretaría de Energía de la Nación, julio de 2003. Disponible online a través de <http://www.energy-strategies.org/publicationfiles/SE-GTZ-PAyEE-2003.pdf>

“Programa de ahorro y eficiencia energética en Argentina: ¿medidas de emergencia o soluciones de mediano y largo plazo?”, Ing. Enrique González, Dr. Enrique Wittwer, Adviesbureau voor Energiestrategie. Disponible online a través de http://www.energy-strategies.org/view_article.php?article_id=56

“Using energy more efficiently: An interview with the Rocky Mountain Institute’s Amory Lovins”, Matt J. Hirschland, Jeremy M. Oppenheim y Allen P. Webb, The McKinsey Quarterly, julio 2008. Disponible online a través de http://www.mckinsey.com/clientservice/ccsi/pdf/Amory_Lovins_Int.pdf

“White Certificates: concept and market experiences”, EuroWhiteCert PROJECT. Disponible online a través de http://www.ewc.polimi.it/documents/EWC_brochure.pdf

“Energy Star Overview of 2007 Achievements”, Environmental Protection Agency (EPA) y Department of Energy (DOE), marzo de 2008. Disponible online a través de <http://www.epa.gov/appdstar/pdf/2007overview.pdf>

“Contexto y Enseñanzas Internacionales para el Diseño de una Estrategia Energética a Largo Plazo para Chile”, Comisión Nacional de Energía, agosto de 2008, Chile. Disponible online a través de http://www.cne.cl/cnewww/export/sites/default/05_Public_Estudios/descargas/estudios/texto1.pdf

“Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España (E4) 2004 – 2012”, Secretaría de Estado de Energía, Desarrollo Industrial y de la Pequeña y Mediana Empresa, junio de 2003. Disponible online a través de <http://www.mityc.es/energia/desarrollo/EficienciaEnergetica/Documents/AprobacionEstrategia.pdf>

“E4: Plan de Acción 2008 – 2012”, IDEA (Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía), España, julio 2007. Disponible online a través del sitio web de <http://www.idae.es>

Energía Hidroeléctrica (centrales de Comahue)

“Pautas y Normas para la Operación de los Embalses”, AIC (Autoridad Interjurisdiccional de las Cuencas de los ríos Limay, Neuquén y Negro), agosto de 2005. Disponible online a través de

<http://www.aic.gov.ar/AIC//publicaciones/Pautas%20y%20Normas%20para%20la%20operaci%C3%B3n%20de%20embalses.pdf>

Otra información provista por la AIC (Autoridad Interjurisdiccional de las Cuencas de los ríos Limay, Neuquén y Negro) a través de su sitio web <http://www.aic.gov.ar>

“Aprovechamientos Eólico – Hidroeléctricos Combinados en la Argentina”, Enrique Adolfo Covas, año 2009, Argentina. Disponible online a través de

<http://www.cadp.org.ar/docs/congresos/2008/109.pdf>

“El Aprovechamiento Masivo del Recurso Energético Eólico de la Argentina. Posibilidad de Almacenamiento de la Energía Mediante Centrales Hidroeléctricas de Acumulación (...)”, Enrique Adolfo Covas para el Comité Argentino de Presas, año 2006. Disponible online a través de

http://www.cadp.org.ar/docs/congresos/2006/T_C1.pdf

Pensamiento Sistémico / Dinámica de Sistemas

“Places to Intervene in a System”, Donella H. Meadows, año 1997. Disponible online a través de <http://www.sustainalaska.org/pdf/WholeEarthRev.pdf>

“La tragedia de los comunes y la tragedia de los anticomunes: una reinterpretación”, Germán Coloma, Argentina. Disponible online a través de:

<http://www.cema.edu.ar/~gcoloma/comunes.pdf>

“The System Archetypes”, William Braun. Disponible online a través de:

www.uni-klu.ac.at/~gossimit/pap/sd/wb_sysarch.pdf

“Spreadsheet Modelling Best Practice”, Nick Read y Jonathan Batson. Disponible online a través de:

<http://www.eusprig.org/smbp.pdf>

“La Quinta Disciplina”, Peter Senge, Editorial Granica, 1994.

“Structural Validation Of System Dynamics And Agent-based Simulation Models”, Hassan Qudrat-Ullah, York University, 2005. Disponible online a través de:
<http://www.econ.iastate.edu/tesfatsi/EmpValidSDACE.Hassan.pdf>

“System Dynamics Model Correctness Checklist”, Danny Lai y Rebekah Wahba, Massachusetts Institute of Technology, Creative Learning Exchange. Disponible online a través de:
<http://sysdyn.clexchange.org/sdep/Roadmaps/appendix/D-4851.pdf>

“Translation from Natural Language to Stock Flow Diagrams”, Yutaka Takahashi, Senshu University. Disponible online a través de:
<http://www.systemdynamics.org/conferences/2005/proceed/papers/TAKAH137.pdf>

“Tips for Using System Dynamics Tools”, Creative Learning Exchange, Catalina Foothills School District, 2003. Disponible online a través de:
<http://clexchange.org/ftp/documents/Implementation/IM2003-12TipsUsingSDTools.pdf>