

Problemática energética en Santa Fe.

¿Hacia dónde dirigir la inversión energética?

Análisis Costo-Efectividad de Proyectos alternativos en materia energética

Por Anibal Palazzi y Tadeo

Resumen

Este trabajo pretende asentar un marco de comparación de diferentes proyectos de inversión de generación de energía y eficiencia mediante el uso de instrumentales claves. Para ello se hará uso del Análisis Costo-Efectividad que permite equiparar fuentes heterogéneas en un único indicador. El análisis derivado permitirá dilucidar los factores que explican las fortalezas intrínsecas de cada curso de acción en materia de generación y eficiencia energética, hecho que cobra relevancia dado la sanción de la Ley Nacional N° 27.191 y el Plan Estratégico Provincial de Energías Renovables.

I. Introducción

Los sistemas de suministro de energía y la Sociedad Contemporánea están ineluctablemente vinculados, yuxtaponiéndose un concepto al otro. La infraestructura subyacente en toda inversión energética requiere de un largo proceso de maduración hasta dar cuenta de los primeros resultados satisfactorios. La desincronización entre la identificación de las necesidades socio-económicas y la puesta en marcha de las operaciones crea un requisito ineludible para el desarrollo económico con inclusión social: todo sistema de producción de energía requiere la anticipación a la realidad, la constante actualización de las previsiones y el reconocimiento de oportunidades.

La problemática energética en la Argentina ha discurrido a través de dos derroteros cuyas imbricaciones se han proyectado en los ámbitos provinciales. Por un lado, en las últimas décadas, la producción convencional de energía, esto es, un sistema basado en la explotación de petróleo y sus derivados, ha mostrado sus limitaciones tanto desde el aspecto ambiental como sus perspectivas a futuro para abastecer las necesidades crecientes de los sistemas económicos y sociales.

Por otro, en los últimos 13 años, la demanda energética inducida por el crecimiento económico no pudo ser secundada por la oferta interna energética debido a factores estructurales condimentados con desfasajes tarifarios, concibiéndose una situación acuciante de convivencia de subinversión con sobreconsumo.

Como provincia deficitaria en energía, es claro que el desenvolvimiento de Santa Fe es directamente asimilable al desenvolvimiento de las políticas nacionales, implicando la pérdida de márgenes de autonomía y la exposición a los avatares “macroeconómicos energéticos”.

En estas condiciones, el mundo asiste a un cambio de paradigma. Las condiciones internacionales, comerciales, ambientales y el perfil bioético de los consumidores de nuevas generaciones inciden en la política de los diferentes países y distritos, generando un nuevo interés por las estrategias de desarrollo local sustentables.

Sin perjuicio del hecho evidente que la energía convencional no ha sido hasta el momento destronada como principal fuente de la matriz energética, cada vez se pone en evidencia la necesidad de desarrollar fuentes complementarias que doten a los espacios locales de

mecanismos para la regionalización de un mayor valor agregado, la generación de empleo, la conversión de pasivos ambientales y el aumento de la eficiencia productiva.

En base a lo comentado en el párrafo anterior, se comprende la necesidad de estudiar algunas de las alternativas no convencionales que se han vislumbrados en el último lustro en la provincia de Santa Fe, con el fin de plasmar una relación jerárquica entre los diferentes proyectos con respecto a su deseabilidad. Entre dichas alternativas no convencionales se planteara la posibilidad de un proyecto de ahorro de consumo energético considerando que el mismo excedente de energía no consumida podría ser redirigido hacia otras actividades, constituyéndose de hecho en nueva energía disponible equivalente a la de un proyecto de generación.

Para tal fin se realizara un análisis de eficiencia mediante la métrica LCOE (Levelized Cost of Energy o Costo Nivelado de Energía) la cual calcula el costo de electricidad producida por un generador. El método supondrá una proyección esperada de la energía generada y la consecuente conversión de las heterogéneas unidades de medidas a Megavatios-hora.

El trabajo se estructura partiendo de una breve contextualización histórica y coyuntural de la situación energética nacional y santafesina con foco en el subsistema eléctrico. Se hará una reseña de accionar provincial en materia de política energética con el fin de preparar el terreno para el análisis de proyectos concretos. Finalmente, se someterá a los diferentes proyectos a un análisis pormenorizado de sus aptitudes Costos-Efectividad y se los comparará.

II. Contexto histórico del sector energético.

Durante el inicio de la década del 90 hasta 1998 se reconoce un período de crecimiento económico moderado, determinado por una economía abierta y liberalizada. En ese período se produjo un fuerte proceso de reforma tanto económica como institucional que repercutió directamente en el sector energético. Las nuevas leyes de la actividad eléctrica (Ley 24.065), de prestación de servicio de gas (Ley 24.076), y de transferencia de recursos hidrocarburíferos a las provincias y privatización de la empresa de Yacimientos Petrolíferos Federales YPF (Ley 24.145), y los decretos de desregulación de esta actividad determinaron sin dudas el retiro del Estado de las actividades productivas de energía y su traslación al sector privado mediante la venta o concesión de las empresas

públicas nacionales y provinciales, como fue el caso de YPF, SEGBA, AGUA y ENERGIA e HIDRONOR, entre otras. Este proceso también tuvo su reflejo a nivel provincial con la privatización de empresas energéticas dependientes de estas jurisdicciones con algunas excepciones, como el caso de las distribuidoras de electricidad.

Las actividades productivas y de servicios se segmentaron en diferentes etapas: producción, transporte y distribución. La esfera de la producción se asimilo a un mercado competitivo en donde la clase de gobernación eran las relaciones mercantiles (mercados mayoristas en condiciones de competencia). Paralelamente, el segmento de transporte y distribución, por tratarse de casos de monopolios naturales se sometieron a estricta regulación.

Paralelamente a la delegación de actividades al sector privado, se crearon nuevas instituciones estatales en algunos subsectores como el eléctrico (Ente Nacional Regulador de la Electricidad) y el de gas (Ente Nacional Regulador de Gas) con el objeto de regular y controlar a las nuevas empresas prestadoras de los servicios radicadas en segmentos de mercados monopólicos naturales, como también para cautelar los derechos de los usuarios y la defensa de la competencia.

En el caso del subsector eléctrico, para administrar las operaciones técnico-económicas del mercado mayorista de generación de electricidad se creó una institución con participación pública y privada que se mantiene vigente en la actualidad: la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA). La misma se encarga de la operación del despacho de carga del sistema eléctrico y de las transacciones económicas en ese nivel de comercialización. A nivel provincial, la distribución de toda el área santafecina quedó en manos de la Provincia a través de la Empresa Provincial de Electricidad (EPE) la cuales reciben la electricidad de TRANSENER (compañía a cargo del transporte de energía eléctrica de alta tensión). De esta manera, EPE, pese a tratarse de una empresa provincial, se encuentra bajo la esfera de la jurisdicción nacional dada su intermediación en el transporte de muy alta tensión.

El ciclo político inaugurado en 2003 intervino sobre estas condiciones con una sujeción de precios a la vez que se dictaba una fuerte devaluación dada la dolarización consecuente del esquema tarifario. Justificada como marco de contención y paliativo de la miseria social habida por la crisis 98-2002, este tipo de política paso de una naturaleza coyuntural a una presencia estructural que desataría grandes desfasajes tarifarias con respectos a

los costos, contribuyéndose al deterioro tanto de la inversión como de la eficiencia en el consumo de los habitantes.

A partir del 2011, la balanza comercial energética se vuelve deficitaria como consecuencia del aumento de importaciones provenientes principalmente de Bolivia de gas oil y gas para cubrir la creciente demanda eléctrica (principalmente residencial).

III. La situación relativa de Santa Fe con respecto al total nacional en materia energética.

Para determinar la relación de la provincia con respecto a la nación se utilizarán los datos obtenidos del Balance Energético Provincial (BEP) confeccionado en el año 2006 (última edición del mismo). Más allá de la distancia temporal existente desde 2006 a la fecha, es presumible que no hubo cambios significativos. Teniendo esto en cuenta, se supone que tanto la estructura del sistema energético de Santa Fe como la relación Provincia-Nación se mantienen en valores aproximados, y las conclusiones que se obtienen del balance se tomarán como válidas para la realidad actual de Santa Fe en términos energéticos.

El Balance Energético Provincial (BEP).

Según la definición de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), *El Balance Energético (BE) es un conjunto de relaciones en equilibrio que contabiliza los flujos físicos por los cuales la energía se produce, se intercambia con el exterior, se transforma, se consume, etc; todo esto es calculado en una unidad de cuenta común, dentro de un país o región, y para un período determinado.*¹

El BE es constituido a través de una matriz de doble entrada, en la cual las filas representan las fuentes energéticas (primarias y secundarias), y las columnas representan las actividades, es decir los orígenes y los destinos o consumos de la energía. Con la finalidad de ser comparable con el Balance Energético Nacional (BEN), el BEP es construido utilizando la misma metodología. Los objetivos fundamentales que se persiguen con la confección del Balance Energético de Santa Fe son conocer detalladamente la estructura del sector energético provincial y crear la plataforma apropiada para la sistematización y mejoramiento de la información energética, siendo

¹Gigli, M. Soledad. 2007. *La energía en la provincia de Santa Fe. Un análisis estructural de las fortalezas y debilidades*, Sección Balance Energético Provincial. pp. 37.

posible de esa forma trazar las perspectivas a corto, mediano y largo plazo del abastecimiento energético.

La unidad de referencia que homogeniza las diferentes procedencias energéticas es la kilotonelada equivalente de petróleo (kTEP)².

En base al análisis del Balance Energético Provincial para Santa Fe del año 2006, se pueden destacar los siguientes puntos:

- Santa Fe produjo sólo 48 kTEP de energía primaria, mientras que la Oferta Interna de Energía primaria disponible fue de 1.715 kTEP teniendo en cuenta las importaciones provenientes de los intercambios interprovinciales. El destino de esta Oferta Interna fue su utilización por los Centros de Transformación en un 97.25% y su consumo por los Sectores de Consumo Final en 2.75%.
- La producción de energía secundaria fue de 1.707 kTEP, los cuales fueron producidos por los Centros de Transformación, utilizando energía primaria y energía secundaria producida por otros Centros de Transformación por un total de 1774 kTEP. Las pérdidas de estos Centros alcanzaron los 75 kTEP (4,21%).
- La principal importación de la Provincia fue el gas distribuido por redes del cual una parte se destina a satisfacer demandas de otras provincias, quedando como valor neto una importación de 2013 kTEP de consumo exclusivo de Santa Fe.
- El consumo de energía total que registró la Provincia, correspondiente al período Enero/Diciembre 2006 correspondió en un 98,91% a energía secundaria y en un 1,08% a energía primaria. Dentro de las demandas de energía secundaria, el gas distribuido por redes alcanzó el 46.34%, el Gas oil más Diesel oil el 28.30%, la electricidad el 15.91 % y las motonaftas el 7.08%. El resto de los energéticos demandados totalizaron sólo el 2.35%.
- La participación de Santa Fe en el total del país, al año 2006, se transcribe a continuación en la Tabla N° 1, destacándose el carácter de provincia importadora

² La Tonelada Equivalente de Petróleo (TEP) es una unidad de energía equivalente a la energía liberada por combustión de una tonelada de petróleo. Una TEP equivale aproximadamente a 11,63 MWh (Megavatio-hora).

de energía, también el mayor o menor consumo energético per cápita y la mayor o menor intensidad energética, mostrando el mayor o menor consumo de energía por unidad de producto bruto:

Tabla N° 1	Santa Fe 2006	Argentina 2006	Participación
Población:	3.199.248	38.970.611	8,20%
Producto Bruto Interno (a precios de 1993 en millones de pesos)	23.139	330.565	7,00%
Producción Primaria de Energía:	47,52 ktep	85.517,00 ktep	0,05%
Oferta Interna de Energía Primaria:	1.714,55 ktep	77.921,00 ktep	2,20%
Producción Secundaria de Energía:	1.707,48 ktep	78.014,00 ktep	2,18%
Oferta Interna de Energía Secundaria:	4.448,78 ktep	70.856,00 ktep	6,27%
Consumo Total de Energía:	4.334,88 ktep	56.782,00 ktep	7,63%
Intensidad Energética (CE/PBI):	0,187	0,171	-
Consumo Energía per cápita (CE/Pob):	0,00135	0,00145	-

Fuente: Gigli, M. Soledad. 2007. *La energía en la provincia de Santa Fe. Un análisis estructural de las fortalezas y debilidades*, Sección Balance Energético Provincial. pp. 23.

Con la información recabada a través del BEP, se puede decir que la industria santafesina es fuertemente dependiente del gas natural y de la energía eléctrica que indirectamente es producida con gas natural. El gas natural por redes constituye el principal producto energético consumido (46%); los derivados del petróleo (naftas y gasoil) representan aproximadamente el 35% con marcada preeminencia del gasoil sobre todos los productos del petróleo. La **energía eléctrica representa el 15% de todos los consumos energéticos** y el gas licuado de petróleo (GLP) el 1,76% del total.

Como destacado final, en base a los datos reflejados en el BEP, la provincia consume el 7,63% de la energía total que se consume en Argentina, pero produce solamente el 2,18% de la energía secundaria (1.707 ktep de los 78.014 ktep producidos en Argentina).

Ello implica que Santa Fe es **importadora neta de energía producida en otras jurisdicciones.**³

IV. Política energética y proyectos llevados a cabo por el Estado Provincial.

A partir de diciembre de 2011, se crea a través de la Ley 13.240 la Secretaría de Estado de la Energía con el fin de darle a las políticas energéticas una mayor jerarquía en comparación de las gestiones gubernamentales previas. Sus ejes de acción se centran en el estudio, diseño, planificación e implementación de políticas energéticas locales y regionales. De esa forma, el Estado Provincial busca desarrollar energías estableciendo una política de sustentabilidad ambiental, promoviendo el desarrollo sostenible de las diversas fuentes de recursos energéticos y generando acciones de sustitución de los recursos energéticos no renovables junto a un mejor aprovechamiento de estos.

Con respecto a las políticas de **energías renovables** se puede destacar:

- La confección de una red solarimétrica, cuya finalidad reside en la medición del recurso solar a nivel provincial para conocer el potencial de la misma a los fines de su posterior aprovechamiento energético.
- Firmas de convenios con distintas universidades nacionales y fundaciones internacionales para asistencias técnicas y estudios de prefactibilidad respecto de la posibilidad de obtener energía a partir de recursos renovables. Se destaca:
 - Con la facultad de Ciencias Agrarias de la Universidad Nacional de Rosario para estudiar la posibilidad de generación de energía eléctrica a partir de la combustión directa de la *Spartina Argentinensis*, planta presente en los bajos submeridionales de nuestra provincia. Proceso referido a la generación de energía de biomasa.
 - Convenio con la agencia alemana Senior Experten Service con el objetivo de formar al personal de la Secretaría en materia de biomasa.
- Difusión de energías renovables en municipios y comunas de la provincia de Santa Fe a los efectos de incorporarlas y generar una mayor eficiencia energética en todos los ámbitos.

³Gigli, M. Soledad. 2007. *La energía en la provincia de Santa Fe. Un análisis estructural de las fortalezas y debilidades*, Sección Balance Energético Provincial. pp. 35-68.

- Creación de tecnicaturas y cursos en energías renovables con objeto de contar con recursos humanos preparados en la materia.
- Procedimiento de interconexión a red eléctrica de baja tensión que permite a los particulares interesados en generar energía a partir de fuentes renovables, inyectarla a la red y “netear” el consumo.
- Implementación para la generación a pequeña y mediana escala del programa “Un Sol para tu Techo” con el objeto de promocionar la instalación de calefones solares y fomentar la utilización de energía solar en el área residencial.
- Análisis de perfiles de viento en el sur de la provincia de Santa Fe, específicamente en las ciudades de Rufino, Venado Tuerto, Las Rosas y San Jorge, con el fin de aprovechar el mismo para la generación de energía eólica. Con respecto a este punto se determinó a la zona de Rufino como la más propicia, ya habiendo firmado un convenio con la empresa española Ingeconser para la puesta en marcha del primer Parque Eólico (de 25 MW de potencia).⁴ Este proyecto se analizará más adelante para evaluar su capacidad de generación de energía en contraste con otros proyectos.
- La construcción de una planta fotovoltaica de 1 MW de potencia en las inmediaciones de la ciudad de San Lorenzo. Este proyecto se analizará más adelante para evaluar su capacidad de generación de energía en contraste con otros proyectos.

Es remarcable el énfasis puesto por el gobierno provincial en elevar el nivel de conocimiento social sobre las distintas oportunidades o alternativas que puede generar el uso de las energías renovables, como así también la asunción de un papel más protagonista en lo que hace a la confección de proyectos de inversión de generación de energía.

⁴ http://www.miradorprovincial.com/?m=interior&id_um=114979-rufino-tendra-el-primer-parque-eolico-de-santa-fe

V. Comparación de Proyectos.

Para lograr el cometido propuesto por este trabajo, en el mismo se utilizará la información provista por diferentes fuentes de información tanto locales, nacionales o internacionales. Concretamente, se hará foco en las Energías Renovables y su desempeño relativo con una hipotética política de Ahorro de Consumo o Eficiencia Energética. La siguiente tabla sintetiza el conjunto de proyectos o emprendimientos de energías renovables que serán considerados con sus respectivos casos testimoniales que se presupondrán pertinentes como marco analítico para las inversiones energéticas en Santa Fe.

Muestras de Proyectos	Rango de Factores	Rango de Inversión unitaria (Millones de USD\$/MW)
Ciclo Combinado: Loma de Lata, Central Térmica de Timbues, Central Brigadier López y base de datos interna de CAMMESA	85%	1,5
Turbo Vapor: Loma de Lata, Central Térmica de Timbues, Central Brigadier López y base de datos interna de CAMMESA	50%	1
Turbo Gas: Turbo Vapor: Loma de Lata, Central Térmica de Timbues, Central Brigadier López y base de datos interna de CAMMESA	50%	1,7
Energía Eólica: Proyecto Parque Eólico Rufino y base de datos interna de CAMMESA	20%-40%	1,85-2,1
Energía Termo-solar: base de datos interna de CAMMESA	24%-50%	5,75
Energía Solar Fotovoltaica: Planta Fotovoltaica San Lorenzo y base de datos interna de CAMMESA	15%-30%	3-4,55

Sin prejuicio sobre las tecnologías de biomasa y biogás en donde es deducible que Santa Fe goza de ventajas comparativas, los proyectos de este tipo han sido descartados debido a la ausencia de información pormenorizada en el ámbito provincial. Como se refirió con anterioridad, el Estado Provincial ha realizado algunos estudios en este sentido pero sus resultados aun son parcializados y centralizado en las trazas técnicas y ambientales de la problemática, posponiéndose cualquier clase de análisis de factibilidad económica y financiera.

Finalmente, para la política de Ahorro de Consumo se realizara un ejercicio simulado que consistirá en la contemplación de las ventajas y desventajas del subsidio a las lámparas de LED para la ubicación de sus precios por debajo o por igual de su competidora más

cercana, la lámpara de Bajo Consumo. Dicho ejercicio constara de una serie de escenario en donde variara tanto el tiempo de manutención de dicha prerrogativa como su eficacia relativa a la hora de sustituir las lámparas ya existentes en los hogares.

A-Metodología y métrica utilizada para el análisis

Este trabajo se focaliza en aspectos económicos-financieros. El herramental a utilizar buscara deducir cuales son las mejores alternativas desde esta perspectiva y que escenario posibilitan tales resultados. De los valores que se extraigan vale aclarar que el foco no radica tanto en la eficiencia absoluta sino en la eficiencia relativa entre los proyectos por lo que los mismos no gravitarán en el análisis por el valor estimado sino por el valor comparado más allá de las estimaciones puntuales obtenidas, las cuales se pretenden lo más aproximativo a la realidad dentro de un marco de generalización conceptual.

“En el caso de que la proyección de la demanda final de energía esté dirigida a enfatizar los mecanismos de sustitución de las diversas fuentes, no es importante el valor absoluto de las eficiencias sino su valor relativo para demostrar que una fuente es más o menos eficiente que otra en la satisfacción de necesidades para una tecnología determinada.”⁵

Para este fin, se considera propicia la implementación de un Análisis de Costo-Efectividad (ACE). El punto central de esta metodología requiere únicamente la estimación monetaria de los costos y volúmenes físicos de los resultados esperados de cada uno de los proyectos alternativos. La técnica convencional utilizada es la de relacionar los costos monetarios de un proyecto con sus beneficios no monetarios. En aras de los objetivos, los beneficios serán expresados en MWh generados. La jerarquización de los proyectos dictara una preferencia por aquel proyecto con los menores costos por unidad de resultado.

Esta clase de información no se encuentra en la cuantía necesaria en algunos casos por lo que se recurrirá a información provista por la Secretaria de Energía de la Provincia y por sobre todo a la información intestina de CAMMESA, entre otras fuentes.

⁵*Balance Energético – Metodología OLADE*. 2003. Secretaría de Energía de la Nación. pp 6.

En particular, por su simplicidad y su característica de poder llevar el precio a valores unitarios, el Costo Nivelado de Energía (LCOE, Levelized Cost of Energy) con diversas adaptaciones será el instrumento utilizado para la realización de las comparaciones. Su grado de generalidad permite ser aplicado a diversos métodos de generación de energía y a su vez utilizarlo para comparar los mismos.

Se manipulara dos versiones que diferirán en la contemplación de las amortizaciones o costo de capital como una erogación monetaria a lo largo de la vida útil del proyecto. Las mismas se realizaran bajo una serie de supuestos que serán debidamente mencionados a lo largo del escrito. Las formulas utilizadas serán las siguientes:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{(I_T + M\&O_T + C_T)}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{(E_T)}{(1+r)^t}} \quad LCOE_{amortizada} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{(I_T + M\&O_T + A + C_T)}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{(E_T)}{(1+r)^t}}$$

LCOE = the average lifetime levelized cost of electricity generation;

I_t = Gastos de inversión en el año t ;

$M\&O_t$ = Gastos de operación y mantenimiento en el año t ;

C_t = Gastos de Combustible en el año t ;

A_t = Anualidad en el año t ;

E_t = Generación de electricidad en el año t ;

r = Tasa de descuento;

n = Vida del sistema.

Mediante este método se logra calcular el costo teórico (en dólares) de generar energía eléctrica con una técnica determinada. Es un método que integra la inversión, gastos de operación y mantenimiento, costos de combustible (si es necesario) y costos de capital; a partir de allí, los compara con la cantidad de energía generada en la vida útil del proyecto. En definitiva, toma los flujos de costos proyectados para llevar a cabo dicho proyecto ajustados a valores presentes y los divide por los flujos de energía generada, también ajustados a valores presentes. Como resultado, la fórmula revelará cuál es el precio en dólares de un megavatio-hora generado en ese proyecto.

Es necesario destacar que la fórmula empleada contempla más variables de las nombradas, las cuales fueron omitidas por diversas razones. Entre ellas destaca el costo

de Carbono anual, omitida por la dificultad técnica de su medición por lo que se lo evocara solo desde una perspectiva estrictamente ambientalista.

Finalmente, vale aclarar la distinción entre las LCOE y el Costo Unitario de la Energía. Este último no introduce a la inversión como una erogación a considerarse ni un cálculo de sumatoria de valores actualizados. Su valor esta dado por la simple suma de los Costos de Mantenimiento, Operatoria, Capital y Combustibles por unidad de resultado, en este caso, MWh generado.

B-Análisis de proyectos

Parque Eólico

La energía Eólica es la energía cinética generada por efecto de las corrientes de aire que, dadas las actuales condiciones del progreso técnico, mediante un aerogenerador genera volúmenes de energía eléctrica que abastecen a grandes redes de distribución.

La primera radicación de un parque Eólico en territorio provincial ha sido proyectada para el municipio de Rufino, del departamento de General López. El proyecto prevé la instalación de 12 aerogeneradores que suman una potencia total de 25 MW. Los equipos quedarán interconectados al SIN (Sistema Interconectado Nacional) y en consecuencia, ampliarán el abastecimiento eléctrico a la región sudoeste de la provincia.

La ubicación fue establecida luego de un análisis de perfiles de viento en el Sur de la Provincia de Santa Fe entre las ciudades de Rufino, Venado Tuerto, Las Rosas y San Jorge. El departamento de General López en general y la ciudad de Rufino en particular demostraron ser las idóneas debido al hecho de encontrarse radicada en un corredor propicio para la energía eólica del que forman parte a su vez secciones de las provincias de Córdoba y Buenos Aires.

Para su ejecución, el gobierno santafesino realizó un convenio con la firma Ingeconser⁶, que será la encargada del desarrollo y puesta en funcionamiento del complejo, demandando una inversión estimada de 50 millones de dólares, equivalente a alrededor de 2000 U\$D/KW Instantáneo, valor que se encuentra dentro de las oscilaciones consideradas en este trabajo de entre 1825 y 2100 U\$D/KW Instantáneo.

⁶ Ingeconser SA es un grupo de capitales españoles que tiene una sede en Santa Fe y cuenta con antecedentes en proyectos inmobiliarios y de energía renovables en España, Brasil y Argentina. Actualmente, lleva adelante un proyecto de generación de energía eólica de 200 megavatios en Panamá.

Para la deducción de su LCOE básico y amortizado se presentaran una serie de supuestos que se encuentran resumidos en la sección de Anexo del presente trabajo. En primer lugar, se preverá un horizonte de repago de 10 años y una vida útil de 20 años con un valor de cierre menor al 85% de la Inversión original. La tasa de descuento contemplada será de 10%. A su vez, el despacho anual (factor de planta) será del orden de entre 20%-40% con el fin de contemplar todos los escenarios de fluctuación que esta clase de tecnología posee. No ha de confundirse este último punto con la eficiencia pues los factores de planta o despacho dependen de consideraciones tales como:

- Las operaciones de mantenimiento, los fallos más o menos largos de equipamientos, etc.
- La ausencia de demanda de electricidad que obliga a los administradores de red a disminuir o parar la producción en algunas unidades.
- La intermitencia o irregularidad de la fuente de energía como es, por ejemplo, el caso de la energía solar o la energía eólica, respectivamente.
- Las pérdidas debidas a equipos eléctricos como inversores, líneas de transmisión internas, etc. Otras pérdidas debidas por ejemplo a sombras en el caso de energía solar.

Finalmente, el Costo de Mantenimiento y Operaciones es de alrededor de U\$D 68.000.

En estas condiciones, el LCOE básico y amortizado son del orden de 109,29 U\$D/Mwh y \$ 197,56 U\$D/Mwh respectivamente en caso de despachos de 40% y de \$ 202,18 U\$D/Mwh y \$ 383,34 U\$D/Mwh respectivamente en casos de despacho de 20%.

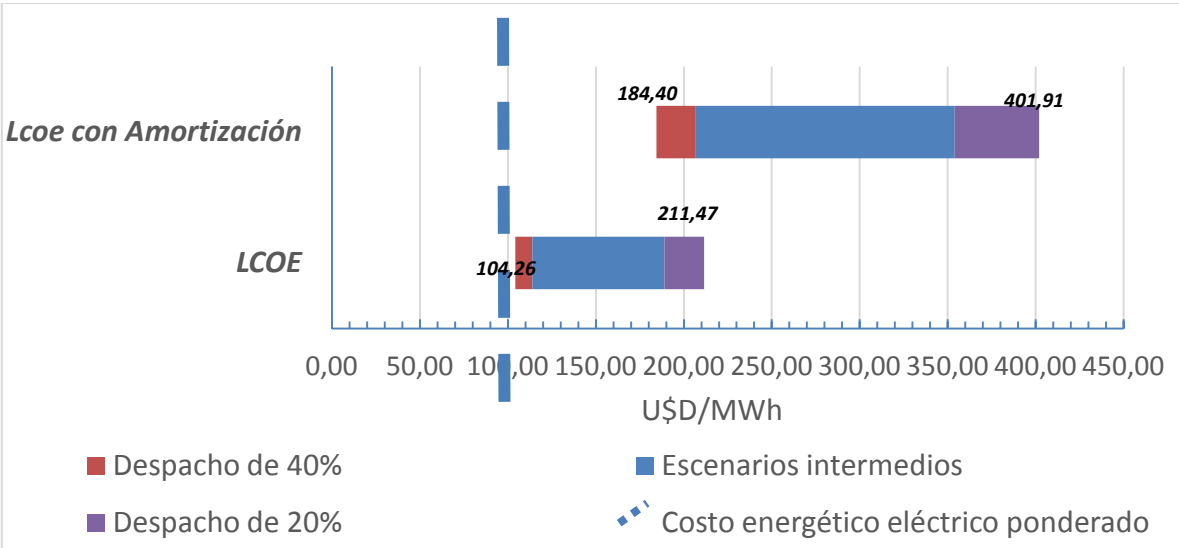
Estos valores se encuadran dentro del intervalo que se da a nivel nacional. El mismo fue confeccionado bajo los mismos supuestos del costo de capital pero con fluctuaciones de la inversión por U\$D/KW Instantáneo de entre 1825-2100, un despacho de entre 20%-40% y una fluctuación del costo de mantenimiento y operación de entre 16,4 y 19,5 U\$D/Mwh. Dichos valores quedan plasmados en el siguiente Gráfico 1.

Cabe señalar que la línea divisoria del eje horizontal demarca un promedio ponderado del costo unitario de la energía eléctrica en Argentina en base a datos de 2014. Dicha ponderación contemplo la participación de cada fuente conectada al SIN (Sistema Interconectado Nacional) al abastecimiento vernáculo para el año 2015 por lo que existe

una extrapolación de la estructura de participación de las fuentes energéticas de 2015 para el año 2014. Su estimación concluyó con un valor aparente de 97 U\$/MWh.

Dicho esto, una LCOE que se encuentra en la sección derecha de la línea de Costo Unitario da cuenta de que no existen incentivos por parte de los privados de liderar ninguna clase de inversión en materia eólica, por lo que el Estado es el único garante de tales emprendimiento. Pese a ello, como se verá, la energía eólica manifiesta grandes ventajas debido a que los costos asociados al capital se prevén reducibles, y dada la cercanía relativa de las LCOE al Costo Energético unitario, las condiciones que garantizan cierta ventajas por sobre el resto de la las fuentes energéticas son alcanzables en el corto y mediano plazo.

Grafico 1: Intervalos de LCOE básico y amortizado para la energía eólica.



Fuente: elaboración propia en base a CAMMESA

Parque Solar Foto-Voltaico

La energía solar fotovoltaica es una fuente de energía que produce electricidad de origen renovable, obtenida directamente a partir de la radiación solar mediante un dispositivo semiconductor denominado célula fotovoltaica, o bien mediante una deposición de metales sobre un sustrato denominada célula solar de película fina. No emite ningún tipo de polución durante su funcionamiento, contribuyendo a evitar la emisión de gases de efecto invernadero. Sin embargo, su principal desventaja consiste en que su producción

depende de la radiación solar, por lo que si la célula no se encuentra alineada perpendicularmente al Sol se pierde entre un 10-25 % de la energía incidente.

El primer proyecto de parque Solar Fotovoltaico en la provincia de Santa Fe está ubicado en la ciudad de San Lorenzo, en el cruce de la autopista Rosario-Santa Fe y la ruta provincial N°10. El proyecto prevé la instalación de una planta fotovoltaica con una potencia total de 1 MW para generar energía eléctrica renovable en el sur de la provincia e inyectarla al Sistema Argentino de Interconexión.

El terreno seleccionado tiene una superficie aproximada de 7 hectáreas que permitirán cubrir los objetivos a futuro de duplicar la potencia del diseño actual del Parque. El área se encuentra sobre la Autopista AP01 intersección Ruta Provincial N° 10, altura peaje San Lorenzo Norte. El emplazamiento cuenta con ventajas estratégicas desde el punto de vista logístico y energético pues la zona es una de las más importantes del país dada la envergadura de las industrias y puertos locales, logrando maximizar la distribución y movilidad de componentes y elementos a implantarse en la obra.

La provisión de energía prevista por el Parque Solar Fotovoltaico permitirá abastecer al parque industrial localizado en las inmediaciones de la ciudad de San Lorenzo, convirtiéndose en un recurso energético de importancia para el aporte a la línea de interconexión de media tensión (33 kV) existente en las cercanías.

La inversión requerida para la instalación desarrollada por la empresa Valtellina Sudamericana S.A es de 32 millones de pesos, equivalente a 3,2 millones de dólares al momento de la adjudicación y a 3298 U\$D/KW Instantáneo, cifra que se encuentra entre los márgenes ya expuestos de entre 3000-4550 U\$D/KW Instantáneo.

Para la deducción de su LCOE básico y amortizado se utilizaran los mismos supuestos generales que para el Parque Eólico pero un despacho que fluctuará entre 15-30%.

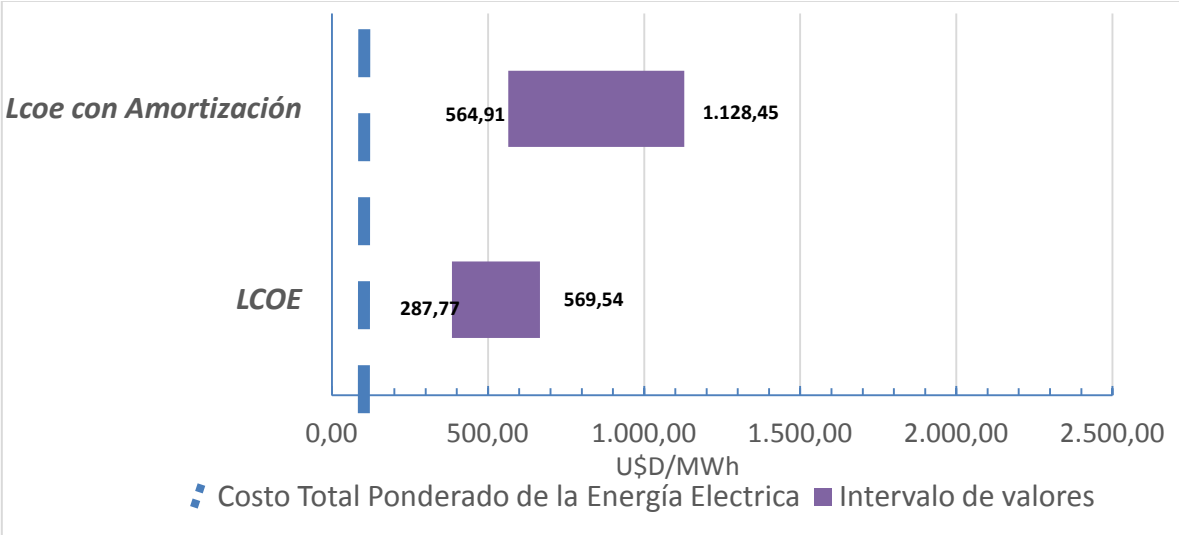
Finalmente, el Costo de Mantenimiento y Operaciones es de alrededor de U\$D15768 anuales.

En estas condiciones, el LCOE básico y amortizado son del orden de 204,17 U\$D/Mwh y 397,71 U\$D/Mwh respectivamente en caso de despachos de 30% y de 402,34 U\$D/Mwh y 794,05 U\$D/Mwh respectivamente en casos de despacho de 20%.

Estos valores se encuadran singularmente por debajo de los valores nacionales considerados principalmente porque el monto de inversión por U\$D/KW Instantáneo está por debajo del promedio de 4550 U\$D/KW Instantáneo extraído de CAMMESA. Sin embargo, vale aclarar que la construcción esta aun en proceso y el monto final que demandara tanto el parque como su consecuente conexión al Sistema nacional de Interconexión puede ampliarse, convergiendo a los valores nacionales que por otra parte, cargan la inercia en los costos de células fotovoltaicas más caras haber sido adquiridas en instancias en donde la tecnología es más cara.

Los valores que se encuadran dentro del intervalo que se da a nivel nacional fue confeccionado bajo el mismo supuesto para la determinación del costo de capital pero con una inversión por U\$D/KW Instantáneo de 4550, un despacho de entre 15%-30% y un costo de Mantenimiento y Operación de 6 U\$D/Mwh. Dichos valores quedan plasmados en el siguiente Gráfico 2.

Gráfico 2: Intervalos de LCOE básico y amortizado para la energía solar fotovoltaica.



Fuente: elaboración propia en base a CAMMESA

La línea divisoria del eje horizontal rinde exactamente la misma función ilustrativa que en el caso de la energía eólica. Vuelve a reiterarse que su valor es de 97 U\$D/MWh.

Como primera conclusión, el gráfico pone de manifiesto la enorme diferencia de rentabilidades subyacente entre el conjunto de fuentes hegemónicas de la matriz energética y los proyectos de energía Solar Fotovoltaica, por lo que, de no mediar alguna

clase de incentivo, la iniciativa privada tendera a focalizarse en inversiones más convencionales y ambientalmente dañinas.

La debilidad de esta clase de tecnología es doble pues su requerimientos de capital son enormes dada su capacidad productiva que se ve a su vez descompensada por el bajo porcentaje de despacho. Para mejorar la capacidad de despacho, se han ideado seguidores solares que permiten sostener una posición perpendicular entre los paneles solares y la radiación solar. No obstante, la producción se sigue viendo afectada asimismo por las condiciones meteorológicas adversas, como la falta de sol, nubes o la suciedad que se deposita sobre los paneles por lo que la energía solar fotovoltaica tiene necesariamente un perfil complementario al combustible fósil y no sustitutivo.

Análisis de Composición del LCOE

Como preámbulo de un análisis de sensibilidades que busca dilucidar las condiciones dinámicas que, de prevalecer, cambiarían las condiciones de factibilidad económicas de las diferentes tecnologías energéticas, se adoptara un enfoque de composición porcentual del LCOE amortizado que perfectamente puede extenderse al LCOE básico si se sustrae el componente de Anualidades del Capital.

Para tal objetivo, se confecciono el LCOE no solo de los proyectos ya evocados sino también de las tecnologías de Ciclo Combinado, Turbo Vapor, Turbo Gas y Energía Solar Térmica mediante el uso de información existente para los usuarios internos de CAMMESA.

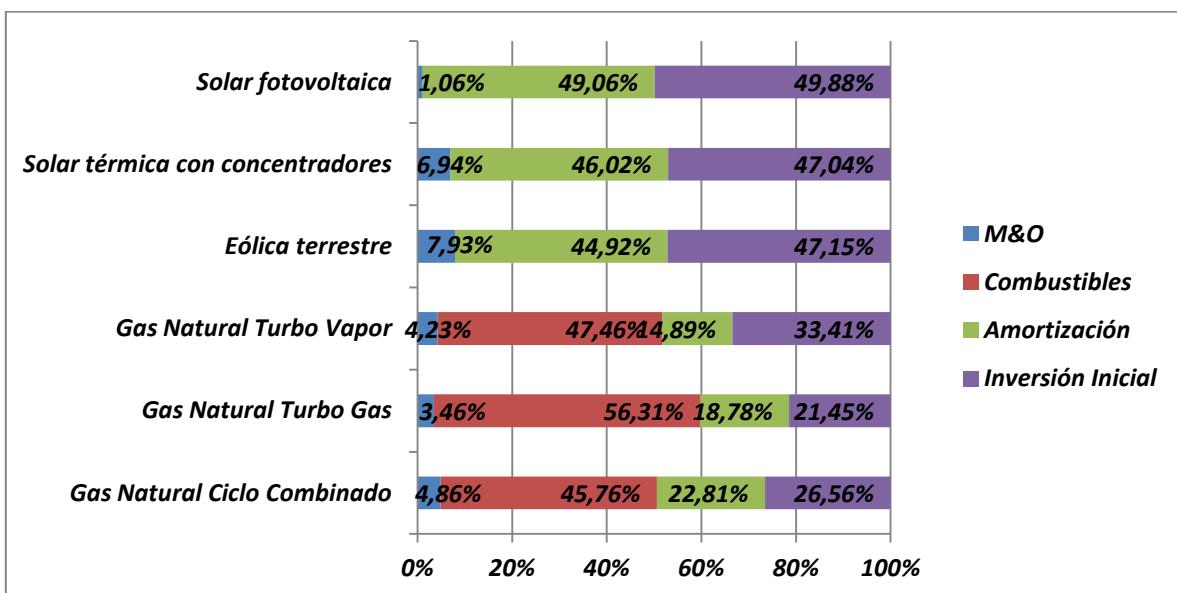
Los primeros tres pertenecen a un mismo subgrupo en donde la condición aglutinante es la demanda de gas como combustible. Las condiciones de cálculo de sus respectivos LCOE constan en el Anexo por lo que se sugiere remitirse al mismo para más información. El costo de la amortización como anualidad ha sido calculado bajo los mismos supuestos que para los proyectos analizados:

- Se preverá un horizonte de repago de 10 años
- una vida útil de 20 años a excepción del Turbo Vapor que dispone de una vida útil de 35 años.
- valor de cierre menor al 85% de la Inversión original.
- La tasa de descuento contemplada será de 10%.

- A su vez, el despacho anual (factor de planta) será del orden de 85% para el Ciclo Combinado, 50% para el Turbo Vapor y Turbo Gas, y entre 24%-50 para la Solar Térmica con concentradores.

Las razones por las que se decidió introducir el Ciclo Combinado, Turbo Vapor, Turbo Gas radican en el hecho evidente del perfil gasífero de la matriz energética argentina y porque las únicas fuentes de gran escala de producción eléctrica en Santa Fe son de este tipo de centrales por lo que la comparación se considero pertinente dado el lugar geográfico acotado del presente trabajo. En la práctica, el Turbo Vapor no es operativo sin la combustión fósil de un Turbo Gas pero se decidió segmentarlo por razones pedagógicas imputándosele como flujos de costos y producción los cambios habidos en ambos después de haberse cerrado el ciclo.

Grafico 3: Composición de LCOE amortizada según tipo de tecnología.



Fuente: elaboración propia en base a CAMMESA

El análisis de la composición interna del LCOE es fructuoso debido a que el mismo subdivide los factores que influyen en las ventajas relativas de cada tecnología. Más precisamente, según la evolución del capital requerido, la tasa de descuento y el precio del combustible, las ventajas o divergencias existentes entre los LCOE y con respecto al Costos Unitarios tenderán a fluctuar.

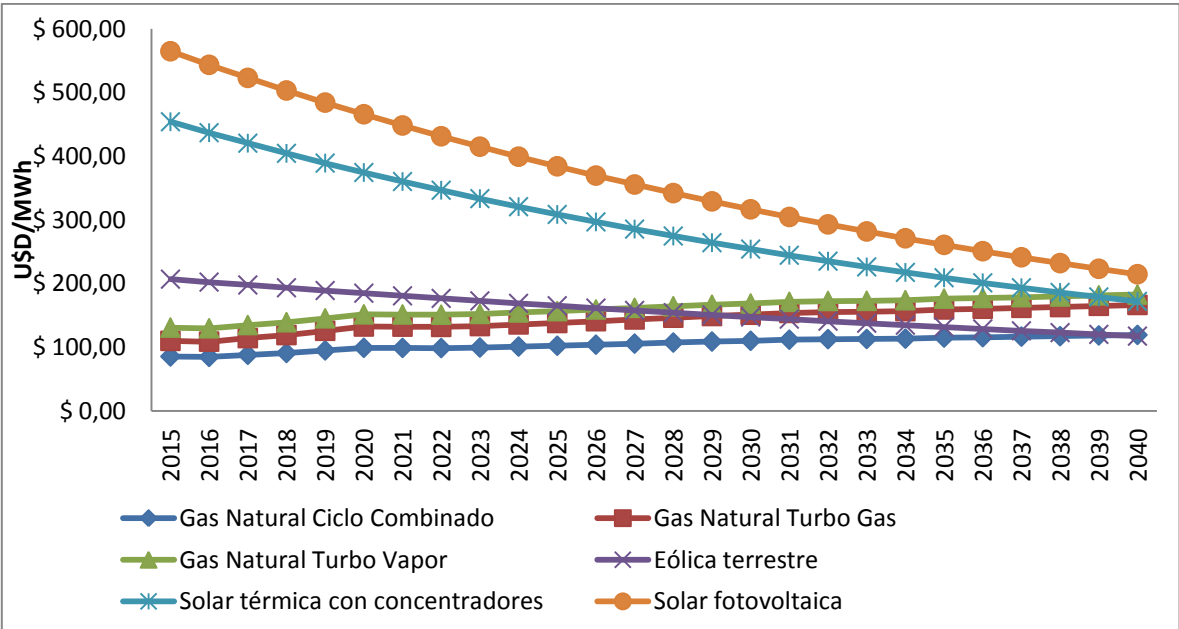
El segmento de energías renovables es por definición capital intensivo por lo que su viabilidad esta enormemente correlacionada según los costos iniciales de inversión y la

tasa de descuento considerada que influirá en la anualidad necesaria para el repago de la inversión. Paralelamente, se observa que la energías convencionales, si bien tienen más diversificada su composición de LCOE, se distinguen por la hegemonía del Costo de Combustible como variable explicativa en alrededor del 50%.

Esto da pie a consideraciones prospectivas en las que existen estimaciones de la evolución de los montos de capitales necesarios para las energías renovables a lo largo del tiempo que fueron plasmadas en los informes anuales especializados en energía renovables de Bloomberg New Energy Finance.

Simultáneamente, la Administración de Información sobre la Energía Estadounidense confecciono una serie de estimaciones hasta 2050 del precio del Gas Natural de Henry Hub, índice que toma prestado su nombre de una importante red de distribución de gas natural estadounidense y que sirve como precio base para los contratos de futuros negociados en las bolsas de valores norteamericanas. Vale aclarar que el *Natural Gas Spot Price at Henry Hub* no es el precio de mercado a nivel local pues no contempla los costos de distribución y otras series de partidas, por lo que la estimación que se realizara a continuación subestima la evolución real de las LCOE de las fuentes de Ciclo Combinado, Turbo Vapor, Turbo Gas.

Grafico 4: Evolución de LCOE amortizada según tipo de tecnología.

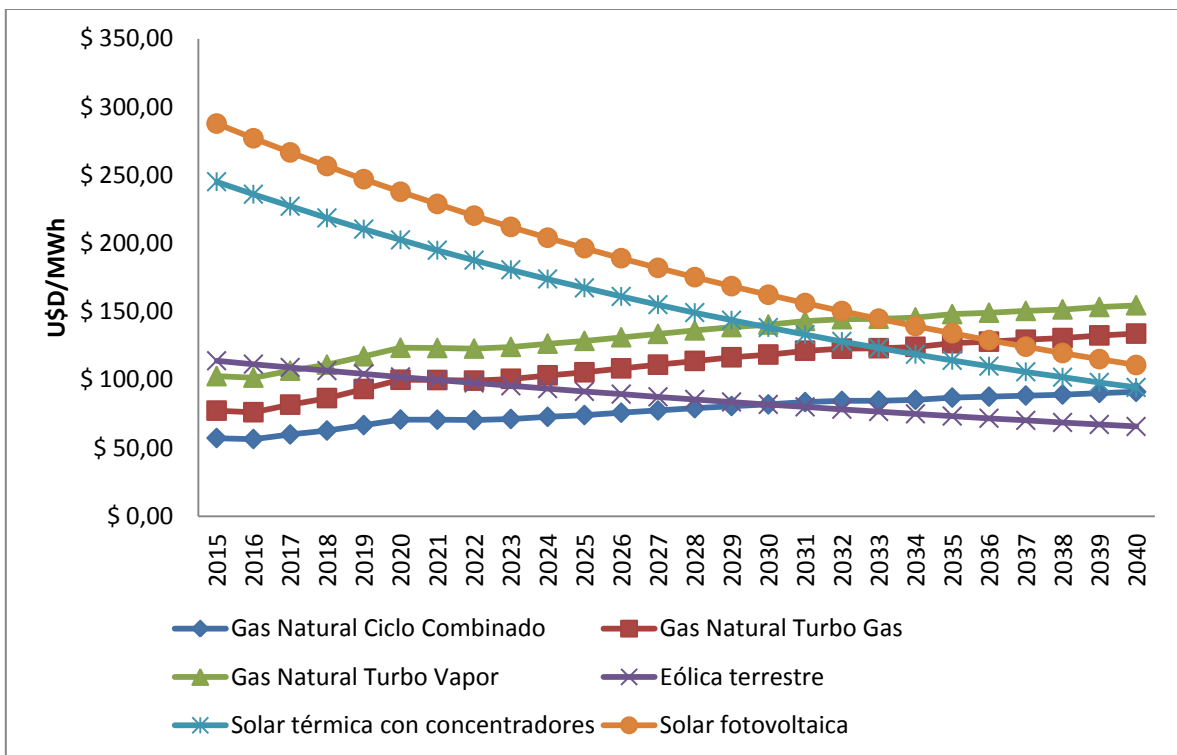


Fuente: elaboración propia en base a Cammesa, Administración de Información sobre la Energía Estadounidense, Bloomberg New Energy Finance.

Particularmente, la estimación de Bloomberg New Energy Finance sostiene que el precio de unitario del capital tanto en energía solar como en energía eólica tendera a reducirse en 60% y 40% respectivamente para 2040 considerando como punto de partida 2015. Paralelamente, y como queda asentado en el Anexo, la Administración de Información sobre la Energía Estadounidense prevé un incremento del **precio base del gas natural** de 217% pasando de los 2,62 a los 8,31 U\$D/MBtU.

Del grafico queda de manifiesto, ceteris paribus, que entre 2022-2027 la tecnología eólica será competitiva con respecto a una central térmica en Argentina bajo la perspectiva de un privado. La misma conclusión para las tecnologías solares se dilata hasta mediados de la década del 30.

Grafico 5: Evolución de LCOE básica según tipo de tecnología.



Fuente: elaboración propia en base a CAMMESA, Administración de Información sobre la Energía Estadounidense, Bloomberg New Energy Finance.

Desde una perspectiva estrictamente de flujos monetarios efectivamente colocados, esto es, con la LCOE sin anualidades de capital, la tecnología eólica empieza a constituirse en una verdadera alternativa de inversión para los alrededores del año 2015-2017. Hecho

que explicaría la actual predisposición a realizar estudios de factibilidad para esta clase de producción.

Sucesivamente, la tecnología solar tendrá peso específico propio para fines de la década del 20 y principio de la década del 30. No significa que no empiece a ser una opción viable con anterioridad. Una de las ventajas que tiene esta clase de tecnología es que no exige una gran inversión en cableado de conexión a la red pública y tiene gran flexibilidad de colocación dado que no exige conexión de líneas de alto voltaje.

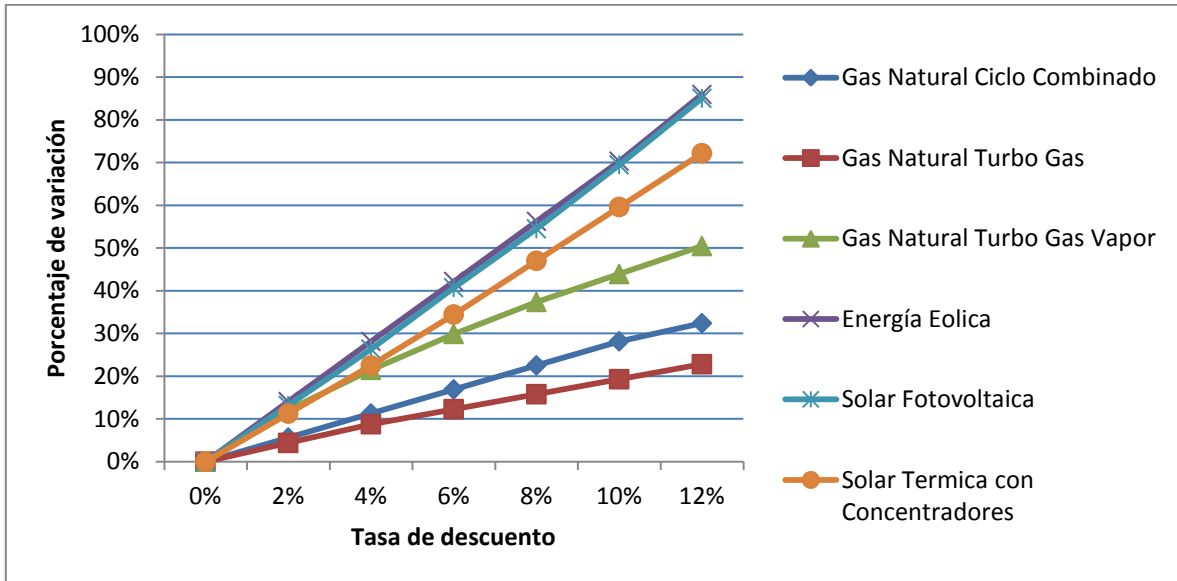
Incidencia de la tasa descuento sobre el valor del Costo Unitario

Un aspecto obviado muchas veces radica en la selección no neutral de la tasa de descuento. La misma incide de forma diferencial sobre cada una de las tecnologías ya que en las mismas subyacen diferentes estructuras de costos, capital, despacho y rendimiento.

El siguiente apartado busca poner de manifiesto como el costo tendera ha divergir de los valores de partida a medida que la tasa de descuento se eleva. Se simulara un punto de partida irreal con una tasa cercana a 0% y se la elevara paulatinamente hasta 12%. Los resultados quedan de manifiesto en el siguiente gráfico 7.

En el mismo queda de manifiesto la sensibilidad de los proyectos renovables a los cambios de la tasa considerada por sobre las energías convencionales debido a la diferente composición de los costos. Como dato relevador, cuanto menos contaminante sea el proyecto, más tendera a disponer de una alta sensibilidad ante las variaciones de la tasa. Esto relevante ya que es parte de la política y gestión económica definir los privilegios y prerrogativas que incentivarán tanto a los hacedores de política como a los privados a favorecer un cambio de paradigma energético con el fin de disminuir la contaminación ambiental y lograr mayores márgenes de autonomía.

Grafico 6: Evolución del Coste Unitario según tipo de tecnología



Fuente: elaboración propia en base a CAMMESA, Administración de Información sobre la Energía Estadounidense, Bloomberg New Energy Finance.

Proyecto de Ahorro de Consumo.

Sin dudas la fuente energética más barata y sencilla de implementar es el ahorro de energía. Es una medida que requiere menos inversiones que la instalación de nuevas plantas de generación de energía eléctrica. (Bertinat, Pablo, 2007, Acerca del Programa de incorporación de bajo consumo. p.2).

Resulta sumamente difícil analizar una política de ahorro de consumo y de eficiencia energética. La razón es que generalmente los efectos suelen resultar complicados de medir y, más aún, traducirlos a valores nominales. Sin embargo, se tratará de aproximar una idea de los resultados que puede dar la implementación de una política de esta índole. Con este fin, por la simplicidad de su cálculo se analizarán el subsidio a métodos eficientes de consumo del hogar. Cabe destacar, sin embargo, que hay infinitudes de políticas proyectos aplicables, no solamente con finalidades netamente económicas y de abastecimiento energético.

La aplicación de métodos más eficientes de consumo produce, en definitiva, una disminución en la utilización de energía. Esa energía puede considerarse como ahorrada si se la contrasta con el método previamente aplicado. De esta manera, se puede tomar el

ahorro de energía resultante de la aplicación de una política de eficiencia energética y considerarlo equivalente a la generación de energía. Esto resulta así porque la energía proveniente de la matriz energética que no es utilizada para una actividad puede ser redistribuida y aplicada a otra.

Para ello se evaluará un hipotético subsidio a las lámparas LED para equiparar su valor al de sus competidoras más cercanas, las lámparas de bajo consumo.

El cálculo se hará bajo una serie de hipótesis en donde la eficacia energética del subsidio variara. En concreto, si el 100% del subsidio implica la sustitución de las lámparas de bajo consumo, la ganancia energética final será inferior al caso en donde las lámparas LED subsidiadas sustituyen a, por ejemplo, lámparas halógenas cuyo consumo energético es superior al de las lámparas de bajo consumo.

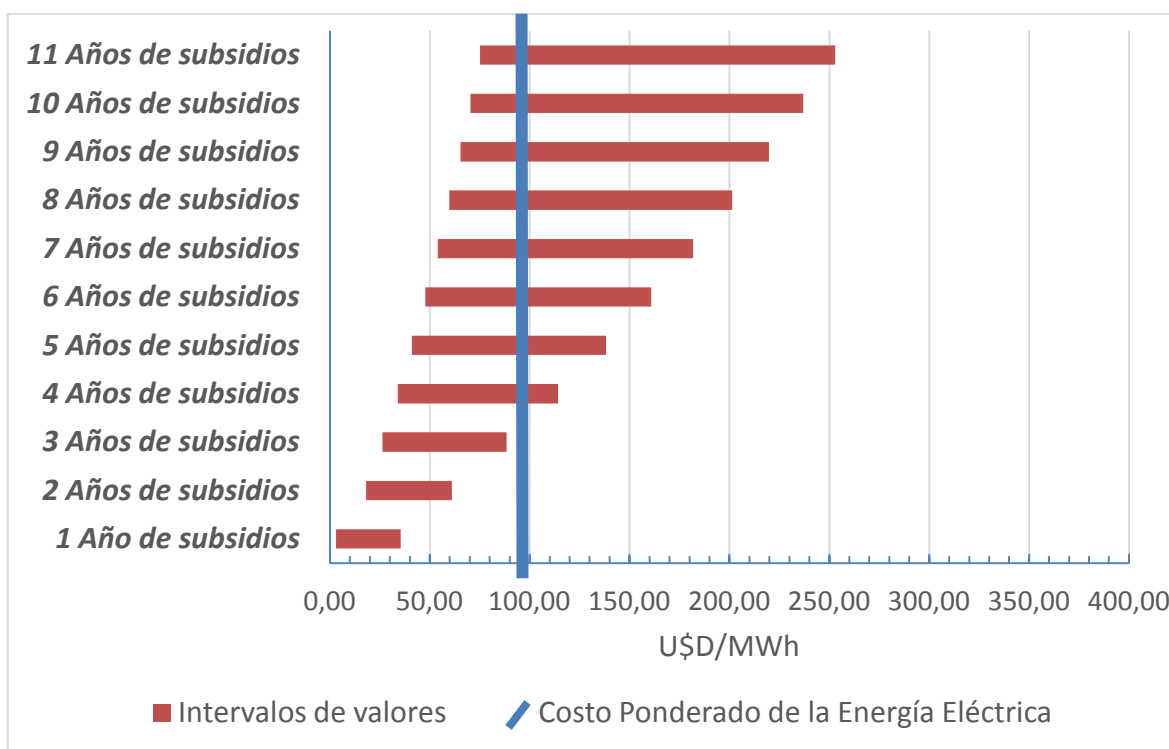
Las 3 clases de lámparas serán consideradas por cada categoría de la que se detraerá un precio promedio. El criterio base para la selección de las mismas es la luminosidad similar con el fin de que la única diferencia subyacente entre las mismas sea la tecnología implícita en su confección.

A su vez, se considera diferentes plazos temporales de sostenimiento del subsidio hasta un máximo de 11 años (10 años si se descuenta el año "0"). Este recurso es crítico pues si el subsidio se sostiene en el tiempo, la corriente de flujo que compone el cálculo de la LCOE se compondrá tanto de una ganancia energética por la sustitución como de una erogación por el subsidio del diferencial de precio. Si el subsidio se aplicase en un plazo de, por ejemplo, 1 año, dicha erogación solo habrá acontecido durante un único período y en cambio, su rédito en materia de ahorro permanecerá vigente a lo largo de la vida útil de la lámpara. Sin embargo, como segunda cara del asunto, es dudoso el alcance social de una política de ahorro de consumo de tan solo 1 año que haya buscado mediante señales de precio alterar el consumo de los hogares.

Se considerará un promedio de consumo de 4 horas diarias a lo largo de 10 años.

Asumiéndose una tasa de descuento de 10%. El universo de hipótesis se resume en el siguiente gráfico.

Grafico 7: Evolución del Coste Unitario según tipo de tecnología



Fuente: elaboración propia en base a relevamiento a bocas de expendios de los productos considerados

Un subsidio a lo largo de hasta 3 años da lugar a un LCOE por debajo del costo energético unitario. A partir de cuarto año, de continuarse el subsidio, existirán escenarios en los que proseguir con este tipo de política no se justifica. Los casos en donde el subsidio se mantenga la mayores cantidades de años, únicamente los escenarios más benignos, en donde el LED sustituye una lámpara Halógena, justifican es tipo de política.

Lo interesante de esta dependencia al tiempo de sostenimiento del subsidio por parte del LCOE es que resalta el carácter cortoplacista de las políticas de ahorro de consumo. Esta naturaleza hace de esta clase de política una opción real en situaciones de desabastecimiento que requieran rápidas acciones y resultados.

No obstante, este tipo de política no amplía ni las capacidades productivas energéticas ni representa una formación de capital por lo que si este es el objetivo, este tipo de política es estéril.

VI. Conclusión

Santa Fe es un subsistema energético fuertemente dependiente del Sistema Energético Argentino. En virtud de su predominancia socioeconómica y su carácter -consecuente- de demandante neto de energía, la proyección energética del sistema provincial implica un ejercicio interactivo entre la realidad local y lo que acontezca del suministro “externo” de gas natural, petróleo y electricidad. Cualquier solución energética santafesina presupone como axioma una solución en el ámbito nacional. Ámbito en el que confluye una constelación de interés que escapa de la plenipotencia regional.

Sin embargo, lo anterior no invalida a los Estados provinciales, mucho menos a los demandantes netos energéticos, como protagonistas de la política energética. Toda acción propositiva, por orientarse a espacios específicos en donde se asientan las actividades humanas, requiere del accionar conjunto de los tres niveles jurisdiccionales de Estado.

La realidad de nuestro país demarca que los grandes proyectos energéticos que manifiestan las mayores y mejores rentabilidades y condiciones de factibilidad son predominantemente Nacionales por ser este nivel el único con el suficiente espacio fiscal y margen de autonomía para dictar la orientación de la inversión energética.

Sin embargo, las constantes mejoras en materia tecnológica, el espacio creciente de la conciencia ambientalista y los contextos comerciales paulatinamente han ido creando las condiciones óptimas para la confección de proyectos de escalas asequibles para los Estados provinciales. Algunos de estos proyectos incluso han demostrado, en materia de eficiencia energética mejores resultados que los procedimientos que buscan ampliar simplemente la generación de energía. En este sentido, una política orientada al ahorro en el consumo energético puede dar cuenta de mejores resultados que una política energética convencional. No obstante, el inconveniente de esta clase de proyecto radica en la incierta reacción de la población a las señales de precios que se busquen generar. Una acción que implique prolongar dichas señales con el fin de asegurar la masividad del ahorro puede repercutir de forma adversa a los objetivos iniciales. La muñeca del hacedor de política será necesaria para encontrar el punto en el que los beneficios en el margen de tales proyectos se igualen a los costos marginales.

Pasando al terreno de la generación propiamente dicha, la métrica LCOE resulto en un buen indicador para asentar el andamiaje en el cual se compararon los diferentes proyectos de generación energética. La energía eólica demostró mejores condiciones por sobre cualquier otro proyecto provincial de energía no convencional.

El caso de la energía solar, en particular la solar fotovoltaica, es paradigmático pues sus condiciones técnicas aun no lo hacen viable como fuente de inversión atractiva desde un punto de vista estrictamente económico pero goza de la importante ventaja de no requerir grandes inversiones en transmisión y conexión, siendo esto relevante para conectar sectores aislados del espacio jurisdiccional tales como el Norte santafesino en donde la sustituibilidad del combustible Diesel por el Solar Fotovoltaico puede ser una importante mejoría en el nivel de vida de la población.

Finalmente, sería criterioso por parte de la política provincial el hecho de contar con un Balance Energético actualizado y acondicionado a los nuevos desafíos provinciales. En el año 2013 se ensayo la sustitución de la actual de 2006 pero dicho curso de acción fue cancelado por razones presupuestarias. Es preciso señalar que forzosamente, dicho esfuerzo ha de acompañarse con un relevamiento pormenorizado de las potencialidades energéticas de los diferentes departamentos en materia de biomasa. En este sentido se cuentan con antecedentes de otras provincias tales como los de La Pampa que podrían dar cuenta de un proposición que no solo fije una mejoría en materia energética, sino que sea un vehículo en materia de agregación de valores a las producciones locales

VII. Bibliografía:

- *Balance Energético – Metodología OLADE*. 2003. Secretaría de Energía de la Nación.
- CEPAL – Colección Documentos de Proyectos. *Informe Nacional de Monitoreo de la Eficiencia Energética de la República Argentina 2014*.
- Gigli, M. Soledad.; Lapeña, Jorge E. 2007. *La energía en la Provincia de Santa Fe. Un análisis estructural de las fortalezas y debilidades*. Consejo Profesional de Ciencias Económicas.
- Asteggiano, David; Bertinat, Pablo; Bifarello, Mónica; Cardozo, Francisco; Carrero, Diana; Cingolani, Luis; Crudeli, Rossana; de León, Leonardo; Dupuoy, Alejandra; Ghirardi, Horacio; Gutierrez, Maria Paz; Leonhardt, Leticia; Pizarro, Eleonora. 2010. *Plan Estratégico Provincial Santa Fe – Energías Alternativas y Economía del Desarrollo*. Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Provincia de Santa Fe.
- Joannon, Ignacio J.; Kindseth, Jeremy J. *Encontrando la Conexión entre la Elasticidad Eléctrica y la Gestión Activa de la Demanda*.

- Caminos, Jorge A.; Doyharzábal, Julio C.; Stella, José. 2006. *Plan de Gestión Eficiente de la Demanda*. Congreso Internacional de Distribución de Energía Eléctrica – CIDEL 2006.
- Arelovich, Sergio; Bertinat, Pablo; Salerno, Juan. Sánchez, Miguel Alberto. 2008. *Escenarios Energéticos en América del Sur*. Talleres Gráficos Acosta Hnos. S.H.
- Bertinat, Pablo; Salerno, Juan. *Acerca del programa de incorporación de lámparas de bajo consumo*.
- Bertinat, Pablo; Salerno, Juan. *Un Modelo Energético en Apuros – Alternativas para la sustentabilidad energética en Argentina*.
- Kozulj, Roberto. *Análisis de formación de precios y tarifas de gas natural en América del Sur*.
- *Informe de Gestión 2014 – 2014 Management Report*, 2015, Enarsa S.A.
- Bouille, Daniel. 2004. *Economía de la Energía*. Fundación Bariloche.
- Sciara, Angel J. “*Metodologías de evaluación y seguimiento de programas y proyectos de combate a la pobreza*”. Organización de los Estados Americanos, Departamento de Asuntos Económicos y Sociales. Centro Interamericano para el Desarrollo Social.

VIII. Otras fuentes consultadas:

- Blejer, Damian. Sub-Secretario de Energías Renovables de la Provincia de Santa Fe.
- Stagnitta, Roque. Asesor Técnico de Secretaría de Estado de la Energía de Santa Fe.
- *Levelized Cost of Energy Calculation*, Black & Veatch

IX. Páginas web consultadas:

<http://portalweb.cammesa.com/default.aspx>- Acceso al server interno por medio de usuario

<http://www.minplan.gob.ar/noticia/13909/avanza-la-segunda-etapa-de-construccion-de-la-central-brigadier-lopez.html>

<http://www.enarsa.com.ar/es/comunicadosenarsa/493-94-enarsa-el-cronograma-de-la-usina-brigadier-lopez-sauce-viejo>

<http://www.enarsa.com.ar/es/comunicadosenarsa/408-la-usina-del-parque-industrial-de-sauce-viejo-ya-produce-energia>

http://www.ellitoral.com/index.php/id_um/102483-la-central-termoelectrica-brigadier-lopez-empieza-a-mostrar-su-potencial

<http://www.energiaestrategica.com/instalar-160-millones-de-luminarias-de-bajo-consumo-ahorrarian-200-millones-de-dolares-por-ano-en-importaciones-de-gas-natural/>

<http://large.stanford.edu/courses/2010/ph240/vasudev1/>

https://www.lazard.com/media/1777/levelized_cost_of_energy_-_version_80.pdf

<http://energyinnovation.org/2015/02/07/levelized-cost-of-energy/>

<http://energy.gov/sites/prod/files/2015/04/f22/CleanLinePt2-Appendix-6-B.pdf>

https://www.eia.gov/forecasts/aeo/electricity_generation.cfm

<http://www.eia.gov/renewable/workshop/gencosts/>

http://www.eia.gov/renewable/workshop/gencosts/pdf/methodology_supplement.pdf

<http://www.oecd-nea.org/ndd/egc/2015/>

<http://sostenibilidadyenergia.com/2012/11/26/el-lcoe-levelized-costs-of-energy/>

<https://about.bnef.com/blog/coal-and-gas-to-stay-cheap-but-renewables-still-win-race-on-costs/>

Anexo

Tabla 2. Síntesis de la Información según tipo de Central

	Gas Natural Ciclo Combinado	Gas Natural Turbo Gas	Gas Natural Turbo Vapor	Eólica terrestre	Solar térmica con concentradores	Solar fotovoltaica
Supuestos sobre cada fuente						
Vida útil (en años)	20	20	35	20	20	20
Despacho	85,00%	50,00%	50,00%	20%-40%	24-50%	15%-30%
Rendimiento	57,33%	34,40%	37,39%	-	-	-
Inversiones						
Inversión unitaria (US\$/kWInst)	1 500	1 000	1 700	1825-2100	5 750	2980-4550
Vida Remanente	10	10	25	10	10	10
Valor al Año 10 (US\$/MW)	549 029	322 958	477 089	129183- 258397	322 958	193 775
Porcentaje de Valor de Cierre sobre inversión unitaria	36,60%	32,30%	28,06%	6%-14%	6%-10%	3%-6%
Anualidad	209 669	142 481	246 732	280800- 333600	503776-915522	476078- 1027354
Costo de Capital (US\$/MWh)	28	33	56	80-190	209-440	181,2-558
Combustible						
Poder calórico inferior	8 300	8 300	8 300			
Demanda Kw x MW	1 744	2 907	2 674			
Precio de MBtu	9	9	9			
Demanda Diaria	4 337	7 229	6 651			
Demanda Anual	1 583 133	2 638 554	2 427 470			
Cargo por Transporte	21 687	36 145	33 253			
Compra de Combustible	398 901	391 079	359 793			
Costo de Combustible (US\$/MWh)	56,49	97,54	89,74			
Mantenimiento y Operaciones						
Costo de M&O (US\$/MWh)	6,00	6,00	8,00	16,4-19,5	31,50	6,00
Costo Total (US\$/MWh)	91	136	154	100-207	241-472	283-564
LCOE (US\$/MWh)	95	141	161	104,26- 211,5	245,19-476,60	287,76- 569,54
LCOE con Amortización	123	173	189	184,4-402	454-917	565- 1128,45

Fuente: elaboración propia con base de dato interna de CAMMESA.

Tabla 3. Calculo de LCOEs según tipo de central y Tabla 4. Series de Natural Gas Spot Price at Henry Hub. Período 2015-2040

Tipo de Fuente	Gas Natural Ciclo Combinado	Gas Natural Turbo Gas	Gas Natural Turbo Vapor	Eólica terrestre	Solar térmica con concentradores	Solar fotovoltaica
Inversión Inicial (US\$/MWInst)	1 500 000	1 000 000	1 700 000	2100000-1825000	5 750 000	4 550 000
Mantenimiento y Operatoria anual (USD)	44 676	26 280	35 040	28732,8-68328	137 970	15 768
Combustible anuales (U\$S)	420 588	427 224	393 046	-	-	-
Amortización anuales (U\$S)	209 669	142 481	123 335	280799-333660	915 522	728 333
Tasa de descuento considerada	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%
Sumatoria de flujos monetarios Actualizado /S Amortización	4 358 843	3 786 584	4 330 402	2034923-2453101	6 597 766	4 646 888
Sumatoria de flujos monetarios Actualizado /c Amortización	5 647 168	4 662 070	5 088 241	3970234-4326744	12 223 251	9 122 179
Horas anuales de producción	7 446	4 380	4 380	1752-3504	2190-4380	1314-2628
Sumatoria de Flujo Energetico Actualizado	45 752	26 913	26 913	10765-21531	26 913	16 148
LCOE sin Amortización	95	141	161	104-211	245-476,6	287,76-569,5
LCOE con Amortización	123	173	189	207-402	454-917	565-1128,45

Fuente: elaboración propia con base de dato interna de CMMESA.

Años	Natural Gas Spot Price at Henry Hub (nominal dollars per million Btu)	U\$S/MWh	Años	Natural Gas Spot Price at Henry Hub (nominal dollars per million Btu)	U\$S/MWh	Años	Natural Gas Spot Price at Henry Hub (nominal dollars per million Btu)	U\$S/MWh
2015	2,62	8,94	2024	5,23	17,84	2033	7,23	24,67
2016	2,50	8,53	2025	5,45	18,60	2034	7,33	25,02
2017	3,06	10,44	2026	5,74	19,59	2035	7,60	25,93
2018	3,55	12,10	2027	6,01	20,52	2036	7,71	26,32
2019	4,22	14,39	2028	6,29	21,46	2037	7,86	26,81
2020	4,90	16,71	2029	6,56	22,38	2038	7,98	27,22
2021	4,88	16,65	2030	6,76	23,07	2039	8,17	27,89
2022	4,83	16,49	2031	7,05	24,04	2040	8,31	28,35
2023	4,97	16,95	2032	7,20	24,55			

Fuente: Administración de Información sobre la Energía Estadounidense

Tabla 5. Modelos de Lámparas para el Hogar considerados

Modelos de lámparas	Consumo Wh*4Horas	Precio (U\$D)
Led Bulbo 13W L.Fría 15000	13,00	\$ 6,25
Led Bulbo 13W L.Calida 15000	13,00	\$ 6,25
Led Bulbo 9.5W 15000	9,50	\$ 7,52
Promedio LED	11,83	\$ 6,68
Dulux Value Twist 15W Osram 6000	15,00	\$ 5,56
Lampara Espiralada 15 W Luz Calida AlcaLuz 3000	15,00	\$ 4,55
Mini Twist Fhillips 12W L. Fría 10000	12,00	\$ 7,52
Promedio Bajo Consumo	14,00	\$ 5,88
Ampolleta. Gu10 220V 50W 2000h	50,00	\$ 3,16
Lámpara Philips Halógena EcoClassic 28W 2000h	28,00	\$ 3,47
Standard Halogena 53W Calida E27 2000H Osram	53,00	\$ 3,47
Promedio halógena	43,67	\$ 3,37

Fuente: elaboración propia mediante relevamiento

Tabla 6. LCOE de política de ahorro de consumo. U\$D/MWh

Alternativas de prolongación de política	LCOE mínimo	LCOE Máximo	Valor medio de todas las hipótesis
1 Año de subsidios	9,37	31,53	15,98
2 Años de subsidios	18,12	60,99	30,91
3 Años de subsidios	26,31	88,53	44,87
4 Años de subsidios	33,95	114,26	57,91
5 Años de subsidios	41,10	138,31	70,10
6 Años de subsidios	47,78	160,79	81,49
7 Años de subsidios	54,02	181,80	92,14
8 Años de subsidios	59,86	201,43	102,09
9 Años de subsidios	65,31	219,78	111,39
10 Años de subsidios	70,40	236,93	120,08
11 Años de subsidios	75,17	252,96	128,20

Fuente: Elaboración propia

Tabla 7. Costos energéticos unitarios por tipo de fuente. Período 2014

Tipo de Central	V útil [años]	despacho	Rendimiento	Inversiones 2014		Combustible [US\$/MWh]	O&M [US\$/MWh]	Costo Total [US\$/MWh]	Ponderador*
				unitaria [US\$/kWinst]	Costo capital [US\$/MWh]				
									99,38%
Gas Natural CC	20	85%	57%	1.500	28	56	6	91	44,19%
Gas Natural TG	20	50%	34%	1.000	33	98	6	136	8,32%
Gas Natural TV	35	50%	37%	1.700	56	90	8	154	13,01%
Gas Natural Motogenerador	40	50%	41%	1.400	45	82	25	152	No aportan cantidades significativas al SIN
Gas Oil CC	20	85%	54%	1.300	24	97	10	131	2,04%
Gas Oil TG	20	50%	32%	1.100	36	162	11	209	
Gas Oil Motogenerador	40	50%	40%	1.100	34	131	38	202	No aportan cantidades significativas al SIN
Fuel Oil TV	35	50%	37%	1.400	45	131	8	185	
Fuel Oil Motogenerador	40	50%	41%	1.100	34	120	38	191	
Carbón	35	70%	37%	2.100	49	58	15	122	
Biomasa Grande > 10MW TV	35	90%	27%	2.000	34	52	25	111	
Biomasa Chica 2MW-5MW TV	35	90%	20%	2.600	47	65	35	146	
Biomasa Chica 2MW-5MW CC	35	90%	50%	3.900	74	26	30	129	5,38%
Biodiesel	40	85%	40%	1.100	17	148	38	203	
Nuclear	20	90%		3.350	65		8	73	25,96%
Hidroeléctrica Grande	50	55%		2.000	60		7	67	
Hidroeléctrica Mini	50	65%		3.900	104		7	111	No aportan cantidades significativas al SIN
Eólica terrestre B	20	40%		2.100	93		16	109	0,46%
Eólica terrestre A	20	30%		1.825	108		20	128	
Biogás RSU	20	66%		3.500	94		29	123	No aportan cantidades significativas al SIN
Biogas Con Forrajes	35	90%	50%	4.000	76	98	30	204	
Geotérmica con vapor seco	20	80%		3.950	87		22	109	0,01%
Solar térmica con concentradores	20	50%		5.750	209		32	241	
Solar fotovoltaica	20	30%		4.550	277		6	283	

Fuente: Elaboración propia según datos de CAMMESA e Informes estadísticos del Ministerio de Energía Nacional

*Elaboración propia en base a la participación de cada fuente en la oferta eléctrica del SIN. Período 2015