



TESIS DE GRADO EN
INGENIERÍA INDUSTRIAL

**MERCADO ELECTRICO ARGENTINO:
REGULACION Y ENERGIAS RENOVABLES**

Autor: Ignacio Sanz
ignacio.sanz@live.com
Tutor de Tesis: Rifat Lelic
rlelic@itba.edu.ar

2012

RESUMEN EJECUTIVO

El presente trabajo se propone diseñar el marco regulatorio apropiado para fomentar el desarrollo de las energías renovables en la República Argentina. Con este objetivo en mente se estudia la viabilidad económica de un proyecto de energía solar en las condiciones actuales del mercado eléctrico mayorista.

Cabe destacar que el diseño de dicho marco regulatorio se lleva a cabo en dos etapas, a saber: determinación de la rentabilidad de la planta solar bajo el marco regulatorio actual y análisis de sensibilidad del retorno del proyecto bajo estudio.

En la primera etapa, se determina la rentabilidad del proyecto bajo el marco regulatorio existente en el país al día de hoy y bajo las condiciones actuales del mercado eléctrico en la Argentina. Se incluye una breve descripción de la planta solar bajo estudio describiendo no sólo el diseño de ingeniería, sino también el estudio de localización y la inversión a realizar para la construcción de la misma.

En la segunda etapa, se analiza el impacto que las distintas variables tienen en la rentabilidad total del proyecto con el objetivo de diseñar un marco regulatorio integral que asegure un retorno adecuado a los accionistas del mismo. En orden de validar los resultados obtenidos, se estudian los distintos sistemas regulatorios que existen alrededor del mundo para fomentar el desarrollo de las energías renovables.

Luego de realizado el análisis arriba descripto para el proyecto que es objeto de estudio del presente trabajo se concluye:

- La Argentina ya cuenta al día de la fecha con un sistema adecuado para fomentar el desarrollo de las energías renovables a lo largo del territorio nacional. Se trata de un sistema de "Feed-In-Tariff" o aquel que establece un pago fijo al que los productores de energía renovable pueden vender la electricidad al mercado eléctrico mayorista
- Sin embargo, dicho sistema no cumple hoy en día con su propósito producto del déficit estructural en que se encuentra ceñido el mercado eléctrico argentino. En otras palabras, el precio de la electricidad en el mercado spot se encuentra tan deprimido que la prima que se otorga a la generación proveniente de energía renovables no surte efecto

Con esto en mente se propone:

- Modificar la tarifa del sistema de Feed-In-Tariff existente en la actualidad para asegurar un retorno razonable a los inversores del proyecto
-

-
- Complementar el sistema de Feed-In-Tariff con una serie de beneficios fiscales y de financiamiento público de manera de hacer más atractivo el proyecto en cuestión y aumentar el interés de los inversores en las tecnologías renovables

En función del análisis realizado a lo largo del desarrollo del presente trabajo se concluye que el marco regulatorio propuesto no sólo ayudaría a fomentar el desarrollo de la tecnología solar en la Argentina sino que también traería beneficios sociales, ambientales y económicos para la población de nuestro país.

EXECUTIVE SUMMARY

The purpose of this thesis is to design the appropriate regulatory framework in order to encourage the development of renewable energy in the Republic of Argentina. With this in mind the economic feasibility of a solar power plant is studied under the current market conditions.

The design of the above mentioned regulatory framework takes place in two different stages: calculation of the solar power plant return under the existing regulation and sensitivity analysis for the project under study.

In the first stage, the return of the project is calculated under the current market conditions and existing regulatory framework in Argentina. This section includes a brief description of the project including not only the engineering design but also the location of the plant and investment needed to undertake construction.

In the second stage, a sensitivity analysis is conducted to analyze the impact that each individual variable has on the total return of the project in order to design a well-rounded regulatory framework that guarantees a reasonable return to potential investors. In order to validate the obtained results, the paper studies the different regulations in existence to promote the development of renewable energy worldwide.

After conducting the analysis described above, the following conclusions are drawn:

- Argentina already counts with the adequate regulatory system to encourage the development of renewable technology in the country. It counts with a Feed-In-Tariff system that establishes a fix payment to those companies that sell electricity to the wholesale market that was produced from renewable sources
- However, given the existing structural deficit of the Argentine electricity market, the system in place does not achieve the intended objective. In other words, the spot price for electricity in the wholesale market is so low, that the premium paid for renewable energy is not enough to make these projects profitable

With this in mind, the author of this paper suggests:

- Modify the current tariff established by the Feed-In-Tariff system in order to grant a reasonable return to investors
- Complement the existing Feed-In-Tariff with a series of fiscal benefits and public financing in order to make renewable energy projects more attractive

Based on the analysis performed while putting together this paper its clear that the proposed regulatory framework it would not only contribute to the development of solar

technology in Argentina but will also provide its population with social, environmental and economic benefits

AGRADECIMIENTOS

Les agradezco a mi familia y a mi esposa, Agustina, por todo el apoyo que me han dado a lo largo todos estos años, no sólo durante mi etapa de estudiante sino durante mi carrera profesional.

Por último, y no menos importante, a mi tutor Ing. Rifat Lelic, por su ayuda y guía en el desarrollo del presente trabajo.

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN.....	03
2. MARCO TEORICO.....	11
2.1. MERCADO ELECTRICO ARGENTINO.....	11
2.2. ENERGIAS RENOVABLES.....	23
2.3. ENERGIAS RENOVABLES EN LA ARGENTINA.....	31
3. METODOLOGIA DE TRABAJO.....	34
3.1. ANALISIS DE LA SITUACION INICIAL.....	34
3.2. DISEÑO SOLUCION PROPUESTA.....	37
3.3. SOLUCIÓN PROPUESTA Y BENEFICIOS ESPERADOS.....	44
4. EVALUACION DEL PROYECTO DE ENERGIA SOLAR.....	46
4.1. DESCRIPCION DEL PROYECTO DE ENERGIA SOLAR.....	46
4.2. DETERMINACION DE LA RENTABILIDAD DEL PROYECTO.....	53
4.3. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	69
5. CONCLUSIONES.....	73
5.1. LECCIONES APRENDIDAS.....	73
5.2. MARCO REGULATORIO PROPUESTO.....	74
6. BIBLIOGRAFIA.....	78

MERCADO ELECTRICO ARGENTINO: REGULACION Y ENERGIAS RENOVABLES

1. INTRODUCCIÓN

El presente trabajo estudia la viabilidad económica de un proyecto de energía solar en el mercado eléctrico argentino. Con esto en mente, se analiza el marco regulatorio existente en la actualidad y se estudia el impacto de las potenciales medidas que podrían implementarse para fomentar el desarrollo de esta tecnología.

Esta sección se propone relatar aquellos factores que motivan el desarrollo de este trabajo. En otras palabras, se busca dar respuesta a aquellos interrogantes fundamentales que ponen en contexto la importancia del análisis realizado en las páginas siguientes.

¿Cuál es la Importancia de la Electricidad en una Civilización Moderna?

No cabe duda que la electricidad es una de las invenciones más importantes de la humanidad. Sin ella, el transporte no sería lo que es en la actualidad, ni existiría iluminación conveniente o servicios telefónicos. Hoy en día, el uso de la electricidad se encuentra tan integrado en la sociedad moderna que es extremadamente difícil imaginar nuestra vida sin ella.

A su vez, si se tiene en cuenta el profundo proceso de industrialización que ha experimentado el mundo desde mediados del siglo XIX hasta la actualidad, la electricidad deja de ser esa gran invención que nos facilita la vida para convertirse en un pilar fundamental del crecimiento económico y por consiguiente del desarrollo sustentable de la civilización moderna en la que vivimos (ver figura 1). En otras palabras, la civilización moderna es sin duda alguna altamente dependiente de la energía en general y de la electricidad en particular.

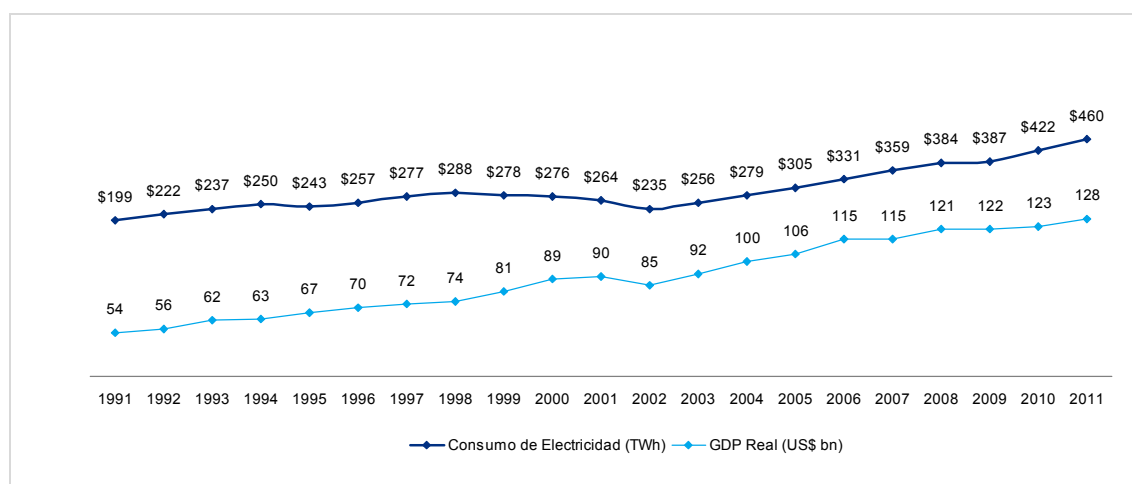


Figura 1. Argentina – Evolución PBI vs. Consumo de Electricidad

Ahora, si la energía es tan importante para el desarrollo futuro de nuestra civilización, es clave entender cuáles son las fuentes o recursos que atienden esta demanda y más importante aún cómo garantizar la oferta futura de dichos recursos. Con respecto

a esto, cabe destacar que los combustibles fósiles cubren en la actualidad la mayor parte de las necesidades energéticas de la población mundial. La importancia de dichos combustibles es tal que este origen supone no sólo el 80% de toda la energía consumida en el mundo sino que también son responsables del 70% de la producción de electricidad. Estas estadísticas conllevan una innegable dependencia de los combustibles fósiles por parte de la sociedad moderna en la que vivimos.

A esta altura, es importante destacar que si bien los combustibles fósiles resultaron críticos para el desarrollo de nuestra civilización durante último el siglo, la alta dependencia desarrollada trae aparejada una serie de consecuencias negativas como:

1. Cambio Climático: la combustión de recursos fósiles produce la emisión de gases que contaminan la atmósfera y resultan tóxicos para la vida. Con respecto a esto cabe destacar que se asocia cada vez más el consumo de combustibles fósiles con el cambio climático. De esta manera, se cree que existe un vínculo entre la generación de gases producto de la quema de combustibles fósiles y ciertos cambios observados en el clima de la Tierra tales como el incremento de la temperatura media o el aumento de las precipitaciones y sequías en ciertas regiones del planeta. En la figura 2, se observa el incremento que ha experimentado la temperatura media de la Tierra en los últimos 120 años.

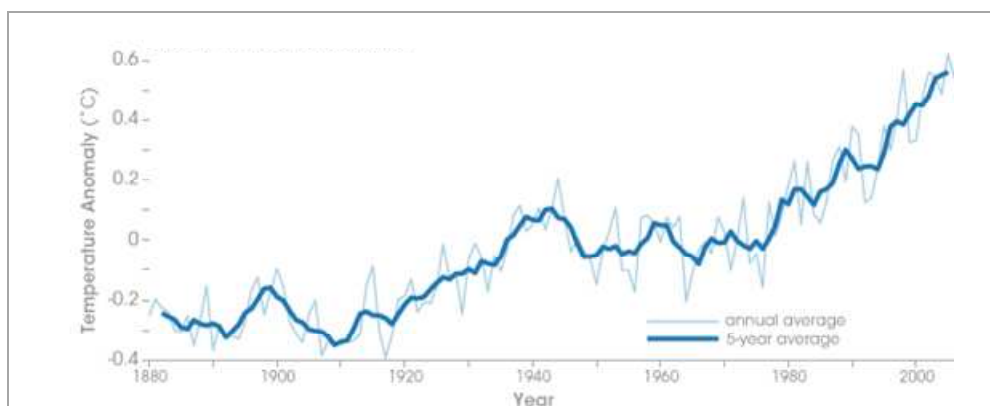


Figura 2. Evolución Temperatura Media de la Tierra.

2. Dependencia de Recursos no Renovables: los combustibles fósiles no pueden ser producidos por el hombre o regenerados por la naturaleza a una escala tal que se pueda sostener su tasa de consumo actual (ver figura 3). Si se analiza esto en vistas de que vivimos en una civilización que depende de la energía para continuar su crecimiento se concluye inmediatamente la necesidad de fomentar el uso de recursos renovables para la generación de energía. Esto último adquiere mayor importancia si se considera que al tratarse de recursos no renovables el precio de los mismos estará sujeto a gran volatilidad incluso si no se agotasen. De esta manera, se han observado importantes oscilaciones en el precio del

petróleo a lo largo de los años ante cualquier factor que ponga en riesgo la oferta de dicho combustible (ver figura 4).

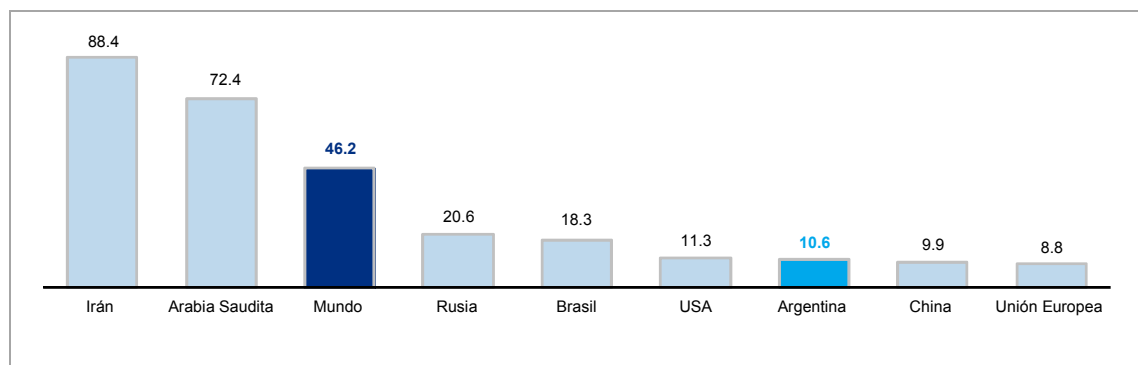


Figura 3. Ratio Reservas / Producción por País - Años

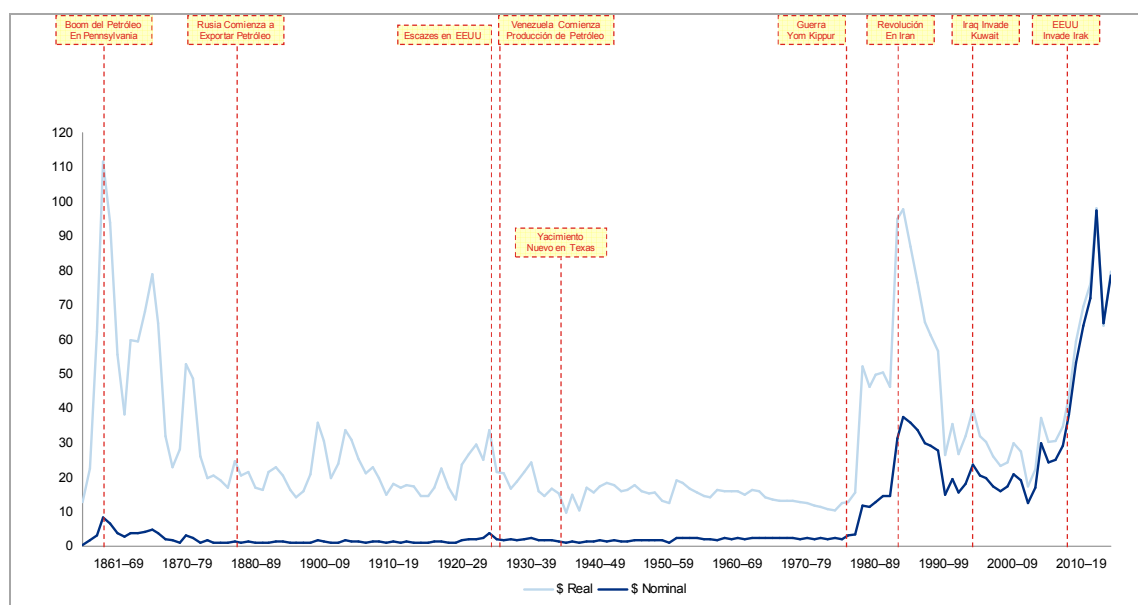


Figura 4. Evolución Precio del Petróleo vs. Eventos Relevantes – USD / Barril

- Falta de Independencia Energética:** la distribución desigual de recursos fósiles a nivel mundial es causa de inestabilidad política y económica. Tal como se observa en las figura 5, existe un desequilibrio evidente entre aquellos países que consumen los recursos fósiles de la Tierra y aquellos países que poseen las mayores reservas de dichos combustibles fósiles. Con esto en mente, cabe destacar que Norte América y Europa consumen cerca del 50% de los combustibles fósiles que produce el mundo año tras año mientras que poseen tan sólo el 15% de las reservas probadas en la actualidad. Dichas reservas se hayan principalmente en Medio Oriente y América del Sur, donde países como Arabia Saudita, Venezuela, Irán, Iraq y Kuwait albergan más del 60% de las reservas existentes a la fecha del presente trabajo.

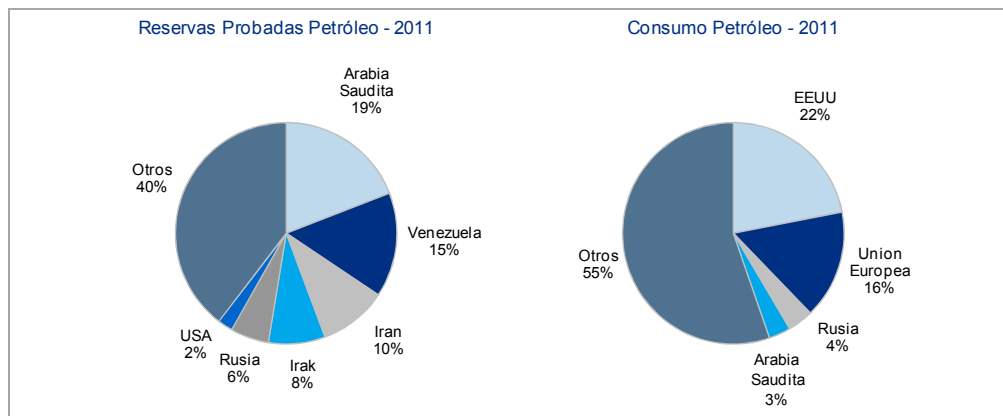


Figura 5. Reservas vs. Consumo de Petróleo por País

Teniendo en cuenta la situación arriba descrita se concluye que el desarrollo de fuentes de energías que sean renovables, limpias e independientes no sólo resulta crítico para el desarrollo sustentable de la civilización moderna en la que vivimos sino que también se convierte en un pilar fundamental para la profundización de un proceso de globalización sostenible e inclusivo.

¿Qué Papel Juegan las Energías Renovables?

Hasta aquí hemos establecido la importancia de fomentar el desarrollo de fuentes de energía que sean renovables, limpias e independientes. Ahora, ¿Qué son las energías renovables?

Se denomina energías renovables a aquellas que se obtienen de fuentes naturales virtualmente inagotables, ya sea por la inmensa cantidad de energía que contienen, o porque son capaces de regenerarse por medios naturales. Entre las distintas energías renovables que existen se cuentan: la hidroeléctrica, la eólica, la solar, la geotérmica, la maremotriz y la biomasa entre otras.

Es importante destacar que no todas las energías renovables arriba citadas cumplen con las tres características deseadas. Es así como la generación de energía a partir de biomasa no constituye una fuente de energía limpia ya que tiene el mismo problema que los combustibles fósiles, es decir, la generación de dióxido de carbono durante el proceso de combustión. A su vez, la generación maremotriz no constituye una fuente de energía independiente ya que tienen acceso a ella solamente aquellos países con salida a mares y océanos.

Sin embargo, la gran mayoría de las energías renovables tales como la eólica y la solar, definitivamente jugarán un papel fundamental a la hora de garantizar la oferta de energía futura para la siempre creciente población mundial. Ahora, ¿En qué estado de desarrollo se encuentra cada una de estas tecnologías?

En la figura 6, se presenta la curva de desarrollo tecnológica. En dicha figura se puede observar como una nueva invención se convierte con el paso del tiempo en una

mejora tecnológica para finalmente arribar al estadio de tecnología madura. Al mismo tiempo que la tecnología se va perfeccionando, el mercado comienza un proceso de adopción que implica la necesidad de tomar una decisión acerca de si se debe o no aceptar una nueva tecnología.

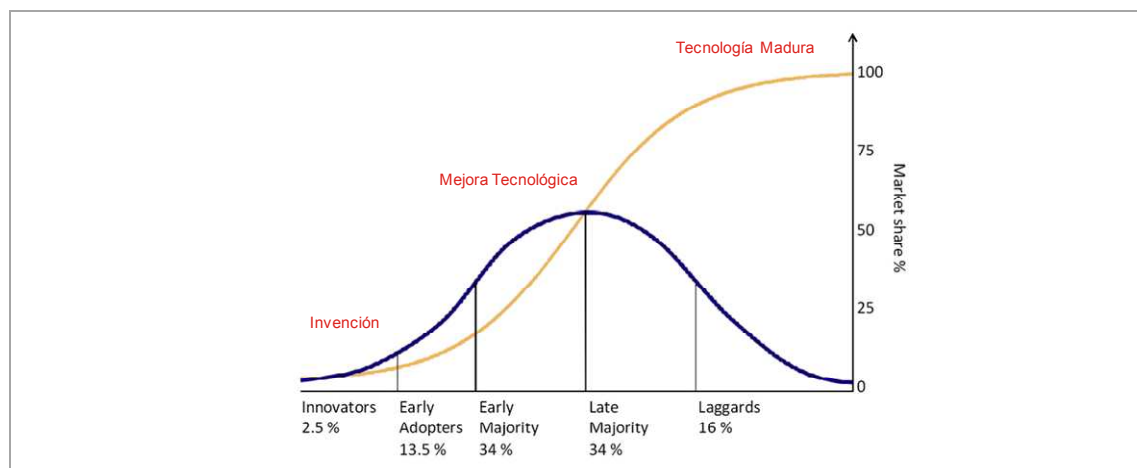


Figura 6. Curva de Desarrollo Tecnológico

En el caso de las energías renovables, la realidad es que hay algunas tecnologías, como la eólica, que ya han caminado la curva de desarrollo tecnológico mientras que existen otras, como la maremotriz, que se encuentran en los primeros estadios del proceso de difusión. La generación de electricidad a partir de energía solar se encuentra en un punto medio del espectro ya que si bien ha habido grandes avances en el desarrollo de la tecnología, los proyectos en sí mismos aún no resultan económicamente viables.

Por lo general, los Gobiernos son reacios a impulsar regulaciones que fomenten el desarrollo de nuevas tecnologías cuando las mismas se encuentran en los primeros estadios del proceso de difusión. Esto último se debe al hecho de que existe una cierta preocupación de que una nueva regulación distorsione las fuerzas del mercado originando retornos anormales para los primeros inversionistas (*“Early Adopters”*). Es importante destacar sin embargo, que en el caso de las energías renovables en general y de la tecnología solar en particular, el mercado no permitirá que las diferentes tecnologías caminen la curva de desarrollo tecnológico por sí solas. ¿A qué se debe esto último?

Para entender porqué las tecnologías renovables no caminarán la curva de desarrollo tecnológico por sí solas es necesario entender cómo funciona el proceso de difusión de nuevas tecnologías. Con respecto a esto, cabe destacar que la recepción de la innovación por parte de una sociedad no es un acto instantáneo sino que muy por el contrario es un proceso que ocurre a lo largo del tiempo e involucra una serie de etapas.

En la figura 7, se muestra el proceso de difusión de una nueva tecnología. Dicho proceso transcurre a lo largo de cinco actividades:

1. Conocimiento: es el primer paso del proceso y comienza cuando el individuo tiene en conocimiento la existencia de la innovación
2. Persuasión: en esta etapa el individuo se forma una opinión favorable o desfavorable a cerca de la innovación
3. Decisión: es la etapa en la que el individuo inicia una serie de actividades con el objeto de adoptar o rechazar la innovación. Si se decide rechazarla, las dos etapas posteriores no se ejecutan
4. Implementación: tras aceptar la innovación, la sociedad pone la nueva tecnología en uso dentro de las actividades cotidianas
5. Confirmación: es una actividad en la que el individuo busca refuerzo sobre la decisión ya tomada

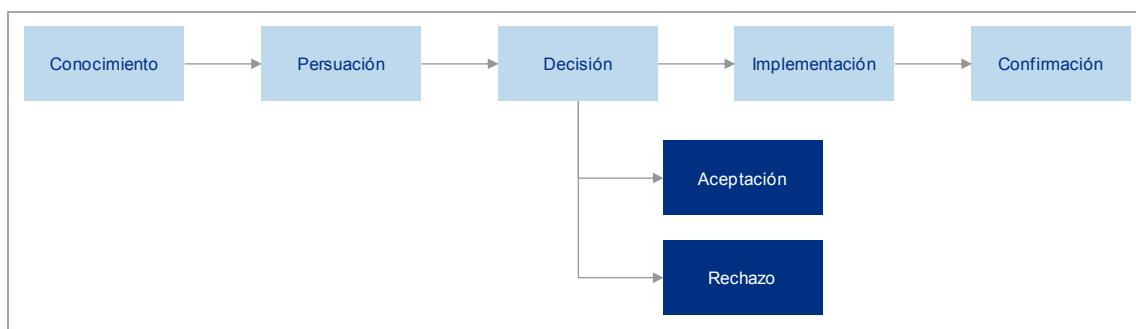


Figura 7. Proceso de Difusión De Nuevas Tecnologías

En el caso de las energías renovables en general, y de la tecnología solar en particular, resulta dificultoso atravesar la etapa de decisión. Esto último se debe al hecho de que la electricidad es un “*commodity*” de manera tal que el consumidor final del producto no percibe ningún beneficio tangible al intercambiar una tecnología de generación por otra. En otras palabras, las energías renovables no caminarán la curva de desarrollo tecnológico por sí solas mientras el costo de sustitución sea tal que resulte anti-económico para los usuarios cambiar una forma de generación por otra.

Teniendo en cuenta lo antedicho, será necesario distorsionar el mercado a través de la creación de un marco regulatorio apropiado si se quiere fomentar el desarrollo de las energías renovables. Esto último permitirá que las distintas tecnologías renovables caminen la curva de desarrollo tecnológico lo cual trae aparejado una disminución en el costo normalizado para la generación de energía eléctrica (ver figura 8). Una vez que el costo de generación de electricidad con tecnologías renovables se equipare con el costo de generación a partir de combustibles fósiles, la sustitución de una tecnología por otra ocurrirá en forma natural. En otras palabras, es necesario forzar un punto de equilibrio en el mercado (“*grid parity*”) para provocar la sustitución natural de los combustibles fósiles por fuentes de energía renovables.

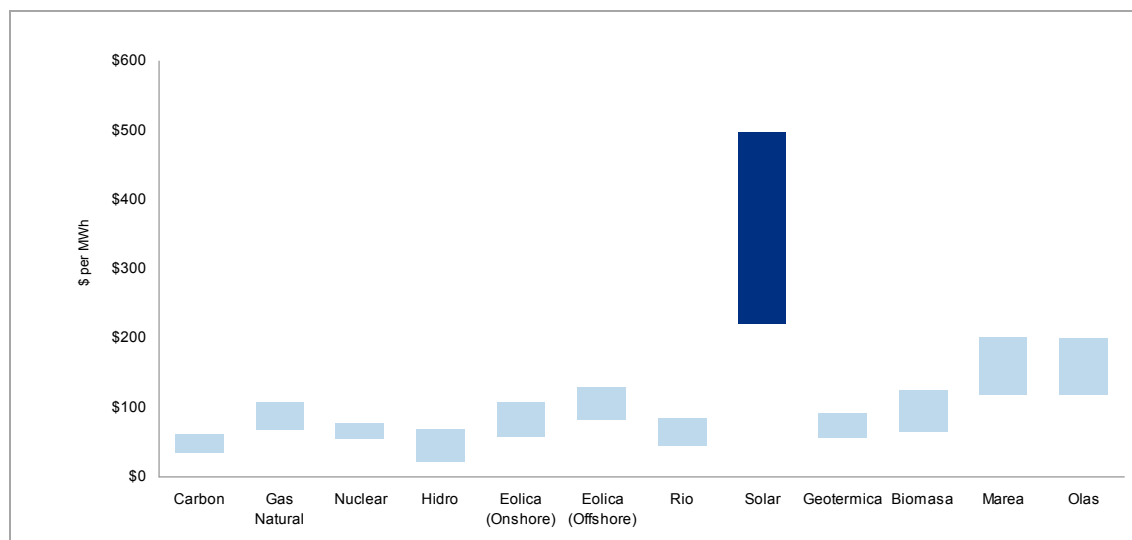


Figura 8. Generación Energía Eléctrica - Costo Normalizado por Tecnología

¿Por qué Energía Solar?

El presente trabajo se enfoca en un proyecto de generación de electricidad a partir de energía solar dado que:

1. La energía solar se encuentra dentro del grupo de aquellas tecnologías renovables que no caminarán la curva de desarrollo tecnológico por si solas. Esto último se debe al hecho de que si bien la generación de electricidad a partir de energía solar posee el menor costo variable de producción, la inversión en activo fijo es la más alta de toda la industria (ver figuras 9 y 10). En otras palabras, hasta que esta tecnología no camine la curva de desarrollo tecnológico (reduciendo así la inversión en activo fijo necesaria), la misma no ocupará el papel que le corresponde en la oferta energética global.

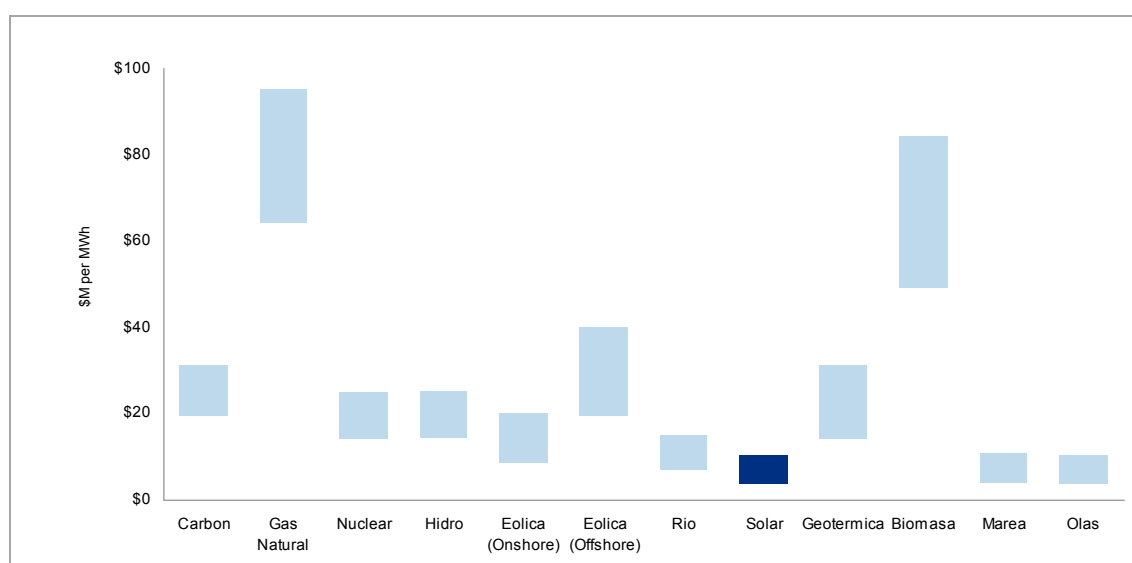


Figura 9. Generación Energía Eléctrica - Costo Operativo por Tecnología

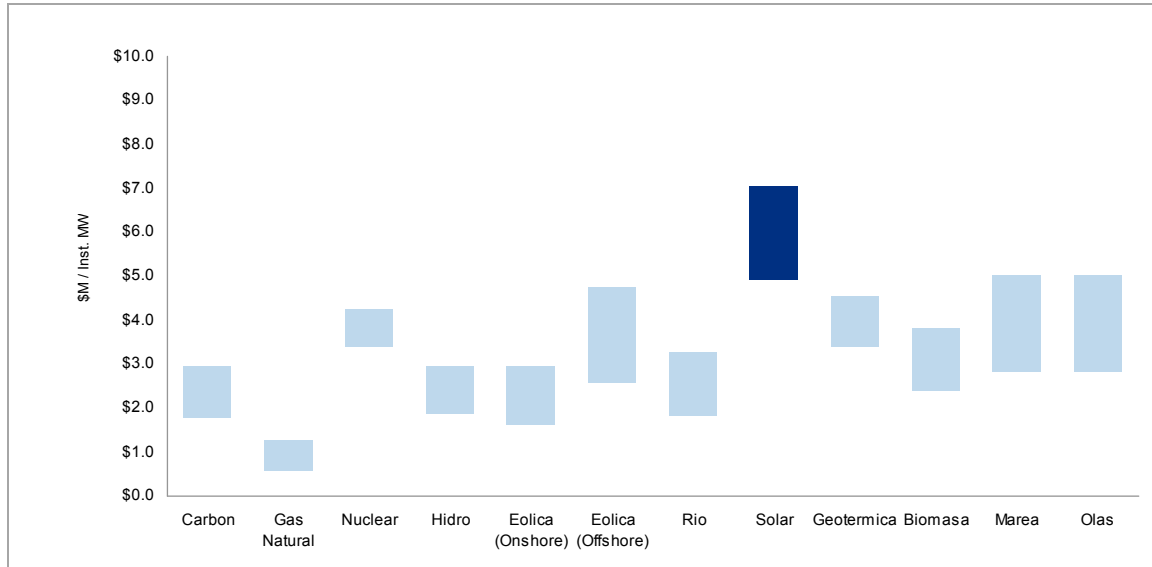


Figura 10. Generación Energía Eléctrica - Costo de Capital por Tecnología

2. La generación de electricidad a partir de energía solar presenta una serie de ventajas y fortalezas cuando se la compara con otras tecnologías renovables.

Conclusión

El desarrollo de fuentes de energía que sean renovables, limpias e independientes resulta crítico para el desarrollo sustentable de la civilización moderna en la que nos toca vivir.

Si se tiene en cuenta que la electricidad es un “*commodity*”, se concluye que las energías renovables no caminarán la curva de desarrollo tecnológico por sí solas en tanto y en cuanto el costo de sustitución sea tal que no resulte anti-económico para los usuarios cambiar una forma de generación de electricidad por otra.

Con esto en mente, será necesario distorsionar el mercado a través de la creación de un marco regulatorio apropiado si se quiere fomentar el desarrollo de las energías renovables en general, y de la tecnología solar en particular.

El presente trabajo estudia la viabilidad económica de un proyecto de energía solar en el mercado eléctrico argentino y analiza el impacto de las potenciales medidas que podrían implementarse para fomentar el desarrollo de esta tecnología.

2. MARCO TEÓRICO

2.1. MERCADO ELECTRICO ARGENTINO

En esta sección, se propone hacer un análisis de la evolución del mercado eléctrico Argentino durante los últimos 25 años. En otras palabras, se describe el proceso de privatización del sector llevado a cabo durante la década de los '90, así como también el congelamiento de las tarifas de electricidad resultante de la sanción de la “Ley de Emergencia Pública” en enero del 2002. Dicho análisis tiene como objetivo no sólo lograr un mejor entendimiento del funcionamiento actual del sistema sino también identificar las fortalezas y debilidades del mismo.

A su vez, se presenta la evolución durante los últimos años de la demanda y oferta de energía eléctrica en la Argentina así como también se describe brevemente la estructura tarifaria del sector y el consecuente impacto en el rendimiento de los diferentes actores del mercado (i.e.: generadores, transmisores y distribuidores).

Historia del Mercado Eléctrico Argentino

Antes de 1991, la casi totalidad de la oferta de energía eléctrica en la Argentina se encontraba en manos del sector público. A través de las empresas SEGBA, AyEE e Hidronor el gobierno controlaba las actividades de generación, distribución y transmisión de electricidad a lo largo del territorio nacional.

Durante los veranos de 1988 y 1989, el sector eléctrico experimentó una seria crisis debida principalmente a la falta de mantenimiento de las plantas de generación térmica bajo control estatal. La mala administración nacional y provincial ocasionó no sólo un deterioro físico de los equipos sino también una disminución en la confiabilidad del sistema (ej.: el 50% de las generadoras no estaban disponibles para despacho). Producto de lo antedicho se sucede un importante deterioro de la situación financiera en las distintas empresas del sector.

Como consecuencia de la crisis energética de fines de la década del '80, el Gobierno Argentino inicia en 1991 un extenso proceso de privatización de las compañías estatales con operaciones en el sector eléctrico. En 1992, el Congreso Argentino sanciona la ley 24.065 que provee el marco regulatorio para la reforma y privatización del sector a lo largo del territorio nacional. Dicha ley tiene como objetivo la modernización del sector eléctrico a través de la promoción de inversión privada en un mercado competitivo. A su vez, la ley establece la creación de los organismos reguladores del parque eléctrico en la Argentina (“ENRE” o Ente Nacional Regulador de la Electricidad) y la administración del mercado eléctrico mayorista (“MEM”) a través de “CAMMESA” (Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista).

La ley 24.065, define las actividades de distribución y transmisión como servicios públicos. En consecuencia, los mismos se conciben como monopolios naturales y

constituyen actividades completamente reguladas por el Gobierno quien a la vez otorga una concesión a los distintos operadores. Por el contrario, la generación de energía eléctrica si bien se encuentra sujeta a regulación gubernamental, no está concebida como un monopolio natural y por ende está permitido el ingreso de nuevos competidores a este mercado.

Las reformas implementadas durante la década de los '90 posibilitaron un aumento del 75% en la capacidad de generación, lo que produjo una reducción de los precios en el mercado mayorista desde 40 US\$ / MW en 1992 hasta 23 US\$ / MW en 2001. A su vez, las redes de distribución también se renovaron y extendieron, lo que mejoró la eficiencia y la calidad del servicio. Sin embargo, las reformas no produjeron el crecimiento necesario en la capacidad de transmisión. En los '90 sólo se realiza un proyecto de importancia, la construcción de una línea de alta tensión de 1,300 Km entre el Comahue y Buenos Aires.

A finales del 2001, la Argentina sufre una crisis económica y social sin precedentes, que virtualmente paraliza al país obligando al Gobierno a impulsar cambios radicales en las políticas de estado. Es en este contexto que se sanciona la "Ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario" la cual entre otras cosas pesifica y congela las tarifas de electricidad.

Estas medidas crearon un importante déficit estructural en la operación del mercado eléctrico mayorista (ver "*Estructura Tarifaria*") que combinado con la devaluación del peso y altos niveles de inflación ha impactado adversamente en el sector eléctrico. Durante los últimos años, las distintas compañías del sector han experimentado no sólo una disminución de sus ingresos en términos reales sino también un deterioro de su rendimiento operativo y condición financiera.

A su vez, muchas de ellas incurrieron durante los '90 en importantes cantidades de deuda denominada en dólares. De esta manera, al abandonarse el régimen de convertibilidad estas empresas se vieron obligadas a suspender los pagos de su deuda financiera. Esto último originó una falta de fuentes de financiamiento para el sector, por lo cual en los últimos años muchas compañías de generación, transmisión y distribución han diferido las inversiones necesarias para el correcto funcionamiento de la red. En consecuencia, la mayoría de los participantes del mercado eléctrico Argentino se encuentran en la actualidad operando al tope de su capacidad productiva lo cual pone en riesgo la confiabilidad del sistema para cubrir potenciales incrementos en la demanda de electricidad.

Desde el 2004 al presente, el Gobierno Argentino ha impulsado diversas iniciativas para fomentar la inversión en proyectos de infraestructura del sector energético. Cabe resaltar la creación del FONINVEMEM y el plan Energía Plus, ambas iniciativas impulsadas en respuesta al fuerte incremento de la demanda de electricidad que ha acompañado el ininterrumpido crecimiento de la economía Argentina desde el 2006 a la actualidad (ver "*Estructura Tarifaria*").

Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista

Las transacciones entre los distintos actores del mercado eléctrico se llevan a cabo en el Mercado Eléctrico Mayorista o “MEM”. El MEM, creado durante el proceso de privatización del sector eléctrico, consiste en un mercado competitivo en el cual generadores, distribuidores y “grandes usuarios” pueden:

1. Comprar y vender energía según precios determinados por oferta y demanda - “Mercado Spot”
2. Establecer contratos para el suministro de energía eléctrica en el largo plazo - “Mercado a Término”

En la figura 11, se observan las interacciones entre los distintos actores del mercado eléctrico mayorista así como también el papel central que ocupa CAMMESA para la correcta administración del mismo. Entre las distintas actividades que se llevan a cabo en el MEM cabe destacar:

1. Determinación del precio spot de la energía eléctrica en base horaria y como función del costo de producción (ver “Estructura Tarifaria”)
2. Negociación entre compradores y vendedores de las condiciones contractuales para el suministro de energía a largo plazo, incluyendo: precio, cantidad y duración de los contratos
3. Estabilización de precios a través de la fijación de precios estacionales con el objeto de mitigar la volatilidad del precio de compra por parte de los distribuidores

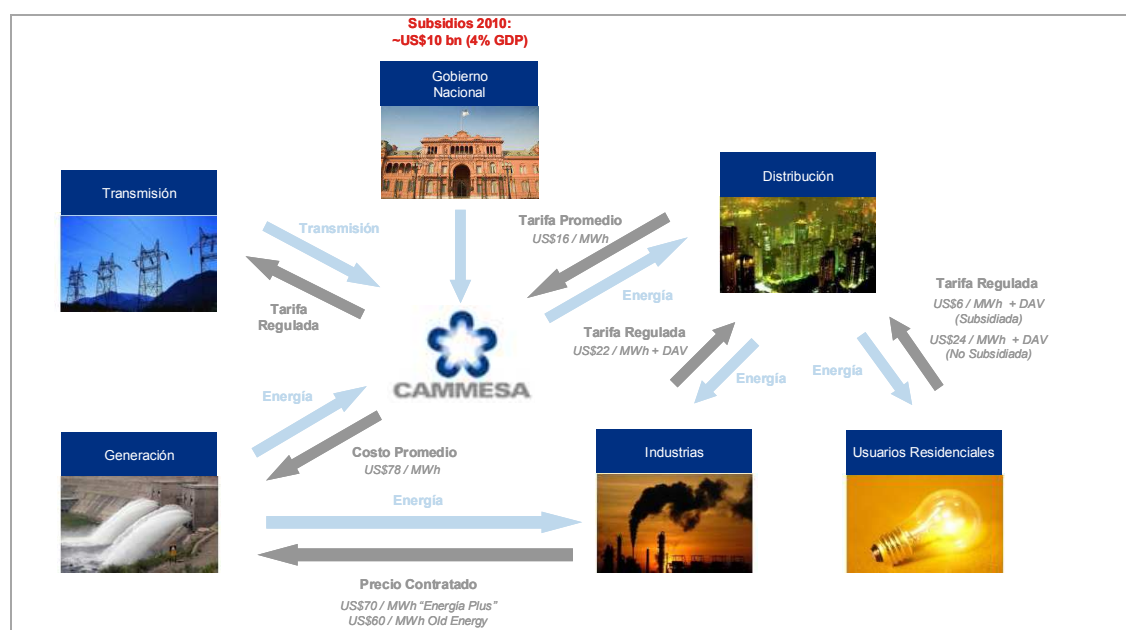


Figura 11. Funcionamiento Mercado Eléctrico Mayorista - Argentina

CAMMESA por su parte es la encargada no sólo de administrar los pagos y cobranzas entre los distintos actores del MEM sino también de asignar prioridades de despacho, hacer cumplir los contratos de suministro y administrar las importaciones / exportaciones de energía con los países limítrofes.

En la figura 12, se presentan las distintas alternativas para diseñar mercados eléctricos a nivel mundial. Las diversas posibilidades se diferencian a través de dos variables críticas: competencia y propiedad.

Del análisis de dicha figura, es posible observar la transición que experimentó el mercado eléctrico Argentino a través de la sanción de la ley 24.065. En otras palabras, en la década del '90 se pasa de un mercado sin competencia y de propiedad estatal a un mercado altamente competitivo donde la gran mayoría de los activos son de propiedad privada.

Es importante destacar que la alternativa adoptada en la concepción del MEM a través de esta legislación supone una estructura con un nivel de competencia moderadamente alto donde no sólo las compañías distribuidoras sino también algunos “grandes usuarios” son capaces de elegir su proveedor de energía eléctrica.

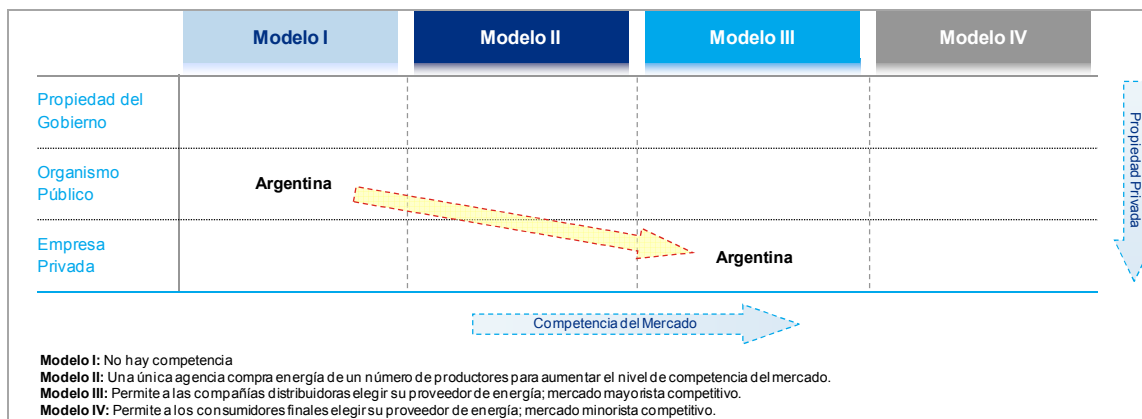


Figura 12. Sistemas Eléctricos – Alternativas de Diseño

Estructura Tarifaria

En todo mercado competitivo donde el precio de un producto se determina a través de la interacción entre la oferta y la demanda, resulta de suma importancia la existencia de un mecanismo de formación de precios que refleje apropiadamente la estructura de costos del bien a comercializar.

¿A qué se debe esto? Si el precio de la electricidad no reflejase apropiadamente la estructura de costos para generarla, las compañías de generación eléctrica no tendrían ningún tipo de incentivo para invertir en el desarrollo de la red impulsando los consiguientes incrementos de productividad necesarios para aumentar su rentabilidad.

De esta manera, el proceso de formación de precios ocupa un lugar central en el “nuevo” mercado eléctrico argentino creado a comienzos de los '90 a través de la sanción de la ley 24.065.

Esta sección se propone analizar:

1. La estructura tarifaria propuesta a principios de los '90 durante la privatización del sector eléctrico Argentino
2. Origen de un sistema deficitario producto de la sanción de la “Ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario”
3. Análisis de la situación tarifaria actual incluyendo las distintas medidas impulsadas por el Gobierno Argentino para restaurar la competitividad del sector eléctrico

Seguida la sanción de la ley 24.065 para la reforma del mercado eléctrico en la Argentina, la Secretaría de Energía establece a través de la resolución 137 / 92, el sistema tarifario que gobernaría el sector hasta la crisis del 2002.

En el caso de los generadores, dicha resolución establece que se realice un pago por la potencia puesta a disposición del sistema (“Pago Por Capacidad”) más un pago por la energía que efectivamente es generada y despachada al mercado (“Pago Por Energía”). Con respecto a esto cabe destacar que el pago por capacidad tiene como objetivo compensar a las compañías de generación por la inversión realizada en activo fijo mientras que el pago por la energía generada apunta a cubrir los costos variables de producción de energía eléctrica.

¿Cómo se determina el pago por capacidad? El pago por capacidad debe ser tal para compensar a la compañía de generación eléctrica por la inversión realizada en el activo fijo en cuestión. En otras palabras, el pago debe ser tal de garantizar al desarrollador un retorno adecuado por la inversión realizada en la construcción de una planta de generación determinada. De esta manera, el pago en cuestión dependerá entre otras cosas de: el tipo de planta construida (térmica vs. hidroeléctrica), la duración del contrato (corta o larga) y el monto total de la inversión realizada.

¿Cómo se determina el pago por la energía generada? Para determinar el pago que se realiza por la energía generada, primero se necesita determinar cuál es el orden de despacho al sistema de las distintas plantas generadoras.

Con esto en mente, se define el precio marginal del sistema como el costo económico de generar el próximo kWh. En otras palabras, el precio marginal del sistema representa el menor costo para generar energía eléctrica en un momento dado. De esta manera, CAMMESA ordena en primera instancia el despacho de aquel productor

con el menor costo marginal. Cuando se necesita más energía, el productor con el siguiente menor costo marginal es seleccionado y así sucesivamente.

Dicho mecanismo de despacho lleva el nombre de sistema marginal y tiene como objetivo minimizar el costo de producción de energía eléctrica en la medida de que prioriza el despacho de aquellas centrales que son más eficientes que el resto de las centrales disponibles en el sistema en un momento dado.

Una vez determinado el orden de despacho, se fija el pago por energía o precio spot del mercado como el costo de la última central despachada por el sistema en un momento dado. En otras palabras, se compensa aquellas generadoras que son más eficientes que la última central despachada. En la figura 13, se sintetiza la estructura tarifaria para las compañías de generación en el mercado eléctrico Argentino.

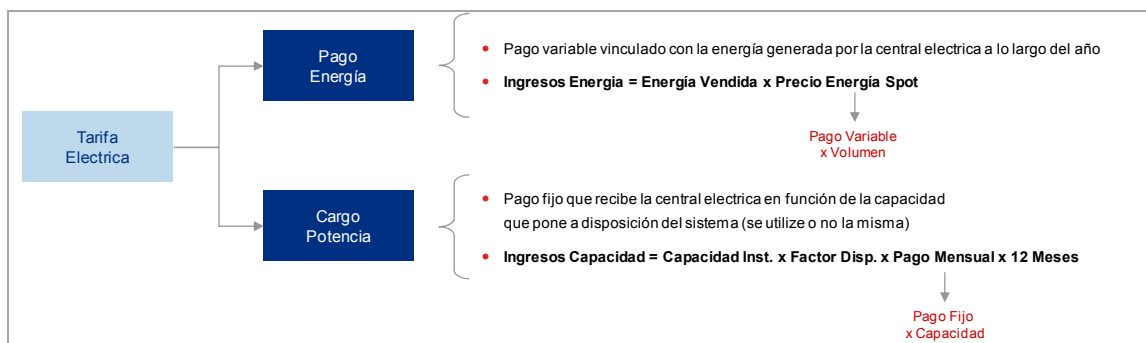


Figura 13. Estructura Tarifaria – Compañía de Generación

Cabe destacar, que el ejercicio arriba descrito se realiza en forma continúa de modo tal que el precio spot del mercado fluctúa hora a hora. En el caso de los distribuidores, la resolución 137 / 92 establece un mecanismo de fijación de precios trimestral (“Precios Estacionales”) para evitar que los mismos tengan un precio variable hora a hora y puedan en consecuencia fijar una tarifa más estable a los usuarios finales. Este mecanismo se basa en la creación de un fondo de estabilización (“Fondo Estabilización”) al que se derivan las diferencias producidas entre dichos precios estacionales y los precios del mercado spot. Luego, mediante un mecanismo prefijado, las diferencias acumuladas se reasignan a períodos posteriores subiendo o bajando los valores para los mismos.

¿Cómo afecta la crisis económica del 2002 a la estructura tarifaria del sector eléctrico en la Argentina?

El sector eléctrico se ha visto profundamente afectado por la Ley de Emergencia Pública y las medidas adoptadas en consecuencia. Dentro de los principales cambios a la estructura tarifaria arriba descrita se destacan:

1. Precio Spot o Pago por Energía: a través de la resolución 240 / 03, se establece que el costo marginal del sistema debe calcularse en base a la última central despachada que funciona a gas natural incluso si este insumo no se

encuentra disponible en dicha central. A su vez, se establece un precio spot máximo de AR\$120 / MWh

2. Pago por Capacidad: los pagos por capacidad se pesifican en 2002 como resultado de la sanción de la Ley de Emergencia Pública
3. Precios Estacionales: los precios estacionales o aquellos que pagan las compañías distribuidoras y los grandes usuarios cuando compran energía en el mercado eléctrico mayorista también se pesifican en el año 2002

Ahora, ¿Cuál es el efecto que tiene cada una de estas medidas en el mercado eléctrico Argentino?

En primer lugar, la modificación a través de la resolución 240 / 03 del cálculo del costo marginal del sistema origina serias distorsiones en el mecanismo de formación de precios del mercado eléctrico mayorista dado que el mismo ya no refleja apropiadamente el costo de generación de energía eléctrica. Con respecto a esto, cabe destacar:

1. El gas natural no se encuentra disponible para todas las centrales térmicas del país. Sin embargo, de acuerdo a la resolución 240 / 03, no se compensa a aquellas centrales térmicas que en ausencia de dicho recurso utilizan fuel-oil para generar energía eléctrica
2. El precio máximo establecido de AR\$120 / MWh resulta menor que el costo de generar energía eléctrica en todas las plantas de generación térmica excepto aquellas que operan con ciclo combinado y disponen de gas natural a precio regulado
3. Como consecuencia de 1 y 2, excepto las plantas térmicas que disponen de gas natural y las plantas hidroeléctricas, el resto del parque generador vende la energía al mercado eléctrico mayorista por debajo del costo de producción

En segundo lugar, la pesificación de los pagos por capacidad elimina el espíritu con que dicha compensación es concebida en primera instancia. Tal como se menciona anteriormente, el pago por capacidad está diseñado para compensar al desarrollador por la inversión realizada en la construcción de la planta de generación. Ahora, si se tiene en cuenta que una parte importante de los costos de desarrollo de dichas plantas está asociada con equipos de generación (ej.: turbinas) cuyo precio está denominado en dólares, inmediatamente se concluye que la pesificación del pago por capacidad no sólo impactará profundamente el retorno del desarrollador sino que en algunos casos no le permitirá siquiera cubrir con el costo incurrido originalmente.

Por último, la pesificación y congelamiento de los precios estacionales dan origen a un déficit estructural en el mercado eléctrico mayorista. En otras palabras, dado que el

precio que cobra CAMMESA a las distribuidoras resulta inferior al precio de la electricidad en el mercado spot calculado de acuerdo a la resolución 240 / 03, se origina un déficit en el fondo de estabilización. Cabe destacar que dicho déficit es cubierto con fondos del tesoro nacional (ver “FONINVEMEM”).

En la figura 14, se observa la evolución del déficit estructural en el mercado eléctrico mayorista desde el 2002 a la actualidad. Cabe destacar que a la fecha del presente trabajo, se pierden US\$60 / MWh generado lo cual se traduce en subsidios desde el tesoro nacional hacia el sector eléctrico estimados en US\$10 billones para el 2011.

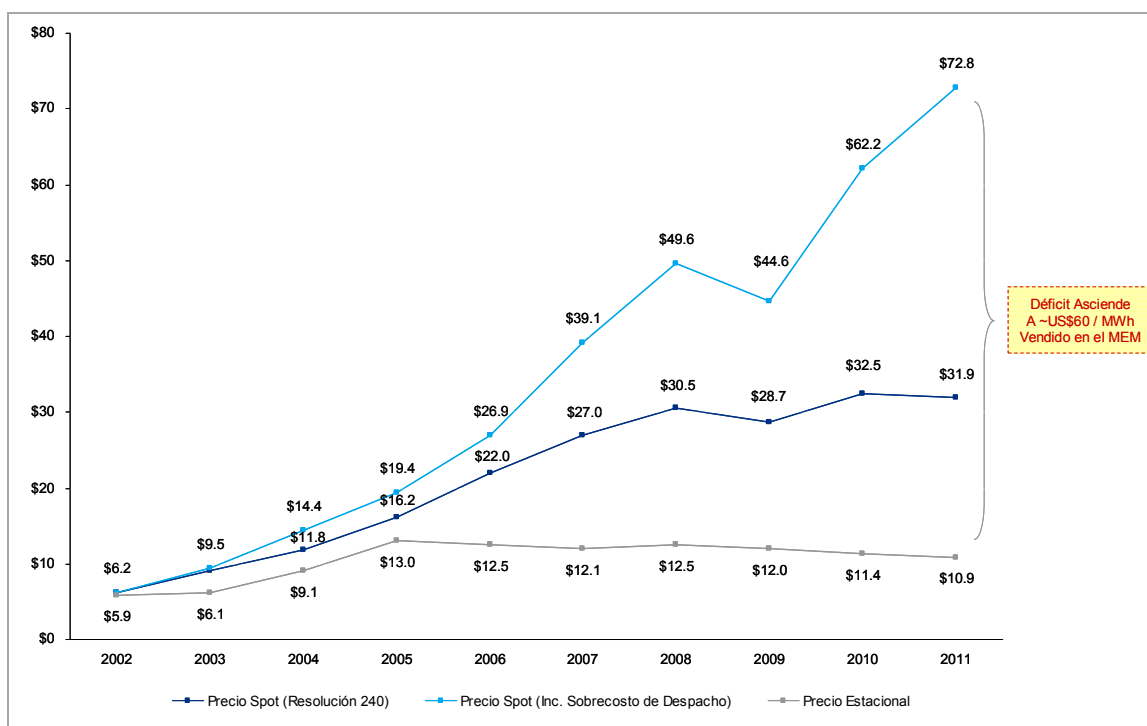


Figura 14. Evolución Déficit Estructural Mercado Eléctrico Mayorista – Precios en US\$ / MWh

Como consecuencia de la situación arriba descrita y de la falta de visibilidad sobre el futuro del sector, el mercado eléctrico argentino se ha caracterizado durante los últimos años por una marcada falta de inversión. De esta manera, la capacidad de generación instalada ha permanecido más o menos constante ya que la mayoría de las compañías han diferido sus inversiones. En la misma sintonía, la falta de inversión en la red de distribución se evidencia en el aumento del número de fallas observado recientemente. Como si esto fuera poco, los subsidios del Gobierno al sector han crecido exponencialmente durante los últimos años representando en la actualidad el ~5 % del producto bruto interno.

En conclusión, los niveles de oferta de electricidad se han estancado mientras que la demanda ha aumentado sostenidamente durante los últimos años (ver “Evolución del Mercado Eléctrico”). Esto último ha provocado que durante los últimos años la escasez de electricidad se sienta en los picos máximos de consumo, especialmente durante los días más fríos del invierno.

Con el fin de superar estos problemas y teniendo en cuenta los pronósticos sobre el aumento futuro de la demanda en el corto y mediano plazo, el Gobierno ha puesto en marcha una serie de medidas para fomentar la inversión en el sector. Dentro de las distintas iniciativas cabe destacar:

1. FONINVEMEM: tal como se menciona anteriormente las medidas adoptadas como consecuencia de la sanción de la Ley de Emergencia Pública en 2002 originan un déficit estructural en el mercado eléctrico mayorista. En otras palabras, como los montos abonados por las distribuidoras y grandes usuarios (precios estacionales) resultan menores que el precio en el mercado spot de la energía eléctrica, se origina un déficit en el fondo de estabilización del mercado eléctrico mayorista (ver figura 14). En teoría, dicho déficit sería cubierto con fondos del Tesoro Nacional pero a Diciembre del 2006, los generadores no habían cobrado los créditos originados por este concepto. Es en ese entonces que el Gobierno ofrece a los generadores contribuir dichos créditos a FONINVEMEM, un fondo administrado por CAMMESA con el objetivo de realizar inversiones en proyectos de generación térmica. A cambio de dichos créditos, los generadores podrían participar en la construcción de dos plantas de 800 MW financiadas con fondos del FONINVEMEM. En otras palabras, a través del FONINVEMEM, los generadores intercambiaron los montos adeudados por CAMMESA a cambio de una participación accionaria en dos nuevas plantas de ciclo combinado.
2. Energía Plus: la Secretaría de Energía crea a través de la resolución 1281 / 06, el programa de Energía Plus, el cual intenta fomentar la inversión en nuevas instalaciones de generación. El programa permite a sus propietarios vender la energía producida a precios suficientes para cubrir el costo de los proyectos obteniendo a la vez una rentabilidad adecuada por su operación. Bajo el programa de Energía Plus, los grandes usuarios del MEM o aquellos que cuyo consumo es superior a los 300 KW, deben satisfacer consumos superiores a su demanda base a través de contratos de largo plazo con precios no regulados. El programa de Energía Plus busca de esta manera paliar la escasez de energía eléctrica y garantizar el abastecimiento para usuarios residenciales, comerciales y aquellos grandes usuarios con un consumo inferior a los 300 KW
3. Compensación por Combustibles Líquidos: a partir de Noviembre del 2008 la Secretaría de Energía reconoce a las compañías el costo adicional para la generación de energía en caso de que no se encuentre disponible gas natural a precios regulados. En otras palabras, se considera al calcular el precio spot del mercado el sobre costo de generar electricidad con fuel-oil en lugar de utilizar gas natural. Este sobre costo se calcula en función del promedio semanal del precio de dicho insumo, estableciendo un tope máximo de US\$60.50 por barril más costos de transporte y administrativos

De esta manera, si bien se han impulsado numerosas medidas para restaurar la competitividad del sector eléctrico todavía no se ha resuelto el problema estructural del mercado mayorista. Como consecuencia de esto último, aún no se ha observado una reactivación del nivel de inversión en el sector y la oferta de energía eléctrica continúa estancada frente al crecimiento sostenido de la demanda.

A su vez, cabe destacar que si bien se han actualizado parcialmente las tarifas eléctricas de los grandes usuarios (ej.: clientes industriales), y algunos clientes residenciales, las mismas todavía se encuentran muy por debajo de los niveles regionales. Las figuras 15 y 16 muestran el posicionamiento de las tarifas de distribución residenciales e industriales en los distintos países de Latino América. A su vez, la figura 17, pone en evidencia la criticidad del proceso de revisión de tarifas para solucionar el problema estructural que agobia al mercado eléctrico mayorista y retrasa inversiones más que necesarias para el sector y el desarrollo sustentable de la economía Argentina.

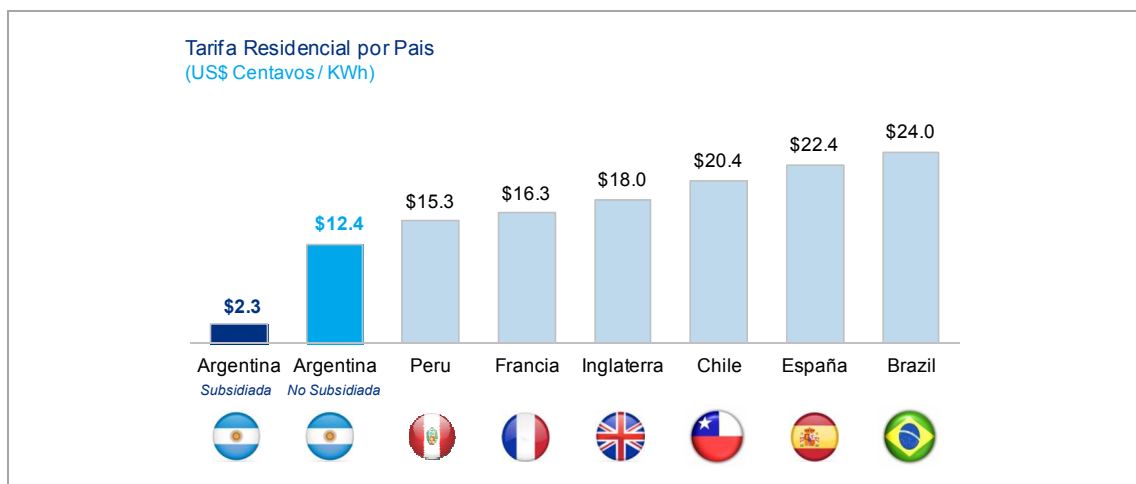


Figura 15. Tarifa Eléctrica Residencial – Comparación Regional

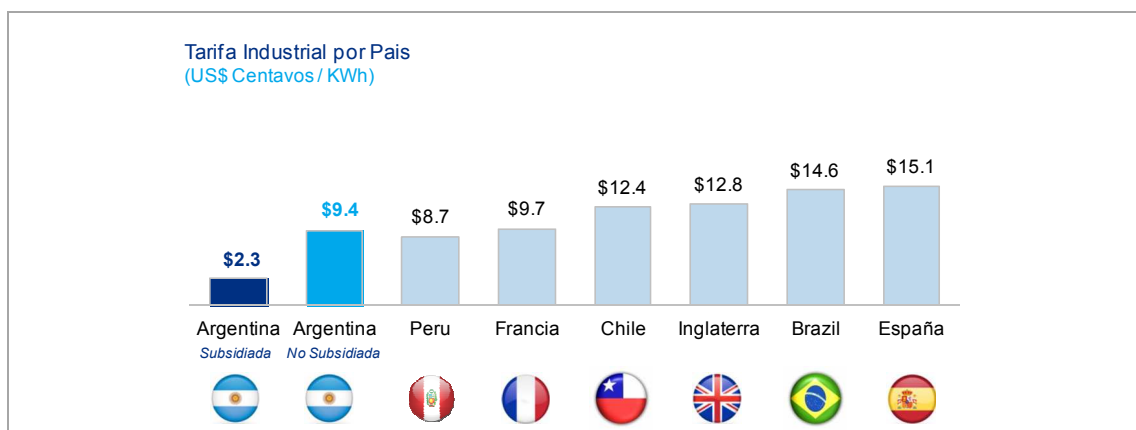


Figura 16. Tarifa Eléctrica Industrial – Comparación Regional

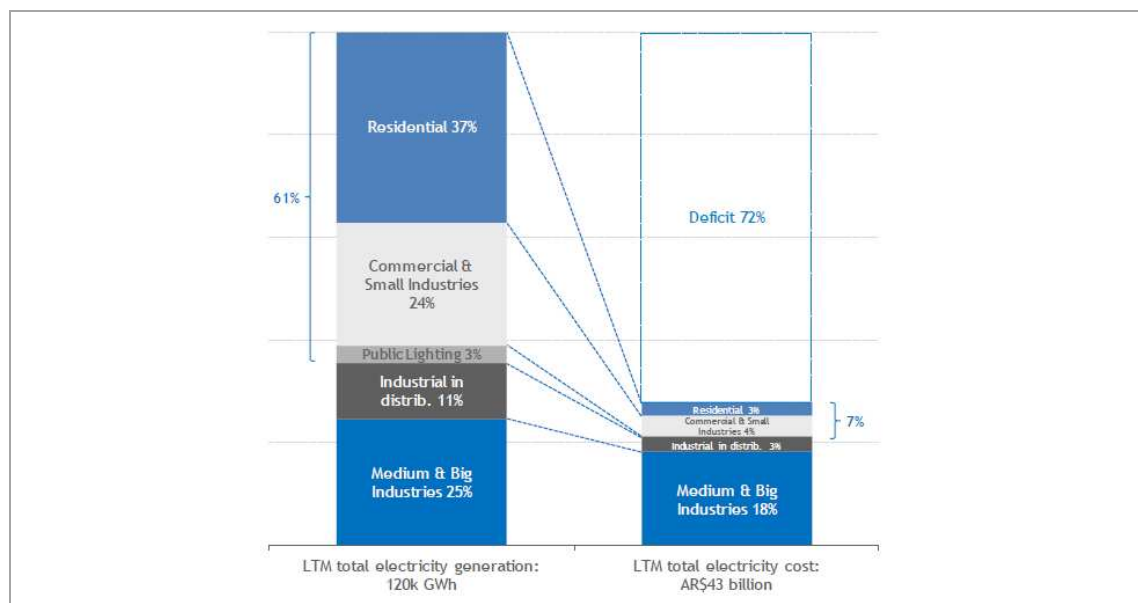


Figura 17. Electricidad por Usuario Final – Consumo vs. Costo

Evolución del Mercado Eléctrico

La demanda de energía eléctrica ha experimentado un incremento sostenido desde el 2002 a la actualidad creciendo a una tasa promedio anual del ~4.5% (ver figura 18). Durante el año 2011 específicamente, la demanda de electricidad creció un 4.8% respecto del año anterior, con un volumen total de energía demandada de 121 TWh.

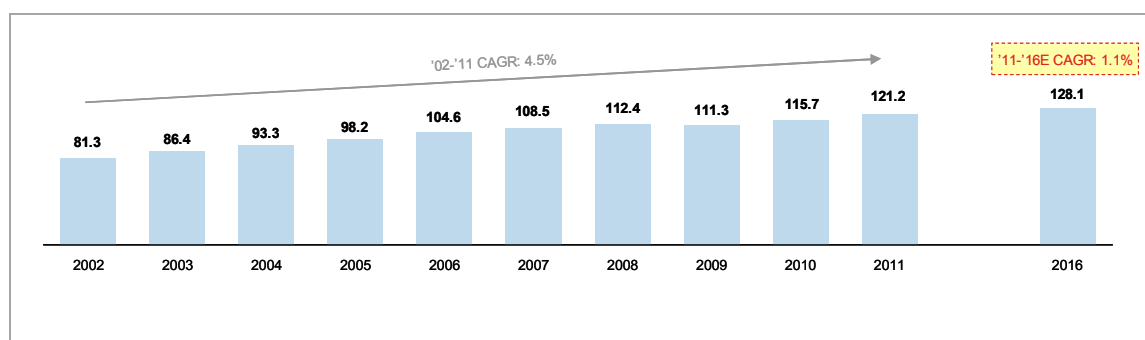


Figura 18. Evolución Demanda de Energía Eléctrica (TWh)

A su vez, como se observa en la figura 18, se espera que la demanda de electricidad continúe creciendo durante los próximos años, con un incremento esperado del ~1.1% anual para el período 2011-2016.

Como consecuencia de la falta de inversión en el mercado eléctrico (ver “Estructura Tarifaria”), la oferta de electricidad ha crecido al mismo ritmo que la demanda desde el 2002 a la actualidad. De esta manera, se ha observado durante los últimos años no sólo una contracción de los márgenes de reserva del sistema sino también un aumento del nivel de importaciones desde Brasil durante los meses más fríos del invierno (i.e.: picos de demanda).

Durante el año 2011, se registró un aumento del 4.8% en la oferta de energía eléctrica, con un volumen total de energía generada de 119 TWh. La generación térmica continuó siendo el principal recurso para abastecer la demanda, aportando un volumen de energía de 73.6 TWh o ~62%, seguida por el parque hidroeléctrico con 39.3 TWh o ~33% y el nuclear con 5.8 TWh o ~5%. El siguiente gráfico muestra la evolución de la oferta de energía eléctrica por tipo de generación:

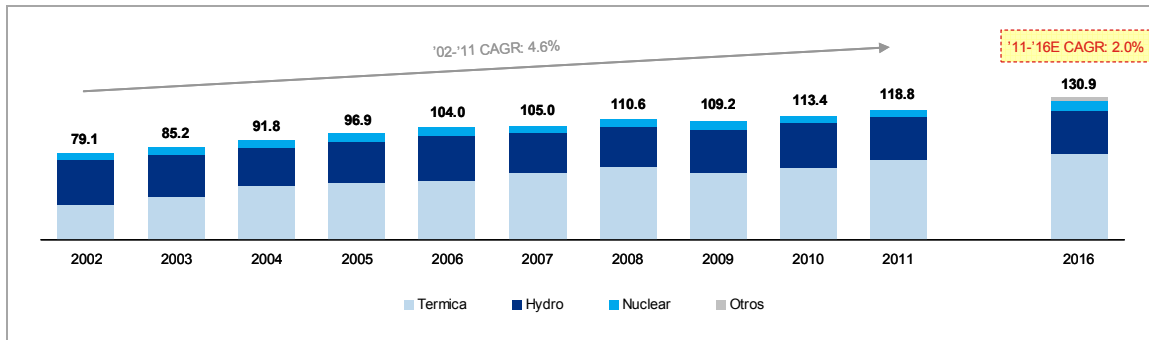


Figura 19. Evolución Oferta de Energía Eléctrica (TWh)

Cabe destacar que el parque de generación ha registrado durante 2011 un aumento de su capacidad instalada en 1,299 MW respecto del año anterior, alcanzando un total de 29,443 MW. Los nuevos ingresos de capacidad se atribuyen principalmente a la elevación de la cota de Yacyretá a 83 msnm (450 MW) y a la habilitación comercial del ciclo combinado de Central Loma de la Lata (165 MW). El siguiente gráfico muestra la composición de la capacidad instalada en el sector eléctrico Argentino al 31 de Diciembre del 2011:

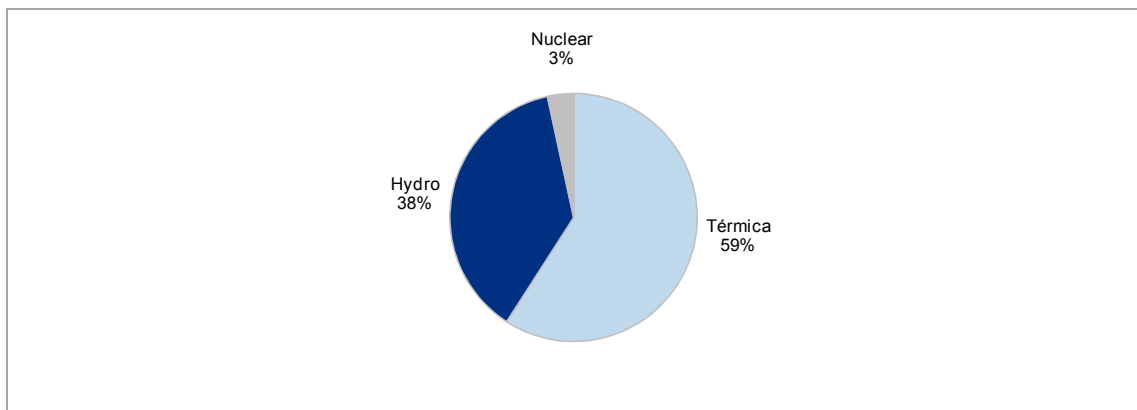


Figura 20. Capacidad Instalada por Tipo

En lo que respecta a los precios de la energía eléctrica, durante el año 2011 la autoridad energética ha continuado la política iniciada en el año 2003 mediante la cual el precio spot del MEM se determina en base al costo variable de producción máximo reconocido a las centrales eléctricas alimentadas a gas natural, aún si las mismas no disponen de dicho combustible (ver "Estructura Tarifaria"), reconociéndose el costo adicional por el consumo de combustible líquido por fuera del precio de mercado como sobre costo transitorio de despacho.

Si bien las autoridades recurrieron a numerosos mecanismos de provisión, la oferta de gas natural continuó siendo insuficiente para atender las necesidades de generación de energía eléctrica y por ello se siguió recurriendo al consumo de combustibles líquidos para la generación de electricidad. En ese sentido, el año 2011 registró un consumo de gas natural superior al año anterior lo cual sumado al aumento de la demanda eléctrica hizo que el consumo de combustibles líquidos sea muy superior al del año 2010. Esto provocó que los costos de generación superen durante gran parte del año el precio en el mercado spot.

En cuanto a la remuneración de la capacidad de generación, también se mantuvo la regulación que se viene aplicando desde el año 2002, que congela la remuneración de la potencia puesta a disposición del sistema en AR\$12 por MW hasta el mes de noviembre. A partir del mes de diciembre de 2010, los generadores de energía firmaron un acuerdo con la Secretaría de Energía para elevar los precios de la potencia con valores que oscilan entre los AR\$30 y AR\$42 por MW de acuerdo a la tecnología correspondiente. A la fecha del presente trabajo, se registraban retrasos para el cobro de dichos pagos incrementales.

En la figura 21, se muestra el precio promedio anual de la energía remunerado a las generadoras eléctricas, y el costo promedio que todos los usuarios del sistema eléctrico deberían pagar para que el mismo no sea deficitario. Dicho costo incluye, además del precio de la energía, el cargo por potencia, el costo real de generación con combustibles líquidos como el fuel oil o el gas oil más otros conceptos menores.

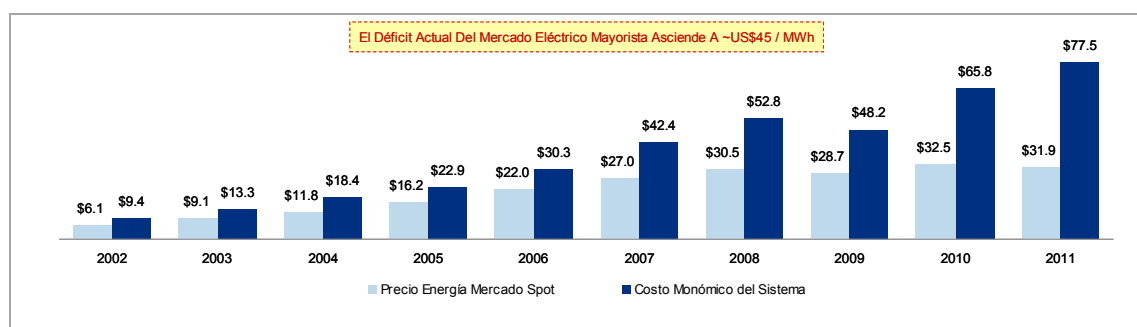


Figura 21. Precio Energía Mercado Spot vs. Costo Monómico – US\$ / MWh

2.2. ENERGIAS RENOVABLES

Esta sección se propone analizar las distintas tecnologías existentes para generar electricidad a partir de fuentes renovables de energía. De esta manera, se presentan no sólo las ventajas y desventajas de cada tecnología sino también una breve descripción de las tendencias en la industria de energías renovables incluyendo: niveles de inversión, catalizadores de la demanda y cambios regulatorios.

A su vez, se describe en mayor detalle la generación de electricidad a partir de energía solar ya que dicha tecnología será objeto de análisis del presente trabajo. Con esto en

mente, se analiza desde el proceso físico por el cual se convierte energía solar en electricidad hasta las tendencias más recientes del sector.

Energías Renovables – Tendencias

La industria de las energías renovables ha experimentado un desarrollo sostenido desde la sanción del protocolo de Kyoto y a lo largo de los últimos quince años. Dicho crecimiento se ha caracterizado no sólo por un alto nivel de inversión a escala global sino también por una elevada penetración en los distintos mercados de uso final: electricidad, calefacción y transporte.

En numerosos países, las energías renovables representan una fracción cada vez mayor de la oferta total de energía a la vez que el desarrollo de las distintas tecnologías continúa acelerándose con tasas de crecimiento que varían entre el 15% y 50% anual (ver figura 22).

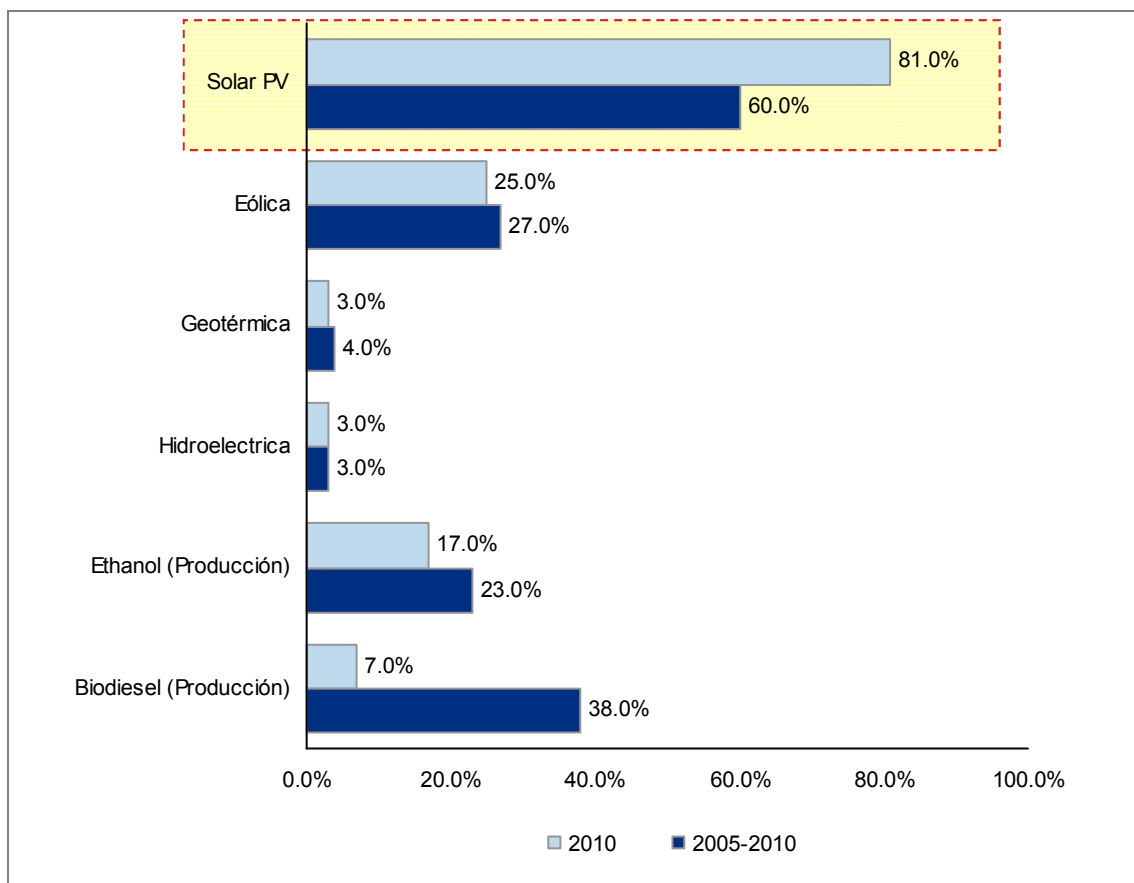


Figura 22. Tasas de Crecimiento por Tecnología Renovable

A su vez, el nivel de inversión en energías renovables alcanzó los US\$211 billones en 2010 creciendo a una tasa del ~20% respecto del año anterior. Cabe destacar que la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables fue el principal destinatario de dichos fondos captando el 60% del total, o unos US\$128 billones. Los

proyectos de energía solar por su parte captaron unos US\$19 billones quedando en segundo lugar por detrás de la energía eólica.

¿A qué se debe este “boom” en la industria de las energías renovables? El principal catalizador para el desarrollo del mercado de energías renovables es sin duda alguna el marco regulatorio. Como se observa en la figura 23, a principios del 2011 existían al menos 119 países en el mundo con algún tipo de política orientada al apoyo de las energías renovables a nivel nacional. Para poner esto en perspectiva, vale mencionar que a principios del año 2005 solamente 55 países contaban con este tipo de normas.

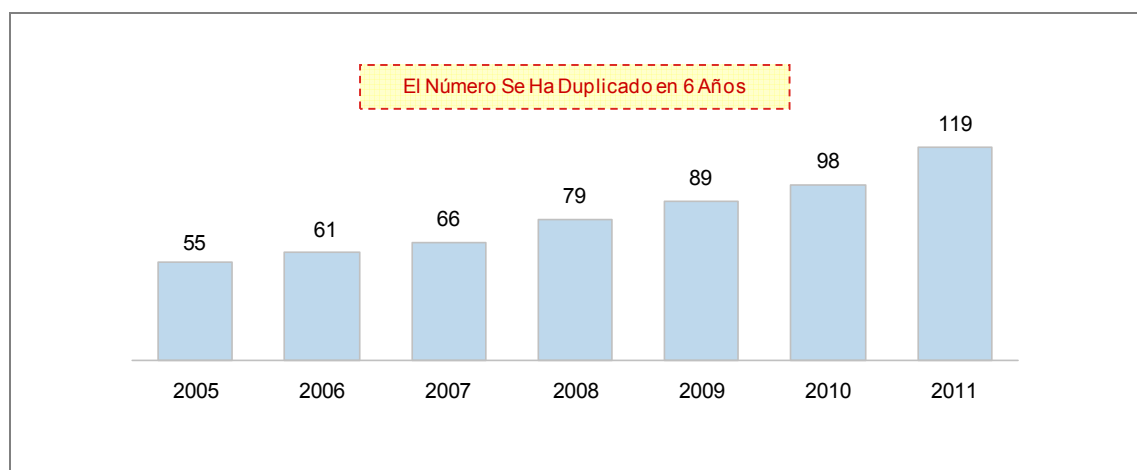


Figura 23. Evolución del Número de Países Políticas Para Tecnologías Renovables

Ahora, ¿Cuáles son los factores que han impulsado la creación de este marco regulatorio? Entre los diversos factores que han contribuido a la creación y desarrollo del nuevo marco regulatorio cabe destacar:

1. Aumento de los Precios de Energía: Durante los últimos años se ha registrado un aumento sostenido del precio del petróleo, por lo cual la generación de electricidad a partir de combustibles no fósiles se ha vuelto cada vez más competitiva en términos de costos. En la figura 24, se observa la alta correlación entre la evolución del precio del petróleo y el rendimiento del índice que sigue las acciones de tecnologías renovables (i.e.: NEX).

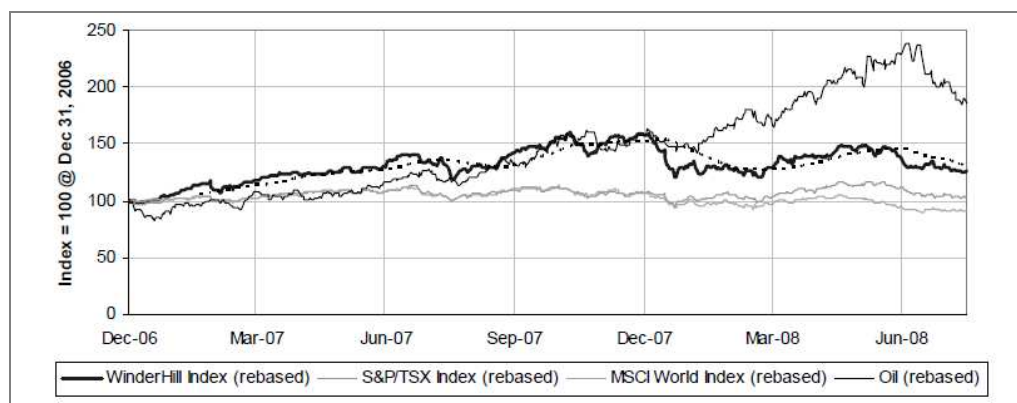


Figura 24. Precio del Petróleo vs. Evolución Del Índice NEX.

2. Necesidad de Independencia Energética: La distribución desigual de recursos fósiles a nivel mundial es causa de inestabilidad política y económica. Esto último sumado a una necesidad energética creciente ha llevado a la búsqueda de nuevas de fuentes de energía que no solo sean renovables sino también independientes. Con respecto a esto último, cabe destacar que aquellas fuentes renovables tales como el sol o el viento se encuentran distribuidas en el mundo de una manera mucho más equitativa.
3. Conciencia Ambiental: A lo largo de los últimos años, la población mundial se ha vuelto cada vez más conciente de los problemas que puede ocasionar el cambio climático. Cabe destacar que el debate respecto de cuán real es el cambio climático y cuánto se ha acelerado producto de la industrialización de los países desarrollados, no es objeto del presente trabajo. Es importante reconocer, sin embargo, que el incremento de la conciencia ambiental en la población sí es real y que esto último se ha traducido en un marco regulatorio cada vez más positivo impulsado por los políticos en busca de los votos de estos constituyentes “concientes”.
4. Protocolo de Kyoto: El protocolo de Kyoto es un acuerdo internacional que tiene por objetivo reducir las emisiones de gases de efecto invernadero que causan el calentamiento global. Los gobiernos de los países signatarios del acuerdo pactaron reducir en al menos un 5% las emisiones contaminantes entre 2008 y 2012 tomando como referencia el año 1990. De esta manera, resulta natural que la firma de dicha acuerdo sea seguida por la implementación de un marco regulatorio que permita al país signatario alcanzar el objetivo establecido.

¿Cuál es el estado actual de desarrollo de las tecnologías renovables para la generación de energía eléctrica?

Si bien la capacidad instalada para generar electricidad a partir de fuentes renovables de energía ha crecido a una tasa promedio del 12% durante los últimos 5 años, dicha capacidad representa tan solo el 3.3% de la producción total de electricidad a nivel global a la fecha del presente trabajo (ver figura 25).

Cabe destacar que la ya establecida tecnología eólica representa más del 60% de dicha capacidad instalada, con la tecnología solar ocupando un distante tercer lugar con tan sólo el 13% del total y por detrás de la generación de electricidad a partir de la biomasa. En lo que respecta a la distribución geográfica, casi el 50% de la capacidad total instalada se encuentra repartida entre Estados Unidos, China y Alemania con España ocupando el cuarto lugar (ver figura 26).

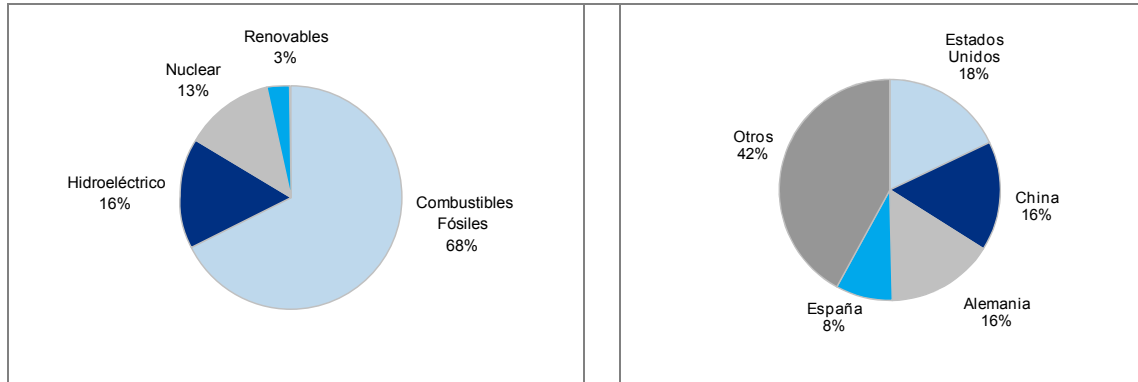


Figura 25. Capacidad Instalada por Tecnología

Figura 26. Capacidad Instalada por País

Energías Renovables – Resumen de Tecnologías

Se denomina energía renovable a aquella energía que se obtiene de fuentes naturales virtualmente inagotables, ya sea por la inmensa cantidad de energía que contienen o porque son capaces de regenerarse por medios naturales. De las diversas energías renovables existentes cabe destacar: eólica, solar, mini-hidroeléctrica geotérmica, y biomasa entre otras.

En la tabla 1, se presenta un breve resumen de las distintas tecnologías que existen a la fecha del presente trabajo para generar electricidad a partir de fuentes renovables de energía. Se muestra una breve descripción de dichas tecnologías y se incluyen no sólo las ventajas y desventajas de cada una de ellas sino también múltiples datos estadísticos tales como: capacidad instalada, y tasa de crecimiento. A su vez, en la figura 22 se presentan las tasas de crecimiento promedio de las distintas tecnologías para el período que va del 2005 al 2010.

Como es de esperarse el estado de desarrollo y viabilidad económica de cada una de estas tecnologías difiere ampliamente. En un extremo, se encuentra la ya establecida tecnología eólica la cual se ha expandido extraordinariamente en los últimos años gracias a una estructura de costos altamente competitiva cuando se la compara con la generación de energía a partir de combustibles fósiles. En el otro extremo, se encuentran tecnologías en desarrollo tal como la geotérmica las cuales todavía no resultan económicamente viables producto de los altos costos de capital.

Ahora, ¿En qué lugar del espectro se encuentra la tecnología solar? La generación de electricidad a partir de energía solar se encuentra en un punto medio del espectro ya que si bien ha habido grandes avances en el desarrollo de la tecnología, los proyectos en sí mismos aún no resultan económicamente viables y siguen dependiendo en gran medida de incentivos fiscales y regulatorios.

En la siguiente sección se presenta una descripción detallada de la generación de electricidad a través de energía solar incluyendo no sólo las distintas tecnologías disponibles a la fecha sino también el panorama sobre el futuro del sector.

	Eólica		Solar		Mini - Hidroeléctrica		Geotérmica		Biomasa	
Descripción	<ul style="list-style-type: none"> Transformación a energía eléctrica de la energía cinética contenida en las corrientes de aire en movimiento 		<ul style="list-style-type: none"> Transformación de la radiación solar en electricidad a través de paneles fotovoltaicos 		<ul style="list-style-type: none"> Transformación de la energía cinética / potencial del agua en electricidad El término mini refiere a la utilización del agua de ríos 		<ul style="list-style-type: none"> Energía obtenida del calor que reside en el interior de la superficie terrestre 		<ul style="list-style-type: none"> Energía obtenida de la combustión de materia orgánica / inorgánica 	
Capacidad Instalada	198 GW		40 GW		NM		11 GW		62 GW	
Tasa Anual De Crecimiento	~25%		~75%		Menos de 5%		Menos de 5%		NA	
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> Tecnología renovable mas establecida gracias a la ventaja de costos Eficiencia de las turbinas incrementandose Ambiente regulatorio muy favorable 		<ul style="list-style-type: none"> Costo de combustible / operativos muy bajos Posibilidad de incrementar la capacidad en forma gradual (i.e.: Escalabilidad) Aumento de la eficiencia operativa por el desarrollo de nuevas tecnologías Ambiente regulatorio muy favorable 		<ul style="list-style-type: none"> Muy alta confiabilidad del sistema Independencia de combustible Bajo riesgo tecnológico dado que se trata de una tecnología probada 		<ul style="list-style-type: none"> Alta confiabilidad del sistema; puede utilizarse como generación base del sistema Ambiente regulatorio muy favorable Reducción futura de los costos de capital 		<ul style="list-style-type: none"> Alta confiabilidad del sistema Bajo riesgo tecnológico: tecnología probada Alto factor de capacidad: approx. 75%+ 	
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> Fuente de energía intermitente - no sirve como generación base No despachable - No se puede prever para afrontar demanda pico Alto costo de transmisión por la distancia a los centros de consumo Impacto visual 		<ul style="list-style-type: none"> Altos costos de capital Dependencia de Feed-In Tariffs Competencia por el silicio por parte de los productores de chips Necesidad de un sistema de transformación de corriente (DC a AC) Energía intermitente 		<ul style="list-style-type: none"> Estacionalidad: volumen de electricidad generado varía con las estaciones del año Altos costos de capital Incapacidad para almacenar agua No hay una represa como en el caso de las hidroeléctricas grandes 		<ul style="list-style-type: none"> Retrasos en la entrega de equipos (i.e.: turbinas) producto del incremento de demanda Estacionalidad: volumen de electricidad generado varía con las estaciones del año Erupciones pueden destruir por completo el proyecto 		<ul style="list-style-type: none"> Altos costos operativos y de mantenimiento Alto impacto ambiental producto de los gases CO₂ que se producen durante la quema de biomasa Riesgo precio commodities 	

Tabla 1. Descripción Principales Tecnologías Renovables.

Energía Solar

Con una tasa de crecimiento promedio del orden del 60% anual, la generación de electricidad a partir de energía solar se distingue como la tecnología renovable de mayor crecimiento durante los últimos 5 años (ver figura 22). La capacidad instalada de dicha tecnología creció un extraordinario 72% durante el año 2010 alcanzando un total de 40 GW a nivel global.

En las figuras 27 y 28, se presenta respectivamente la evolución de la capacidad solar instalada durante los últimos 15 años y la distribución geográfica de dicha capacidad. Del análisis de estas figuras, es posible concluir que en la actualidad la mayor parte de la capacidad de generación solar se encuentra en Europa, región que alberga aproximadamente el 75% de la capacidad total instalada.

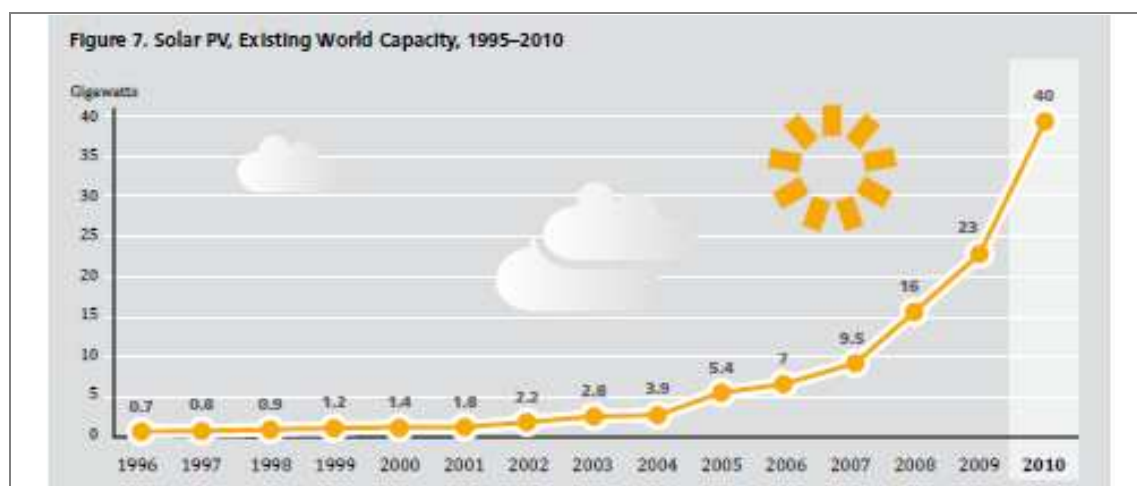


Figura 27. Evolución De La Capacidad Solar Instalada

Cabe destacar que el incremento observado en la capacidad solar instalada ha sido impulsado no sólo por una disminución en los costos de los equipos sino también por un marco regulatorio alentador y un fuerte interés de la comunidad inversionista. Esto último está vinculado al hecho de que la tecnología solar presenta una serie de ventajas o fortalezas cuando se la compara con otras fuentes renovables de energía (ver "Introducción"), por lo que se espera que la proliferación de esta tecnología continúe durante los próximos años. De hecho, según un estudio publicado por el World Energy Council para el año 2100 el 70% de la energía consumida en el mundo será de origen solar.

Ahora, ¿Cuál es el principio de funcionamiento de la tecnología solar? La energía solar es una fuente de vida y origen de la mayoría de las demás formas de energía en la Tierra. Cada año, la radiación solar aporta a la Tierra la energía equivalente a varios miles de veces la cantidad de energía que consume la humanidad. Dicha radiación solar puede transformarse, recogida adecuadamente, en otras formas de energía tales como son la térmica o la eléctrica.

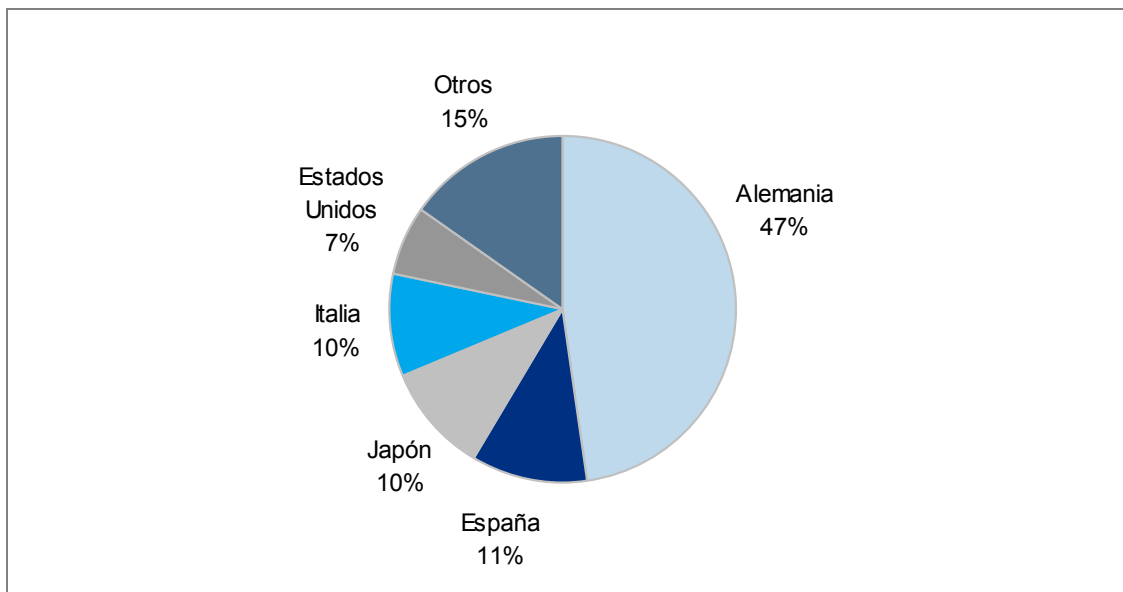


Figura 28. Capacidad Solar Instalada por País

Se denomina celda fotovoltaica a cualquier dispositivo que pueda transformar la energía proveniente del sol en energía eléctrica. Dichas celdas se encuentran compuestas por un material que emite electrones al absorber la energía luminosa presente en la radiación solar. Cuando estos electrones libres son capturados, el resultado es una corriente eléctrica que puede ser utilizada como electricidad. Este proceso recibe el nombre de efecto fotovoltaico y es característico de ciertos materiales semiconductores como el silicio (ver figura 29).

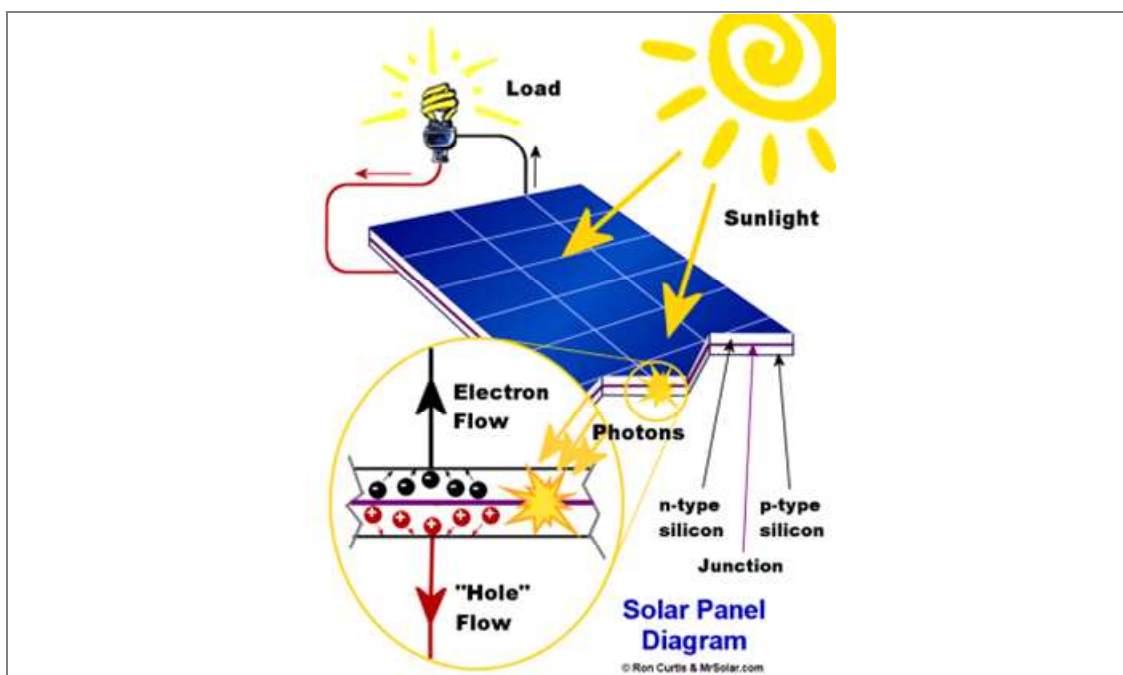


Figura 29. Efecto Fotovoltaico

Cabe destacar que de acuerdo al método de funcionamiento y a los materiales con las que están construidas, es posible identificar una gran variedad de celdas fotovoltaicas,

a saber: *crystalline silicon*, *thin film* y *PV concentrators* entre otras. En la tabla 2, se muestran las ventajas y desventajas de las diferentes tecnologías disponibles a la fecha del presente trabajo. Se incluye también la eficiencia que caracteriza a cada una de estas celdas a la hora de transformar la radiación solar en energía eléctrica.

	Eficiencias	Ventajas	Desventajas
Crystallin Silicon	14% - 18%	<ul style="list-style-type: none"> • Tecnología Establecida • Versátil 	<ul style="list-style-type: none"> • Alto costo • Escasez silicio
Thin Film	5% - 11%	<ul style="list-style-type: none"> • Costo reducido • Escalabilidad de la producción 	<ul style="list-style-type: none"> • Se necesita de una superficie más amplia • Materiales potencialmente peligrosos para la salud
PV Concentrator	25% - 35%	<ul style="list-style-type: none"> • Bajo costo • Se necesita una superficie reducida 	<ul style="list-style-type: none"> • Menor aplicabilidad uso residencial • Necesidad de recibir iluminación directa

Tabla 2. Energía Solar - Resumen Distintas Tecnologías Disponibles

2.3. ENERGIAS RENOVABLES EN LA ARGENTINA

Evolución de Energías Renovables en la Argentina

La abundancia de recursos renovables, el crecimiento de la demanda de electricidad y la consiguiente necesidad de ampliar la oferta energética generan condiciones de gran potencialidad para el desarrollo de proyectos de energía renovable en la República Argentina. En particular, la abundancia de vientos en la región patagónica junto con los altos niveles de radiación en las regiones andinas desde Jujuy a Neuquén provee el marco ideal para impulsar proyectos de energía eólica y solar.

El panorama de la industria de energías renovables en la Argentina es aún más alentador si se considera el marco regulatorio existente en la actualidad. Con respecto a esto, cabe destacar que la sanción de la Ley 26.190 establece no sólo el objetivo de lograr una contribución de por lo menos el 8% de las fuentes de energía renovable al consumo de energía nacional para el 2016, sino también ordena el pago de una prima por la electricidad producida a partir de recursos renovables (ver “*Marco Regulatorio*”).

Prueba de la situación arriba descrita es la exitosa licitación realizada por el Gobierno Nacional en el año 2009. Si bien la licitación original lanzada contemplaba la contratación de proyectos renovables por 1,000 MW, se otorgaron un total de 1,461 MW repartidos entre 49 proyectos de las distintas tecnologías de generación.

La figura 30 muestra el total ofertado por tipo de generación y la tabla 3 un resumen de los principales proyectos aprobados. Del análisis de dicha figura se observa el inigualable potencial que posee la Argentina para la generación de energía eólica,

hecho constatable en los más de 1,200 MW ofrecidos por las empresas de la industria. Sin embargo, se identifica a su vez un interés marginal en el desarrollo de proyectos de energía solar, evidenciado en los tan sólo ~20 MW ofertados durante la licitación.

Tipo de Energía	Potencia Licitada (MW)	Ofertas Presentadas		Proyectos Adjudicados		Tamaño Prom. x Proyecto
		MW	Nº de Proyectos	MW	Nº de Proyectos	
Eólica	500	1,182	27	754	17	44
Termica con Biocombustibles	150	155	7	110	4	28
Residuos Urbanos Sólidos	120	0	0	0	0	--
Biomasa	100	54	3	0	0	--
Mini Hidroeléctricas	60	14	5	11	5	2
Geotérmica	30	0	0	0	0	--
Solar	25	0	0	0	0	--
Biogas	20	14	2	0	0	--
Solar Fotovoltaica	10	23	7	20	6	3
Total	1,015	1,442	51	895	32	28

Figura 30. Argentina – Licitación Energías Renovables

Empresa	Tipo de Energía	Tamaño (MW)	Ubicación
Energía Eólica			
Emgasud Renovables SA	Eólica	50	Puerto Madryn, Chubut
Emgasud Renovables SA	Eólica	50	Puerto Madryn, Chubut
Emgasud Renovables SA	Eólica	50	Raw son, Chubut
International New Energy SA	Eólica	50	Puerto Madryn, Chubut
Patagonia Wind Energy SA	Eólica	50	Puerto Madryn, Chubut
Sogestic SA	Eólica	50	Tres Picos, Buenos Aires
Sogestic SA	Eólica	50	Tres Picos, Buenos Aires
Isolux Ingenieria SA	Eólica	50	Loma Blanca, Chubut
Isolux Ingenieria SA	Eólica	50	Loma Blanca, Chubut
Isolux Ingenieria SA	Eólica	50	Loma Blanca, Chubut
Isolux Ingenieria SA	Eólica	50	Loma Blanca, Chubut
IMPSA Wind SA	Eólica	50	Malaspina, Chubut
IMPSA Wind SA	Eólica	50	Koleul Kaike, Santa Cruz
IMPSA Wind SA	Eólica	30	Malaspina, Chubut
Emgasud Renovables SA	Eólica	30	Raw son, Chubut
IMPSA Wind SA	Eólica	25	Koleul Kaike, Santa Cruz
Energias Sustentables SA	Eólica	20	Puerto Madryn, Chubut
Total Energía Eólica	--	755	--
Energía Termica Biocombustibles			
Emgasud Renovables SA	Termica Biocombustibles	34	Parana, Santa Fe
Nor Aldyl SA	Termica Biocombustibles	34	San Lorenzo, Santa Fe
Nor Aldyl SA	Termica Biocombustibles	34	Bragado, Santa Fe
Nor Aldyl SA	Termica Biocombustibles	8	Bellavista, Buenos Aires
Total Energía Termica Biocombustibles	--	110	--
Energía Solar Fotovoltaica			
Energias Sustentables SA	Solar	2	Cañada Honda, San Juan
Energias Sustentables SA	Solar	3	Cañada Honda, San Juan
International New Energy SA	Solar	5	Cañada Honda, San Juan
Generacion Eolica SA	Solar	2	La Chimbera, San Juan
Generacion Eolica SA	Solar	3	La Chimbera, San Juan
Nor Aldyl SA	Solar	5	La Chimbera, San Juan
Total Energía Solar Fotovoltaica	--	20	--
Energía Mini Hidro			
Centrales Termicas Mendoza SA	Mini Hidro	1	Lujan de Cuyo, Mendoza
SIRJ SRL	Mini Hidro	2	Lujan de Cuyo, Mendoza
IECSA - Hidrocuyo	Mini Hidro	4	La Rapidita, Jujuy
IECSA - Hidrocuyo	Mini Hidro	2	Los Algarrobos, Jujuy
IECSA - Hidrocuyo	Mini Hidro	1	Pirquitas, Catamarca
Total Energía Mini Hidro	--	11	--
Total Energía Renovables	--	895	--

Tabla 3. Argentina – Proyectos Aprobados Energías Renovables

Con esto mente, el presente trabajo se propone analizar la rentabilidad de un proyecto de energía solar en el existente marco regulatorio y las potenciales medidas que se podrían implementar para fomentar el desarrollo de esta tecnología.

Marco Regulatorio

Los instrumentos legales más importantes para la promoción de la energía renovable en la Argentina son la Ley 25.019 de 1998 y la Ley 26.190 de 2007. La ley de 1998, conocida como “Régimen Nacional de Energía Eólica y Solar”, declara de interés nacional las energías eólica y solar mientras que la ley de 2007 es un complemento de la anterior y declara de interés nacional la generación de electricidad a partir de cualquier fuente renovable que esté destinada a abastecer a un servicio público.

Dentro de los puntos más importantes de la legislación existente en la actualidad cabe destacar:

1. Establecimiento del objetivo de lograr una contribución de por lo menos el 8% de las fuentes de energía renovable al consumo total de energía nacional para el año 2016
2. Creación de un fideicomiso cuyos recursos se destinarán a pagar una prima por la electricidad producida a partir de recursos renovables. Este mecanismo para fomentar la inversión en tecnologías renovables recibe a nivel mundial el nombre de “*Feed-in-Tariff*”. De acuerdo con la legislación, los equipos instalados gozarán de dicha remuneración adicional por un período de 15 años a partir de la fecha de instalación. Cabe destacar que se asignará un pago adicional de 0.015 AR\$ / KWh generado por sistemas eólicos mientras que se otorgará un pago de 0.9 AR\$ / KWh puesto a disposición con generadores solares fotovoltaicos
3. Ciertas exenciones y beneficios impositivos durante un período de 10 años a partir de sancionada la Ley 26.190 en lo que respecta al cálculo del impuesto a las ganancias y régimen de depreciación de bienes de uso y otros activos fijos.

Cabe destacar que si bien la Ley 26.190 aún no se encuentra reglamentada, el sistema de *Feed-in-Tariff* de Argentina es uno de los pocos existentes en la región de América del Sur.

3. METODOLOGÍA DE TRABAJO

En esta sección se propone describir los objetivos del presente trabajo y explicar la metodología a seguir para alcanzar dichos objetivos. Con esto en mente, se hace en primer lugar un análisis de la situación inicial del proyecto, es decir, se describe el marco regulatorio actual y se explica la metodología utilizada para determinar la rentabilidad de un proyecto de energía solar en la República Argentina bajo dicho marco regulatorio. A continuación, se describe el procedimiento a seguir para diseñar la solución propuesta. En otras palabras, se analizan las distintas variables que inciden sobre la rentabilidad del proyecto y se propone un conjunto de medidas que incluye no sólo nuevas regulaciones sino también cambios a regulaciones ya existentes en la actualidad con el objetivo de fomentar el desarrollo de la producción de electricidad a partir de energía solar. Finalmente, se ilustra cuáles son los beneficios esperados de la aplicación de dicho marco regulatorio teórico.

Cabe destacar que el presente trabajo tiene como objetivo no sólo identificar el marco regulatorio necesario para garantizar la viabilidad de un proyecto de energía solar en la Argentina sino también proponer una solución al problema estructural del mercado eléctrico identificado en el marco teórico (ver “*Marco Teórico*”).

3.1. ANALISIS DE LA SITUACION INICIAL

Esta sección se propone explicar como se determinará la rentabilidad de un proyecto de energía solar en la Argentina bajo el actual marco regulatorio. Con esto en mente es necesario contestar primero cómo se medirá la rentabilidad del proyecto y segundo qué es lo que establece el marco regulatorio existente en la actualidad en lo que respecta a energías renovables en general y tecnología solar en particular.

Rentabilidad del Proyecto

La rentabilidad del proyecto de energía solar bajo evaluación se medirá a partir de la tasa interna de retorno de dicho proyecto. La tasa interna de retorno (o “*IRR*” de sus siglas en inglés) se define como aquella tasa de descuento con la cual el valor presente neto (o “*NPV*” de sus siglas en inglés) de un flujo de fondos determinado es igual a cero.

La tasa interna de retorno es un indicador de rentabilidad de un proyecto, de manera que a mayor IRR, mayor será el retorno del proyecto en cuestión. Cabe destacar que dicha tasa se utiliza para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión. Para ello, se compara el IRR con una tasa mínima o tasa de corte (“*Hurdle Rate*”) de manera tal que si la tasa interna de retorno supera aquella tasa de corte, el proyecto se acepta, rechazándose la inversión en caso contrario.

En la figura 31, se presenta un diagrama de flujo que muestra el proceso de decisión que se lleva a cabo cuando se evalúa la aceptación o rechazo de un proyecto a través del método de la tasa interna de retorno. Del análisis de esta figura es posible concluir que existen dos elementos críticos para llevar adelante dicho análisis: el flujo de fondos y la tasa de corte.

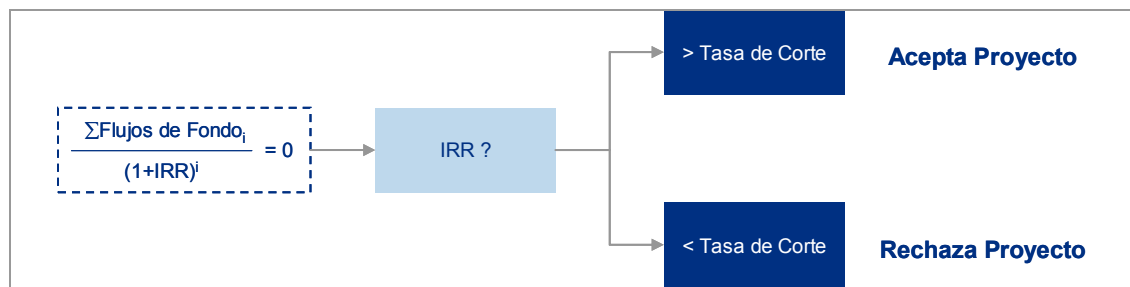


Figura 31. Diagrama De Flujo – Proceso de Decisión Para Invertir

El flujo de fondos de un proyecto (o “cash flow”) representa el flujo neto de caja que ocurre en un período determinado producto de las distintas entradas y salidas de efectivo. De esta manera, todo el dinero que ingresa a una empresa producto de su actividad productiva (e.g.: comercialización de electricidad) o por venta de activos, subsidios, etc. se considera una entrada de efectivo. Por el contrario, el dinero que sale de la empresa para llevar a cabo su actividad productiva (e.g.: costos fijos y variables) o por inversión en bienes de capital, pago de impuestos, etc. se considera una salida de efectivo.

A continuación se presenta la fórmula para calcular el flujo de fondos de un proyecto cualquiera y en la sección “Evaluación del Proyecto de Energía Solar” se definen todos aquellos parámetros que resultan necesarios para calcular el flujo de fondos del proyecto bajo análisis:

Utilidad Operativa x (1-Tasa de Impuestos)

(+) Depreciación & Amortización

(-) Inversiones en Bienes de Capital

(-) Variación Neta Capital de Trabajo

= Flujo de Caja Desapalancado

El flujo de fondos obtenido a partir de la fórmula arriba descrita se denomina flujo de caja libre (“Unlevered Free Cash Flow”) y mide los flujos del proyecto disponibles para los todos los proveedores de capital. Cabe destacar que en la mayoría de los casos los proyectos no son financiados ciento por ciento con aportes de capital, sino que se endeuda a la compañía o el proyecto en cuestión para financiar el desarrollo de sus operaciones. En la figura 32, se presentan los distintos componentes de la estructura de capital de una empresa cualquiera incluyendo las características y diferencias principales de cada fuente de financiamiento.

De esta manera, si se ajusta el flujo de fondos del proyecto para considerar los pagos de la deuda, es decir aquellos pagos de capital e intereses asociados a la estructura de financiamiento seleccionada, se obtiene lo que se denomina flujo de caja apalancado (“*Levered Free Cash Flow*”):

Utilidad Neta

- (+) Depreciación & Amortización
 - (-) Inversiones en Bienes de Capital
 - (-) Variación Neta Capital de Trabajo
-

= Flujo de Caja Libre

- (+) Emisión de Deuda
 - (-) Pago de Dividendos
 - (+) Contribución de Capital
-

= Flujo de Caja Apalancado

En teoría, el flujo de caja apalancado mide los flujos del proyecto disponibles para los accionistas de la empresa únicamente. Sin embargo, es importante destacar que el flujo de fondos que efectivamente llega a los accionistas no siempre coincide con el flujo de caja apalancado sino que el primero dependerá de la política de dividendos de la compañía y de las reglamentaciones de reducción de capital existentes en el país donde opera la empresa en cuestión.

Una vez determinado el flujo de fondos a descontar, resta identificar la tasa de corte para poder evaluar el proyecto en cuestión a través del método de la tasa interna de retorno. En la figura 32, se presentan los distintos retornos requeridos en la actualidad por los diversos proveedores de capital. Cabe destacar que:

1. Cuanto mayor es el riesgo asumido por el proveedor de capital, mayor será el retorno requerido por el mismo. De esta manera, los accionistas de un proyecto requieren una rentabilidad superior que los distintos acreedores o aquellas instituciones o personas que poseen la deuda de una empresa en cuestión
2. Los valores absolutos requeridos por los distintos proveedores de capital varían a lo largo del tiempo y dependen de factores exógenos tales como el crecimiento de la economía y la evolución de la inflación y endógenos como puede ser el perfil de riesgo particular del proyecto bajo evaluación

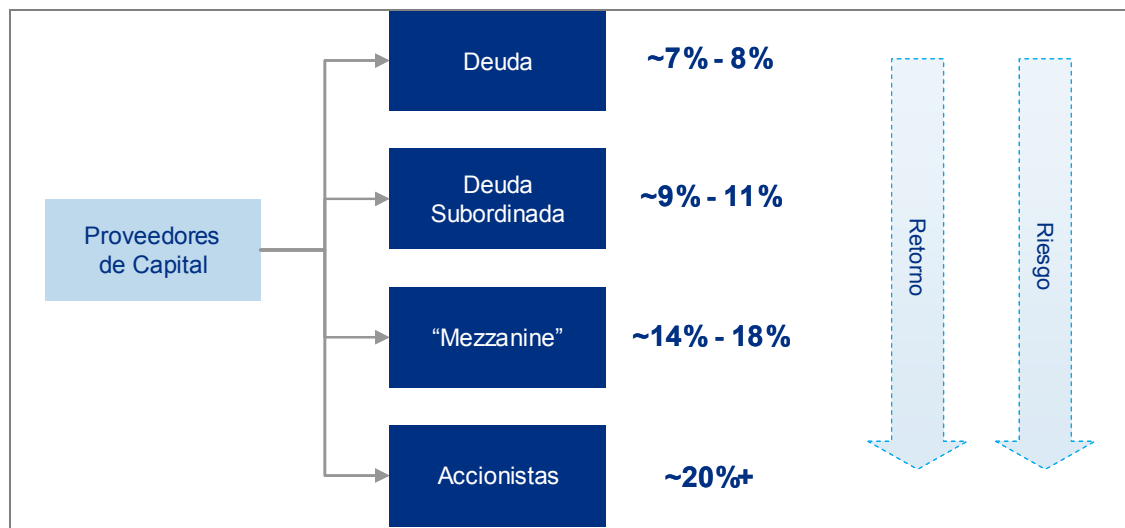


Figura 32. Retorno Requerido Por Los Distintos Proveedores de Capital

Por último, cabe destacar que al evaluar un proyecto de inversión a través del método de la tasa interna de retorno resulta clave comparar manzanas con manzanas. En otras palabras, si se descuenta el flujo de caja libre, el IRR obtenido se debe comparar contra una tasa de corte ponderada que refleje la estructura de capital del proyecto bajo evaluación. Por el contrario, si se elige descontar el flujo de fondos de los accionistas, el IRR obtenido se debe comparar contra la tasa de retorno requerida por los accionistas para un proyecto de este tipo.

El presente trabajo evalúa un proyecto de energía solar mediante el método de la tasa interna de retorno. Para ello se compara el flujo de fondos de los accionistas (i.e.: dividendos recibidos) contra una tasa de corte adecuada en función del estado actual de los mercados de capitales y las expectativas macroeconómicas de la República Argentina.

Marco Regulatorio

El marco regulatorio existente en la actualidad para las energías renovables en la República Argentina se describe en el apartado 2.3 del "Marco Teórico" del presente trabajo.

En lo que respecta al cálculo de la rentabilidad actual del proyecto, se tendrá en cuenta la existencia de un sistema de Feed-in-Tariff que supone el pago adicional de 0.9 AR\$ / KWh puesto a disposición con generadores solares fotovoltaicos aún cuando la ley 26.190 no se encuentre reglamentada todavía.

3.2. DISEÑO DE LA SOLUCION PROPUESTA

Esta sección se propone delinear el marco regulatorio apropiado para fomentar el desarrollo de la energía solar en la Argentina. Con esto en mente se describe primero el conjunto de políticas que se está implementando alrededor del mundo para

fomentar el desarrollo de las energías renovables en general y la energía solar en particular. A continuación, se estudia en detalle el marco regulatorio de aquellos países donde la tecnología solar ha experimentado un vertiginoso crecimiento identificando diferencias claves con la regulación existente en la actualidad en la República Argentina. Finalmente, se propone un conjunto de medidas que el autor del presente trabajo considera apropiadas para fomentar el desarrollo de la producción de electricidad a partir de energía solar. Cabe destacar que dicho conjunto de medidas supone un marco regulatorio teórico e incluye no sólo modificaciones a regulaciones existentes en la actualidad sino también la implementación de nuevas políticas para el sector.

Marco Regulatorio Mundial – Energías Renovables

Los países que subscriben al protocolo de Kyoto, adoptado inicialmente en el año 1997 y ratificado a principios del año 2005, se comprometieron a reducir entre 2008 y 2012 al menos un 5% de las emisiones de gases contaminantes.

Como consecuencia de esto último, las distintas naciones alrededor del mundo han impulsado diversas políticas para fomentar el desarrollo de las energías renovables reduciendo así la emisión de gases de efecto invernadero. Dichas políticas incluyen la fijación de objetivos para la proporción que representan las fuentes de energía renovable respecto del consumo total de energía.

El número de países con algún tipo de objetivo se ha duplicado en el período que va del 2005 al 2011, alcanzando aproximadamente 120 países hacia el final del corriente año. La mayoría de los países apunta a alcanzar una proporción de entre el 10 y el 30% del consumo total de energía a lo largo de los próximos 10 a 20 años. En la figura 33, se presentan los distintos objetivos establecidos por una serie de países alrededor del mundo.

Pais	Renovables Share Actual	Renovables Target I	Renovables Target II
Alemania	--	50% al 2030	65% al 2040
Algeria	0.8%	5% al 2017	20% al 2030
Argentina	--	8% al 2016	--
Australia	7.2%	20% al 2020	--
Bangladesh	--	5% al 2015	10% al 2020
Brazil	6.0%	16% al 2020	--
Cape Verde	--	50% al 2020	--
Chile	6.0%	8% al 2020	--
China	0.8%	3% al 2020	--
Egipto	12.0%	20% al 2020	--
Emiratos Arabes Unidos	--	7% al 2020	--
España	26.0%	40% al 2020	--
Estonia	2.6%	8% al 2015	--
Ghana	--	10% al 2020	--
India	14.0%	10% al 2012	--
Israel	0.1%	5% al 2016	7% al 2020
Italia	21.0%	26.4% al 2020	--
Jamaica	3.0%	15% al 2020	--
Japón	2.2%	1.6% al 2014	--
Kuw ait	--	5% al 2020	--
Libia	--	10% al 2020	30% al 2030
Madagascar	64.0%	75% al 2020	--
Marruecos	16.0%	20% al 2020	--
Mongolia	3.0%	20% - 25% al 2020	--
Nicaragua	29.0%	38% al 2011	--
Nigeria	--	7% al 2025	--
Nueva Zelanda	73.0%	90% al 2025	--
Pakistan	--	10% al 2012	--
Philipinas	33.0%	40% al 2020	--
Portugal	44.0%	55-60% al 2020	--
Reino Unido	7.0%	10.4% al 2011	15.4% al 2015
República Checa	6.3%	16-17% al 2030	--
República Dominicana	10.0%	10% al 2015	25% al 2020
Rumania	27.0%	35% al 2015	38% al 2020
Russia	0.1%	2.5% al 2015	4.5% al 2020
Sri Lanka	0.1%	10% al 2017	14.1% al 2022
Sud Africa	1.7%	4% al 2013	13% al 2020
Thailandia	8.1%	10.6% al 2011	14.1% al 2022
Tonga	--	50% al 2012	--
Tunez	1.0%	11% al 2016	25% al 2030
Turquia	20.0%	30% al 2023	--
Vietnam	--	5% al 2020	--

Figura 33. Targets Generación A Partir de Energías Por País

Para alcanzar los objetivos arriba descriptos, los distintos países han impulsado una serie de regulaciones que fomentan el desarrollo de las diversas tecnologías renovables existentes a la fecha del presente trabajo. Este nuevo y cambiante marco regulatorio, ha jugado un papel fundamental en el desarrollo de la industria de las energías renovables atrayendo cada vez más inversiones hacia el sector y apoyando el desarrollo tecnológico de las distintas fuentes de energía.

En la figura 34, se presenta un resumen de las políticas aplicadas por los distintos países para fomentar el desarrollo de las energías renovables a lo largo de su territorio nacional.

Cabe destacar que el marco regulatorio de cada país se encuentra en un proceso de adaptación constante en vista de los beneficios y de las dificultades identificadas en una u otra política durante el reciente proceso de diseño e implementación de las mismas. En otras palabras, el marco regulatorio pertinente al mercado de energías renovables no constituye de ninguna manera un marco estático sino que se encuentra en constante mutación. De esta manera, los gobiernos alrededor del mundo continúan actualizando y revisando las políticas implementadas en función de la respuesta del mercado y el grado de desarrollo de las distintas tecnologías.

	Regulatory Policies						Fiscal Incentives				Public Financing	
	Feed-In Tariff	Electric Utility Quota	Net Metering	Biofuels Obligation	Heat Obligation	Tradable REC	Capital Subsidy / Grant	Investment Tax Credits	Reduction Sales Tax	Energy Prod. Payment	Public Investment / Grant	Public Competitive Bidding
High-Income Countries												
Australia	•			•		•	•				•	
Austria	•			•		•	•	•			•	
Belgium		•	•	•		•	•	•			•	
Canada	•	•	•	•		•	•	•			•	•
Croatia	•					•	•				•	
Cyprus	•					•	•				•	
Czech Republic	•			•		•	•	•			•	
Denmark	•		•	•		•	•	•			•	•
Estonia	•			•		•	•	•	•		•	
Finland	•			•		•	•	•	•		•	
France	•			•		•	•	•	•		•	•
Germany	•			•	•	•	•	•	•		•	•
Greece	•		•	•		•	•	•			•	
Hungary	•			•		•	•	•			•	
Ireland	•				•	•	•	•			•	•
Israel	•				•	•	•	•			•	•
Italy	•	•	•	•		•	•	•			•	•
Japan	•	•	•	•		•	•	•			•	•
Latvia	•			•		•	•	•			•	•
Luxembourg	•					•	•	•			•	•
Malta			•			•	•	•			•	
Netherlands				•		•	•	•	•		•	
New Zealand				•		•	•	•	•		•	
Norway				•		•	•	•			•	•
Poland		•		•		•	•	•			•	•
Portugal	•	•	•	•	•	•	•	•			•	•
Singapore						•	•	•			•	•
Slovakia	•					•	•	•			•	
Slovenia	•					•	•	•			•	
South Korea		•		•		•	•	•			•	•
Spain	•			•	•	•	•	•			•	•
Sweden		•		•		•	•	•	•		•	
Switzerland	•			•		•	•	•			•	
Trinidad & Tobago						•	•	•			•	
United Kingdom	•	•		•		•	•	•	•		•	
United States	•	•	•	•	•	•	•	•	•		•	•
Upper Middle-Income Countries												
Algeria	•											
Argentina	•			•			•	•	•	•	•	•
Belarus								•			•	
Bosnia Herzegovina	•							•			•	
Botswana								•			•	
Brazil								•			•	
Bulgaria	•			•			•	•			•	•
Chile		•					•	•			•	
Colombia				•			•	•			•	
Costa Rica	•			•			•	•			•	
Dominican Republic	•						•	•			•	
Iran								•	•		•	
Kazakhstan	•					•					•	
Lithuania	•										•	
Macedonia	•										•	
Malaysia	•										•	
Mauritius							•				•	
Mexico			•					•			•	•
Panama	•							•			•	•
Peru	•			•				•	•		•	•
Romania		•		•				•			•	
Russia							•				•	
Serbia	•										•	
South Africa	•						•				•	
Turkey	•										•	
Uruguay		•		•				•			•	

Figura 34. Resumen Políticas Renovables Por País

	Regulatory Policies						Fiscal Incentives				Public Financing	
	Feed-In Tariff	Electric Utility Quota	Net Metering	Biofuels Obligation	Heat Obligation	Tradable REC	Capital Subsidy / Grant	Investment Tax Credits	Reduction Sales Tax	Energy Prod. Payment	Public Investment / Grant	Public Competitive Bidding
Lower Middle-Income Countries												
Armenia	•											
Bolivia		•										
China	•	•		•	•		•			•	•	•
Ecuador	•											
Egypt							•				•	•
El Salvador								•	•	•	•	•
Guatemala			•					•	•	•	•	•
Honduras	•							•	•	•	•	•
India	•	•		•		•	•	•	•	•	•	•
Indonesia	•						•	•	•	•	•	•
Jordan			•						•	•	•	•
Marshal Islands									•	•	•	•
Moldova	•								•		•	
Mongolia	•											•
Morocco											•	
Nicaragua	•								•	•	•	•
Pakistan			•				•	•	•		•	•
Philippines	•	•	•	•			•	•	•	•	•	•
Sri Lanka	•											
Thailand	•			•							•	
Tunisia							•		•		•	
Ukraine	•											
Vietnam							•	•	•			
Low Income Countries												
Bangladesh				•			•				•	•
Ethiopia												
Gambia												
Ghana						•						
Kenya	•											
Kyrgyzstan		•					•					
Mali												
Mozambique				•							•	
Nepal							•	•	•		•	•
Rwanda												
Tanzania	•											
Uganda	•											
Zambia												

Figura 34 (Cont.). Resumen Políticas Renovables por País

Del análisis de la figura 34, es posible concluir que las distintas políticas para fomentar el desarrollo de las energías renovables se clasifican en tres grandes grupos:

1. **Regulaciones:** esta categoría incluye el conjunto de normas creadas por un Gobierno para reglamentar una actividad determinada. En el caso de las energías renovables existen dos categorías principales de regulaciones para fomentar el desarrollo de las distintas tecnologías:

- A) **Feed-in-Tariff:** esta regulación establece un precio fijo al que los productores de energía renovable pueden vender la electricidad generada al mercado eléctrico mayorista. Existen modelos que garantizan una tarifa fija mientras que otros establecen una prima por sobre el precio de mercado
- B) **Renewable Portfolio Standards:** esta regulación establece que un porcentaje mínimo de la energía vendida o de la capacidad de generación instalada corresponda a fuentes renovables de energía

De esta manera, la primera de las regulaciones garantiza un precio fijo para aquellos que hacen el proyecto, mientras que la segunda regulación garantiza una cuota de mercado fija para aquellos proyectos que generan electricidad a partir de fuentes renovables de energía.

2. Incentivos Fiscales: esta categoría incluye aquellas políticas enfocadas en reducir los costos de desarrollo de un proyecto determinado aumentando así la competitividad del mismo. En el caso de las tecnologías renovables cabe destacar:
 - A) Subsidios para inversiones en bienes de capital: el gobierno realiza un pago por única vez para cubrir un porcentaje de la inversión necesaria en bienes de capital para el desarrollo de un proyecto determinado
 - B) Incentivos impositivos: se incluyen aquellas políticas que implican una reducción de la carga impositiva que debe pagar un determinado proyecto. Son ejemplos de este grupo: créditos impositivos, reducciones de impuestos a pagar en concepto de IVA e Ingresos Brutos y depreciación acelerada de bienes de capital
 - C) Pagos por producción de energía: implica un pago específico del Gobierno por cada unidad de energía renovable producida
3. Financiamiento Público: esta categoría incluye aquellas medidas enfocadas a proveer las fuentes de capital necesarias para financiar el desarrollo de proyectos de energía renovable. Dentro de este grupo de políticas cabe destacar:
 - A) Inversión o préstamos públicos: se incluyen en esta categoría a préstamos que brindan los Gobiernos para llevar adelante los diferentes proyectos. Estos préstamos suelen tener una tasa inferior a otras tasas de financiamiento disponibles para el desarrollo de proyectos de energía renovable, o simplemente brindan una fuente de financiamiento en aquellos casos donde no existe otra alternativa
 - B) Procesos de subasta competitivos: procesos de licitación pública donde se subastan contratos para construir y operar proyectos específicos de energías renovables

Marco Regulatorio – Líderes en Energía Solar

En orden de determinar el marco regulatorio apropiado para fomentar el desarrollo de la energía solar en la Argentina es necesario identificar primero cuáles son los países líderes en energía solar a nivel mundial para luego estudiar el marco regulatorio existente en dichos países.

En la figura 27, se observa la evolución de la capacidad instalada en el mundo para generar electricidad a partir de energía solar. A su vez, en la figura 28 se presenta la distribución de dicha capacidad entre los distintos países alrededor del mundo. Del análisis de dicha figura se concluye que el ~75% de la capacidad solar instalada se concentra en cuatro países: Alemania, España, Japón e Italia; con el primero de ellos concentrando cerca del 45% de la capacidad de generación total.

¿Cuál es el marco regulatorio existente en estos países? En la figura 34 es posible distinguir que los cuatro países arriba citados cuentan con al menos una de las dos regulaciones descritas anteriormente para fomentar el desarrollo de las energías renovables, es decir, Feed-in-Tariff y / o Renewable Portfolio Standards.

Ahora, ¿Cuál es el denominador común de estos cuatro países? La realidad es que de una forma o de otra (i.e.: tarifa fija o prima versus precio de mercado) el sistema de Feed-in-Tariff se encuentra presente en todos aquellos países que son líderes en tecnología solar a nivel mundial. Esto último se debe al hecho de que el sistema de Feed-in-Tariff ofrece una mayor visibilidad sobre la tarifa a cobrar por la comercialización de energía eléctrica a lo largo de la vida útil del proyecto. De esta manera, solo resta evaluar el costo de construcción y operación para determinar la rentabilidad total del emprendimiento. Por el contrario, el sistema de Renewable Portfolio Standards solo obliga a las compañías de distribución a adquirir un cierto porcentaje de la electricidad que compran de fuentes renovables de energía. En este caso, la tecnología solar tiene que competir con el resto de las tecnologías renovables por dicha cuota de energía por lo cual seguramente quedará relegada producto de su elevado costo de capital (ver figura 10).

De esta manera, es posible concluir que la adopción de un sistema de Feed-in-Tariff constituye el marco regulatorio apropiado para fomentar el desarrollo de la energía solar en la Argentina.

Marco Regulatorio Propuesto

Como se menciona en la sección anterior (“Marco Regulatorio – Líderes en Energía Solar”), el sistema de Feed-in-Tariff constituye el marco regulatorio más favorable para fomentar la generación de electricidad a partir de energía solar. A su vez, como se establece en el marco teórico del presente trabajo, la Argentina ya cuenta hoy en día con la existencia de un sistema de Feed-in-Tariff que supone el pago adicional de 0.9 AR\$ / KWh producido por generadores solares fotovoltaicos.

En la figura 30 se presentan los resultados de la última licitación de generación eléctrica por parte de energías renovables realizada por el Gobierno de la República Argentina. Como se observa en dicha figura, la energía eólica representa más del 80% del total de la capacidad licitada mientras que la tecnología solar representa menos del 1% de esta capacidad.

Ahora ¿Cómo es posible que la tecnología solar no se encuentre en auge a pesar de que la Argentina cuenta en teoría con el marco regulatorio adecuado?

El problema radica en que la Argentina cuenta con un sistema de Feed-in-Tariff que establece el pago de una prima por sobre el precio del mercado eléctrico mayorista. Sin embargo, como se describe en la sección “*Marco Teórico*” del presente trabajo, existe un déficit estructural en el sector eléctrico argentino donde el mecanismo de formación de precios en el mercado eléctrico mayorista no refleja adecuadamente el costo de generación de la energía eléctrica.

De esta manera, a pesar de contar con un marco regulatorio apropiado, la tecnología solar no cuenta al día de hoy con el apoyo adecuado en la Argentina para fomentar su desarrollo. El presente trabajo propone evaluar la rentabilidad de un proyecto de generación de energía solar en la República Argentina bajo un sistema de Feed-in-Tariff que en lugar de establecer una prima por sobre el precio de mercado, establezca una tarifa fija a lo largo de la vida de dicho proyecto.

En la sección “*Evaluación del Proyecto de Energía Solar*” se analiza la rentabilidad de una planta de generación de energía solar bajo distintos escenarios para determinar el valor apropiado de dicha tarifa fija a ser establecida por el nuevo marco regulatorio. En otras palabras, se determina la tarifa necesaria para que la rentabilidad de un proyecto de energía solar quede dentro de los valores usualmente requeridos por los distintos proveedores de capital para un emprendimiento de este tipo.

3.3. SOLUCION PROPUESTA Y BENEFICIOS ESPERADOS

El presente trabajo propone evaluar la rentabilidad de un proyecto de energía solar en el mercado eléctrico Argentino bajo un sistema de Feed-in-Tariff que establezca una tarifa fija a lo largo de la vida del emprendimiento.

El marco regulatorio arriba descripto propone un marco teórico que difiere de la regulación vigente en la actualidad para el sector eléctrico en la Argentina en la medida que propone el establecimiento de una tarifa fija en lugar de una prima por sobre el precio de mercado.

De los diversos beneficios esperados de la aplicación de dicho marco regulatorio teórico cabe destacar:

1. Establecimiento de la tarifa apropiada para el sistema de Feed-in-Tariff propuesto: Al aplicar la metodología descripta se determinará aquella tarifa fija que debe contemplar la regulación propuesta para cumplir con su propósito de fomentar el desarrollo de la tecnología solar en la Argentina. Dicha tarifa fija será tal que garantice un retorno adecuado a los accionistas en función del riesgo del proyecto y el estado actual de los mercados de capitales

2. Determinación de la brecha de financiamiento: la diferencia entre la tarifa actual del mercado eléctrico mayorista y aquella tarifa necesaria para garantizar un retorno adecuado a los accionistas del proyecto representa una brecha de financiamiento que se deberá fondar si se desea fomentar el desarrollo de la tecnología solar en la República Argentina.

En la siguiente sección se aplica la metodología arriba descripta para evaluar la rentabilidad de un proyecto de generación de energía solar en la República Argentina. Se evalúa en primer lugar la rentabilidad del proyecto en cuestión en vistas del marco regulatorio existente en la actualidad para el mercado eléctrico mayorista. A continuación, se calcula dicho retorno bajo un marco regulatorio teórico para evaluar la conveniencia o no del establecimiento del mismo.

4. EVALUACION DEL PROYECTO DE ENERGIA SOLAR

En esta sección se procede con la evaluación de un proyecto de energía solar en la República Argentina con el objetivo de identificar el marco regulatorio necesario para garantizar su viabilidad.

Con esto en mente, se describe en primer lugar el proyecto bajo evaluación para lo cual se definen aquellos parámetros del proyecto que serán necesarios para calcular la rentabilidad del mismo tales como las fuentes de ingresos y egresos o la inversión que será necesario realizar.

A continuación, se calcula la rentabilidad del proyecto elegido no sólo bajo el marco regulatorio actual sino también bajo la regulación propuesta por el autor del presente trabajo. Para esto, se calcula la tasa interna de retorno del proyecto en las condiciones actuales del mercado eléctrico argentino para luego determinar la tarifa que debiera tener el sistema de *Feed-In Tariff* propuesto de modo que garantice un retorno adecuado a los accionistas del proyecto en cuestión.

Finalmente, se somete el proyecto a diversos análisis de sensibilidad para evaluar el impacto que tienen las distintas variables en la rentabilidad del mismo. En otras palabras, al calcular la tarifa necesaria para el sistema de *Feed-In Tariff* propuesto se analiza el parámetro clave para la correcta evaluación del proyecto. Sin embargo, existen otras variables tales como la tasa de interés o el mecanismo de depreciación utilizado que también afectan la rentabilidad del proyecto bajo evaluación y resultan de suma importancia para el diseño integral del marco regulatorio apropiado.

Cabe destacar que dada la incertidumbre en que se encuentra el mercado eléctrico Argentino en la actualidad (ver "*Marco Teórico*") el presente trabajo realiza el análisis arriba descrito bajo tres escenarios distintos. De esta manera, se analiza no sólo un caso base que supone la normalización del mercado eléctrico mayorista en el mediano plazo sino también escenarios pesimista y optimista que suponen la continuidad de las políticas actuales o la emulación de las políticas regionales (i.e.: Brasil / Chile) respectivamente.

4.1. DESCRIPCION DEL PROYECTO DE ENERGIA SOLAR

En esta sección se describe el proyecto de energía solar objeto de evaluación del presente trabajo. Con esto en mente se ilustra en primer lugar el diseño de ingeniería del proyecto y se describen los distintos componentes que integran una típica planta de energía solar.

A continuación, se detallan los montos estimados de la inversión a realizar para la instalación y puesta en marcha del proyecto en cuestión. Finalmente, se describen los ingresos y egresos que se espera obtener de la comercialización de la energía generada por la planta solar en el mercado eléctrico mayorista.

El objetivo de esta sección es definir los distintos parámetros del proyecto que luego serán necesarios para estimar el flujo de fondos del mismo a lo largo del tiempo y calcular la tasa interna de retorno (ver “*Determinación de la Rentabilidad del Proyecto*”).

Diseño de Ingeniería

En la figura 35, se muestra el esquema de un sistema de energía solar típico. Como puede observarse, los componentes que integran dicho sistema se dividen en dos grandes grupos:

1. Celdas Fotovoltaicas: se denomina celda fotovoltaica a cualquier dispositivo que pueda transformar la energía proveniente del sol en energía eléctrica. De acuerdo al método de funcionamiento y a los materiales con las que están construidas es posible identificar una gran variedad de celdas: *crystalline silicon*, *thin film* y *PV concentrators*, entre otras. En la tabla 2 de la sección “*Marco Teórico*” se muestran las ventajas y desventajas de las diferentes tecnologías disponibles. Luego de realizar un análisis detallado de ellas, se concluye que los módulos de *crystalline silicon* constituyen la tecnología más apropiada para el desarrollo del proyecto en cuestión.
2. Elementos de Conexión a la Red: Se denomina elementos de conexión a todos aquellos dispositivos necesarios para que la energía eléctrica generada por las celdas fotovoltaicas puede ser transmitida al sistema de interconexión eléctrico nacional. En líneas generales se necesita un inversor (transforma la corriente continua generada por la celda fotovoltaica en corriente alterna), un transformador (aumenta la tensión de modo que la energía pueda ser transportada a lo largo de las líneas de transmisión), una batería (almacena los excesos de energía generados) y diversos elementos de montaje para dar soporte al sistema.

Cabe destacar que si bien los componentes arriba descriptos constituyen la mayor parte de la inversión a realizar para el proyecto en cuestión, la instalación y puesta en marcha de una planta de energía solar también requiere de importantes trabajos de ingeniería eléctrica y civil para asegurar el correcto funcionamiento de la misma.

Ahora, ¿Cuánta energía eléctrica generará por año el proyecto bajo evaluación? Para contestar este interrogante es necesario definir no sólo dónde estará ubicada la planta de energía solar sino también la capacidad efectiva de la misma. La ubicación del sistema resulta clave en la medida que define el nivel de radiación solar promedio que reciben las celdas fotovoltaicas a lo largo del año. A su vez, la capacidad efectiva del mismo define un techo para el volumen de energía eléctrica que puede ser generada.

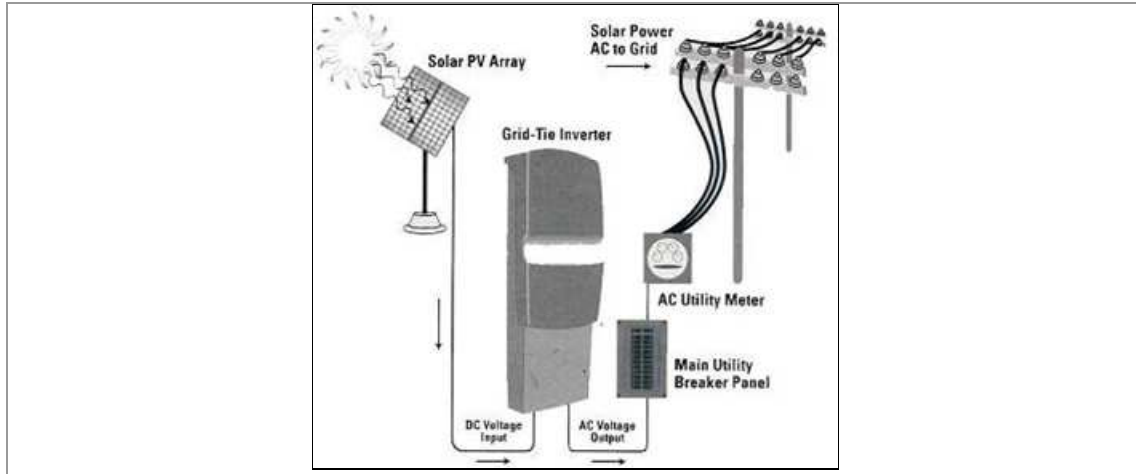


Figura 35. Esquema Sistema de Energía Solar

En la figura 36, se muestra la distribución de la radiación solar sobre la superficie terrestre. El análisis de dicha figura permite identificar a la región del Noroeste Argentino como la más propicia para el desarrollo de una planta de energía solar donde provincias como Jujuy y Catamarca reciben una radiación de 2,000 KWh / M² año tras año.

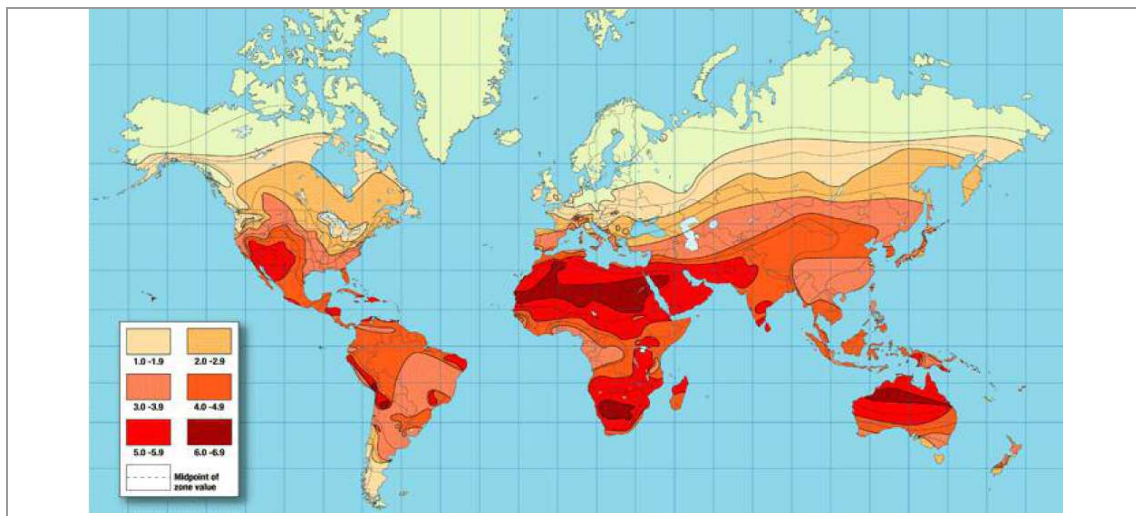


Figura 36. Mapa Global de Radiación Solar

En lo que respecta a la capacidad de la planta, el presente trabajo estudia un proyecto de energía solar con una capacidad efectiva de 40 MW. Es importante resaltar que se analiza un planta de tales características con el objetivo de determinar el marco regulatorio apropiado para el correcto funcionamiento de un proyecto de energía solar de escala industrial.

En la tabla 4, se muestra el cálculo de la energía generada año tras año por el sistema de energía solar que es objeto de estudio del presente trabajo.

Area Cubierta – Paneles Solares		
Potencia Efectiva Del Sistema	MW	40.0
Eficiencia del Inversor	%	94%
Eficiencia del Transformador	%	96%
<hr/>		
Potencia Nominal del Sistema	MW	44.3
Potencia Maxima Módulo Solar	Watts	80.0
<hr/>		
Número de Módulos Necesario	#	554,078
Area Módulos	M ² / Módulo	0.57
Paneles Solares Area Cubierta	M²	316,616
Generación Neta Anual		
Radiación Solar	KWh / M ² / Year	2,000
Area Cubierta - Paneles Solares	M ²	316,616
<hr/>		
Generación Bruta	MWh / Year	633,232
Eficiencia de los Módulos Solares	%	14.0%
Pérdida del Sistema	%	10.5%
Otras Pérdidas	%	1.0%
Incremento de Energía x Inclinación	%	15.0%
Generación Neta Anual	MWh / Year	90,331

Tabla 4. Energía Anual Generada – Proyecto Bajo Análisis

Inversión a Realizar

En la tabla 5, se detalla la inversión a realizar para la construcción y puesta en marcha de la planta de energía solar previamente descrita (ver “Diseño de Ingeniería”).

Parámetros del Sistema	Unidades	Costo x Unidad	Monto Total
Paneles Solares	US\$ / Watt	US\$3.0	US\$133.0 mm
Sistema de “Trackeo”	%	5.0%	US\$6.6 mm
Inversores	US\$ / Watt	US\$0.5	US\$22.2 mm
Transformadores	US\$ / Watt	US\$0.3	US\$12.5 mm
Ingeniería Civil / Eléctrica	US\$ / Watt	US\$0.7	US\$31.0 mm
Inversión Total	US\$ mm	--	US\$205 mm

Tabla 5. Detalle Inversión Total

Del análisis de dicha tabla se concluye que la compra de los paneles fotovoltaicos representa más del 60% de la inversión total del proyecto quedando el 40% restante constituido por la compra de inversores, transformadores y las obras de ingeniería civil y eléctrica necesarias.

Cabe destacar que se asume un costo de US\$3.0 / Watt para la compra e importación de los paneles de *crystalline silicon* seleccionados para el proyecto bajo estudio. Se cree que dicho valor es un buen estimado en función de los precios registrados para dichos paneles solares en los mercados internacionales durante 2011 y las tasas de importación actuales en la República Argentina.

En otra sintonía, cabe resaltar que la estructura de financiamiento del proyecto resulta tanto o más importante que la inversión total a realizar para la puesta en marcha de la planta de energía solar. De esta manera, el presente trabajo asume que el monto de la inversión total se financia en un 35% a través de aportes de capital utilizando un préstamo a una tasa de interés del 10% anual en dólares por el 65% de la inversión restante.

Con respecto a esto último, es importante mencionar que el costo de los paneles solares y la tasa de interés constituyen dos variables de tal importancia que en la sección 4.3 del presente trabajo se estudia el impacto que una variación de las mismas pudiera tener en la rentabilidad total del proyecto.


Ingresos & Egresos del Proyecto

En este apartado se describen las distintas fuentes de ingresos y egresos del proyecto que es objeto de estudio del presente trabajo. En lo que respecta a los ingresos del proyecto, los mismos pueden dividirse en dos grandes grupos:

1. Comercialización de Energía Eléctrica: tal como se describe en la sección “*Marco Teórico*”, la planta de energía solar percibirá ingresos no sólo por la energía neta generada sino también por la potencia firme puesta a disposición del sistema de interconexión nacional (ver figura 13). El primer pago se trata de un monto variable vinculado con la energía generada por la central eléctrica a lo largo del año mientras que el pago por potencia es un pago fijo que recibe el proyecto en función de la capacidad que pone a disposición del sistema (se utilice o no la misma). En la tabla 6, se presenta el detalle de los ingresos del proyecto para un año determinado en concepto de comercialización de energía eléctrica.
2. Comercialización de Bonos de Carbono: los bonos de carbono constituyen un mecanismo internacional para la reducción de las emisiones contaminantes al medio ambiente. Un bono de carbono representa el derecho a emitir una tonelada de dióxido de carbono y constituye un bien canjeable que posee un precio establecido en el mercado. De esta manera, aquellas empresas que disminuyan la emisión de CO₂ (ej.: generación de energía renovable) podrán beneficiarse al vender los CERs (i.e.: Certificados de Emisión Reducida) a aquellas empresas de países industrializados que emitan más de lo permitido. Se espera que el proyecto de energía solar bajo estudio genere un ahorro de ~80,000 toneladas de CO₂ año tras año lo cual se traduciría en un ingreso

adicional de ~US\$800,000 si se tienen en cuenta los precios actuales de los CERs en el mercado de bonos de carbono. En la tabla 6, se presenta el detalle de los ingresos del proyecto para un año determinado en concepto de comercialización de bonos de carbono. Cabe resaltar que por lo general los proyectos de energía renovable obtienen el beneficio de la comercialización de los CERs por un período de 10 años al cabo del cual se de aplicar a una recertificación. El presente trabajo asume que el proyecto percibirá los beneficios de los CERs por un período máximo de 10 años, lo cual constituye un supuesto conservador.

Ingresos – Comercialización de Energía		
Tarifa Base	US\$ / MWh	US\$32.0
Feed-In-Tariff – Sistema Solar	US\$ / MWh	US\$195.0
<hr/>		
Tarifa Total - Venta Energía	US\$ / MWh	US\$227.0
Generación Neta Anual	MWh / Year	90,331
Ingresos – Venta Energía	US\$	US\$20.5 mm
Pago Capacidad	US\$ / MW - Month	US\$650
Potencia Efectiva del Sistema	MW	40
Ingresos – Pago x Capacidad	US\$	US\$0.3 mm
Ingresos – Bonos de Carbono		
Ahorro CO ₂ x Unidad	Tons / MWh	0.9
Ventas de Energía	MWh	90,331
<hr/>		
Ahorro CO₂	Tons	84,189
Precio de los CERs	US\$ / CO ₂ Tons	US\$10.0
Ingresos – Bonos de Carbono	US\$	US\$0.8 mm



Ingresos Totales Por US\$22 mm Anuales

Tabla 6. Ingresos Anuales - Proyecto Bajo Análisis

En la tabla 7, se muestran los distintos costos del proyecto bajo análisis. Entre los mismos cabe destacar:

1. Costo de Mantenimiento: el mantenimiento general del sistema no representa un costo significativo en una planta de energía solar ya que la misma no cuenta con mecanismos complejos que se puedan dañar o partes que tengan que remplazarse en forma periódica. La tarea de mantenimiento más importante consiste en la limpieza de la superficie de los paneles para que su eficiencia al convertir la radiación solar en energía eléctrica no se vea disminuida. Para el proyecto bajo evaluación se asume un costo de mantenimiento del ~1% de las ventas del proyecto lo cual se traduce en un gasto anual de ~US\$200,000.

2. Gastos de Administración: los gastos de administración del proyecto incluyen los distintos gastos para manejar la planta de generación de energía solar como: salarios del personal, espacio de oficina, etc. Se asume un gasto administrativo del ~5% de las ventas del proyecto representando un gasto anual de ~US\$1.25 millones.

3. Costo del Seguro: dada la envergadura del proyecto, el regulador exige al operador de la planta que cuente con un seguro integral contra siniestros (ej.: incendio). El costo de dicho seguro se estima como un porcentaje del valor total de los activos del proyecto. En el caso bajo análisis se calcula el costo del seguro como el 0.3% del monto total de la inversión de US\$205 millones lo cual representa un gasto anual de ~US\$600,000.

4. Otros Gastos de Operación: además de los distintos gastos arriba descriptos, la operación de una planta solar involucra otros costos tales como el alquiler del terreno donde se instalarán los paneles solares y los costos de verificación y monitoreo para controlar el ahorro de CO₂ que logra el proyecto. Sin embargo, cabe destacar que estos costos no representan un monto significativo acumulando un gasto aproximado de ~US\$120,000 por año.

Costos	Unidades	Costo x Unidad	Monto Total
Mantenimiento	% de Ventas	1.0%	US\$0.22 mm
Administración	% de Ventas	5.0%	US\$1.08 mm
Seguro	% de Activos	0.3%	US\$0.62 mm
Alquiler Predio	US\$ / MW	US\$800	US\$0.04 mm
Monitoreo – CERs	% Ingresos CER	3.0%	US\$0.03 mm
Verificación – CERs	US\$ 000's	US\$26.5	US\$0.03 mm
Emisión - CERs	US\$ 000's	US\$37.5	US\$0.04 mm
Costo Total	US\$ mm	--	US\$2.04 mm

Tabla 7. Costos Anuales - Proyecto Bajo Análisis

Finalmente, cabe destacar que los costos para operar un planta de energía solar son significativamente menores que los de una planta térmica o hidroeléctrica de características similares. De esta manera, se observa una rentabilidad operativa de ~90% para el proyecto bajo análisis *vis-a-vis* un margen promedio de entre ~30% y ~40% para las compañías tradicionales de generación (ver tabla 8). Esto último representa una importante ventaja competitiva de la tecnología solar no sólo ante las formas tradicionales de generación sino también ante el resto de las tecnologías renovables.

(US\$ en Millones)	2013
Ingresos	US\$ 21.7
Gastos Opertivos	US\$2.0
EBITDA	US\$19.6 mm
Margen Operativo (%)	90.6 %

Tabla 8. Rentabilidad Operativa - Proyecto Bajo Análisis

4.2. DETERMINACION DE LA RENTABILIDAD DEL PROYECTO

En esta sección se determina la rentabilidad de la planta de energía solar que es objeto de estudio del presente trabajo. Con esto en mente, se calcula primero el retorno del proyecto bajo el marco regulatorio existente en la actualidad para luego determinar la tarifa que debería tener un sistema de *Feed-In-Tariff* teórico que garantice un retorno adecuado a los accionistas de la planta en cuestión.

Como se menciona anteriormente, dada la incertidumbre en que se encuentra ceñido el mercado eléctrico argentino en la actualidad, se realiza el análisis de rentabilidad arriba descrito bajo tres escenarios distintos: base, optimista y pesimista. A su vez, se realiza un análisis de benchmarking para comparar la tarifa obtenida para el sistema de *Feed-In-Tariff* teórico contra aquella utilizada por otros países alrededor del mundo.

Finalmente, se describe la metodología utilizada para el cálculo del IRR del proyecto a la vez que se presenta el soporte adecuado para el cálculo dicha rentabilidad bajo los distintos escenarios planteados por el autor del presente trabajo.

Metodología

Para calcular la rentabilidad de la planta solar bajo análisis se calcula la tasa interna de retorno del proyecto de acuerdo a:

$$\frac{\sum \text{Flujos de Fondo}_i}{(1+\text{IRR})^i} = 0$$

Ahora, ¿Cómo se determinan los flujos de fondo que se deben descontar año tras año para determinar el IRR del proyecto? Tal como se describe en la sección “*Metodología de Trabajo*”, el flujo de caja apalancado es aquel que se encuentra disponible para los accionistas del proyecto. Sin embargo, es importante destacar que los flujos que efectivamente llegan a los accionistas dependen de las políticas de dividendos y reducción de capital del proyecto en cuestión.

De esta manera, el flujo de fondos para los accionistas se puede calcular para un año determinado utilizando la siguiente fórmula:

- (-) Aportes de Capital
- (+) Dividendos Repartidos
- (+) Reducciones de Capital

= Flujo de Fondos Accionistas

Entre los distintos componentes de dicha fórmula se destacan:

1. Aportes de Capital: los aportes de capital incluyen toda aquella contribución de efectivo realizada por los accionistas a lo largo de la vida de la planta solar. En el caso del proyecto bajo análisis se asume que los accionistas realizan una contribución de capital por única vez durante la fase de construcción de la planta. Se trata de un monto equivalente al 35% de la inversión total lo cual en este caso representa un pago por aproximadamente ~US\$70 millones.
2. Dividendos Repartidos: los dividendos constituyen la forma de retribuir la inversión realizada a los accionistas del proyecto a través de las utilidades generadas por la planta de energía solar a lo largo de su vida útil. La decisión de pagar dividendos a los accionistas es adoptada por la junta directiva de una compañía, la que a su vez define la periodicidad y la forma de pago de los mismos. En el caso del proyecto bajo análisis se asume que se reparte el 100% de las utilidades generadas en un año determinado siempre y cuando haya caja disponible para hacerlo y las utilidades acumuladas a la fecha sean positivas. Es importante destacar que las condiciones establecidas evitan que el proyecto en cuestión se endeude para pagar dividendos a los accionistas del mismo.
3. Reducciones de Capital: las reducciones de capital constituyen una forma alternativa de devolver capital a los accionistas del proyecto. Se trata del acto por el cual se reduce el capital social de una empresa, disminuyendo el valor nominal de las acciones o amortizando una cierta porción de ellas. Este mecanismo permite repartir capital a los accionistas del proyecto en aquellos años donde el mismo pierda plata o las utilidades acumuladas sean negativas. Nuevamente, se podrá repartir capital siempre y cuando se cuente con la caja necesaria para hacerlo de manera que no se endeude a la compañía con el solo fin de repartir capital a los accionistas. Cabe destacar que si bien las reducciones de capital no son comunes en la operación normal de una compañía, en el proyecto bajo análisis adquieren cierta relevancia ya que una vez acabado el período establecido por la regulación de *Feed-In-Tariff* (i.e.: 15 años) la utilidad anual del proyecto se vuelve negativa producto del alto nivel de depreciación (ver "*Materiales de Soporte*"). De esta manera, si no fuese a través de reducciones de capital, no sería posible repartir la caja generada por el proyecto a los accionistas del mismo.

Es importante destacar que entre los dividendos repartidos y las reducciones de capital realizadas los accionistas de la compañía serán capaces de recibir la totalidad de la caja generada por la planta de energía solar. Este proceso es conocido como “Cash Sweep” y permite calcular el retorno teórico que tendría el proyecto si los accionistas recibiesen toda la caja generada por el mismo.

Escenarios

Como se menciona anteriormente, dada la incertidumbre respecto de la evolución del mercado eléctrico argentino en los próximos años, se analiza la rentabilidad del proyecto bajo tres escenarios distintos.

1. Base: es escenario base del presente trabajo asume una regularización del mercado eléctrico argentino a lo largo de los próximos 5 años. Como se menciona en la sección “Marco Teórico” la tarifa que se paga en la actualidad a las compañías de generación en la Argentina no llega a cubrir los costos de generación de las mismas. De esta manera, el precio spot de la energía se encuentra hoy en día en ~US\$30 / MWh vs. un costo monómico para la electricidad en la Argentina de ~US\$75 / MWh. El escenario base asume que en un período de 5 años el mercado se regulariza de modo que la tarifa alcanza los US\$75 / MWh en el año 2018 a través de un crecimiento lineal.
2. Optimista: el escenario optimista asume que el Gobierno Argentino emula las políticas energéticas regionales como las de Brasil y/o Chile. De esta manera, se asume una tarifa en el mediano plazo que refleje apropiadamente la estructura de costos para la generación de energía eléctrica. El escenario optimista asume que en un período de 5 años, el mercado se regulariza de modo que la tarifa alcanza el promedio regional de US\$100 / MWh en el año 2018 a través de un crecimiento lineal.
3. Pesimista: el escenario pesimista del presente trabajo asume que la situación actual del mercado eléctrico mayorista no cambia a lo largo del horizonte de proyección. De esta manera, la tarifa eléctrica se mantiene constante en ~US\$30 / MWh en el mediano plazo. Si se tiene en cuenta que los subsidios que asigna el Gobierno para cubrir el actual déficit del sector eléctrico ascienden a más de US\$10 billones al año (i.e.: ~5% del GDP), el escenario arriba descrito no es sostenible en el tiempo por lo que debe ser caracterizado como un escenario pesimista.

En la figura 37, se presenta la evolución de la tarifa eléctrica a lo largo del horizonte de proyección para cada uno de los escenarios arriba descritos.

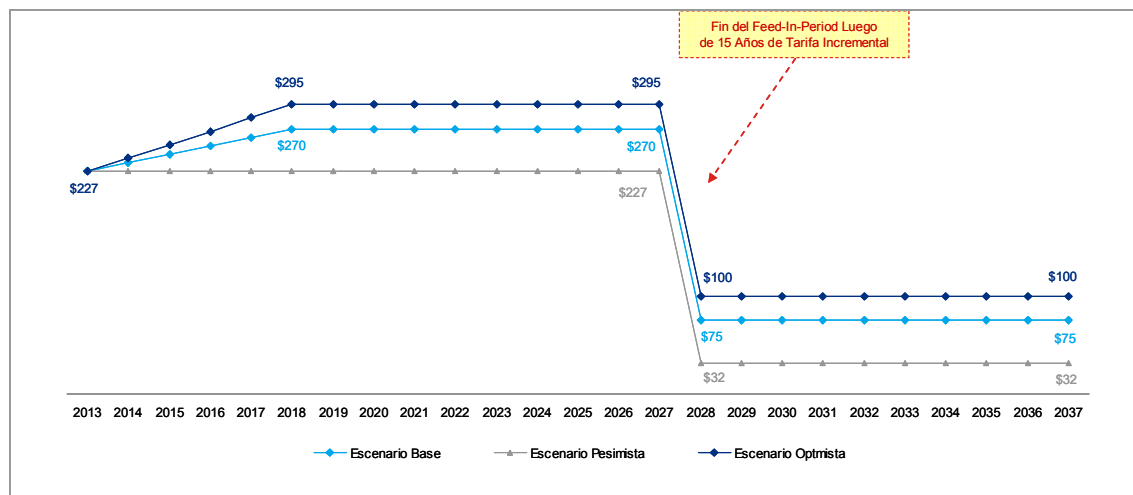


Figura 37. Evolución de la Tarifa Eléctrica – Escenarios

Rentabilidad – Marco Regulatorio Actual vs. Propuesto

En este apartado se calcula la rentabilidad del proyecto bajo el marco regulatorio actual para luego determinar la tarifa de un sistema de *Feed-In-Tariff* teórico que garantice un retorno adecuado a los accionista de la planta solar.

De acuerdo al marco regulatorio actual, corresponde pagar un excedente de ARS0.9 / KWh generado a través de tecnología solar en la República Argentina. Si se suma dicho incentivo al precio spot de la energía al día de hoy se obtiene una tarifa total de US\$227 / MWh generado. Dicha tarifa evoluciona a lo largo del tiempo como se muestra en la figura 37 y de acuerdo escenario elegido por el autor del presente trabajo.

A continuación, se proyectan los estados financieros de la plata solar bajo análisis en función de lo establecido por el marco regulatorio actual y las características fijadas para el proyecto en la sección “*Descripción del Proyecto de Energía Solar*”. Siguiendo la metodología descrita se obtiene el IRR del proyecto para los escenarios base, optimista y pesimista. Los resultados de dicho análisis se presentan en la siguiente tabla:

Escenarios	Pesimista	Base	Optimista
IRR Proyecto	-1.0%	2.7%	4.4%

Tabla 9. IRR del Proyecto - Escenarios

Como se observa en la tabla 9, la rentabilidad máxima obtenida para la planta solar en el actual marco regulatorio es de 4.4%, muy por debajo del 15.0% requerido por los accionistas de un proyecto en las condiciones actuales de los mercados de capitales. Quedando la rentabilidad del caso base y pesimista muy por debajo de esta tasa de corte con 2.7% y -1.0% respectivamente. Sin duda alguna, la tasa de retorno negativa que se obtiene si se asume la continuidad de la situación actual explica la poca

participación de proyectos de energía solar en la última licitación de energías renovables en la Argentina.

Una vez determinada la rentabilidad del proyecto bajo el marco regulatorio actual, se procede con el cálculo de la tarifa necesaria para un sistema de *Feed-In-Tariff* teórico que garantice un retorno adecuado para los accionistas del proyecto. En la tabla 10, se detalla cual debería ser la tarifa eléctrica promedio a lo largo del horizonte de proyección para que el proyecto tenga un retorno de entre 10% y 15% bajo los distintos escenarios.

Escenarios	Pesimista	Base	Optimista
IRR – 10%	US\$382 / MWh	US\$378 / MWh	US\$377 / MWh
IRR – 15%	US\$452 / MWh	US\$454 / MWh	US\$457 / MWh

Tabla 10. Tarifa Eléctrica – Sistema Feed-In Tariff Teorico

Como se observa en la tabla 10, se necesita una tarifa de aproximadamente US\$380 / MWh y US\$450 / MWh para que el proyecto bajo análisis tenga un retorno de 10% y 15% respectivamente. Si bien las tarifas calculadas parecen excesivamente altas cuando se las compara con la tarifa actual en la Argentina o con las tarifas del resto de la región, es importante ponerlas en contexto con otros sistemas de *Feed-In-Tariff* a nivel mundial para entender cuan altas o bajas realmente son. En la figura 38, se presenta un análisis de benchmarking de distintos sistemas de *Feed-In-Tariff* a nivel global. Dicha figura pone en evidencia que la tarifa obtenida se encuentra en el promedio de los distintos sistemas que han diseñado los diferentes países para fomentar el desarrollo de la tecnología solar.

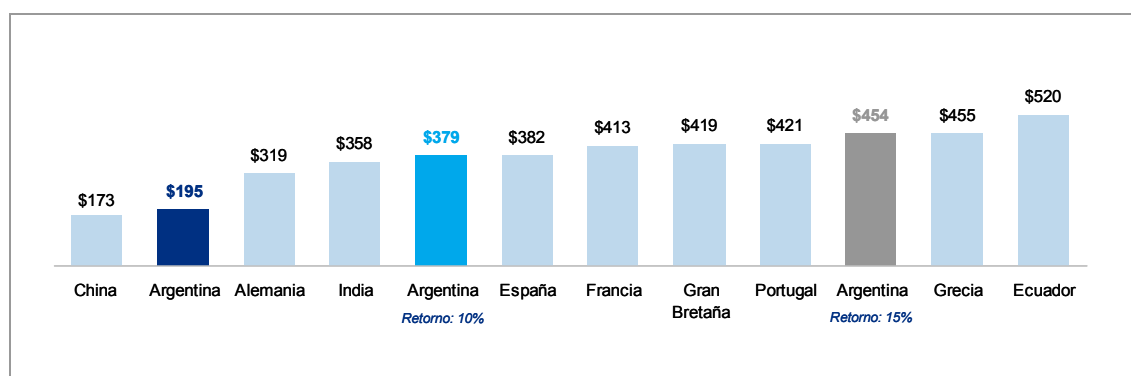


Figura 38. Benchmarking – Feed-In Tariff

Por último, cabe destacar que si bien este apartado se enfoca en el cálculo de la tarifa necesaria para garantizar un retorno adecuado a los accionistas del proyecto bajo análisis, existen numerosas variables distintas de la tarifa que impactan la rentabilidad de la planta tales como: la tasa de interés, el mecanismo de depreciación o el período por el que el proyecto se beneficia de la tarifa incremental. En la siguiente sección (“Análisis de Sensibilidades”) se analiza el impacto que las distintas variables tienen en

la rentabilidad del proyecto de modo de poder diseñar el marco regulatorio más apropiado para fomentar el desarrollo de la tecnología solar en la Argentina.

Materiales de Soporte

En las siguientes páginas se presenta el soporte necesario para el cálculo de la rentabilidad del proyecto bajo análisis para los distintos escenarios arriba descritos. De las figuras 39 a 47 se muestran el estado de resultados, el balance y el flujo de fondos del proyecto para los escenarios base, optimista y pesimista mientras que en las figura 48 se presenta el cálculo del IRR para cada uno de estos escenarios.

	Projected Fiscal Year Ending December 31,																
(US\$ Dollars in mm)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2037
Revenues	\$21.7	\$22.3	\$23.0	\$23.6	\$24.3	\$24.9	\$24.8	\$24.7	\$24.5	\$24.4	\$23.5	\$23.4	\$23.2	\$23.1	\$23.0	\$6.6	\$6.3
Operating Expenses	(2.0)	(2.1)	(2.1)	(2.2)	(2.2)	(2.2)	(2.2)	(2.2)	(2.2)	(2.2)	(2.1)	(2.1)	(2.0)	(2.0)	(2.0)	(1.0)	(1.0)
EBITDA	\$19.6	\$20.2	\$20.9	\$21.5	\$22.1	\$22.7	\$22.6	\$22.4	\$22.3	\$22.2	\$21.4	\$21.3	\$21.2	\$21.1	\$21.0	\$5.5	\$5.2
EBITDA Margin %	90.6%	90.7%	90.8%	90.9%	91.0%	91.0%	91.0%	91.0%	91.0%	91.0%	91.2%	91.2%	91.2%	91.2%	91.2%	84.1%	83.6%
Depreciation	(8.2)	(8.2)	(8.2)	(8.2)	(8.2)	(8.2)	(8.2)	(8.2)	(8.2)	(8.2)	(8.2)	(8.2)	(8.2)	(8.2)	(8.2)	(8.2)	(8.2)
Amortization	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
EBIT	\$11.4	\$12.0	\$12.7	\$13.3	\$13.9	\$14.5	\$14.3	\$14.2	\$14.1	\$14.0	\$13.2	\$13.1	\$13.0	\$12.9	\$12.8	(\$2.7)	(\$3.0)
EBIT Margin %	52.7%	53.9%	55.0%	56.1%	57.1%	58.1%	57.9%	57.7%	57.5%	57.3%	56.3%	56.1%	55.9%	55.7%	55.5%	(40.7%)	(47.3%)
Financial Expenses	(\$13.3)	(\$12.9)	(\$12.1)	(\$11.3)	(\$10.4)	(\$9.5)	(\$8.6)	(\$7.7)	(\$6.8)	(\$6.0)	(\$5.1)	(\$4.2)	(\$3.3)	(\$2.4)	(\$1.5)	(\$0.6)	(\$0.6)
Financial Income	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
EBT	(\$1.9)	(\$0.9)	\$0.5	\$2.0	\$3.5	\$4.9	\$5.7	\$6.5	\$7.3	\$8.0	\$8.1	\$8.9	\$9.7	\$10.5	\$11.2	(\$3.3)	(\$3.6)
Subsidies	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Taxes	0.7	0.3	(0.2)	(0.7)	(1.2)	(1.7)	(2.0)	(2.3)	(2.5)	(2.8)	(2.8)	(3.1)	(3.4)	(3.7)	(3.9)	1.2	1.3
Net Income	(\$1.3)	(\$0.6)	\$0.3	\$1.3	\$2.2	\$3.2	\$3.7	\$4.2	\$4.7	\$5.2	\$5.3	\$5.8	\$6.3	\$6.8	\$7.3	(\$2.1)	(\$2.3)
Net Income Margin %	(5.8%)	(2.5%)	1.4%	5.4%	9.3%	12.9%	15.0%	17.1%	19.2%	21.4%	22.5%	24.8%	27.1%	29.4%	31.8%	(32.6%)	(37.2%)

Figura 39. Estado de Resultados – Escenario Base

	Projected Fiscal Year Ending December 31,																
(US\$ Dollars in mm)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2037
Cash and Equivalents	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0
Accounts Receivable	2.7	2.8	2.8	2.9	3.0	3.1	3.1	3.0	3.0	3.0	2.9	2.9	2.9	2.8	2.8	0.8	0.8
Other Current Assets	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total Current Assets	\$2.7	\$2.8	\$2.8	\$2.9	\$3.0	\$3.1	\$3.1	\$3.0	\$3.0	\$3.0	\$2.9	\$2.9	\$2.9	\$2.8	\$2.8	\$0.8	\$0.8
Net Property, Plant & Equipment	\$197.1	\$188.9	\$180.7	\$172.5	\$164.3	\$156.0	\$147.8	\$139.6	\$131.4	\$123.2	\$115.0	\$106.8	\$98.6	\$90.3	\$82.1	\$73.9	\$0.0
Other Long-Term Assets	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total Long-Term Assets	\$197.1	\$188.9	\$180.7	\$172.5	\$164.3	\$156.0	\$147.8	\$139.6	\$131.4	\$123.2	\$115.0	\$106.8	\$98.6	\$90.3	\$82.1	\$73.9	\$0.0
Total Assets	\$199.8	\$191.6	\$183.5	\$175.4	\$167.2	\$159.1	\$150.9	\$142.7	\$134.4	\$126.2	\$117.9	\$109.6	\$101.4	\$93.2	\$85.0	\$74.7	\$0.8
Accounts Payable	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.1	\$0.1
Other Liabilities	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total Liabilities	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.1	\$0.1
Revolver/ New Debt Financing	\$4.4	\$5.8	\$6.2	\$6.2	\$6.2	\$6.2	\$6.2	\$6.2	\$6.2	\$6.2	\$6.2	\$6.2	\$6.2	\$6.2	\$6.2	\$6.2	\$6.2
Straight Debt	124.6	115.7	106.8	97.9	89.0	80.1	71.2	62.3	53.4	44.5	35.6	26.7	17.8	8.9	0.0	0.0	0.0
Total Debt	\$129.0	\$121.4	\$113.0	\$104.1	\$95.2	\$86.3	\$77.4	\$68.5	\$59.6	\$50.7	\$41.8	\$32.9	\$24.0	\$15.1	\$6.2	\$6.2	\$6.2
Share Capital	\$71.9	\$70.6	\$70.0	\$70.4	\$71.1	\$71.9	\$72.6	\$73.3	\$74.0	\$74.7	\$75.3	\$75.9	\$76.6	\$77.2	\$77.9	\$78.6	\$2.7
Dividends Payable / Capital Red.	0.0	0.0	0.0	(0.5)	(1.5)	(2.5)	(3.0)	(3.5)	(4.1)	(4.6)	(4.7)	(5.1)	(5.6)	(6.1)	(6.6)	(8.0)	(5.9)
Net Income	(1.3)	(0.6)	0.3	1.3	2.2	3.2	3.7	4.2	4.7	5.2	5.3	5.8	6.3	6.8	7.3	(2.1)	(2.3)
Total Equity	\$70.6	\$70.0	\$70.4	\$71.1	\$71.9	\$72.6	\$73.3	\$74.0	\$74.7	\$75.3	\$75.9	\$76.6	\$77.2	\$77.9	\$78.6	\$68.4	(\$5.5)
Total Equity and Liabilities	\$199.8	\$191.6	\$183.5	\$175.4	\$167.2	\$159.1	\$150.9	\$142.7	\$134.4	\$126.2	\$117.9	\$109.6	\$101.4	\$93.2	\$85.0	\$74.7	\$0.8

Figura 40. Balance – Escenario Base

	Projected Fiscal Year Ending December 31,																
(US\$ Dollars in mm)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2037
Net Income to Common	(\$1.3)	(\$0.6)	\$0.3	\$1.3	\$2.2	\$3.2	\$3.7	\$4.2	\$4.7	\$5.2	\$5.3	\$5.8	\$6.3	\$6.8	\$7.3	(\$2.1)	(\$2.3)
Depreciation	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2
Amortization of Intangibles	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Funds From Operations	\$7.0	\$7.6	\$8.5	\$9.5	\$10.5	\$11.4	\$11.9	\$12.4	\$12.9	\$13.4	\$13.5	\$14.0	\$14.5	\$15.0	\$15.5	\$6.1	\$5.9
(Inc.) Dec. in Acct. Rec.	(2.7)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	2.0	0.0
(Inc.) Dec. Other Current Assets	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Inc. (Dec.) in Acct. Pay.	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.1)	(0.0)
Inc. (Dec.) Other Current Liab.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Change in Working Capital	(\$2.5)	(\$0.1)	(\$0.1)	(\$0.1)	(\$0.1)	(\$0.1)	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.1	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$1.9	\$0.0
Capital Expenditures	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Free Cash Flow	\$4.4	\$7.6	\$8.5	\$9.4	\$10.4	\$11.4	\$11.9	\$12.4	\$12.9	\$13.4	\$13.6	\$14.0	\$14.5	\$15.0	\$15.5	\$8.0	\$5.9
Debt Issuance (Repayment)	(\$4.4)	(\$7.6)	(\$8.5)	(\$8.9)	(\$8.9)	(\$8.9)	(\$8.9)	(\$8.9)	(\$8.9)	(\$8.9)	(\$8.9)	(\$8.9)	(\$8.9)	(\$8.9)	(\$8.9)	\$0.0	\$0.0
Dividends	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	(2.0)	(3.0)	(3.5)	(4.1)	(4.6)	(4.7)	(5.1)	(5.6)	(6.1)	(6.6)	(8.0)	0.0
Capital Distributions (Cont.)	0.0	0.0	0.0	(0.5)	(1.5)	(0.4)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	(5.9)
Change in Cash and Eq.	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0
Beginning Cash and Equivalents	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Ending Cash and Equivalents	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0
Average Cash Balance	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Figura 41. Flujo de Caja – Escenario Base

	Projected Fiscal Year Ending December 31,																
(US\$ Dollars in mm)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2037
Revenues	\$21.7	\$22.8	\$23.9	\$25.0	\$26.0	\$27.1	\$27.0	\$26.8	\$26.7	\$26.6	\$25.6	\$25.5	\$25.4	\$25.2	\$25.1	\$8.7	\$8.3
Operating Expenses	(2.0)	(2.1)	(2.2)	(2.2)	(2.3)	(2.4)	(2.4)	(2.4)	(2.3)	(2.3)	(2.2)	(2.2)	(2.2)	(2.2)	(2.2)	(1.2)	(1.1)
EBITDA	\$19.6	\$20.7	\$21.7	\$22.7	\$23.7	\$24.7	\$24.6	\$24.5	\$24.4	\$24.2	\$23.4	\$23.3	\$23.2	\$23.1	\$22.9	\$7.5	\$7.1
EBITDA Margin %	90.6%	90.7%	90.9%	91.0%	91.2%	91.3%	91.3%	91.2%	91.2%	91.2%	91.5%	91.4%	91.4%	91.4%	91.4%	86.5%	86.1%
Depreciation	(8.2)	(8.2)	(8.2)	(8.2)	(8.2)	(8.2)	(8.2)	(8.2)	(8.2)	(8.2)	(8.2)	(8.2)	(8.2)	(8.2)	(8.2)	(8.2)	(8.2)
Amortization	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
EBIT	\$11.4	\$12.5	\$13.5	\$14.5	\$15.5	\$16.5	\$16.4	\$16.3	\$16.1	\$16.0	\$15.2	\$15.1	\$15.0	\$14.8	\$14.7	(\$0.7)	(\$1.1)
EBIT Margin %	52.7%	54.7%	56.5%	58.1%	59.6%	61.0%	60.8%	60.6%	60.5%	60.3%	59.4%	59.2%	59.0%	58.9%	58.7%	(8.3%)	(13.3%)
Financial Expenses	(\$13.3)	(\$12.9)	(\$12.1)	(\$11.2)	(\$10.3)	(\$9.5)	(\$8.6)	(\$7.7)	(\$6.8)	(\$5.9)	(\$5.0)	(\$4.1)	(\$3.2)	(\$2.3)	(\$1.4)	(\$0.6)	(\$0.6)
Financial Income	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
EBT	(\$1.9)	(\$0.4)	\$1.4	\$3.3	\$5.2	\$7.1	\$7.8	\$8.6	\$9.4	\$10.1	\$10.2	\$11.0	\$11.8	\$12.5	\$13.3	(\$1.3)	(\$1.7)
Subsidies	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Taxes	0.7	0.2	(0.5)	(1.2)	(1.8)	(2.5)	(2.7)	(3.0)	(3.3)	(3.5)	(3.6)	(3.8)	(4.1)	(4.4)	(4.6)	0.4	0.6
Net Income	(\$1.3)	(\$0.3)	\$0.9	\$2.1	\$3.4	\$4.6	\$5.1	\$5.6	\$6.1	\$6.6	\$6.6	\$7.1	\$7.6	\$8.1	\$8.6	(\$0.8)	(\$1.1)
Net Income Margin %	(5.8%)	(1.3%)	3.7%	8.6%	13.0%	17.0%	18.9%	20.8%	22.8%	24.8%	25.9%	28.0%	30.1%	32.2%	34.4%	(9.5%)	(13.0%)

Figura 42. Estado de Resultados – Escenario Optimista

Projected Fiscal Year Ending December 31,

(US\$ Dollars in mm)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2027	2037
Cash and Equivalents	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0
Accounts Receivable	2.7	2.8	2.9	3.1	3.2	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.2	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	1.0
Other Current Assets	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total Current Assets	\$2.7	\$2.8	\$2.9	\$3.1	\$3.2	\$3.3	\$3.3	\$3.3	\$3.3	\$3.3	\$3.2	\$3.1	\$3.1	\$3.1	\$3.1	\$3.1	\$3.1	\$1.1
Net Property, Plant & Equipment	\$197.1	\$188.9	\$180.7	\$172.5	\$164.3	\$156.0	\$147.8	\$139.6	\$131.4	\$123.2	\$115.0	\$106.8	\$98.6	\$90.3	\$82.1	\$73.9	\$65.7	\$0.0
Other Long-Term Assets	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total Long-Term Assets	\$197.1	\$188.9	\$180.7	\$172.5	\$164.3	\$156.0	\$147.8	\$139.6	\$131.4	\$123.2	\$115.0	\$106.8	\$98.6	\$90.3	\$82.1	\$73.9	\$65.7	\$0.0
Total Assets	\$199.8	\$191.7	\$183.6	\$175.5	\$167.5	\$159.4	\$151.2	\$142.9	\$134.7	\$126.5	\$118.1	\$109.9	\$101.7	\$93.5	\$85.2	\$75.0	\$65.7	\$1.0
Accounts Payable	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.1
Other Liabilities	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total Liabilities	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.1
Revolver/ New Debt Financing	\$4.4	\$5.6	\$5.6	\$5.6	\$5.6	\$5.6	\$5.6	\$5.6	\$5.6	\$5.6	\$5.6	\$5.6	\$5.6	\$5.6	\$5.6	\$5.6	\$5.6	\$5.6
Straight Debt	124.6	115.7	106.8	97.9	89.0	80.1	71.2	62.3	53.4	44.5	35.6	26.7	17.8	8.9	0.0	0.0	0.0	0.0
Total Debt	\$129.0	\$121.2	\$112.3	\$103.4	\$94.5	\$85.6	\$76.7	\$67.8	\$58.9	\$50.0	\$41.1	\$32.2	\$23.3	\$14.5	\$5.6	\$5.6	\$5.6	\$5.6
Share Capital	\$71.9	\$70.6	\$70.3	\$71.1	\$71.9	\$72.8	\$73.6	\$74.2	\$74.9	\$75.6	\$76.2	\$76.8	\$77.5	\$78.2	\$78.8	\$79.5	\$80.2	\$3.6
Dividends Payable / Capital Red.	0.0	0.0	(0.1)	(1.3)	(2.6)	(3.8)	(4.4)	(4.9)	(5.4)	(5.9)	(6.1)	(6.5)	(7.0)	(7.5)	(8.0)	(9.3)	(7.1)	(7.1)
Net Income	(1.3)	(0.3)	0.9	2.1	3.4	4.6	5.1	5.6	6.1	6.6	6.6	7.1	7.6	8.1	8.6	(0.8)	(1.1)	(1.1)
Total Equity	\$70.6	\$70.3	\$71.1	\$71.9	\$72.8	\$73.6	\$74.2	\$74.9	\$75.6	\$76.2	\$76.8	\$77.5	\$78.2	\$78.8	\$79.5	\$80.2	\$81.0	(\$4.6)
Total Equity and Liabilities	\$199.8	\$191.7	\$183.6	\$175.5	\$167.5	\$159.4	\$151.2	\$142.9	\$134.7	\$126.5	\$118.1	\$109.9	\$101.7	\$93.5	\$85.2	\$75.0	\$65.7	\$1.0

Figura 43. Balance – Escenario Optimista

(US\$ Dollars in mm)	Projected Fiscal Year Ending December 31,																
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2037
Net income to Common	(\$1.3)	(\$0.3)	\$0.9	\$2.1	\$3.4	\$4.6	\$5.1	\$5.6	\$6.1	\$6.6	\$6.6	\$7.1	\$7.6	\$8.1	\$8.6	(\$0.8)	(\$1.1)
Depreciation	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2
Amortization of Intangibles	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Funds From Operations	\$7.0	\$7.9	\$9.1	\$10.3	\$11.6	\$12.8	\$13.3	\$13.8	\$14.3	\$14.8	\$14.9	\$15.4	\$15.9	\$16.3	\$16.8	\$7.4	\$7.1
(Inc.) Dec. in Acct. Rec.	(2.7)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	2.0	0.0
(Inc.) Dec. Other Current Assets	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Inc. (Dec.) in Acct. Pay.	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.1)	(0.0)
Inc. (Dec.) Other Current Liab.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Change in Working Capital	(\$2.5)	(\$0.1)	(\$0.1)	(\$0.1)	(\$0.1)	(\$0.1)	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.1	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$1.9	\$0.0
Capital Expenditures	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Free Cash Flow	\$4.4	\$7.8	\$9.0	\$10.2	\$11.5	\$12.7	\$13.3	\$13.8	\$14.3	\$14.8	\$15.0	\$15.4	\$15.9	\$16.4	\$16.9	\$9.3	\$7.1
Debt Issuance (Repayment)	(\$4.4)	(\$7.8)	(\$8.9)	(\$8.9)	(\$8.9)	(\$8.9)	(\$8.9)	(\$8.9)	(\$8.9)	(\$8.9)	(\$8.9)	(\$8.9)	(\$8.9)	(\$8.9)	(\$8.9)	\$0.0	(\$0.0)
Dividends	0.0	0.0	0.0	0.0	(1.5)	(3.4)	(4.4)	(4.9)	(5.4)	(5.9)	(6.1)	(6.5)	(7.0)	(7.5)	(8.0)	(9.3)	0.0
Capital Distributions (Cont.)	0.0	0.0	(0.1)	(1.3)	(1.1)	(0.4)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	(7.1)
Change in Cash and Eq.	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	(\$0.0)
Beginning Cash and Equivalents	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	(0.0)
Ending Cash and Equivalents	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	(\$0.0)
Average Cash Balance	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	(0.0)

Figura 44. Flujo de Caja – Escenario Optimista

	Projected Fiscal Year Ending December 31,																	
(US\$ Dollars in mm)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2027	2037
Revenues	\$21.7	\$21.6	\$21.4	\$21.3	\$21.2	\$21.1	\$21.0	\$20.9	\$20.8	\$20.7	\$19.8	\$19.7	\$19.6	\$19.5	\$19.4	\$3.0	\$2.9	
Operating Expenses	(2.0)	(2.0)	(2.0)	(2.0)	(2.0)	(2.0)	(2.0)	(2.0)	(2.0)	(2.0)	(1.8)	(1.8)	(1.8)	(1.8)	(1.8)	(0.8)	(0.8)	
EBITDA	\$19.6	\$19.5	\$19.4	\$19.3	\$19.2	\$19.1	\$19.0	\$18.9	\$18.8	\$18.7	\$18.0	\$17.9	\$17.8	\$17.7	\$17.6	\$2.2	\$2.0	
EBITDA Margin %	90.6%	90.6%	90.5%	90.5%	90.5%	90.5%	90.5%	90.5%	90.4%	90.4%	90.7%	90.7%	90.7%	90.7%	90.6%	72.2%	71.2%	
Depreciation	(8.2)	(8.2)	(8.2)	(8.2)	(8.2)	(8.2)	(8.2)	(8.2)	(8.2)	(8.2)	(8.2)	(8.2)	(8.2)	(8.2)	(8.2)	(8.2)	(8.2)	
Amortization	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
EBIT	\$11.4	\$11.3	\$11.2	\$11.1	\$11.0	\$10.9	\$10.8	\$10.7	\$10.6	\$10.5	\$9.7	\$9.6	\$9.5	\$9.5	\$9.4	(\$6.1)	(\$6.2)	
EBIT Margin %	52.7%	52.5%	52.3%	52.0%	51.8%	51.6%	51.4%	51.2%	51.0%	50.7%	49.2%	49.0%	48.7%	48.5%	48.3%	(202.9%)	(216.4%)	
Financial Expenses	(\$13.3)	(\$12.9)	(\$12.2)	(\$11.4)	(\$10.6)	(\$9.8)	(\$8.9)	(\$8.0)	(\$7.1)	(\$6.2)	(\$5.3)	(\$4.4)	(\$3.5)	(\$2.7)	(\$1.8)	(\$0.9)	(\$0.9)	
Financial Income	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
EBT	(\$1.9)	(\$1.6)	(\$1.0)	(\$0.3)	\$0.4	\$1.1	\$1.9	\$2.7	\$3.5	\$4.3	\$4.4	\$5.2	\$6.0	\$6.8	\$7.6	(\$6.9)	(\$7.1)	
Subsidies	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Taxes	0.7	0.6	0.3	0.1	(0.1)	(0.4)	(0.7)	(0.9)	(1.2)	(1.5)	(1.5)	(1.8)	(2.1)	(2.4)	(2.7)	2.4	2.5	
Net Income	(\$1.3)	(\$1.0)	(\$0.6)	(\$0.2)	\$0.2	\$0.7	\$1.2	\$1.8	\$2.3	\$2.8	\$2.9	\$3.4	\$3.9	\$4.4	\$4.9	(\$4.5)	(\$4.6)	
Net Income Margin %	(5.8%)	(4.8%)	(3.0%)	(1.0%)	1.2%	3.5%	5.9%	8.4%	10.9%	13.5%	14.5%	17.2%	19.9%	22.7%	25.5%	(150.9%)	(160.6%)	

Figura 45. Estado de Resultados – Escenario Pesimista

	Projected Fiscal Year Ending December 31,																	
(US\$ Dollars in mm)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2037	
Cash and Equivalents	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	(\$0.0)
Accounts Receivable	2.7	2.7	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	0.4	0.4
Other Current Assets	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total Current Assets	\$2.7	\$2.7	\$2.6	\$2.6	\$2.6	\$2.6	\$2.6	\$2.6	\$2.6	\$2.6	\$2.4	\$2.4	\$2.4	\$2.4	\$2.4	\$2.4	\$0.4	\$0.4
Net Property, Plant & Equipment	\$197.1	\$188.9	\$180.7	\$172.5	\$164.3	\$156.0	\$147.8	\$139.6	\$131.4	\$123.2	\$115.0	\$106.8	\$98.6	\$90.3	\$82.1	\$73.9	\$0.0	\$0.0
Other Long-Term Assets	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total Long-Term Assets	\$197.1	\$188.9	\$180.7	\$172.5	\$164.3	\$156.0	\$147.8	\$139.6	\$131.4	\$123.2	\$115.0	\$106.8	\$98.6	\$90.3	\$82.1	\$73.9	\$0.0	\$0.0
Total Assets	\$199.8	\$191.6	\$183.3	\$175.1	\$166.9	\$158.6	\$150.4	\$142.2	\$134.0	\$125.7	\$117.4	\$109.2	\$101.0	\$92.7	\$84.5	\$74.3	\$0.4	\$0.4
Accounts Payable	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.1	\$0.1	\$0.1	\$0.1	\$0.1
Other Liabilities	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total Liabilities	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.1	\$0.1	\$0.1	\$0.1	\$0.1
Revolver/ New Debt Financing	\$4.4	\$6.2	\$7.5	\$8.3	\$8.8	\$8.8	\$8.8	\$8.8	\$8.8	\$8.8	\$8.8	\$8.8	\$8.8	\$8.8	\$8.8	\$8.8	\$8.8	\$8.8
Straight Debt	124.6	115.7	106.8	97.9	89.0	80.1	71.2	62.3	53.4	44.5	35.6	26.7	17.8	8.9	0.0	0.0	0.0	0.0
Total Debt	\$129.0	\$121.8	\$114.2	\$106.2	\$97.7	\$88.8	\$79.9	\$71.0	\$62.1	\$53.2	\$44.4	\$35.5	\$26.6	\$17.7	\$8.8	\$8.8	\$8.8	\$8.8
Share Capital	\$71.9	\$70.6	\$69.6	\$68.9	\$68.7	\$69.0	\$69.6	\$70.3	\$71.0	\$71.7	\$72.3	\$72.9	\$73.6	\$74.3	\$74.9	\$75.6	(\$0.3)	(\$0.3)
Dividends Payable / Capital Red.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	(0.1)	(0.6)	(1.1)	(1.6)	(2.1)	(2.3)	(2.7)	(3.2)	(3.7)	(4.3)	(5.6)	(3.6)	(3.6)
Net Income	(1.3)	(1.0)	(0.6)	(0.2)	0.2	0.7	1.2	1.8	2.3	2.8	2.9	3.4	3.9	4.4	4.9	(4.5)	(4.6)	(4.6)
Total Equity	\$70.6	\$69.6	\$68.9	\$68.7	\$69.0	\$69.6	\$70.3	\$71.0	\$71.7	\$72.3	\$72.9	\$73.6	\$74.3	\$74.9	\$75.6	\$65.5	(\$8.5)	(\$8.5)
Total Equity and Liabilities	\$199.8	\$191.6	\$183.3	\$175.1	\$166.9	\$158.6	\$150.4	\$142.2	\$134.0	\$125.7	\$117.4	\$109.2	\$101.0	\$92.7	\$84.5	\$74.3	\$0.4	\$0.4

Figura 46. Balance – Escenario Pesimista

	Projected Fiscal Year Ending December 31,																
(US\$ Dollars in mm)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2037
Net Income to Common	(\$1.3)	(\$1.0)	(\$0.6)	(\$0.2)	\$0.2	\$0.7	\$1.2	\$1.8	\$2.3	\$2.8	\$2.9	\$3.4	\$3.9	\$4.4	\$4.9	(\$4.5)	(\$4.6)
Depreciation	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2
Amortization of Intangibles	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Funds From Operations	\$7.0	\$7.2	\$7.6	\$8.0	\$8.5	\$8.9	\$9.5	\$10.0	\$10.5	\$11.0	\$11.1	\$11.6	\$12.1	\$12.6	\$13.1	\$3.7	\$3.6
(Inc.) Dec. in Acct. Rec.	(2.7)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	2.0	0.0
(Inc.) Dec. Other Current Assets	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Inc. (Dec.) in Acct. Pay.	0.2	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.1)	(0.0)
Inc. (Dec.) Other Current Liab.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Change in Working Capital	(\$2.5)	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.1	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$1.9	\$0.0
Capital Expenditures	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Free Cash Flow	\$4.4	\$7.2	\$7.6	\$8.0	\$8.5	\$9.0	\$9.5	\$10.0	\$10.5	\$11.0	\$11.2	\$11.6	\$12.1	\$12.6	\$13.2	\$5.6	\$3.6
Debt Issuance (Repayment)	(\$4.4)	(\$7.2)	(\$7.6)	(\$8.0)	(\$8.5)	(\$8.9)	(\$8.9)	(\$8.9)	(\$8.9)	(\$8.9)	(\$8.9)	(\$8.9)	(\$8.9)	(\$8.9)	(\$8.9)	\$0.0	(\$0.0)
Dividends	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	(0.9)	(2.1)	(2.3)	(2.7)	(3.2)	(3.7)	(4.3)	(5.6)	0.0
Capital Distributions (Cont.)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	(0.1)	(0.6)	(1.1)	(0.7)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	(3.6)
Change in Cash and Eq.	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	(\$0.0)
Beginning Cash and Equivalents	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	(0.0)
Ending Cash and Equivalents	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	(\$0.0)
Average Cash Balance	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	(0.0)

Figura 47. Flujo de Caja – Escenario Pesimista

Escenario Base

	Projected Fiscal Year Ending December 31,																	
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2037	
<i>(US\$ Dollars in mm)</i>																		
Capital Contribution	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0
Dividends	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.0	3.0	3.5	4.1	4.6	4.7	5.1	5.6	6.1	6.6	8.0	8.0	0.0
Capital Reductions	0.0	0.0	0.0	0.5	1.5	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.9
Total Yearly Cash Received	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.5	\$1.5	\$2.5	\$3.0	\$3.5	\$4.1	\$4.6	\$4.7	\$5.1	\$5.6	\$6.1	\$6.6	\$8.0	\$8.0	\$5.9

IRR Shareholders

IRR 2.7%

Escenario Optimista

	Projected Fiscal Year Ending December 31,																	
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2037	
<i>(US\$ Dollars in mm)</i>																		
Capital Contribution	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0
Dividends	0.0	0.0	0.0	0.0	1.5	3.4	4.4	4.9	5.4	5.9	6.1	6.5	7.0	7.5	8.0	9.3	9.3	0.0
Capital Reductions	0.0	0.0	0.1	1.3	1.1	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.1
Total Yearly Cash Received	\$0.0	\$0.0	\$0.1	\$1.3	\$2.6	\$3.8	\$4.4	\$4.9	\$5.4	\$5.9	\$6.1	\$6.5	\$7.0	\$7.5	\$8.0	\$9.3	\$9.3	\$7.1

IRR Shareholders

IRR 4.4%

Escenario Pesimista

	Projected Fiscal Year Ending December 31,																	
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2037	
<i>(US\$ Dollars in mm)</i>																		
Capital Contribution	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0
Dividends	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.9	2.1	2.3	2.7	3.2	3.7	4.3	5.6	5.6	0.0
Capital Reductions	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.6	1.1	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.6
Total Yearly Cash Received	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.1	\$0.6	\$1.1	\$1.6	\$2.1	\$2.3	\$2.7	\$3.2	\$3.7	\$4.3	\$5.6	\$5.6	\$3.6

IRR Shareholders

IRR (1.0%)

Figura 48. Rentabilidad del Proyecto – Escenarios Base, Optimista & Pesimista

4.3. ANALISIS DE SENSIBILIDAD

En el apartado anterior se determina la rentabilidad de la planta solar bajo el marco regulatorio existente en la actualidad para luego calcular aquella tarifa que debiera tener un sistema de Feed-In-Tariff teórico que garantice un retorno adecuado a los accionistas del proyecto. En esta sección se analiza en cambio el impacto que tienen otras variables sobre la rentabilidad del proyecto bajo estudio.

De esta manera, se analiza el efecto que puede tener en el retorno total del proyecto una modificación en variables como la tasa de interés o el mecanismo de depreciación ya que se cree que el estudio detallado de dichas variables facilitará el diseño de un nuevo marco regulatorio que fomente el desarrollo de la tecnología solar en la República Argentina. En otras palabras, si bien es cierto que la tarifa eléctrica constituye una variable clave para garantizar la viabilidad del proyecto bajo estudio, el análisis de los diferentes drivers de rentabilidad permitirá proponer un conjunto de cambios al marco regulatorio actual que logren el mismo objetivo (i.e.: rentabilidad superior al 15%) sin centrar el debate alrededor de una única variable.

Con esto en mente, se presenta a continuación un análisis detallado del impacto que las distintas variables tienen en la rentabilidad total del proyecto. Se describe no sólo la sensibilidad del retorno de la planta a la modificación de una variable determinada sino también de una variable determinada sino también como podría incorporarse dicho cambio en el diseño del nuevo marco regulatorio.

Tasa de Interés

Como se menciona anteriormente (ver sección “Descripción del Proyecto de Energía Solar”), el 65% de la inversión total a realizar para la construcción de la planta solar se financia a través de distintos instrumentos de deuda. En consecuencia, la tasa de interés de dichos préstamos se convierte en una variable sumamente importante a la hora de calcular la rentabilidad del proyecto bajo estudio.

Con esto en mente se realiza un análisis de sensibilidad para evaluar cuánto impacta en la rentabilidad del proyecto una modificación de ~1% en la tasa de interés para los instrumentos de deuda del mismo. En la tabla 11, se muestra el cálculo del IRR para distintas tasas de interés y bajo los diferentes escenarios que analiza el presente trabajo. Del análisis de dicha tabla, se concluye que la rentabilidad del proyecto aumenta un ~0.5% en promedio por cada punto porcentual en que se reduce la tasa de interés. De esta manera, el proyecto bajo estudio se vería beneficiado por aquellas políticas que conduzcan a una disminución de las tasas de interés. Ahora, ¿Qué tipo de políticas se podrían implementar para conseguir esto?

El cálculo de la rentabilidad de la planta se realiza suponiendo una tasa de interés del 10% en dólares para los préstamos que recibe el proyecto bajo estudio. Se considera que esta es una tasa apropiada en función del perfil de riesgo del proyecto y la

situación actual de los mercados de capitales. En orden de reducir dicho costo de financiamiento sería necesario disponer de un sistema de créditos blandos esponsorados por el Gobierno de La Nación. Dichos préstamos podrían ofrecer una tasa de interés subsidiada con el objetivo de fomentar el desarrollo de tecnología solar.

		Escenarios		
		Pesimista	Base	Optimista
Tasa de Interés	10.0%	-1.0%	2.7%	4.4%
	9.0%	-0.2%	3.3%	5.0%
	8.0%	0.5%	3.9%	5.5%
	7.0%	1.1%	4.5%	6.1%
	6.0 %	1.8%	5.1%	6.7%

Tabla 11. Análisis de Sensibilidad – Tasa de Interés

Costo de Capital

Como se describe en la sección “Marco Teórico”, el alto costo de capital es sin duda alguna la principal desventaja de la tecnología solar al día de hoy. Por consiguiente, cualquier reducción en el costo de los paneles solares tiene un gran impacto en el cálculo de la rentabilidad del proyecto bajo estudio.

En la tabla 12, se calcula el IRR asumiendo distintos niveles de descuento para la compra de los paneles solares. Del análisis de dicha tabla se desprende que un descuento de US\$0.8 / Watt se convierte en un retorno incremental del ~4% para el proyecto por lo que se concluye que el costo de dichos paneles constituye un driver crítico para la rentabilidad de la planta.

De esta manera, un gran numero de países alrededor del mundo entregan subsidios para la compra de bienes de capital destinados a proyectos de energía renovable. Por lo general, se trata de subsidios que se otorgan por única vez a los desarrolladores de este tipo de proyectos que demuestran la incapacidad para alcanzar una rentabilidad mínima en ausencia de dicho incentivo adicional.

		Escenarios		
		Pesimista	Base	Optimista
Costo de Capital	\$0.00	-1.0%	2.7%	4.4%
	\$0.20	-0.0%	3.6%	5.2%
	\$0.40	0.9%	4.5%	6.2%
	\$0.60	1.9%	5.5%	7.2%
	\$0.80	3.0%	6.6%	8.3%

Tabla 12. Análisis de Sensibilidad – Costo de Capital

Mecanismo de Depreciación

La depreciación constituye la reducción anual del valor de los bienes de capital de una compañía. Dicha depreciación puede derivarse de tres principales razones: el desgaste debido al uso, el paso del tiempo o la obsolescencia. Existen diferentes métodos para calcular el gasto de depreciación de una compañía incluyendo: línea recta, reducción de saldos y unidades de producción entre otros. A su vez, en función de las características de los distintos bienes que tiene una compañía es posible asignarles un período de depreciación diferente a cada uno de ellos.

Ahora, ¿Cómo impacta el mecanismo de depreciación la rentabilidad del proyecto? La depreciación se pasa como un gasto en el estado de resultados de la planta impactando no sólo el resultado final del período (i.e.: ingresos netos) sino también los impuestos que paga una compañía. De esta manera, si se reduce el período de depreciación de un bien, se incrementa el gasto por este concepto durante los primeros años del proyecto disminuyendo así el monto pagado en impuesto al comienzo del mismo. En otras palabras, se incrementa el IRR del proyecto dado que se difiere el pago de impuesto en el tiempo por el mecanismo de depreciación acelerada.

En la tabla 13, se compara el IRR para los distintos escenarios bajo el método de depreciación normal y el método de depreciación acelerada propuesto. Del análisis de dicha tabla se desprende que el método acelerado aporta un retorno incremental promedio de 1.5% al proyecto bajo análisis. Este mecanismo constituye un incentivo fiscal que puede incluirse durante el diseño del marco regulatorio.

		Escenarios		
		Pesimista	Base	Optimista
Depreciación	Normal	-1.0%	2.7%	4.4%
	Acelerada	-1.0%	4.1%	6.1%

Tabla 13. Análisis de Sensibilidad – Mecanismo de Depreciación

Período de Feed-In-Tariff

El período del sistema de Feed-In-Tariff constituye ni más ni menos que la cantidad de años por la cual la planta solar percibe la tarifa fija establecida por la regulación pertinente. En el caso del proyecto bajo análisis, la regulación establece que se pague ARS0.9 adicionales por cada KWh comercializado durante un período de 15 años. En la figura 38, se muestra el período para distintos sistemas de Feed-In-Tariff alrededor del mundo. Con respecto a esto cabe destacar que la mayoría de los países no sólo tienen una tarifa mayor a la establecida por la regulación argentina sino que también gozan de ella por un período más extenso (i.e.: 20 a 25 años).

En la tabla 14, se muestra el impacto que tiene una extensión del período en la rentabilidad del proyecto. Como es de esperarse, cuánto más tiempo se perciba la tarifa incremental mayor será la rentabilidad total del proyecto, obteniéndose un retorno incremental de ~2.5% por cada 5 años que se extiende el período de Feed-In-Tariff.

De esta manera, el período que se fije para el sistema de Feed-In-Tariff será una variable importante a la hora de diseñar un marco regulatorio integral para el desarrollo de las energías renovables en la Argentina.

		Escenarios		
		Pesimista	Base	Optimista
Años	15	-1.0%	2.7%	4.4%
	20	2.4%	5.0%	6.3%
	25	4.2%	6.2%	7.3%

Tabla 13. Análisis de Sensibilidad – Período Feed-In-Tariff

5. CONCLUSIONES

En esta sección se presentan las lecciones aprendidas durante el estudio de viabilidad de económica de un proyecto de energía solar en la República Argentina. A su vez, se describe el marco regulatorio que el autor del presente trabajo considera necesario para fomentar el desarrollo de esta tecnología a lo largo del territorio nacional. Finalmente, se ilustra el beneficio esperado en el largo plazo producto de la aplicación de las nuevas regulaciones propuestas.

5.1. LECCIONES APRENDIDAS

Entre las distintas lecciones aprendidas durante el estudio de viabilidad económica de la planta solar bajo análisis cabe destacar:

1. Déficit Estructural del Mercado Eléctrico Argentino: producto de la política energética del Gobierno Nacional durante los últimos 10 años, la mayor parte del parque generador vende energía al mercado eléctrico mayorista por debajo del costo de producción perdiéndose a la fecha del presente trabajo unos ~US\$60 / MWh generado. Es importante destacar que dicho déficit es cubierto con subsidios del Gobierno Nacional, los cuales que han crecido exponencialmente durante los últimos 5 años para alcanzar en la actualidad US\$10,000 millones o ~5% del producto bruto interno (ver figura 49).

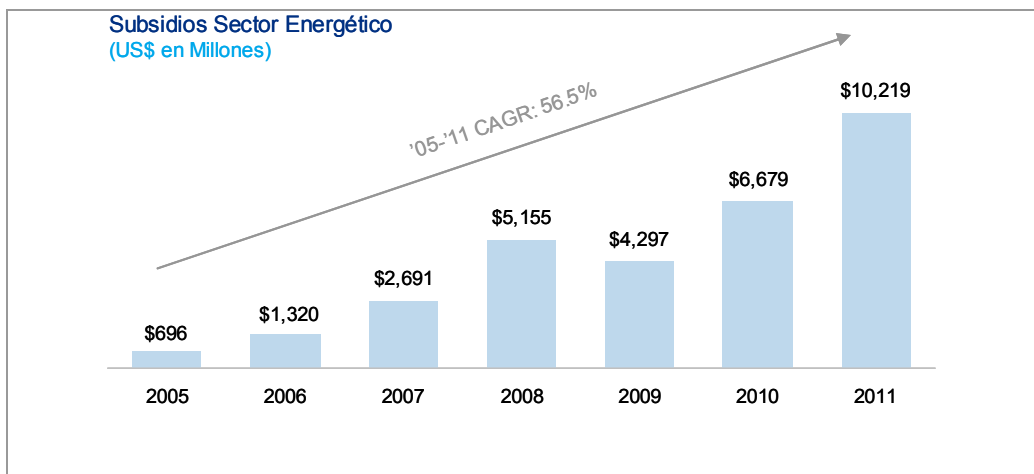


Figura 49. Evolución de Subsidios al Sector Energético en la Argentina.

2. Retorno Inferior a la Tasa de Corte: la rentabilidad obtenida para el proyecto de energía solar bajo análisis es de ~4.5% en el mejor de los escenarios. Dicho retorno obtenido resulta significativamente inferior a la tasa de corte requerida por los distintos proveedores de capital para un proyecto con el perfil de riesgo anteriormente descrito. Con esto en mente, será extremadamente difícil conseguir financiamiento para el proyecto que es objeto de estudio del presente trabajo bajo el marco regulatorio existente en la actualidad. Cabe

destacar que la situación es aún peor si se cree que los escenarios base o pesimista tienen una alta probabilidad de ocurrir.

3. Importancia del Desarrollo Tecnológico: en la tabla 14 se muestra un resumen del impacto que tiene en el retorno total del proyecto una modificación de las distintas variables de entrada. Del análisis de dicha tabla se concluye que el costo de los paneles solares constituye la variable de mayor peso a la hora de determinar la rentabilidad del proyecto. Esto último no sólo prueba que cualquier medida que apunte a la reducción de dicho costo resulta clave para fomentar el desarrollo de la energía solar en la Argentina, sino también que una vez que esta tecnología camine la curva de desarrollo tecnológico (disminuyendo así el costo de capital) los proyectos de energía solar pasarán a ser autosustentables.

Sensibilidades	Tasa de Interés	Costo de Capital	Depreciación	Período Feed-In-Tariff
IRR Incremental	+2.5%	+4.0%	+1.1%	3.8%

Tabla 13. Resumen Sensibilidades – Retorno Incremental por Variable

5.2. MARCO REGULATORIO PROPUESTO

En función del análisis realizado para la planta de energía solar bajo estudio se propone el siguiente marco regulatorio para fomentar el desarrollo de dicha tecnología en la República Argentina:

1. Sistema de Feed-In Tariff: Como se menciona en la sección "Marco Teórico" del presente trabajo, la Argentina ya cuenta al día de hoy con un sistema de Feed-In-Tariff que supone el pago adicional de ARS 0.9/KWh producido por aquellas compañías que generen electricidad a partir de energía solar. El problema radica en que dicho sistema establece el pago de una prima por sobre el precio del mercado eléctrico mayorista. Sin embargo, como se discutió anteriormente existe un déficit estructural en el sector eléctrico argentino donde el mecanismo de formación de precios en el mercado no refleja adecuadamente el costo de generación de la energía eléctrica. De esta manera, si bien la Argentina cuenta hoy en día con la regulación adecuada para fomentar el desarrollo de la tecnología solar en el país, la misma no tiene efecto producto de la situación actual en que se encuentra el mercado eléctrico mayorista. Con esto en mente, se propone modificar el sistema de Feed-In-Tariff existente en la actualidad para que en lugar de establecer el pago de una prima por sobre el precio de mercado se garantice una tarifa fija a los potenciales inversores. Ahora, ¿Cuál es la tarifa fija apropiada para dicho sistema de Feed-In Tariff? Del análisis realizado en la sección anterior se concluye que se necesita una tarifa de US\$450 / MWh para que el proyecto bajo estudio alcance un retorno de ~15%. Si bien dicha tarifa parece alta comparada con los ~US\$225 / MWh

que implica el sistema de Feed-In-Tariff existente en la actualidad, la misma resulta bastante razonable cuando se la compara con otros países alrededor del mundo que cuentan con incentivos similares (ver Figura 38).

2. Elementos Regulatorios Alternativos: Si bien es cierto que la tarifa eléctrica constituye la variable clave para garantizar la viabilidad del proyecto bajo estudio, es posible lograr el mismo objetivo (i.e.: rentabilidad del proyecto superior al 15%) a través de un conjunto de elementos regulatorios. En otras palabras, es posible complementar el sistema de Feed-In-Tariff sugerido con incentivos fiscales y programas de financiamiento público de modo que el proyecto obtenga la misma rentabilidad con una tarifa fija menor. Se cree que este enfoque permitirá alcanzar los mismos resultados sin centrar el debate regulatorio en torno de una única variable (i.e. tarifa). Si bien existen infinitas combinaciones para poner en práctica el marco regulatorio arriba descrito se propone:

- Feed-In-Tariff: Tarifa de US\$380 / MWh la cual garantiza un retorno de 10% a los accionistas del proyecto y resulta US\$70 / MWh inferior a la establecida en el punto 1
- Incentivo Fiscal: Permitir depreciación acelerada de los bienes de uso lo cual da un retorno adicional de +3.5% para el proyecto bajo análisis
- Financiamiento Publico: Ofrecer préstamos del Gobierno para la compra de paneles solares que subsidien 200 bps la tasa de interés garantizando una tasa de 8% en dólares para la planta en cuestión; esta última medida garantiza un retorno incremental de +1.8% para el proyecto bajo análisis

De esta manera, se alcanza un retorno superior al 15% mediante la combinación de una serie de elementos regulatorios. Es importante destacar que tal como se describe en la sección anterior la modificación del período de Feed-In-Tariff y los subsidios a los costos de capital constituyen métodos alternativos para lograr el mismo objetivo.

Ahora, ¿Cuál es el objetivo final del marco regulatorio propuesto? La regulación propuesta tiene como objetivo final distorsionar el mercado de modo que la tecnología solar pueda caminar la curva de desarrollo tecnológico por sí sola. De esta manera, y en línea con lo establecido en el marco teórico, se espera que los costos de capital disminuyan y que la eficiencia de los módulos aumente de modo que los proyectos sean sustentables por sí solos. En la figura 50, se simula el retorno del proyecto para distintos valores del costo de los paneles solares y eficiencia de los módulos. En dicha figura es posible observar como una vez que el costo de los paneles desciende a US\$2.00 / KW o aproximadamente 33% respecto de su costo actual, las plantas de energía solar alcanzan niveles de rentabilidad superiores al 10%.

		Module Efficiency				
		14.0%	15.0%	16.0%	17.0%	18.0%
Cost / KW	\$3.00	2.7%	4.0%	5.2%	6.4%	7.7%
	2.75	3.8	5.1	6.4	7.7	9.0
	2.50	5.0	6.4	7.7	9.1	10.4
	2.25	6.3	7.8	9.2	10.7	12.1
	2.00	7.8	9.4	10.9	12.5	14.0

Figura 49. Análisis de Sensibilidad - Costo de Capital y Eficiencia.

Una vez definido el marco regulatorio que se considera apropiado para fomentar el desarrollo de la tecnología solar en la Argentina es necesario contestar dos preguntas: ¿Cómo se espera financiar el programa de incentivo propuesto? y ¿Por qué es necesario hacerlo?

Mecanismo de Financiamiento

Entre las distintas alternativas que existen para financiar el programa de fomento propuesto se destacan:

1. Impuesto al Consumidor: una alternativa consiste en cobrar un impuesto a los distintos consumidores de electricidad para financiar el sistema de Feed-In-Tariff propuesto. En la tabla 14, se presenta una estimación del monto que debiera cobrarse a cada usuario para financiar el programa sugerido. Dicho costo es de ~US\$10 / usuario y resulta de asumir el target de energías renovables que la Argentina quiere alcanzar al 2016 y una participación en dicho target del 20% de parte de la energía solar. Cabe destacar que el incremento de la carga impositiva constituye el método de financiamiento usualmente elegido por las distintas naciones alrededor del mundo para sustentar los proyectos de energía renovable.

Costo Regulacion x Habitante		
Demanda Energía Eléctrica Argentina	GWh	121,216
Target Energías Renovables 2016	%	8%

Oferta Energía Renovables	GWh	9,697
Market Share – Energía Solar	%	20%

Oferta Energía Solar	GWh	1,939
Dif. Feed-In Tariff: Nueva – Existente	US\$ / MWh	US\$223
Costo Programa Energía Solar	US\$ mm	US\$432 mm
Población Argentina	mm de habitantes	40
Costo Programa / Habitante	US\$	US\$11 (ARS 50)

Tabla 14. Monto a Financiar

2. Realocación Subsidios de CAMESA: tal como se menciona anteriormente, el Gobierno Argentino gasta unos US\$10 billones de dolares al año para subsidiar el mercado eléctrico mayorista. De esta manera, si se realocaran aprox. ~US\$430 millones de dicho presupuesto sería posible financiar el programa de fomento propuesto. En lo que respecta a esto último, cabe destacar que si bien para el bolsillo del consumidor sería lo mismo ya que las compañías de distribución pasarían un aumento por el menor subsidio percibido, desde un punto de vista político sería distinto dado que se estaría subsidiando las fuentes de energía del futuro en lugar de los mecanismos tradicionales de generación.

Importancia de la Regulación Propuesta

En función del análisis realizado a lo largo del desarrollo del presente trabajo se concluye que el marco regulatorio propuesto no sólo cumpliría con el objetivo de fomentar el desarrollo de la tecnología solar en la Argentina sino que también traería beneficios sociales, ambientales y económicos para la población de nuestro país.

Para comenzar, el marco regulatorio descrito a lo largo del trabajo contribuirá significativamente al desarrollo de la energía solar en la República Argentina. Esto resulta de suma importancia dado que dicha tecnología se encuentra dentro del conjunto de energías renovables que no caminarán la curva de desarrollo tecnológico mientras el costo de sustitución sea tal que resulte anti-económico para los usuarios cambiar los mecanismos tradicionales de generación por estos otros. De esta manera, la reducción del costo de capital conseguida a través de la distorsión del mercado permitirá que los proyectos solares sean autosustentables con el paso del tiempo (ver figura 50).

A su vez, la población se verá beneficiada por la reducción en las emisiones de gases de efecto de invernadero. En lo que respecta a esto cabe destacar que si bien la reducción de ~80,000 toneladas de CO₂ que consigue el proyecto bajo estudio año tras año parece marginal, la regulación propuesta contribuirá a que la Argentina alcance el target establecido para energías renovables de 8% al 2016 que sí resulta significativo a la hora de considerar la reducción de gases contaminantes lograda.

Por último, se espera que la regulación propuesta traiga beneficios económicos para la población Argentina dado que fomenta el desarrollo de mecanismos de generación que si bien al día de hoy cuentan con altos costos de capital, los mismos poseen los costos operativos más bajos de toda la industria, constituyéndose en la mejor opción de largo plazo.

6. BILIOGRAFÍA

“Argentina Power Report, Q1 2012”, Business Monitor International (2012)

“Argentina Macro Economic Report, Q1 2012”, Economist Intelligence Unit (Abril 2012)

“BP Statistical Review of World Energy”, British Petroleum (Junio 2011)

“Alternative & Renewable Energy”, Scotia Capital Industry Report (Agosto 2008)

Any Nasr, “Renewable Energy”, Raymond James Equity Research (Mayo 2008)

“Solar Industry Outlook – Industry at a Crossroads”, CIBC World Markets Equity Research Report (Mayo 2008)

“Renewables 2011 Global Status Report”, REN21 (2011)

“Informe Anual – Mercado Eléctrico Mayorista”, CAMMESA (2011)

Juan de la Cruz Ferrer (2006), “Bases para el diseño de los sistemas eléctricos”

Rogers, Everett M, “Diffusion of Innovation”, Editorial Free Pres , Quinta Edición (2003)

Wejnert Barbara, “Integrating Models of Diffusion of Innovations: A Conceptual Framework”, Annual Review of Sociology, Volumen 28 (2002)

“Pampa Energía Investor Presentation”, Pampa Energía S.A. (Abril 2012)

Hugh Rudnick, “Desregulación del Sector Eléctrico en América Latina: Exitos y Dificultades”, IEEE Power Engineering Society (Septiembre 2000)

Páginas Web Consultadas:

www.solarfeedintariff.net - Benchmarking Sistemas de Feed-In Tariff

www.argentinarenovables.org - Resultados Licitación Renovables en Argentina

www.ren21.net - Estadísticas Energías Renovables

ir.pampaenergia.com - Estadísticas Sector Eléctrico República Argentina

www.cammesa.com - Estadísticas Sector Eléctrico República Argentina

energia3.mecon.gov.ar - Estadísticas Sector Eléctrico República Argentina