



CÁMARA ARGENTINA
DE LA CONSTRUCCIÓN

GENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN AMBIENTES URBANOS Y SUBURBANOS

Una oportunidad a potenciar en nuestro país

Descripción breve

Se presentó un panorama mundial y local en el que se inserta el desarrollo de las energías renovables, con énfasis en la energía solar fotovoltaica. Se realizaron una serie de estudios tendientes a evaluar la conveniencia técnica y económica de la generación solar fotovoltaica en ambientes urbanos y suburbanos, utilizando predios disponibles y ya amortizados, como playas de estacionamientos, techos de establecimientos industriales, etc. para la instalar centrales eléctricas de dimensiones intermedias, inferiores a un MW de potencia, para proveer de electricidad a grandes usuarios comerciales, industriales u oficiales, con potencias contratadas mayores a 300 kW. En la zona centro y norte de Argentina, con un valor de MWh superior a 130 USD, estos proyectos son económicamente viables.

Damián Strier, Ismael Eyra, Salvador Gil, Julio Durán
e-mail: sgil@unsam.edu.ar

2/Mayo/2017

0

Contenido

Resumen Ejecutivo	2
Objetivos Generales y Organización del Presente Informe	4
Parte 1: Contexto Actual de las Energías Renovables	5
Internacional	5
Evolución de los Costos de la Energía Solar Fotovoltaica	9
Ventajas y Desventajas de las Energías Renovables	11
Eficiencia Energética	12
Creación de Empleo	13
América latina y la Energía Solar Fotovoltaica	14
Argentina	17
Generación Fotovoltaica Distribuida – Legislación y Regulación	21
Aspectos Económicos de la Generación Fotovoltaica	23
Parte 2: Análisis de una Planta de Generación Fotovoltaica	25
Componentes principales	25
Paneles Solares e Inversores	25
Estructuras de Soporte	26
Definición de un proyecto de generación tipo	30
Características del Generador Fotovoltaico	31
Reducción de Emisiones de GEI	34
Análisis Económico	34
Repago de la inversión	36
Análisis de Sensibilidad	39
Conclusiones	40
Agradecimientos	42
Bibliografía	42

Resumen Ejecutivo

Nuestro país comienza a sumarse al auge que están teniendo las energías renovables (ER) en el mundo y en la región. Las ER, y en especial, la energía eólica y la solar fotovoltaica (FV), son una de las principales opciones que se manejan en la Argentina para salir de la actual crisis energética [1], que afecta tanto la generación como el transporte y la distribución de energía eléctrica. Además de las ventajas conocidas de estas fuentes (son limpias, seguras, rápidas de instalar y generadoras intensivas de empleo), en la actualidad el costo asociado a su generación en centrales de potencia, es competitiva e incluso más baja que muchas otras fuentes de generación tradicionales, especialmente las basadas en combustibles líquidos, que constituyen una fracción importante de nuestra matriz energética.

La Ley 27191 de fomento a la generación eléctrica mediante energías renovables[‡], obliga a los Grandes Usuarios (GU), definidos como aquellos que tienen potencias contratadas mayores a 300 kW, a incorporar una fracción creciente de electricidad de fuentes renovables (escalonada desde el 8% a partir de enero de 2018, hasta el 20% en enero de 2026). En caso de incumplimiento, la penalidad establecida es el pago de la fracción incumplida al mayor costo de generación (el costo marginal del último MW de potencia despachado).

Los GU podrán comprar la energía de origen renovable al propio generador, a través de una distribuidora que la compre en su nombre a un generador o directamente a CAMMESA, o generar su propia energía eléctrica mediante fuentes renovables, convirtiéndose en “prosumidores” (acrónimo de productor y consumidor). Esta última posibilidad, cuando se lleva a cabo cerca del sitio de consumo, es conocida como Generación Distribuida Mediante Energías Renovables (GDER). Esta modalidad ofrece una serie de beneficios técnicos y económicos sobre el paradigma de la generación centralizada. Estas variantes están siendo reglamentadas en varias de provincias argentinas, y pronto se espera lo sean a nivel nacional. En varios países, por debajo de cierta potencia (generalmente 3 a 5 MW), las compañías distribuidoras están obligadas a tomar la energía distribuida de pequeños productores de electricidad, siempre que las plantas de generación cumplan las normas establecidas de conexión segura a la red y posean los permisos de conexión.

La mayoría de los GU tienen su actividad económica en ambientes urbanos y suburbanos, y por consiguiente, la posibilidad de convertir estos ambientes en polos de generación de energía fotovoltaica resulta muy atractiva. En particular, se destaca la alta disponibilidad del recurso solar, la reducción de los costos y pérdidas de transporte y distribución[§], la adaptabilidad a las construcciones existentes, la ausencia de partes móviles, el bajo mantenimiento, la disponibilidad

[‡] Se denominan Energías Renovables a aquellas fuentes de energía prácticamente inagotables o que son capaces de regenerarse naturalmente. Entre ellas se encuentran: la energía solar, la eólica, la geotérmica, la hidroeléctrica de pequeño porte (hasta 50 MW), la mareomotriz, la biomasa y los biocombustibles, etc. En este informe, en consonancia con el espíritu de la Ley 27191/2015, excluirémos a las energías renovables tradicionales como la hidráulica de gran porte (mayor a 50 MW) y la leña, que precisan de una consideración diferente.

[§] Las pérdidas de energía estimadas en transporte y distribución son del 15%, con lo que la GDER puede verse también como una medida directa de eficiencia energética.

de espacios físicos ya amortizados y las sinergias con técnicas habituales de eficiencia energética en edificaciones. La energía solar fotovoltaica es la que mejor se adapta al paradigma de la GDER.

En muchas actividades comerciales e industriales, existe una coincidencia entre los picos de mayor irradiación solar, y por ende de mayor temperatura, con los picos de consumo eléctrico típicos de los meses de verano, que es cuando la generación de electricidad es más costosa (ya que tienen que entrar en servicio los generadores menos eficientes). Esta sinergia puede ser aprovechada satisfactoriamente por la generación fotovoltaica en ambientes urbanos.

Teniendo en cuenta que muchos de los miembros de la Cámara de la Construcción (CAC), o sus clientes y proveedores, se encuentran encuadrados dentro de los GU, el Área de Pensamiento Estratégico de la CAC consideró oportuno presentar información y alternativas, pensando en GU que pudieran interesarse en auto-consumir su propia energía renovable, ya sea en instalaciones propias o de terceros, en un rango de potencia de (100 – 1000) kW, compatible con el cumplimiento de la cuota de energía renovable de más del 80% de las empresas de esta categoría.

Objetivos Generales y Organización del Presente Informe

Este documento está dividido en dos partes. En la Parte 1 se realiza una exposición a fin de ilustrar las condiciones de contorno que impone el contexto internacional y nacional respecto al desarrollo de las energías renovables. Creemos importante iniciar el estudio por esta parte para comprender mejor las fuerzas exógenas y endógenas que vienen actuando en el escenario energético, las cuales favorecen como nunca antes una transición hacia el aprovechamiento de las fuentes renovables de energía.

En la Parte 2 se realiza un análisis técnico-económico, enfocándose en la posible conveniencia de instalar una planta con el objetivo de auto-consumir o vender la energía renovable a un tercero o a la red. Dado que los miembros de la CAC están distribuidos en todo el país, se analizaron distintas sensibilidades a los factores más relevantes que determinan el retorno de esta clase de inversiones. Asimismo se analizan en forma simplificada en qué regiones de Argentina estas alternativas resultan más viables y rentables teniendo en cuenta el recurso solar de cada una. El cual se relaciona directamente con la producción de energía de la planta y es un factor fundamental en la ecuación económica, pero no el único. Hay regiones que, por su distancia a la red eléctrica y/o dificultades en la logística/costos totales de combustible, hacen de la generación fotovoltaica distribuida una opción conveniente aun cuando la radiación solar no sea elevada (como podría ocurrir, en un caso extremo, en la Antártida).

Parte 1: Contexto Actual de las Energías Renovables

Internacional

Estamos viviendo una época de cambios significativos en el panorama energético mundial, una transición de la cual comienzan a observarse algunos signos concretos, como el desplazamiento de las inversiones en energía hacia las fuentes renovables en detrimento de otras fuentes, principalmente las basadas en hidrocarburos. La capacidad renovable instalada en el año 2015, por ejemplo, generó suficiente energía como para superar el incremento de demanda total de ese año, lo que implica, por primera vez, un desplazamiento neto en favor de las renovables. En las Figuras 1 y 2 puede observarse el notable crecimiento de las energías renovables en el mundo.

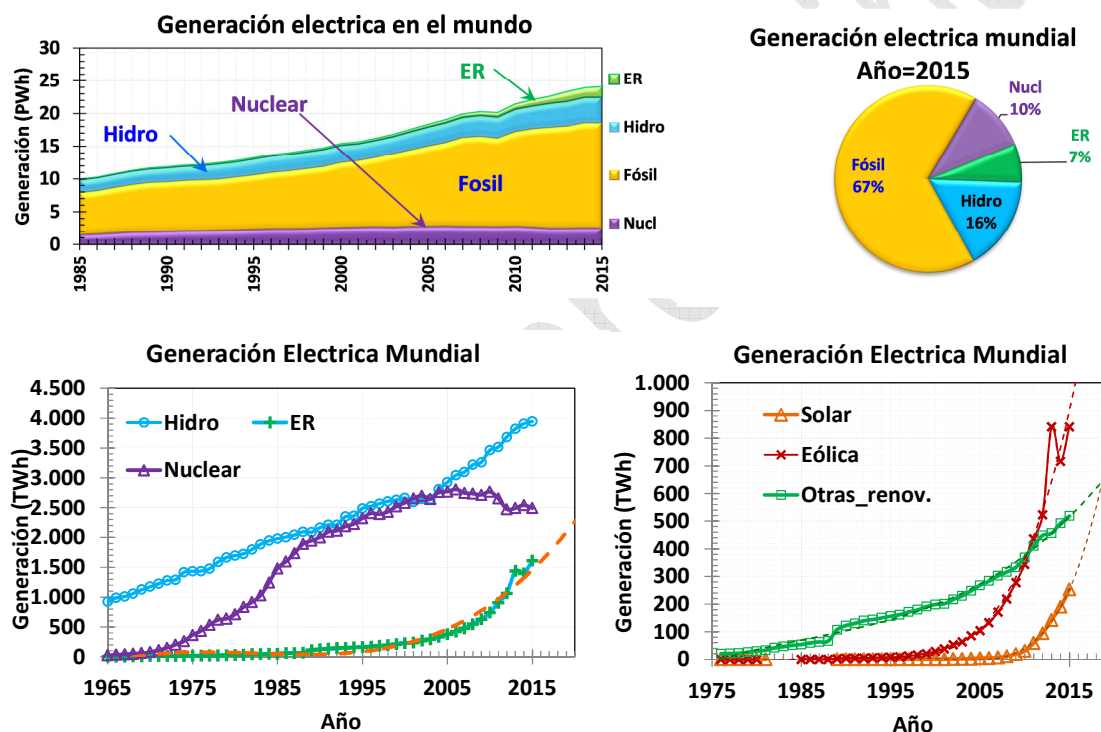


Figura 1: Cuadro superior: Variación de la composición de la generación eléctrica mundial como función del tiempo y su distribución para el año 2015. Inferior-izquierda: crecimiento de la generación hidroeléctrica, nuclear y de las ER. Inferior-derecha: crecimiento de la generación eólica, solar y otras renovables (Geotérmica, a partir de biomasa, residuos, etc.). El crecimiento promedio de la energía eólica en la década de 2005 a 2015, fue del 23% anual, mientras que el solar FV fue del 53% y la hidroeléctrica del 3,2%. En el panel inferior-izquierdo, las cruces azules representan la suma de las tres fuentes del panel derecho. Como se ve en esta figura, antes del final de la presente década, la generación con ER superará la generación nuclear. Fuente: BP Statistical Review 2016. [2]

Si la problemática de los combustibles fósiles se limitara sólo a una cuestión de disponibilidad de recursos naturales y de técnica de extracción a precios asequibles, podríamos afirmar que

disponemos de recursos fósiles al menos para uno o dos siglos más [2]. Sin embargo, la creciente preocupación mundial por el calentamiento global hace que la transición a una matriz energética más sostenible, que contribuya a la mitigación de las emisiones de dióxido de carbono, sea considerada una cuestión urgente. Las ER, junto al uso racional y eficiente de la energía (UREE), son las alternativas con mayor consenso y socialmente más aceptadas para responder a la demanda creciente de energía por parte de la sociedad, reducir las emisiones de gases de efecto de invernadero y lograr así un desarrollo más sostenible [3]. La implementación de políticas UREE y el desarrollo de las ER jugaron un rol clave en la estabilización de las emisiones de gases de efecto invernadero observadas a partir de 2011 (ver Figura 2).

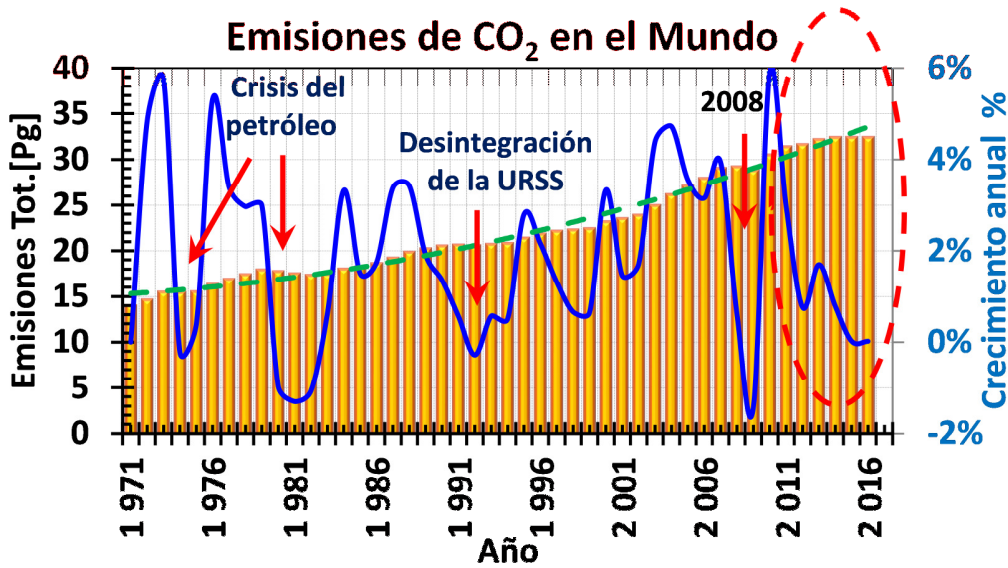


Figura 2: Variación de las emisiones de CO₂ en el mundo en Petagramos (Pg=10¹⁵ g) al año. Equivalente a mil millones de toneladas de CO₂. La curva azul, referida al eje vertical derecho, indica el crecimiento % de las emisiones. Los mínimos corresponden a eventos singulares bien definidos, indicados en el gráfico. La disminución que se registra en el último lustro, indicado por el óvalo rojo, se puede asociar a los efectos de las políticas de UREE y la inclusión de las ER. [4]

Las energías renovables, impulsadas por profundas reducciones de costos y políticas gubernamentales favorables, superaron por primera vez a los hidrocarburos en el ítem de nueva potencia instalada en el mundo. Los diferentes países instalaron un récord de 153 GW de potencia renovable en 2015, que representaron más de la mitad de la nueva capacidad total de electricidad. Las inversiones en energía solar y eólica totalizaron casi 290 mil millones de dólares (ver Figuras 3 y 4), siendo el año 2015 el primero en el que las inversiones renovables de las economías en desarrollo superaron a las de los países desarrollados.

La Agencia Internacional de Energía prevé ahora un crecimiento del 42% en la capacidad renovable hasta 2021, esto es, un 13% más que el pronóstico a cinco años emitido por la misma agencia hace tan sólo un año. Si bien los combustibles fósiles continúan dominando largamente la oferta de energía, la composición de las inversiones en energía se viene reorientando hacia sistemas con menores improntas ambientales. Las inversiones globales en energía se redujeron un 8% en el

2015, mostrando signos de movimientos hacia las energías renovables. Las inversiones en todas las formas de energías renovables totalizaron los 313 mil millones de dólares en 2015, esto es, la quinta parte del total invertido en energía durante el año 2015, siendo las renovables las que más inversiones recibieron en el sector eléctrico.

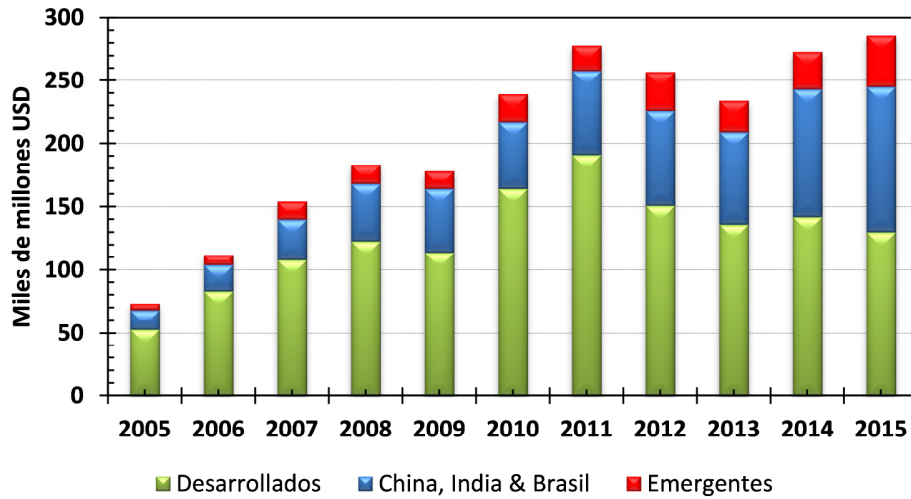


Figura 3: Inversiones globales en energías solar fotovoltaica y eólica. Adaptado de REN 21. [5] En el año 2015, la inversión total fue de 284 mil millones de USD. Por primera vez los países emergentes superaron en el monto de las inversiones (156 mil millones de USD) a los países desarrollados (130 mil millones de USD).

En el año 2016 se agregaron 161 GW de potencia de fuentes renovables, marcando un nuevo récord [6]. El crecimiento de la capacidad instalada solar fotovoltaica total fue del 30%, mientras que el crecimiento de la capacidad eólica fue del 11%.

Históricamente, la Unión Europea lideró el proceso de transformación hacia formas de generación limpias. En los últimos años, sin embargo, Estados Unidos y China se posicionaron a la vanguardia (ver Figura 4).

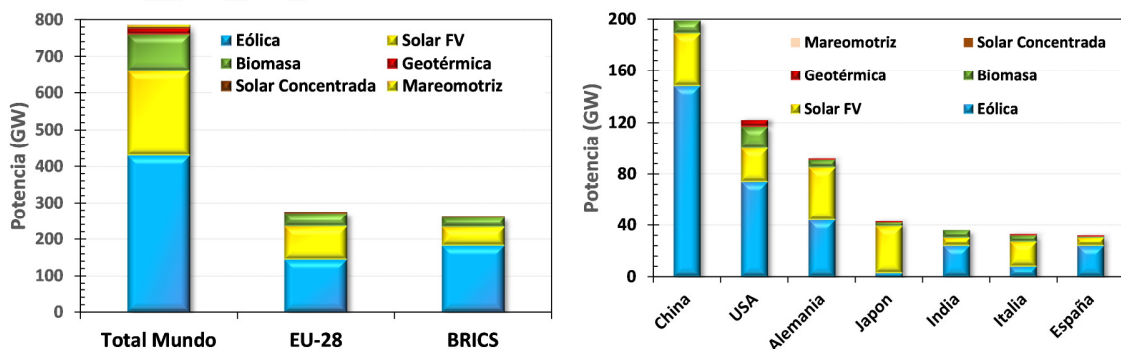


Figura 4: Potencia de ER instaladas en el mundo y detalle de los 7 países líderes (año 2015). EU-28 se refiere a los 28 Estados miembros de la Unión Europea. Adaptado de REN 21. [5]

En la Unión Europea, las inversiones en generación convencional prácticamente entraron en un stand-by. Lo cual puede ser una oportunidad para los países emergentes, para atraer nuevas inversiones en estas tecnologías. Al mismo tiempo, avanza el desmantelamiento de numerosas centrales a carbón, fueloil, nucleares e incluso a gas natural, las nuevas centrales son mayormente solares y eólicas (ver Figura 5).

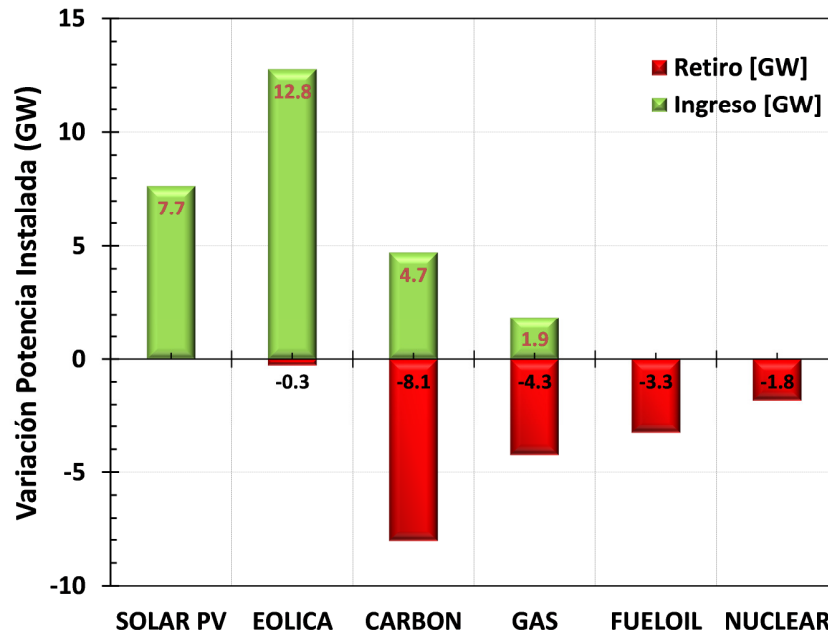


Figura 5: Capacidad Instalada y Retirada en la Unión Europea (año 2015). Adaptado de REN 21. [5]

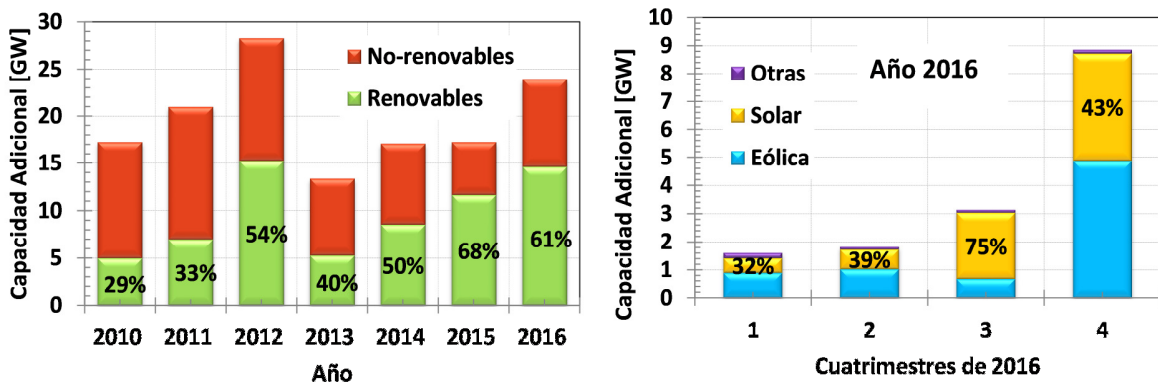


Figura 6: Nueva potencia instalada en EE.UU. En el panel izquierdo se observa la instalación de potencia renovable y no renovable en los últimos 5 años. En el panel derecho, se presentan los datos de potencia renovable instalada en cada cuatrimestre de 2016 en EE.UU. Como se aprecia, se viene instalando potencia renovable a razón de 1 GW por mes, sólo considerando instalaciones de plantas de potencia, que no incluye pequeños generadores. Fuente Agencia Internacional de Energía [7].

En Estados Unidos, el crecimiento de las renovables ha sido asombroso. En cuatro de los últimos cinco años, la potencia instalada renovable superó a la no-renovable (ver Figura 6). En los últimos años la energía solar comienza a predominar en el mercado [8].

En China [9], como puede apreciarse en la Figura 7, la nueva potencia renovable adicionada alcanzó a la proveniente del gas y el carbón, algo inédito, lo que muestra el interés de China por reducir sus emisiones y seguir ocupando una posición de liderazgo en el mercado de los equipos solares y eólicos en el mundo. Recientemente, la Agencia Gubernamental de Energía de China anunció que planea invertir más de 360 mil millones de dólares hasta 2020 en fuentes de energía renovable principalmente en solar y la eólica, creando 13 millones de empleos, y consolidando así el dominio de una de las industrias de más rápido crecimiento del mundo [10].

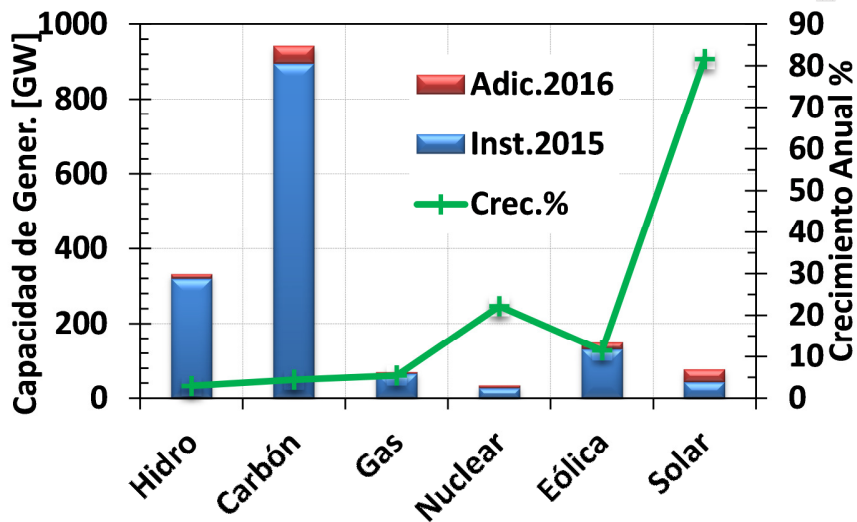


Figura 7: Potencia instalada en China hasta el año 2015 (barra azul) y su incremento anual en 2016 (barra roja), discriminada por fuentes. La curva celeste, referida al eje vertical derecho, muestra el incremento porcentual de 2016 respecto al año anterior. Se observa que la solar fotovoltaica aumentó su capacidad en un 80%, tendencia que continua. [9]

La Agencia Internacional de Energía prevé que las energías renovables, representarán más del 60% del crecimiento de la generación mundial de electricidad en los próximos cinco años.

Evolución de los Costos de la Energía Solar Fotovoltaica

En la Figura 8 se muestra la evolución histórica y proyección de los costos de la energía solar fotovoltaica, abierta en sus distintas componentes. Este gráfico muestra una caída muy significativa y sostenida en el costo total, dominada por la reducción del costo de los módulos fotovoltaicos, como se ilustra también en la Figura 9.

La drástica reducción del costo de los módulos, se debe tanto a la innovación tecnológica en la fabricación como al aumento de la escala de la producción. Esto se aprecia de manera clara en la Figura 10, conocida como Ley de Swanson, que muestra la reducción de los costos de los módulos en función de la potencia instalada acumulada. El tipo de decrecimiento exponencial en los costos

de la energía solar, es similar a lo que ha ocurrido con otras industrias, como la fabricación de computadoras, pero es menos frecuente en la industria energética.

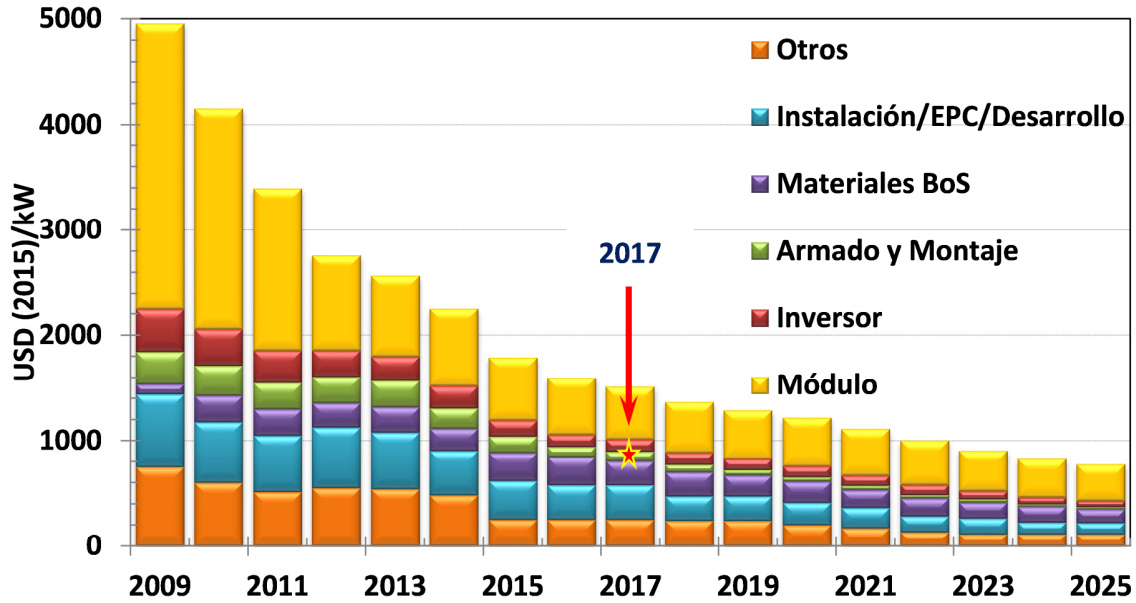


Figura 8: Costo promedio de kW instalado en centrales fotovoltaicas de potencia, apertura del costo, y proyección de reducción a partir del 2016 Fuente IRENA [11]. Es interesante notar que en el 2017 se han declarado costos de centrales por debajo de los 1000 USD/kW, que se indica en la figura con una estrella y la flecha roja.

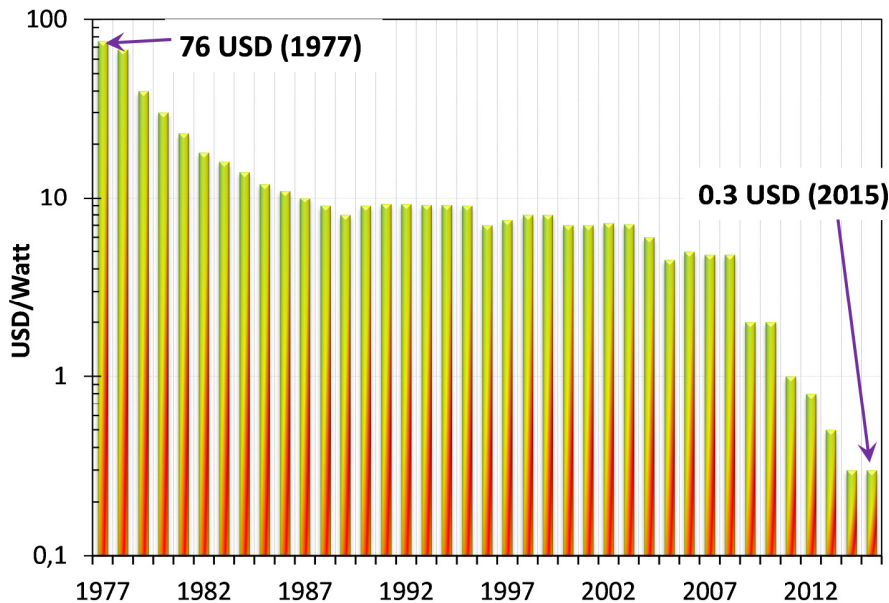


Figura 9: Evolución de los costos por watt de módulos de silicio policristalino.

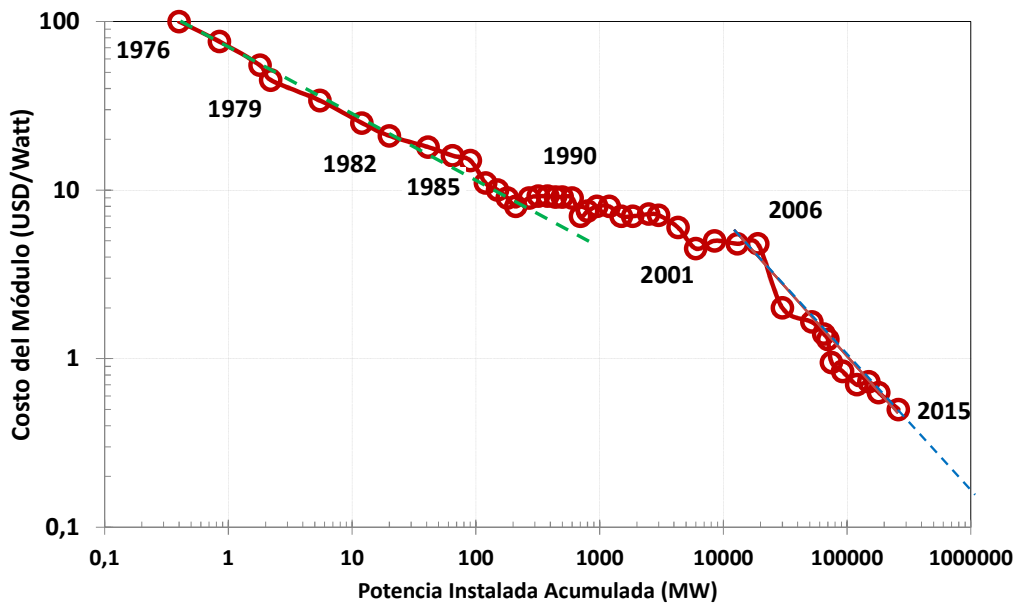


Figura 10: Costos de los módulos fotovoltaicos en función de la potencia instalada. La línea verde muestra la Ley de Swanson, que predice una reducción del 20% del precio por cada duplicación de la potencia instalada (o transportada). La línea azul muestra los precios promedio reales en dólares del 2011, entre los años 1976 y 2015. Fuente: estudio ITRPV. [12].

En el período analizado en las Figuras 8 y 9, la energía solar no sólo ha bajado ostensiblemente sus costos, sino que ha mejorado su relación de costos respecto a la de todas las fuentes energéticas tradicionales (petróleo, gas, carbón y nuclear), tendencia que se sigue acentuando a medida que se explotan reservorios con mayores costos de extracción.

Ventajas y Desventajas de las Energías Renovables

A favor

- Menor impacto ambiental que las energías convencionales.
- Son fáciles de instalar y desmantelar. No producen residuos peligrosos.
- Democratizan el acceso a la energía, ya que todas las regiones del mundo tienen acceso al sol y el viento. Ayuda a que las regiones sean más autónomas.
- Promueven el desarrollo local.
- Generan nuevos puestos de trabajo, y en mayor proporción que otras energías.
- Son inagotables, como el sol, el viento y el agua.
- Permiten una construcción modular, posibilitando la entrada en producción en menores tiempos y escalar a medida que las posibilidades económicas y la demanda lo requieran
- Tienen una distribución geográfica más equitativa que los recursos fósiles o nucleares.

- En el caso de la solar fotovoltaica, su máximo de generación coincide con los picos de consumo generado por las altas temperaturas.
- Se complementan muy bien con centrales hidroeléctricas, que pueden servir para compensar en parte la intermitencia de las ER.
- Se complementan bien con las centrales térmicas (y bajo ciertas condiciones, con las nucleares).

En contra:

- Intermitencia. No garantizan la disponibilidad en todo momento.
- Algunas necesitan de un gran espacio para poder desarrollarse.
- La acumulación de energía a gran escala, que podría sortear estas limitaciones, por ahora no está disponible a precios competitivos.

Eficiencia Energética

La reducción en el crecimiento de las emisiones de gases de efecto de invernadero, Figura 2, no se produce solamente desde el lado de la oferta, sino también desde la demanda. En particular por la aplicación de políticas de uso racional y eficiente de la energía (UREE). [13] Las inversiones en eficiencia energética aumentaron en un 6% [4], a pesar que los costos de la energía han bajado en los últimos años (período 2014-2017), debido al derrumbe del precio del petróleo y el gas en el mundo. Este efecto se ve reflejado en la disminución en el crecimiento de las emisiones de CO₂ a partir de 2011, tal como se muestra en la Figura 2. El caso de lo ocurrido en EE.UU. a partir de 2008, demuestra que la mitigación de los Gases de Efecto Invernadero (GEI) no tiene que estar en conflicto con el crecimiento económico, sino todo lo contrario. Puede aumentar la eficiencia, la productividad y la innovación. Desde 2008, EE.UU. ha experimentado el primer período sostenido de reducciones rápidas de las emisiones de GEI y crecimiento económico simultáneo. En este país, las emisiones de CO₂ del sector energético cayeron un 9,5% entre 2008 y 2015, mientras que la economía creció más del 10%. En este mismo período, la intensidad energética, es decir la energía consumida por dólar de producto bruto interno (PBI) disminuyó casi un 11%, la cantidad de CO₂ emitida por unidad de energía consumida disminuyó un 8% y el CO₂ emitido por dólar del PBI disminuyó 18%. [14]

Las acciones de eficiencia energética que más han contribuido a moderar el crecimiento de la demanda fueron: las mejoras en las aislaciones de las envolventes en los edificios, el recambio de electrodomésticos por equipos de mayor eficiencia. El cambio por luminarias más eficientes y en particular la irrupción de las lámparas LED, contribuyeron significativamente a reducir las emisiones de GEI y aún queda un largo camino a recorrer en este sentido.

Las inversiones en otros tipos de eficiencia energética también han resistido la baja sostenida en el precio de los hidrocarburos, por ejemplo, el aumento de las ventas de vehículos eléctricos e híbridos, y el impulso a las inversiones en infraestructura eléctrica necesarias para masificar su uso, en línea con los objetivos anunciados de reemplazo total de los motores a combustión en los próximos 20 años, principalmente para la flota de vehículos particulares en varios países desarrollados. En Argentina, se están comenzando a implementar políticas de ahorro y eficiencia

energética. Varios estudios indican que es posible lograr reducciones del consumo de energía muy superiores al 15%, [15] siendo mayor el impacto en la demanda de energía eléctrica, donde el ahorro alcanzaría el 15% [1].

Por lo tanto, vemos que a nivel internacional la generación de energía y la eficiencia energética están convirtiéndose en factores clave para el desarrollo sustentable. Los paradigmas de producción, transporte y distribución de la energía y crecimiento económico, están cambiando hacia sistemas de mayor eficiencia y menor impacto ambiental.

Creación de Empleo

Uno de los aspectos más interesantes de las energías renovables, y en particular de la energía solar, es que son creadoras intensivas de empleo. Según datos publicados por IRENA [16], se estima que el empleo en renovables aumentó un 5% en el 2015, alcanzando 8,1 millones de personas. Como se aprecia en la Figura 11, la energía solar fotovoltaica es la que mayor cantidad de empleo genera, llegando a 2,8 millones en el 2015. En bioenergía, el sector de biocombustible líquidos tiene 1,7 millones, biomasa 0,82 millones y biogás 0,38 millones.

Se calcula que la energía solar fotovoltaica duplica la creación de empleo por unidad de energía generada frente a las fuentes convencionales. En la Figura 12, se muestra un gráfico comparativo de evolución del empleo en Estados Unidos, donde la energía solar fotovoltaica ya emplea en la actualidad más gente que la industria del gas y petróleo, o la extracción de carbón, ambas estabilizadas o en declive. [17]

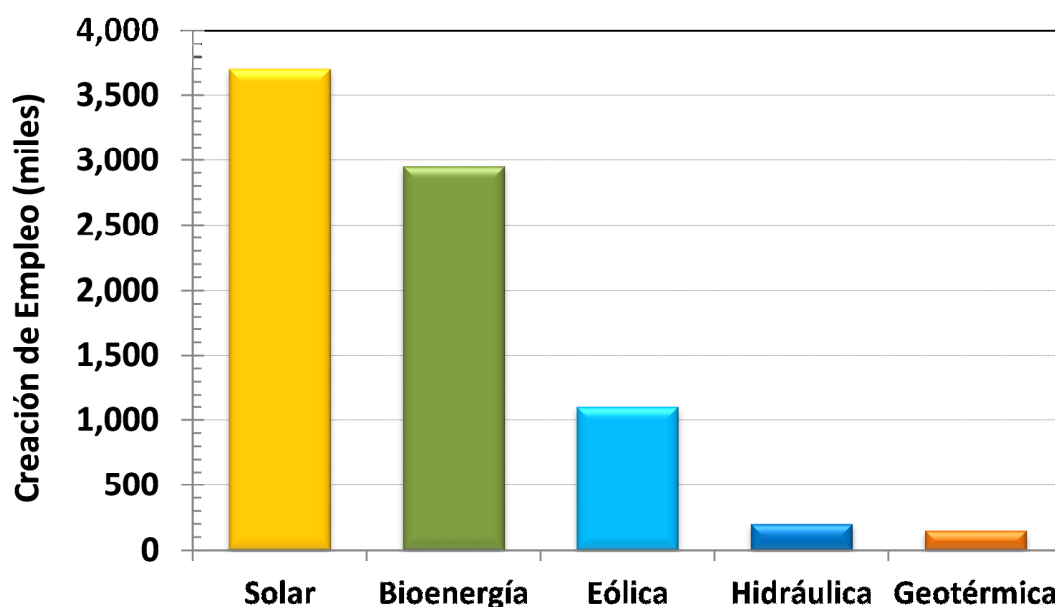


Figura 11: Creación de nuevos empleos en energías renovables en el mundo, discriminados por tipo de energía. Dentro de solar se contabiliza solar fotovoltaica (es la mayoritaria, con 2,8 millones de empleos),

solar térmica y solar concentrada, bioenergía agrupa biomasa, biogás y biocombustibles. La hidráulica se refiere sólo a pequeños aprovechamientos (las grandes hidráulicas contabilizan 1,3 millones de trabajadores en el mundo), y geotermal [16].

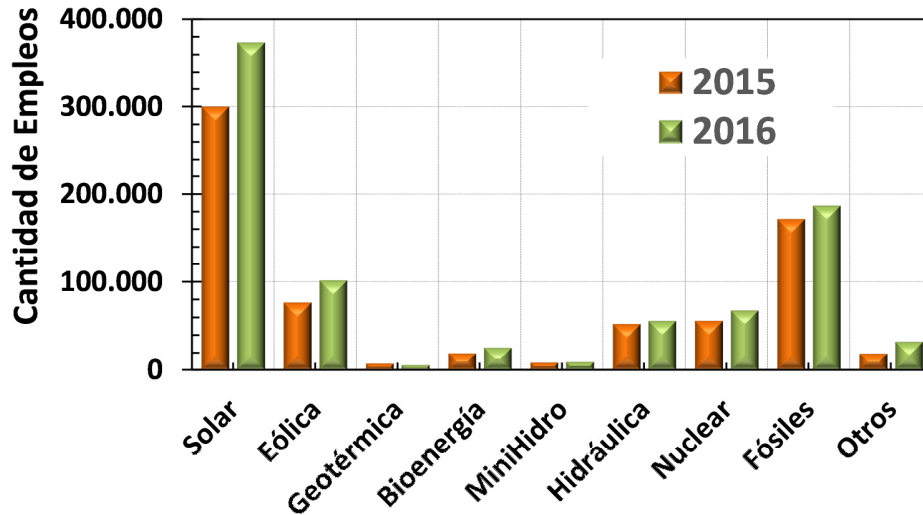


Figura 12: Cantidad de empleos en el sector de la generación eléctrica de EE.UU [18]. A fin de hacer comparable las diferentes tecnologías, en el caso de las energías fósiles y la nuclear se excluyen los empleos relacionados a la extracción y procesamiento de los combustibles. Comparativamente, ya hay más trabajos creados en solar fotovoltaica que en petróleo, gas, y carbón [19].

América latina y la Energía Solar Fotovoltaica

En los últimos años, Latinoamérica ha incrementado significativamente su participación en el mercado fotovoltaico global, a través, esencialmente, de la instalación de centrales de potencia en suelo. Se espera que la región en su conjunto represente más de 6% de la demanda mundial de energías renovables en 2017. Hay un fuerte crecimiento de varios mercados importantes como

	2014	2015
#1	Chile	Chile
	493 MW	1 GW
#2	México	Honduras
	67 MW	460 MW
#3	Brasil	México
	22 MW	195 MW
#4	Guatemala	Guatemala
	6 MW	98 MW
#5	Honduras	Panamá
	5 MW	62 MW

Figura 13: Países Latinoamericanos con mayor potencia fotovoltaica instalada, a fines de 2014 y 2015.

México y Chile. La Figura 13 muestra los 5 países con mayor potencia instalada a fin de los años 2014 y 2015, mientras que en la Figura 14 puede observarse el crecimiento del mercado FV anual en la región y su participación en el mercado global, en el período 2010-2015, y los correspondientes valores estimados para el período 2016-2021 [20].

Los precios de la energía solar FV en la región continúan reduciéndose en forma sostenida (ver Figura 15), habiendo alcanzado un valor récord de 29 U\$S/MWh en una licitación realizada en Chile durante la segunda mitad de 2016.

La generación distribuida mediante solar fotovoltaica está en alza en algunos mercados tales como México y Brasil, aunque aún su participación en el mercado FV de la región es baja comparada con otros mercados como, por ejemplo, el europeo. Brasil tiene aproximadamente 9300 instalaciones fotovoltaicas de generación distribuida (unas 6500 de ellas incorporadas durante el último año), con una potencia total instalada superior a 70 MW, según datos de la Agencia de la Energía Eléctrica brasileña [21]. Por su parte, las instalaciones solares de generación distribuida podrían triplicarse este año en México, a través de la instalación de aproximadamente 50.000 sistemas fotovoltaicos en el país, incremento impulsado en gran parte por la nueva regulación [21].

Chile continua liderando la región en cuanto a la potencia FV total instalada, habiendo superado los 1800 MW. En 2017, la conexión a la red de nuevas centrales FV en este país se verá retrasada como consecuencia de la saturación de la red eléctrica.

México ejecutará durante 2017 las primeras etapas (diseño de plantas, definición de sitios, búsqueda de financiación) de un programa tendiente a instalar un total de 4,2 GW fotovoltaicos durante los próximos años. Sin embargo, existe incerteza respecto de la factibilidad económico-financiera de este programa, como consecuencia de la continua devaluación de la moneda y el hecho de que la tarifa está fijada en pesos mejicanos.

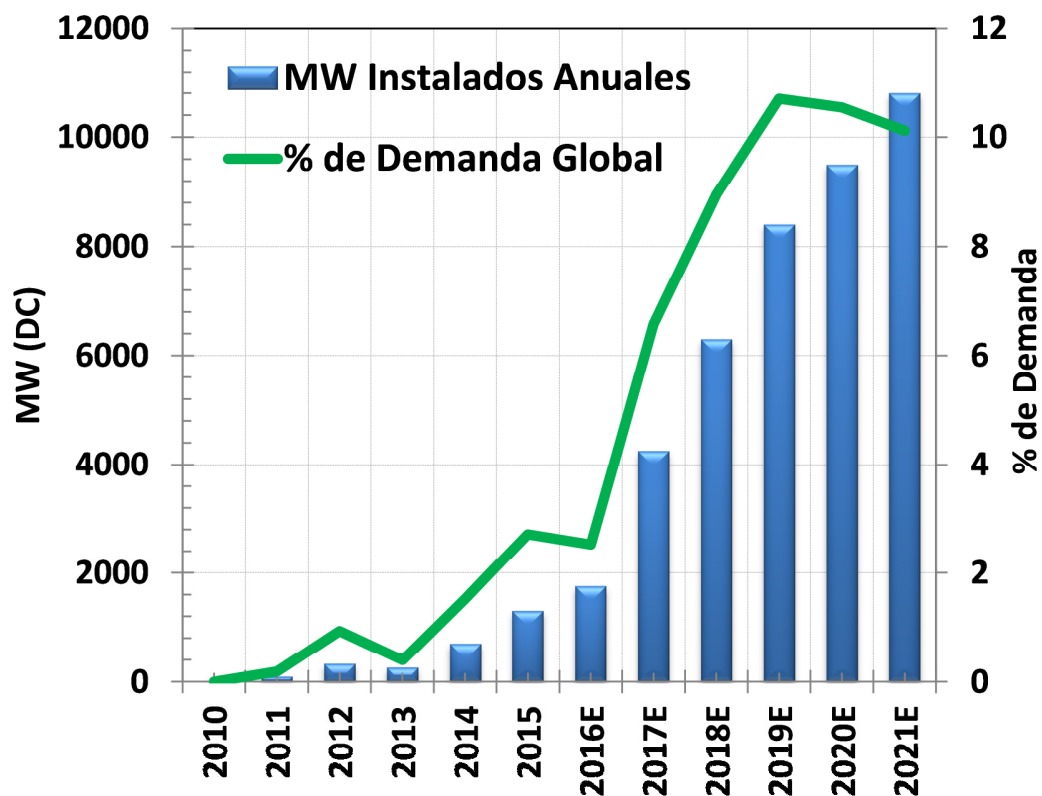


Figura 14: Evolución del mercado FV anual en Latinoamérica, barras azules, y su participación en el mercado global, línea verde referida al eje vertical derecho, en el período 2010-2015, y los correspondientes valores estimados para el período 2016-2021. Se estima que en el año 2021 se alcanzarán los 41 GW instalados.

Historia subasta en América Latina a partir de 2013

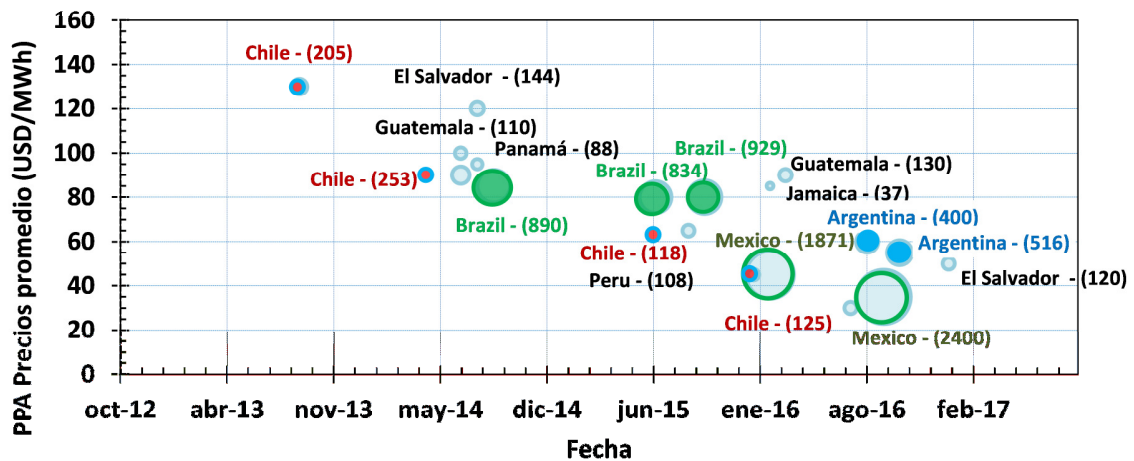


Figura 15: Evolución temporal de los precios de venta de la energía solar fotovoltaica en el marco de contratos PPA (Power Purchase Agreement) en Latinoamérica.

Argentina

El sector eléctrico en Argentina constituye el tercer mercado energético de América Latina. Depende principalmente de la generación térmica y de la generación hidroeléctrica. La generación térmica predominante es por combustión de gas natural.

TECNOLOGÍA		POTENCIA INSTALADA (MW)		PORCENTAJE	
Térmica	Ciclo Combinado	9227	20763	27.22%	61.25%
	Turbina de Gas	5251		15.49%	
	Turbo Vapor	4451		13.13%	
	Motor Diesel	1834		5.41%	
Hidroeléctrica		10682	10682	31.51%	31.51%
Nuclear		1755	1755	5.18%	5.18%
Renovable	Solar	8	700	0.02%	2.06%
	Eólica	187		0.55%	
	Hidroeléctrica (menores a 50 MW)	488		1.44%	
	Bio Gas	17		0.05%	
TOTAL		33900		100.00%	

Tabla 1: Composición del parque de generación eléctrica del año 2015 según datos de CAMMESA [22]. Menos de la mitad del parque térmico está compuesto por equipos de alta eficiencia. Parte de los equipos diésel y turbinas de vapor tienen un grado de obsolescencia elevado [23].

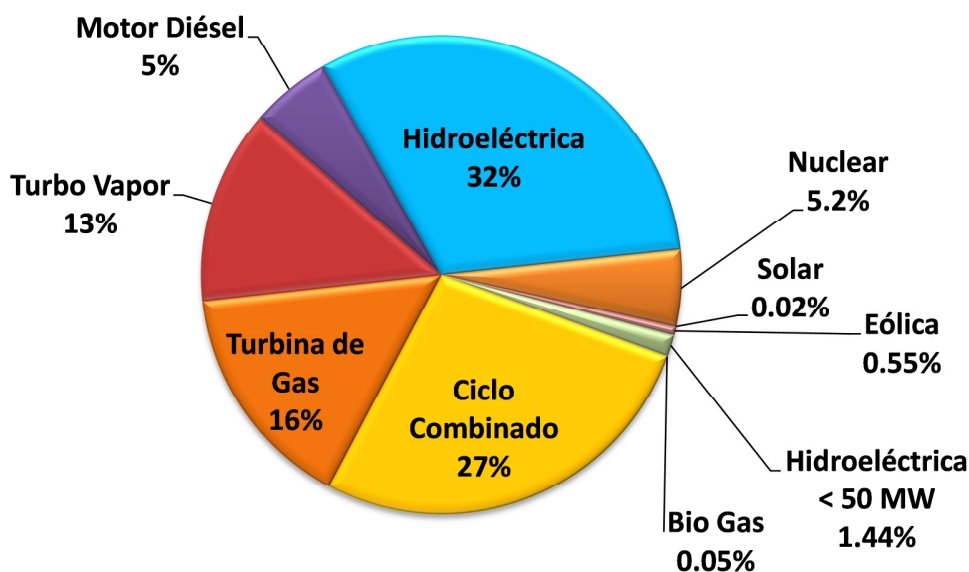


Figura 16: Contribución de las distintas tecnologías en la generación de electricidad en la Argentina. Las contribuciones mayores provienen de la generación Hidroeléctrica (31,5%) y de Ciclo combinado (27,2%). Sin embargo la generación térmica total constituye el 62,6%, para el año 2015. [24]

Si bien actualmente el país es importador neto de gas, a mediano plazo se espera recuperar el autoabastecimiento, debido a las grandes reservas comprobadas de tight-gas, y a los recursos masivos en shale-gas, especialmente en la Cuenca Neuquina. Los proyectos de expansión de la

capacidad nuclear son muy limitados. Algo similar ocurre con las nuevas centrales hidroeléctricas de potencia. Tal como puede apreciarse en la Tabla 1, el desarrollo alcanzado por las energías renovables es aún muy bajo, incluso comparado con países de la región.

Como se aprecia en la Tabla 1, y en la Figura 16, una fracción relevante del parque de generación térmico está compuesto por equipos turbo vapor (TV) y motores diésel. Los mismos poseen un grado elevado de obsolescencia. Por ejemplo, se estima que más de 2 GW de los equipos TV superan los 40 años de servicio [23]. Este hecho trae aparejado un alto grado de indisponibilidad térmica anual (53% de indisponibilidad en Turbo Vapor, 22% en Turbo Gas, 18% en Ciclo Combinado) [24]. En los picos de demanda, la generación ha llegado a aportar 25 GW de potencia, poniendo en funcionamiento los equipos con mayores costos del parque. Esta elevada erogación se hace a costa de la importación de gas y gasoil, quemados en equipos poco eficientes. Esta dependencia externa es uno de los factores que más han desequilibrado la balanza comercial, restringiendo severamente nuestro crecimiento económico.

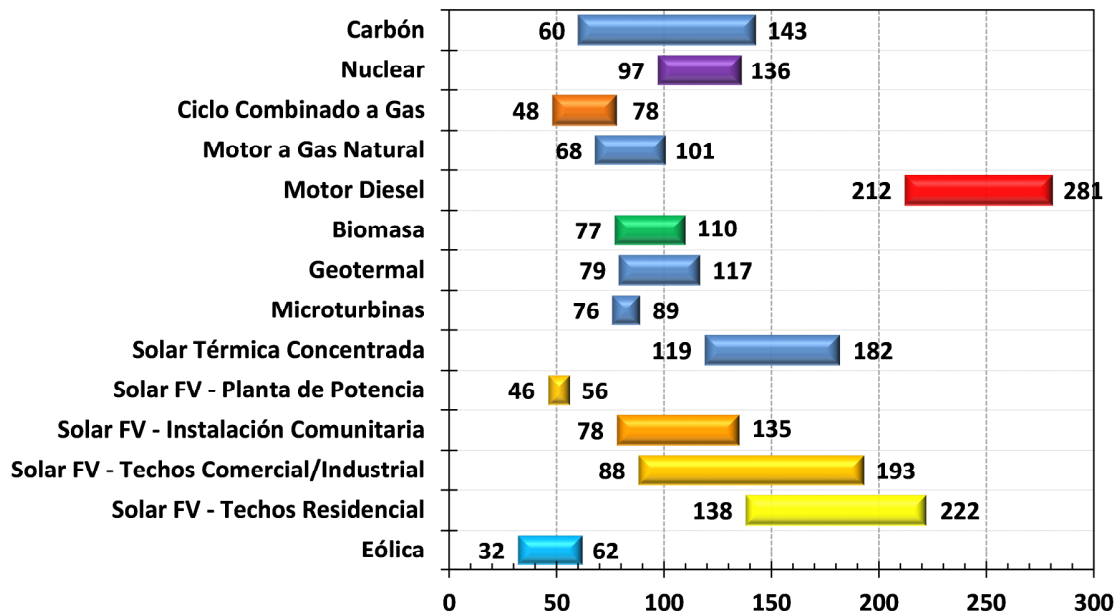


Figura 17: Costos nivelados de la energía para Estados Unidos (sin subsidios) calculado con datos de precios del año 2016 [25]. Es importante resaltar que los precios de los combustibles son menores que en Argentina, por lo que la generación convencional en nuestro país debiera ser aún más cara (teniendo en cuenta que los combustibles representan aproximadamente el 80% del costo de generación convencional).

Por otro lado, la producción eléctrica mediante energías renovables resulta hoy más económica que la generada mediante combustibles fósiles líquidos (nacionales e importados), y constituyen una oportunidad para diversificar y robustecer la matriz eléctrica, y al mismo tiempo generar nuevas fuentes de trabajo local, disminuir las emisiones e inclusive reducir costos de transporte y distribución. Por lo tanto resulta necesario desde el punto de vista del Estado Nacional dar un marco legal al desarrollo de estas energías. Debido a las distorsiones de precios se dificulta estimar los costos nivelados de las diferentes tecnologías, pero estudios independientes realizados en países que no sufren estas distorsiones (ver Figura 17), muestran claramente que la energía eólica y solar fotovoltaica ya son competitivas con los ciclos combinados a gas, y están

comenzando a desplazar al resto hasta el límite máximo de penetración inherente a la intermitencia de la generación de estas tecnologías**, incluso con precios de los combustibles menores que en Argentina [25].

En nuestro país, hasta el año 2009, la capacidad fotovoltaica instalada estaba mayormente ubicada en áreas rurales dispersas y alejadas de las redes eléctricas. A partir del año 2010, se promovió la instalación de centrales de potencia basadas en fuentes renovables, y como consecuencia, la capacidad FV instalada en la Argentina comenzó un camino ascendente.

La entrada en operación de la planta FV de 1,2 MW en Ullúm (San Juan, 2011), marcó el primer hito [26]. En el marco del GENREN [27], entre 2012 y 2013, se instalaron 7 MW en Cañada Honda, (San Juan). En el año 2014, se inauguró una planta de 1 MW en la provincia de San Luis [28]. Sin embargo, el primer salto cualitativo se dará con la entrada en funcionamiento de las centrales fotovoltaicas ganadoras de las primeras rondas licitatorias de RENOVAR de 2016.

Las centrales fotovoltaicas cuentan desde hace años con un marco regulatorio que habilita su conexión al Sistema Interconectado Nacional y también con políticas de promoción basadas en el pago de una tarifa diferencial (Ley 26.190, Programa GENREN, Res. Secretaría de Energía N° 108/11). Por el contrario, hasta el año 2013 no se disponía siquiera de un marco legal que permitiera la instalación de sistemas FV distribuidos conectados a las redes de baja tensión. Por tal motivo, en 2011 la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA) y la Universidad Nacional de San Martín (UNSAM) decidieron impulsar el proyecto “Interconexión de Sistemas Fotovoltaicos a la Red Eléctrica en Ambientes Urbanos”.

A lo establecido en el marco de la Ley 27191/2015 (Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica, modificación de la Ley 26190/2006, ver Figura 18), se sumarán en breve normas para permitir y estimular las inversiones en generación eléctrica distribuida mediante renovables. El estímulo es necesario para vencer la barrera de la inversión inicial, dado que, aunque el costo nivelado de la energía pueda resultar competitivo, son pocas las empresas que pueden dirigir sus recursos financieros de corto plazo a proyectos fuera del propósito de la compañía, y que les generarán ahorro en el mediano y largo plazo. Esta política junto con la promoción del uso racional y eficiente de la energía, puede ser la clave que nos permita salir del laberinto en el que estamos inmersos, tal como ha ocurrido con nuestros vecinos de Uruguay y Chile.

** Al menos hasta tanto no se cuente con sistemas de acumulación confiables y económicamente competitivos.

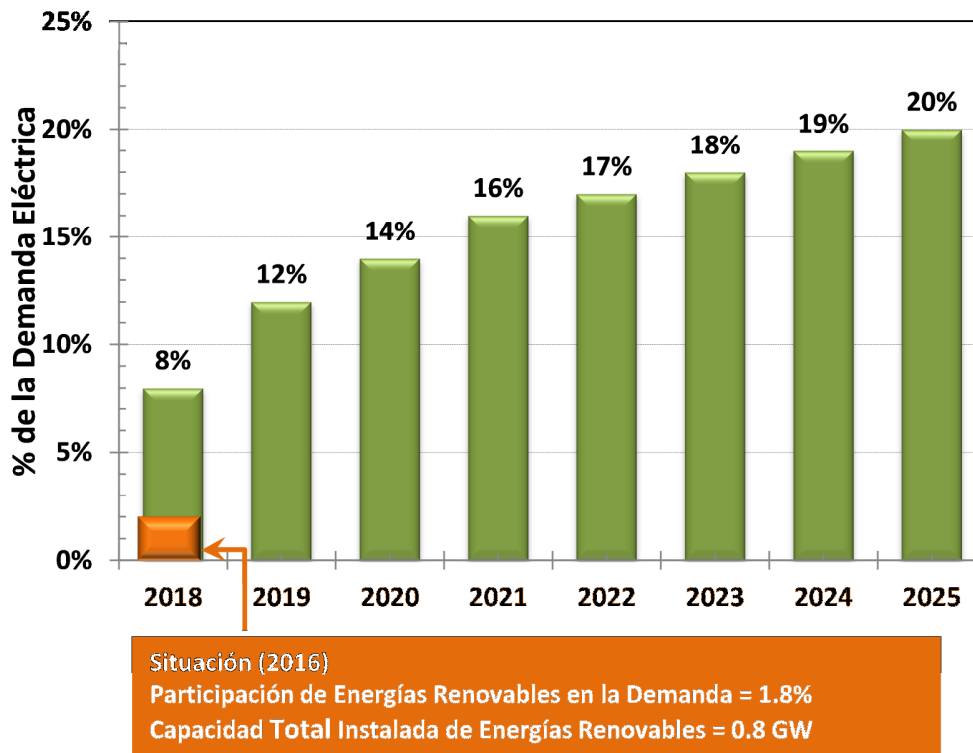


Figura 18: Metas fijadas en la Ley 27191 de Fomento de las Energías Renovables. Los Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista y las Grandes Demandas que sean Clientes de los Prestadores del Servicio Público de Distribución o de los Agentes Distribuidores, con demandas de potencia iguales o mayores a los 300 kW, deberán cumplir efectiva e individualmente con los objetivos indicados en esta figura, de acuerdo al artículo 8 (Cap. IV) de la Ley 27191. A tales efectos, podrán autogenerar o contratar la compra de energía proveniente de diferentes fuentes renovables de generación. La compra podrá efectuarse al propio generador, a través de una distribuidora que la adquiera en su nombre a un generador, de un comercializador o comprarla directamente a CAMMESA bajo las estipulaciones que, para ello, establezca la Autoridad de Aplicación. Fuente MINEM, 2016.

Los costos de instalación de sistemas fotovoltaicos dependen fuertemente de la escala y la aplicación. Mientras el precio de las plantas de potencia de más de 10 MW_p, montadas en suelo, actualmente ya están en la Argentina por debajo de los 2 U\$S/W_p, en el caso de sistemas de potencias menores a los 5 kW_p conectados a la red eléctrica de baja tensión, el costo es el doble, y sólo podrá reducirse si se logra consolidar el mercado de la generación distribuida.

En cuanto a la producción de módulos fotovoltaicos en el país, hasta principios de 2014 existía una única planta de ensamblado de módulos de baja potencia (hasta 100 W_p) a partir de celdas solares importadas, en la provincia de La Rioja. En 2014, se puso en funcionamiento en San Luis la primera fábrica de ensamblado de módulos de potencias típicas para sistemas de conexión a red (240 W_p), existiendo iniciativas similares en otras provincias. Por su parte, la provincia de San Juan tiene en marcha un proyecto de instalación de una planta integrada, que incluye las etapas de fabricación de lingotes de silicio cristalino, celdas solares y paneles fotovoltaicos, con una capacidad de producción anual de 70 MW_p [29]. Las actividades de investigación y desarrollo en el tema son

relativamente escasas y están centradas en unos pocos organismos del sistema científico-tecnológico nacional (ver, por ejemplo, [30]).

Generación Fotovoltaica Distribuida – Legislación y Regulación

También conocida como generación energética in situ, generación embebida, descentralizada o dispersa, se denomina generación distribuida (GD) de la energía eléctrica a toda aquella que es generada cerca de los lugares de consumo. En este sentido podría tratarse entonces de pequeñas fuentes generadas por los mismos usuarios y también por pequeñas o grandes fuentes generadas por las distribuidoras, como propietarias de las mismas o de terceros. A nivel global, el 95% de las inversiones en generación eléctrica se basan en contratos de largo plazo, o en precios regulados. En el caso de las energías renovables, un 17% de las inversiones del año 2015, correspondieron a nuevos modelos de negocios como solar fotovoltaica distribuida. Esto da la pauta que no existen barreras tecnológicas que no hayan sido superadas en la integración de la generación eléctrica distribuida mediante energías renovables a las redes eléctricas.

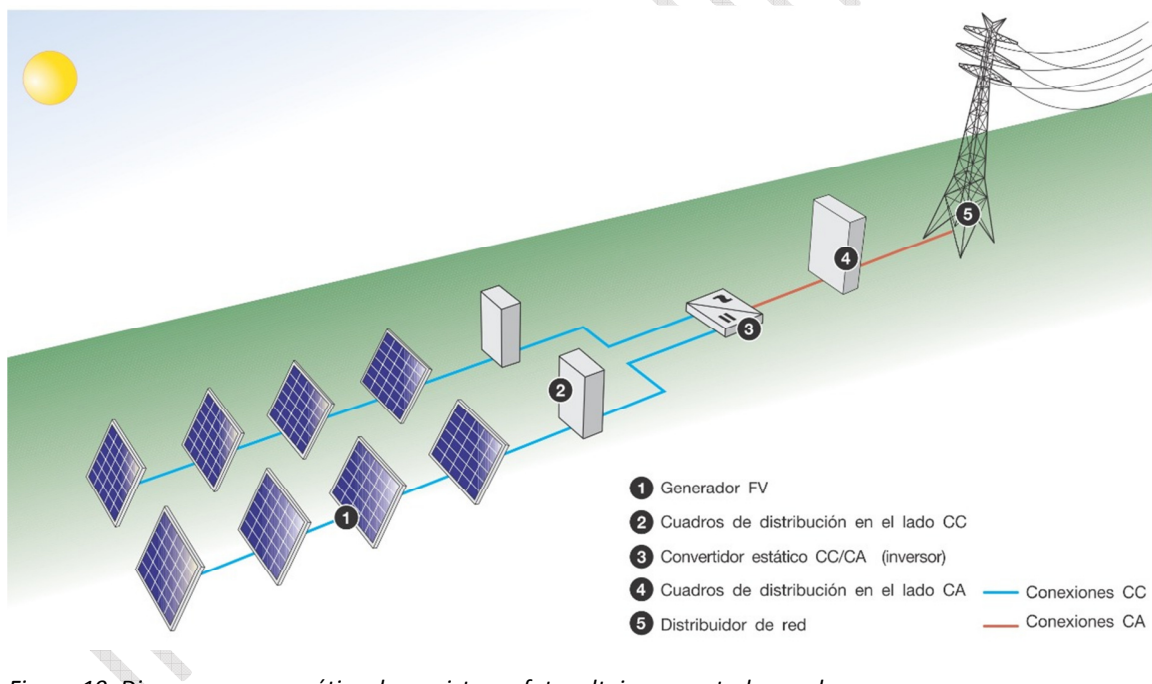


Figura 19: Diagrama esquemático de un sistema fotovoltaico conectado a red.

Las normas internacionales y las recientemente promulgadas por en nuestro país por IRAM, poseen controles redundantes que garantizan la seguridad de la conexión y la adaptación a la red. Los componentes principales son: el módulo solar fotovoltaico (FV) que genera electricidad continua (DC), el inversor fotovoltaico DC a AC que convierte la energía eléctrica generada en corriente continua (DC) a alterna (AC). El sistema de fusibles y derivación ya sea a consumos locales o que se entrega a través del medidor a la red.

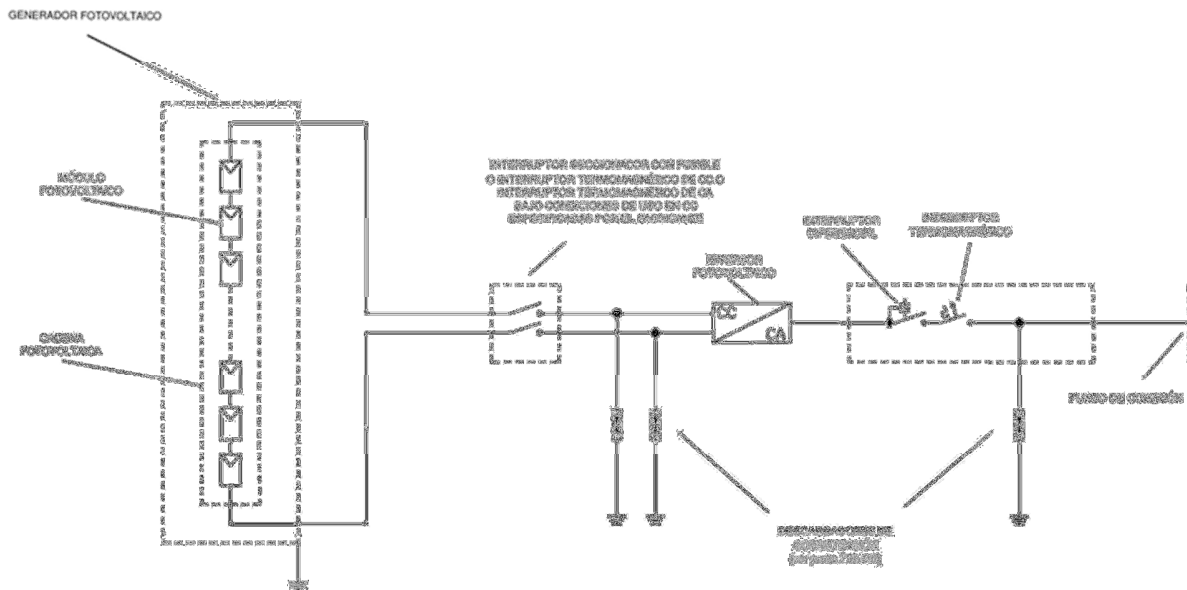


Figura 20: Diagrama unifilar de un sistema fotovoltaico de una solar rama, con sus protecciones eléctricas [31].

Actualmente en Argentina no existen los inconvenientes técnicos para incorporar el paradigma de la GDER, ni se requieren modificaciones estructurales en las redes eléctricas. Falta un marco regulatorio apropiado que estimule el desarrollo de esta tecnología, junto a líneas de financiamiento y/o estímulos fiscales.

La Argentina tiene la mayor parte de su consumo eléctrico concentrado en los centros urbanos (el Área Metropolitana Buenos Aires, por ejemplo, consumió en 2015 el 39% de la demanda eléctrica del país), junto con una gran extensión territorial. Dadas estas características, la utilización masiva de generación FV distribuida ubicada en áreas urbanas y periurbanas contribuiría al uso eficiente de la energía por reducción de las pérdidas por transporte, y a la disminución de la emisión de gases de efecto invernadero. A tal fin, resulta fundamental implementar políticas de promoción de este tipo de instalaciones. La formulación de un marco regulatorio técnico, comercial, económico, fiscal y administrativo eficiente, es clave para optimizar el proceso de adopción tecnológico. Errores en cualquiera de esos aspectos retrasarían innecesariamente el proceso, como sucedió en España (sobre-estimulación de precios), Canadá (en los comienzos, proceso de habilitación de instalaciones complejo y burocrático), o EE.UU. (en algunos Estados se requieren protecciones redundantes que encarecen innecesariamente el costo del sistema).

A nivel nacional, el Ministerio de Energía y Minería de la Nación y el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) están desarrollando la normativa que habilite la conexión a la red eléctrica pública de sistemas de generación distribuida basados en fuentes renovables. Asimismo, se han presentado en el Congreso Nacional diversos proyectos de ley con el mismo fin y se han fijado pautas técnicas en la Asociación Electrotécnica Argentina (AEA) para el diseño eléctrico de sistemas FV conectados a la red de baja tensión (ver Figuras 19 y 20).

Varias provincias se encuentran desarrollando la regulación que habilite la generación distribuida mediante energías renovables conectada a la red eléctrica pública. En particular, Santa Fe, Buenos Aires, Salta, Mendoza y Río Negro, ya han promulgado leyes o emitido resoluciones que autorizan y reglamentan la conexión a red de este tipo de sistemas.

Aspectos Económicos de la Generación Fotovoltaica

Los países que han sido pioneros en el desarrollo del mercado de la generación FV distribuida conectada a la red eléctrica pública, fundamentalmente Alemania, España e Italia, en Europa, y Japón, adoptaron en su momento un modelo tarifario basado en el pago de una tarifa diferencial, conocida como Feed-In-Tariff (FIT), para la energía eléctrica de origen renovable. Este modelo se ha empleado bajo distintas modalidades, pagando por ejemplo tarifas diferentes en función del tamaño o tipología de los sistemas, y decrecientes en función del tiempo, de manera de reflejar la disminución de costos esperables por el crecimiento y madurez del mercado. Asimismo, en diversos países se han dado mayores incentivos a las instalaciones realizadas en edificios o sobre techos. El modelo de FIT ha permitido un crecimiento exponencial del mercado, aunque en algunos casos (España e Italia, por ejemplo) ha traído aparejados problemas derivados de un crecimiento explosivo y no sostenible que, sumado a la crisis financiera global de los últimos años, ha resultado nocivo para las industrias y las empresas de servicios nacionales [32].

El otro modelo utilizado es el de conteo neto de energía eléctrica (también conocido como "net metering"), consistente en medir la energía neta consumida de la red eléctrica, definida como la diferencia entre la energía consumida y la energía generada por el sistema. Este sistema ha comenzado a ser utilizado en algunos países de Latinoamérica, como Uruguay, Chile y México, aunque hasta el momento no ha dado lugar a un desarrollo del mercado de generación distribuida [32]. Es interesante notar, que al menos en Chile y Uruguay, las tarifas que abonan los usuarios no tienen mayores distorsiones por subsidios y reflejan adecuadamente su costo.

En la Argentina, diversos estudios muestran que la implementación de un modelo de medición neta, como se está proponiendo en diversas provincias y en proyectos de ley en el Congreso Nacional, no resultaría un incentivo para la instalación de sistemas FV conectados a las redes de baja tensión, dado que las tarifas de la energía eléctrica convencional continúan estando subsidiadas [23]. Tanto los precios del mercado eléctrico mayorista como las tarifas eléctricas de las distribuidoras son sustancialmente menores que los costos de generación con la mayoría de las fuentes de energía y tecnologías. En particular, las tarifas residenciales varían dentro de un rango muy amplio, típicamente entre 50 U\$S/MWh y 100 U\$S/MWh, dependiendo de las regiones del país y de la aplicación o no de subsidios del Estado Nacional (ver, por ejemplo, [33]).

En otras palabras, la utilización de un modelo tarifario de medición neta implicaría hacer competir a la generación FV, sin subsidio, con energía eléctrica convencional comercializada por CAMMESA y las Empresas Distribuidoras, a precios muy inferiores a su costo de generación. Esto dificultaría la adopción, por parte del sector privado de tecnologías más limpias, sostenibles, previsibles y económicas.

Una tarifa diferencial que disminuya progresivamente y que esté calculada en base a no distorsionar el mercado, ni crear una expansión descontrolada, ha demostrado ser muy útil y eficaz. El caso alemán es el paradigma donde reflejarse, teniendo en cuenta las características locales del mercado y del desarrollo tecnológico. Éste debería ser el camino a transitar para conseguir el objetivo de masificar el uso de los sistemas fotovoltaicos en los ambientes urbanos y suburbanos de nuestro país.

Informe preliminar

Parte 2: Análisis de una Planta de Generación Fotovoltaica

Componentes principales

Paneles Solares e Inversores

Los componentes fundamentales que definen una planta fotovoltaica son los paneles solares (ver Figuras 19, 20 y 21), los inversores y las estructuras de soporte. Los primeros, convierten una fracción de la energía solar en corriente continua. Las dos tecnologías que compiten por las aplicaciones masivas son las basadas en silicio cristalino y en películas delgadas de materiales como el telururo de cadmio y el diseleniuro de cobre, galio e indio. En la actualidad, cada panel entrega (en condiciones estándar definida por norma) una potencia nominal en un rango de 100Wp a 360 Wp^{††}. La eficiencia de conversión de la energía solar en energía eléctrica de los módulos comerciales varía entre 12% y 22%. La mayoría de las aplicaciones requieren tensiones y corrientes mayores a las que entrega un módulo, razón por la cual los paneles deben ser conectados en serie para aumentar la tensión, y estos arreglos o ramas, se conectan luego en paralelo, Figura 20, para lograr el nivel deseado de corriente. Los productores de paneles actuales ofrecen garantías de funcionamiento de 25 años, período en el cual los módulos sufren una degradación de su producción del 20%, por envejecimiento. Ya que no poseen partes mecánicas, el mantenimiento es básicamente la limpieza del generador fotovoltaico, sobre todo en las zonas donde no llueve y hay mucho polvo en suspensión, o aves. Asimismo, a pesar de la baja tasa de fallas, debe realizarse un mantenimiento preventivo y correctivo sobre los módulos e inversores. Los módulos están preparados para soportar granizo, ciclos térmicos de gran amplitud y humedad. Es de destacar que la gran mayoría de los elementos constitutivos de los paneles pueden ser reciclados (vidrio, marcos de aluminio, silicio)^{‡‡}.



Figura 21: Detalle de una celda solar individual (izquierda) y panel de 72 celdas ensamblado.

^{††} Para aclarar que esta potencia nominal es en condiciones estándar se le suele indicar como Watt pico (Wp). La misma es: irradiancia de 1,000 W/m², espectro solar AM 1.5 y temperatura del módulo 25 °C.

^{‡‡} De hecho, en Europa comienza a emerger una industria del reciclado, con las primeras plantas solares llegando a la fase final de su ciclo de vida.

Un *inversor fotovoltaico* es un convertidor que transforma la corriente continua procedente del conjunto de paneles en corriente alterna (onda sinusoidal). Se subdividen en: inversores aislados (el inversor trabaja conectado a un banco de baterías, las cuales son cargadas directamente por los paneles a través de un regulador) e inversores conectados a la red (son los que posibilitan la inyección de energía eléctrica a la red)⁵⁵. Hay inversores monofásicos o trifásicos, y también pueden clasificarse con respecto a la configuración del sistema, en inversores centrales, de cadena o modulares. La potencia de salida en los inversores actuales puede variar en un rango muy amplio de acuerdo a la aplicación y modo de conexión, entre 1kW y 1 MW. Actualmente, los equipos vienen de fábrica con protecciones redundantes para la seguridad de la conexión a red y compatibilidad electromagnética. Asimismo, los inversores modernos (o de última generación) son capaces de proveer energía reactiva e incluso aportar estabilidad a la red eléctrica.

En la conexión a la red eléctrica de media o alta tensión se deben instalar transformadores elevadores, los cuales transforman la tensión a la salida de los inversores al valor de tensión de la red (baja, media o alta tensión).



Figura 22: Esquema básico del soporte mecánico de los paneles PV.

Estructuras de Soporte

Las especificaciones técnicas de las estructuras de soporte (ver Figura 22) dependen de las condiciones climatológicas (por ejemplo, vientos), del emplazamiento (techo o piso (o suelo)) y del tamaño de la instalación. Las estructuras de soporte suelen plantearse, en cuanto a sus dimensiones y secciones, para que las mismas tengan una duración libre de mantenimiento acorde con la vida útil de la instalación y los paneles, la que se estima en unos 30 años. Hay estructuras

⁵⁵ Hay una tercera categoría de inversores híbridos (también llamados inteligentes), que son capaces de funcionar tanto en modo aislado como conectado. Hay una tercera categoría de inversores, los inversores híbridos (también llamados inteligentes), que son capaces de funcionar tanto en modo aislado como conectados a la red eléctrica. Estos inversores posibilitan la gestión de la energía.

fijas, otras que permiten seleccionar un conjunto de inclinaciones para maximizar el aprovechamiento a lo largo del año. También existen estructuras con seguidores de uno o dos ejes, tal como describimos a continuación.

Materiales usuales

Los materiales habituales suelen ser metales de gran resistencia a la intemperie y a la oxidación, principalmente hierro galvanizado en caliente, aluminio y en menor medida acero inoxidable. Existen algunas experiencias importantes también de estructuras realizadas con maderas semiduras (generalmente se trata de maderas tratadas para mejorar su duración a la intemperie como el secado de horno y el impregnado mediante autoclave). La madera – si procede de forestaciones o del uso sustentable de los bosques nativos- tiene un nivel de incidencia energética mucho menor a la de los metales, al mismo tiempo que inmejorables condiciones respecto de su huella de carbono y nulo impacto ambiental, aún en su deposición final.

Pueden mencionarse también algunas posibilidades técnicas del Polipropileno, que suele utilizarse también conformando bateas o consolas sobre cubiertas planas de edificios. Finalmente también materiales diversos que cuenten con resistencia estructural y tratamientos superficiales que aseguren una durabilidad al exterior similar a la de los paneles. En la Figura 23 se observan algunos ejemplos de posibles materiales.



Figura 23: Ejemplo de materiales utilizados en estructuras de soporte. Los más comunes son hierro galvanizado y aluminio.

Estructuras sobre suelo

Generalmente constituidas a partir de piezas lineales livianas (perfiles extruidos en hierro o aluminio, o generados a partir de chapas dobladas y cortadas de menores espesores). De acuerdo al tipo de terreno, su accesibilidad y a los vientos predominantes en la zona del emplazamiento generalmente se ubican hincadas en el terreno mediante pilotes (metálicos o de hormigón) o fundaciones soterradas, aunque también existe la posibilidad de posarlas simplemente apoyadas sobre terreno natural mediante zapatas que constituyen muertos de anclaje (ver Figura 24). Las estructuras se orientan hacia el norte (en el hemisferio sur) y con un ángulo de inclinación con

respecto a la horizontal, para instalaciones de conexión a red, levemente inferior a la latitud del lugar (típicamente, entre 8° y 10° menos que la latitud). Se disponen o distribuyen en el terreno de manera de evitar el sombreado de las superficies fotovoltaicas durante las primeras horas de la mañana ni las últimas de la tarde, considerándose generalmente para obtener un máximo rendimiento del espacio de la parcela, distancias entre filas que permitan un asoleamiento completo durante un mínimo de cuatro horas durante el solsticio de invierno. Esta separación entre filas o hileras es también necesaria para realizar tareas de limpieza de los planos fotovoltaicos y el desmalezado del terreno entre otras tareas.



Figura 24: Algunos tipos de estructuras sobre suelo con distinto tipo de fijaciones.

Estructuras sobre cubiertas de edificios

Cubiertas planas

Las estructuras destinadas a ser ubicadas sobre cubiertas de edificios o construcciones deben preverse teniendo en cuenta la sobrecarga máxima admisible de la misma, y montarse de manera de soportar los vientos- que son mayores en alturas considerables- lo cual exige un dimensionado cuidadoso. Otros aspectos a tener en cuenta son los de la conservación de la estanqueidad necesaria de la cubierta y no impedir el libre escurrimiento de agua de lluvia sobre la misma (ver Figura 25).

Si bien el criterio de disposición habitual de los paneles en cubiertas planas suele ser similar al descrito para las instalaciones sobre suelo natural, otras disposiciones pueden resultar convenientes en caso de pequeñas superficies como planos fotovoltaicos únicos, en inclinaciones que a pesar de no resultar las óptimas desde el punto de vista energético, permitan la instalación de mayores potencias.

Cubiertas inclinadas

Para este tipo de cubiertas la disposición habitual de los paneles constituye la fijación de los mismos en forma coplanar a la superficie de la misma, ya sea cubriéndola en forma parcial o total (ver Figura 25). La estructura en este caso se limita a perfiles de fijación sujetada a la superficie de la misma, aunque existen otras múltiples posibilidades como la conformación de una cubierta estanca mediante paneles solares especialmente concebidos como "tejas solares" o también la

posibilidad de producir techos translúcidos mediante paneles que permiten el paso parcial de la luz al interior de los edificios.

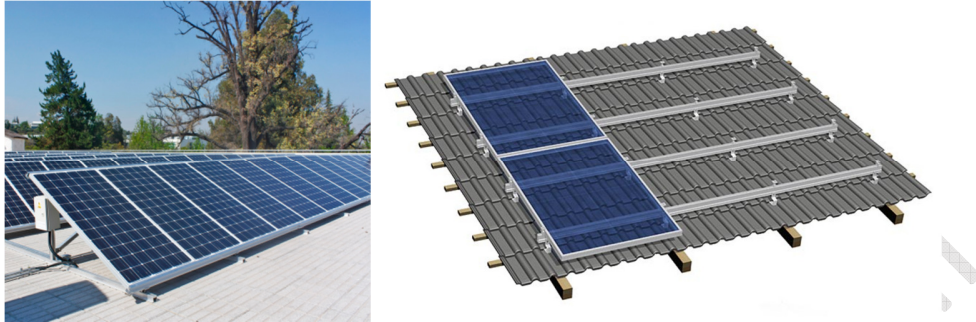


Figura 25: Ejemplos de estructuras sobre cubiertas de edificios (planas e inclinadas)

Estructuras de ángulo variable

Estructuras con seguidor de dos ejes

Con el objetivo de lograr mayores rendimientos en la generación energética anual, se han desarrollado diferentes tipos de estructuras que optimizan en menor o mayor medida la incidencia directa de los rayos solares sobre la superficie de captación (ver Figura 26). En las estructuras de ángulo variable el plano fotovoltaico puede adoptar diferentes posiciones, generalmente para captar más directamente los rayos en el solsticio de invierno, de verano y durante los equinoccios de primavera y otoño.

Las estructuras dotadas de mecanismos de seguimiento pueden disponer los paneles en condiciones de incidencia más directa. Los seguidores de un eje pueden hacer girar los paneles entre el este y el oeste, logrando así un seguimiento diario fijo que es independiente de la estación del año. Las estructuras dotadas de seguidores de doble eje permiten que la superficie de captación se disponga perpendicular a la dirección del sol. La mayor eficiencia en la generación energética de estos sistemas también tiene como contrapartida mayores costos de inversión y de mantenimiento. Esto produce que actualmente los seguidores solares se utilicen principalmente en grandes plantas de generación de energía, siendo poco comunes los ejemplos adaptados a la edificación y a instalaciones menores.

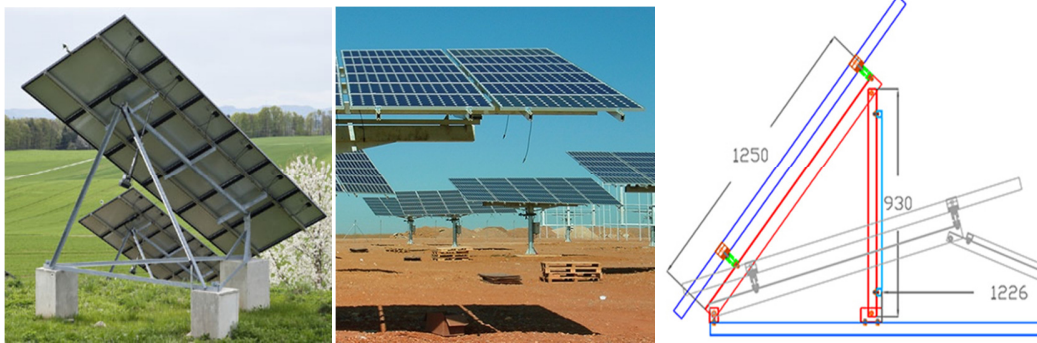


Figura 26: Ejemplos de estructuras de ángulo variable

Integración edilicia y arquitectónica

La filosofía de la integración arquitectónica consiste en dotar al sistema de captación (ya sea térmico o fotovoltaico) de una doble función: generación de energía y elemento de construcción. Cualquier superficie externa edilicia que reciba la incidencia solar es susceptible de recibir generadores fotovoltaicos, lo cual se extiende también a mobiliario urbano, barreras de sonido, cubiertas sobre espacios públicos, pérgolas, estacionamientos cubiertos, etc., tal como se ilustra en la Figura 27.

Entre las ventajas de la integración podemos mencionar

- El reemplazo de determinados componentes de la construcción
- La superficie necesaria ya está pagada por la construcción del edificio.
- El generador puede reducir la carga térmica del edificio al generar sombras, y por lo tanto disminuir el consumo energético para su refrigeración.
- La minimización de pérdidas por transporte de la energía (producción in-situ)
- La integración de los sistemas, sobre la “envolvente solar” de los edificios libera el suelo urbano para otros usos.



Figura 27: Ejemplos de integración arquitectónica

Definición de un proyecto de generación tipo

El siguiente es un resumen técnico con los principales parámetros que definen la ingeniería conceptual de una planta fotovoltaica conectada a la red eléctrica, capaz de entregar parcial o totalmente su producción a una red de distribución de baja o media tensión. Se analiza en primer término una planta de 100 kWp de potencia, representativa de las necesidades que diversos grandes usuarios tendrán para cubrir sus obligaciones durante los primeros años de aplicación de la Ley 27191. El grado de cumplimiento dependerá tanto del consumo particular de cada empresa, como de la ubicación geográfica de la planta. Para ilustrar este último punto, se calculó la producción de energía de la misma planta en la localidad de Ezeiza (representativa del conurbano bonaerense), en la ciudad de Neuquén y en Abra Pampa (Jujuy). Posteriormente, se realizó un estudio del repago de las inversiones de una planta de 1 MWp.^{***} El estudio completo (ingeniería básica y de detalle) debe incluir los costos de conexión del sistema FV a la red pública (cableado, elementos de maniobra y protección, transformador, etc.), la cual depende no solamente de la tensión de la misma, sino de factores como la distancia al punto de conexión, la capacidad de evacuación, la existencia y/o características de una subestación transformadora, entre otras cuestiones. Dado que requiere un estudio separado, la conexión a red se deja de lado en el análisis.

Características del Generador Fotovoltaico

Los principales parámetros que definen una planta fotovoltaica se especifican en la Tabla 2 (en este caso corresponderían a una planta de 100 kWp).

Características del Generador FV		
Potencia Módulo FV	250	Wp
Modelo	Genérico	
Tipo de Celda	Si - Policristalino	
Número de Celdas por Módulo	60	
Número de módulos en serie	18	
Número de cadenas en paralelo	22	
Cantidad de Módulos FV	396	
Potencia Nominal Planta	99	kWp
Tensión Generador	491	V mpp
Corriente	180	A
Superficie Total	644	m ²
Inversor DC/AC	30	kW (AC)
Modelo	Genérico	
Tensión	450-700	V
Número de inversores	3	

Tabla 2: Características de diseño de una planta genérica de potencia nominal cercana a 100 kWp.

^{***} En el cálculo se utilizan modelos genéricos de paneles e inversores y precios (CIF) de equipos, cotizados a marzo de 2017. A los fines prácticos del presente análisis, sólo interesan las características generales de los componentes a utilizar.

La simulación del funcionamiento de esta planta requiere los valores de irradiación solar global en un plano horizontal, para un año de referencia, generado a partir de los datos de irradiación solar global media (diaria o mensual) tomados de alguna base estándar. Existen diversas bases de datos, como Meteonorm. [34], la NASA [35] o el Atlas Solar Argentino, [36]. El conocimiento del recurso solar es un dato importante para el cálculo del período de amortización esperado de la planta. En este sentido, las variaciones entre estas fuentes pueden ser relevantes, como así también las fluctuaciones producto de los cambios interanuales de la irradiación promedio mensual (que pueden alcanzar el 10% o 20%, según la localización geográfica de la planta). Una alternativa es definir un "Año de Referencia" de manera tal que la probabilidad de que la irradiación solar media de un mes dado supere a la de ese mismo mes en el año de referencia sea mayor que cierto umbral (por ejemplo, el 65%).

La Figura 27 muestra el resultado de este ejercicio para una localidad como Ezeiza. Como es de esperar, la energía incidente diaria (expresada en kWh/m²/día) muestra una variación estacional. Datos climatológicos como la nubosidad, ya están tenidos en cuenta en la gráfica.

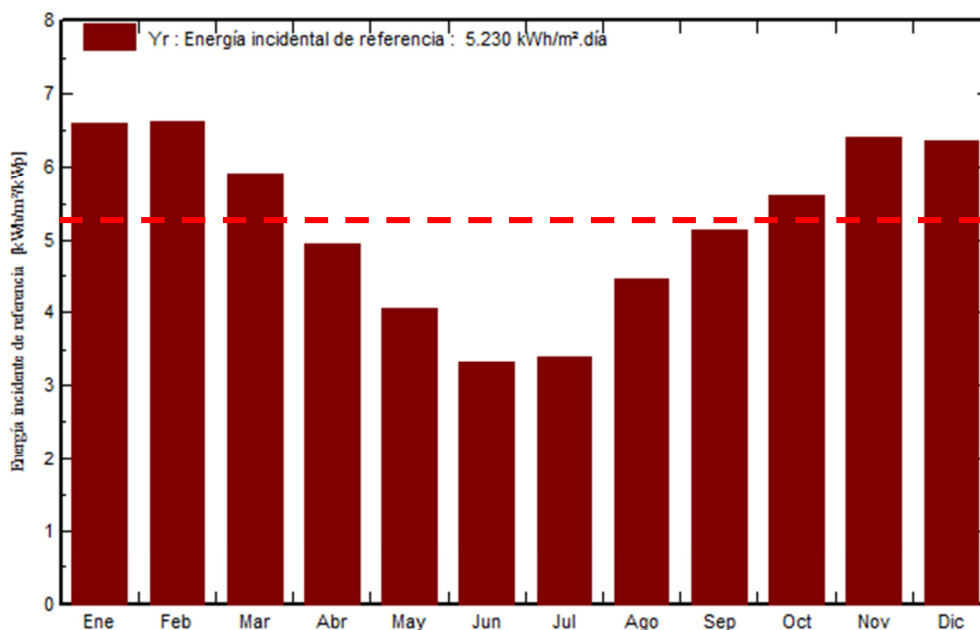


Figura 28: Energía incidente en el plano de referencia, para la localidad de Ezeiza, (Buenos Aires). La línea de punto representa el valor medio.

La Figura 28 muestra la producción de energía a la salida del inversor, descontando las pérdidas en el generador fotovoltaico y en el inversor. Obsérvese que las pérdidas disminuyen en invierno (ver Figura 29), ya que la performance de los equipos mejora a menor temperatura, lo cual compensa en parte la menor irradiación.

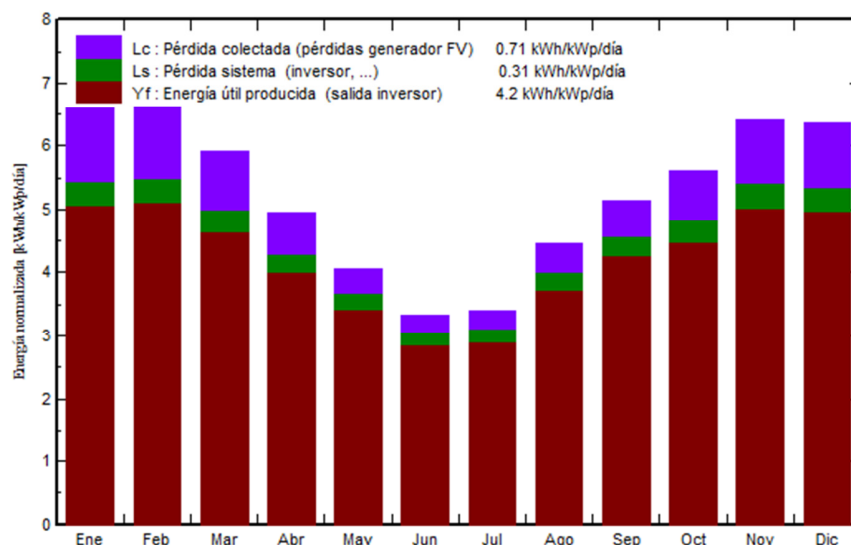


Figura 29: Producción normalizada por kWp instalado, para la misma planta (Ezeiza).

La Tabla 3 resume las simulaciones del comportamiento de la misma planta fotovoltaica en las tres localidades antes mencionadas, modificando únicamente la orientación del plano receptor para maximizar la producción anual de energía de cada una.

Localidad	Abra Pampa	Ezeiza	Neuquén	
Provincia	Jujuy	Buenos Aires	Neuquén	
Latitud (S)	22.72	34.82	38.95	grados
Longitud (O)	65.70	58.53	68.13	grados
Altitud	3488	17	272	m
Optimización de la producción	Anual	Anual	Anual	
Orientación Plano Receptor				
Inclinación	26	30	35	grados
Azimut	0	0	0	grados
Energía Anual Producida	206.2	151.9	160.0	MWh/año
Producción Específica	2083	1535	1616	kWh/kWp/año
Factor de Rendimiento	80.3	80.4	80.3	%

Tabla 3: Tabla comparativa de la producción estimada de energía de la misma planta, ubicada en cada una de las 3 localidades (optimizando solamente la inclinación de los paneles para maximizar la producción anual en cada punto).

Es de destacar que la producción específica de la planta (esto es, la energía útil que entrega anualmente en promedio, por cada kWp de potencia instalada) varía en un rango cercano al 30% entre una localidad excepcional del norte argentino, y una zona central del país, como puede ser la

Provincia de Buenos Aires. Asimismo, si bien la ciudad de Neuquén está más al sur que Ezeiza, la altura, y el clima compensan la diferencia en latitud⁺⁺⁺.

Reducción de Emisiones de GEI

El potencial de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero se calcula a partir de la huella de carbono de la red eléctrica. La misma se basa en los volúmenes de cada combustible utilizado para generación, la energía eléctrica generada a partir de esos volúmenes, y los factores de emisión de cada combustible. La siguiente tabla, publicada por el Ministerio de Energía y Minería, resume los factores de emisión de CO₂, los cuales para la Red Argentina de Energía Eléctrica, dan un 0,44 tCO₂/MWh (en el año 2015).

Combustible	Factores de Emisión	
Gas Natural (NG)	1.936	tCO ₂ /dam ³
Fuel Oil (FO)	3.127	tCO ₂ /t
Gas oil (GO)	3.771	tCO ₂ /t
CMi (Carbón Mineral) Nacional	2.441	tCO ₂ /t
CMi (Carbón Mineral) Importado	2.441	tCO ₂ /t

Tabla 4: Factores de emisión de los distintos combustibles

Por ejemplo, la planta de 100 kW analizada en Jujuy, tiene la potencialidad de reducir las emisiones de GEI en 90 Tn/año de CO₂ equivalente. Como comparación, este número corresponde a las emisiones anuales de unos 90 vehículos medianos^{###}.

Análisis Económico

Inversión Inicial

Para evaluar el costo de una instalación se tuvieron en cuenta cotizaciones recientes (2017), incluyendo los costos de nacionalización. Los costos locales asociados con las estructuras requeridas y la mano de obra de la instalación de los paneles solares, están basados en estimaciones preliminares realizadas en base a información obtenida de posibles proveedores.

⁺⁺⁺ Hacia el oeste, todas las provincias de nuestro país, desde Jujuy hasta Mendoza, tienen altos niveles de irradiación promedio anual. Pero casi todo nuestro territorio tiene mayores niveles que los que se registran en países como Alemania o Japón, líderes en la implementación de la energía solar fotovoltaica.

^{###} Un vehículo mediano moderno emite aproximadamente 0.1 kg de CO₂ por kilómetro recorrido. Si recorriera en promedio 10.000 km/año, emitiría 1 Tn/año.

Para los costos de materiales eléctricos, especialmente las longitudes de cables (que requiere una ingeniería de detalle), se consideró la proporción que ocupan en proyectos similares. En cuanto a la obra civil, la misma consta de preparación del terreno (en el caso que se trate de una planta en el suelo), accesos, zanjado, construcción de cerco perimetral, construcción de galpón para el acopio de equipos, construcción de garita de seguridad. Con toda esta información se llegaron a valores de referencia, los cuales necesariamente variarán según la localización (costos de transporte, mano de obra, etc). Según este relevamiento, y con los condicionantes mencionados, actualmente un proyecto de 100 kW en un techo plano de un galpón y condiciones estructurales adecuadas, debería poder realizarse (llave en mano) por 230.000 USD. Un proyecto de 1 MW en planta, puede construirse por 1,75 millones de USD. En la Figura 30 se desglosa la composición de estos costos para el proyecto de 100 kW.

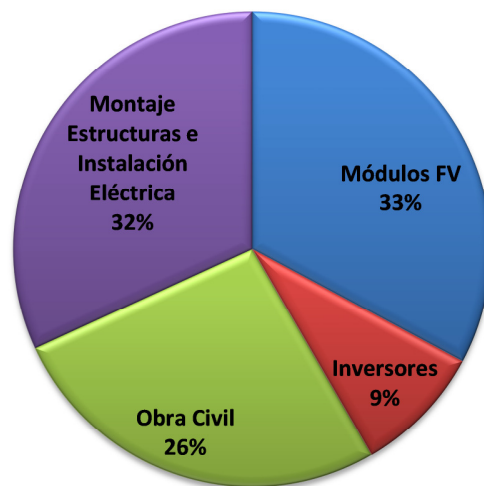


Figura 30: Proporción de costos de inversión para una planta de 100 kW. Actualmente un rango razonable de inversión de una planta de este tipo sobre una superficie techada es de 230 mil USD.

Costos de Operación y Mantenimiento

Los costos de operación y mantenimiento se pueden estimar como un porcentaje de la inversión inicial o en función de la potencia de la planta, dependiendo de la tipología de la instalación, el entorno y la localización. Estas tareas pueden ser realizadas por el propietario de la planta o ser subcontratadas total o parcialmente a empresas especializadas. Para plantas pequeñas, como una de 100 kW, montadas en un techo (lo que la hace más segura frente al vandalismo) sólo se debe considerar la limpieza de los paneles y el mantenimiento eléctrico preventivo. Para una planta de 1 MW, las partidas a tener en cuenta son:

- a) Costos de Seguridad y Salud

- b) Costos de Operación de la Planta (por ejemplo, a través del sistema SCADA)
- c) Mantenimiento Preventivo y Correctivo: Mantenimiento de Baja Tensión, Generador Fotovoltaico y cuadros de primero y segundo nivel. Mantenimiento de Estructuras, Inversores y Sistema de Comunicaciones.
- d) Limpieza del Generador Fotovoltaico: es un aspecto variable en función de la presencia de polvo del emplazamiento, actividad industrial, actividad humana, presencia de pájaros, de las condiciones meteorológicas (lluvias).
- e) Mantenimiento del terreno (para el caso de plantas emplazadas en el suelo)
- f) Acciones correctivas sobre los elementos descritos
- g) Seguros

A los fines de la evaluación consideramos los costos de operación y mantenimiento, representan un total anual equivalente al 3% de la inversión inicial, que es un supuesto relativamente estándar para un análisis genérico.

Repago de la inversión

Por su simplicidad, uno de los indicadores económicos más utilizados para evaluar proyectos de inversión es el período de repago de las inversiones, calculado a partir de la determinación del flujo neto de fondos, considerando la incidencia operativa, de subsidios y/o impuestos, pero sin considerar el valor tiempo del dinero.

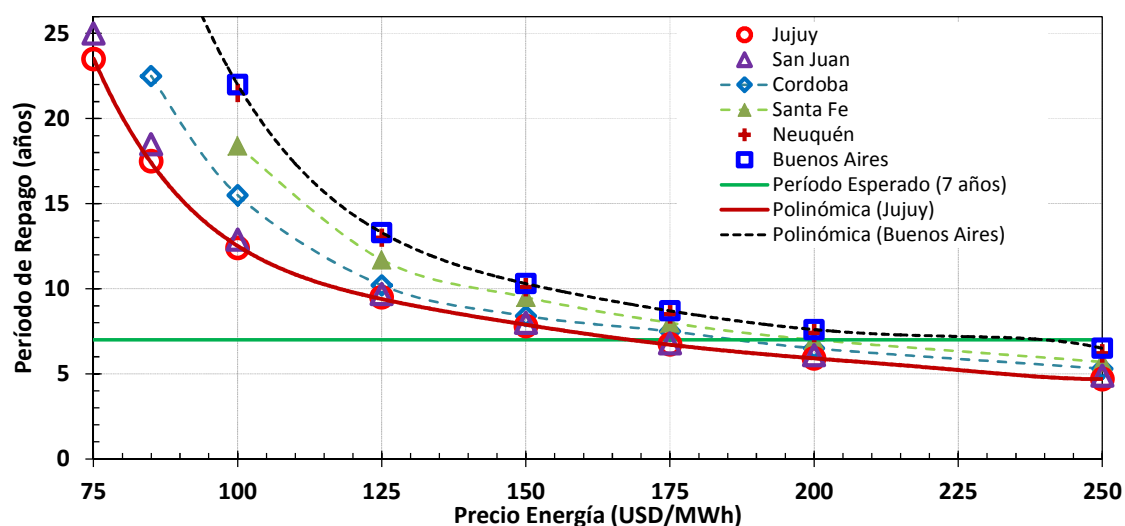


Figura 31: Período de repago de una planta de 1 MW de potencia en función de los precios de venta de la energía renovable. En el gráfico se muestra la variación de los mismos de acuerdo a la ubicación de la planta en las capitales de diferentes provincias argentinas, considerando para ellos sólo la incidencia de la radiación solar y dejando costo de la misma fijo (ver tabla 5). Sin ninguna clase de subsidios, los períodos de repago para una planta de esta potencia resulta atractiva sólo a precios mayores a 175 USD/MWh.

En la Figura 31, se muestra el período de repago en función del precio de venta de la energía renovable (sin subsidio alguno), calculada para una misma planta de 1 MW ubicada en diversas localidades del país. Si consideramos aceptables los proyectos con períodos de repago menores a 7 años, sólo aquellos que pudieran vender la energía por encima de los 175 USD/MWh, o que reemplazaran otras fuentes de energía a ese valor, resultarían satisfactorios. Hay que tener en cuenta, sin embargo, que aún si una planta se repagara en tiempos mayores a 7 años, dado que la vida útil de la misma es de 25 años, no necesita combustible para funcionar, y requiere un mantenimiento bajo en comparación con plantas convencionales, podría llegar a ser una inversión atractiva para empresas con proyectos de largo plazo, en los cuales eliminar una parte de la incertidumbre en el precio de la energía eléctrica puede ser un factor relevante en su ecuación económica.

Potencia Planta	1	MW (AC)
Costo Total	1.7	MUSD
Costos Operativos	59	kUSD/año
Financiación	100	%
Tasa Nominal Anual (USD)	5	%
Plazo	5	años

Tabla 5: Parámetros básicos considerados en la figura anterior

Un análisis en cierta medida complementario al anterior consiste en estimar el costo nivelado de la energía⁵⁵⁵ solar fotovoltaica para una planta de 1 MW, y compararlo con el correspondiente a un grupo electrógeno diésel que genere una cantidad equivalente de energía (para el ejercicio, se consideraron 2 equipos de 400 kW cada uno, funcionando al 75% de su capacidad nominal durante una cantidad de horas anuales tal que generen la misma energía que la planta para cada localidad). Si bien el análisis de la planta fotovoltaica no depende exclusivamente de la intensidad de la radiación solar local (hay una variación de los costos por transporte, costos laborales, por el tipo de estructuras de soporte y la selección misma de los paneles e inversores puede depender de factores climáticos variables), para este estudio se consideraron todas las variables fijas excepto el nivel de radiación. Asimismo, si bien el equipo generador convencional puede asumirse el mismo en diferentes zonas del país, el costo de combustible, el costo asociado a la logística del combustible y al mantenimiento, puede variar fuertemente entre regiones. Sin embargo, no se consideraron tales efectos. Teniendo en cuenta estas simplificaciones, la Figura 32 sirve de base de comparación de los costos nivelados. Como puede apreciarse, en todo el país, la generación fotovoltaica a escala de plantas de 1 MW sería mucho más económica que la generación mediante generadores diésel.

⁵⁵⁵ El costo nivelado de la energía es el cociente del valor presente del flujo de costos (inversiones, costos operativos, costos de combustible, etc...), dividido por el valor presente del flujo de energía generada durante la vida útil de la planta, ambos descontados a la misma tasa.

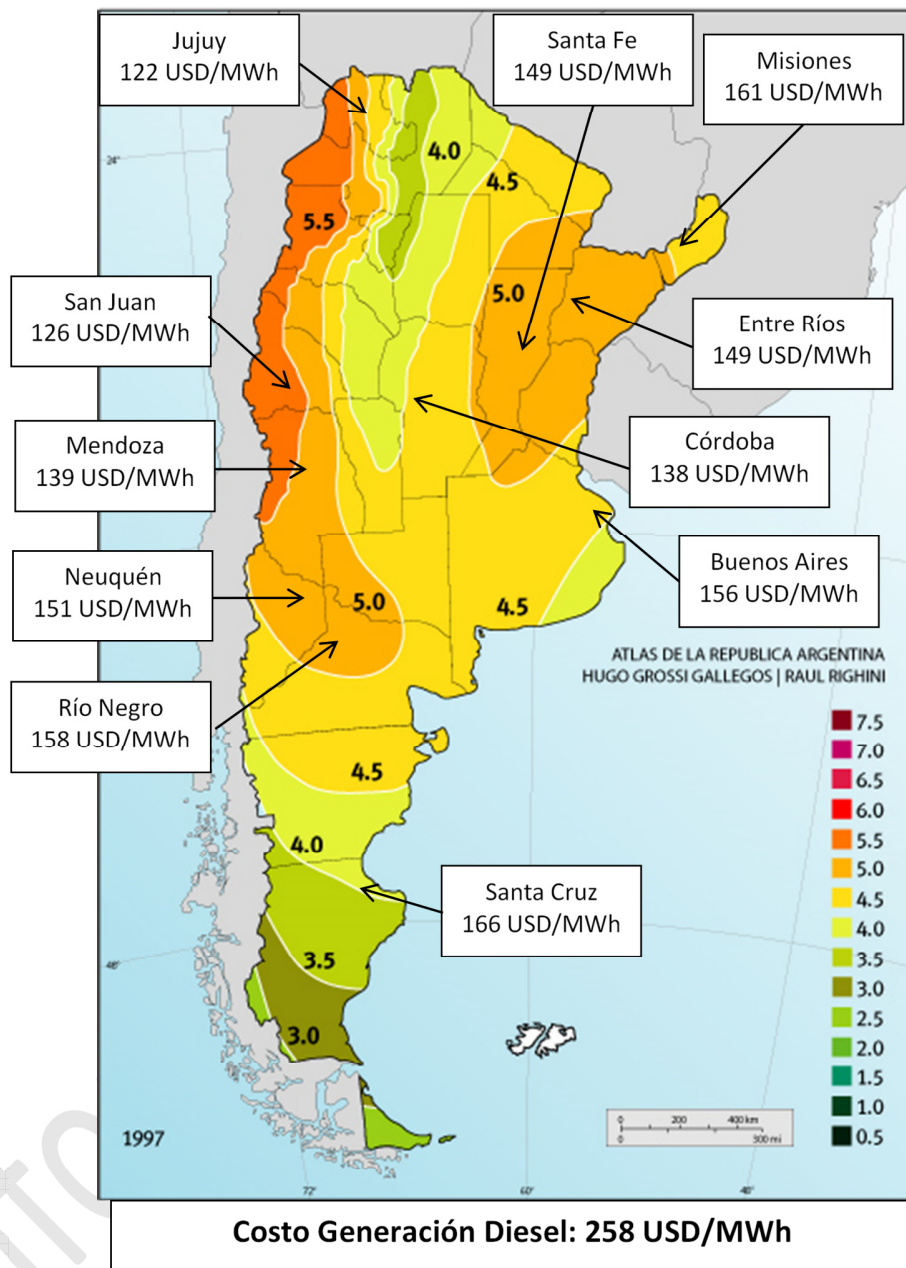


Figura 32: Costo nivelado de la energía solar en diferentes localidades de nuestro país para una misma planta de 1 MW de potencia (esto es, sin considerar variaciones de los costos por transporte, laborales, por tipo de estructuras de soporte y equipos, cuya elección puede depender de factores climáticos variables según la región). Es interesante comparar estos costos con el de la generación convencional con equipos diésel de gran porte (400 kW), la cual, es del orden de los 258 USD/MWh.

Análisis de Sensibilidad

Resulta interesante analizar la influencia de las variaciones de precios de los diferentes componentes en el costo total de la planta. Para ello se realizaron variaciones del 10% en el precio y se observó el impacto en el costo global (ver Figura 33).

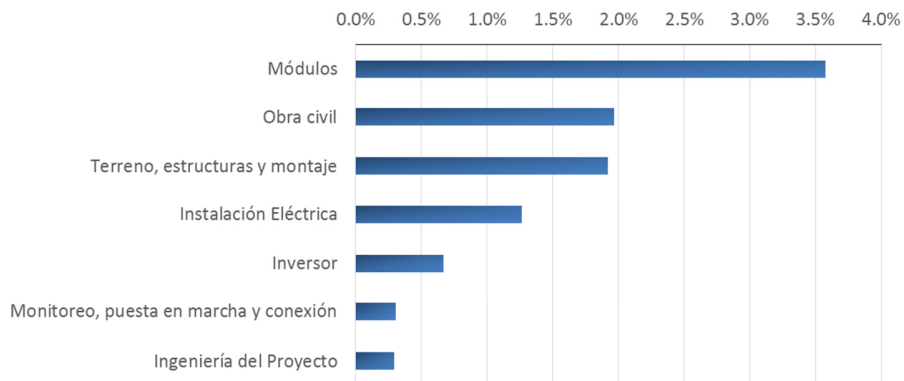


Figura 33: Variación de costo de capital debido a variaciones del 10% en los distintos precios para una planta de 1 MW montada en el suelo

De la misma forma se consideraron variaciones en los costos operativos. Los rubros de seguros y de vigilancia y seguridad dependen fuertemente de la localización de la planta. En general, ambos se reducen mucho en instalaciones en los techos, ya que disminuye la posibilidad de vandalismo. La figura 34 corresponde a una planta de 1 MW en piso.

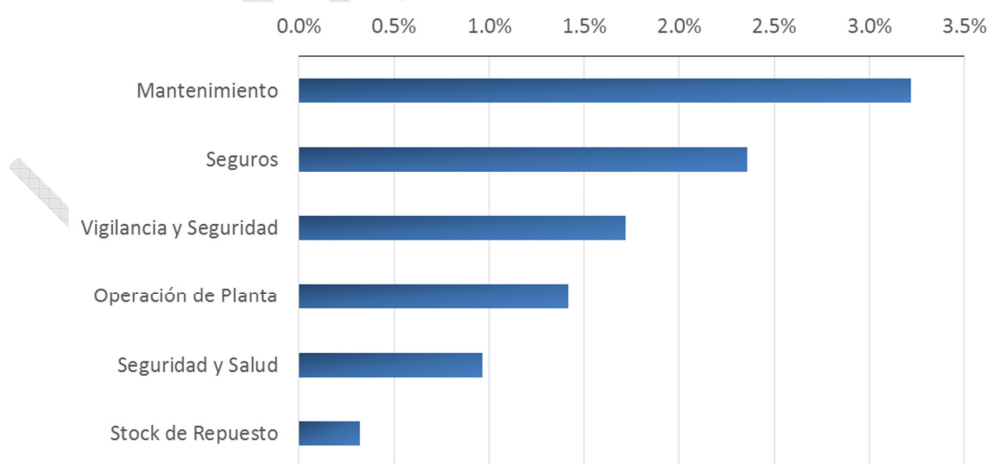


Figura 34: Impacto en el costo operativo ante variaciones (independientes) del 10% en los precios de los diferentes ítems

Finalmente se estudiaron las variaciones en el valor actual neto del proyecto tipo ante variaciones del 10% del precio de la energía renovable, de la producción de la planta (localización geográfica), el costo de capital, el costo operativo y la tasa de financiación (asumiendo un financiamiento del 100%). Tal como se muestra en la Figura 35, la mayor sensibilidad se da en el precio de venta y la producción de energía de la planta.

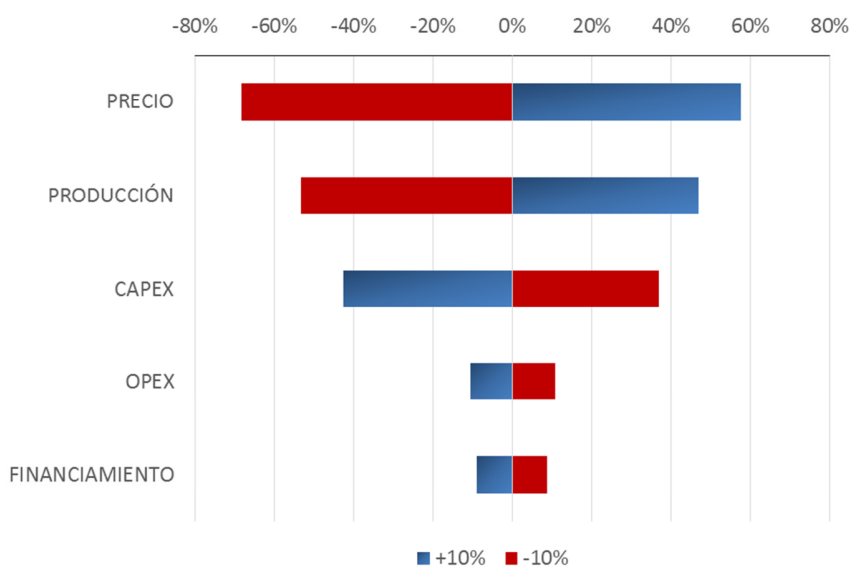


Figura 35: Sensibilidad del valor actual neto (a tasa de descuento del 5%) para variaciones de amplitud 10% en las principales variables que afectan la viabilidad económica de un proyecto. Por ejemplo, una variación de un 10% en el precio de la energía renovable respecto a los valores del caso base (equivalente a 10 USD/MWh) implica una disminución en el valor actual de un 60%. Asimismo, una variación del 10% en la producción de energía eléctrica de la planta implica una variación cercana al 50% en el valor actual del proyecto.

Conclusiones

En este informe se presentó un panorama del desarrollo de las energías renovables en el mundo y en la Argentina, con énfasis en la de más rápido crecimiento y la única adaptable a cualquier entorno: la **energía solar fotovoltaica**. En este contexto, se mostraron los primeros indicios claros de una transición energética en la cual las energías renovables registran altas tasas de crecimiento sostenido en la potencia instalada y comienzan a desplazar a los combustibles fósiles en la matriz energética global. El motor detrás de esta penetración en la matriz eléctrica es que estas tecnologías, especialmente la solar fotovoltaica y la eólica, han comenzado a ser competitivas a nivel de centrales de potencia, respecto de las fuentes convencionales. Sumado a este hecho, continúa ejerciendo un impulso importante el tratarse de tecnologías que reducen en forma sensible el impacto medioambiental del sector de la generación eléctrica, que es el que más

contribuye a las emisiones de gases de efecto invernadero. Algunos indicios muestran que aun estando en los comienzos de esta transición, ya hay contribuciones mensurables en la estabilización de las emisiones.

En la Argentina, el desarrollo de las energías renovables es aún muy incipiente, si bien existe un acuerdo del arco político de avanzar en forma decidida en esta dirección. Como se vio en este trabajo, en la zona centro y norte de Argentina, con un valor de MWh superior a 130 USD, estos proyectos son económicamente amortizables en menos de 10 años. En los escenarios energéticos publicados por el Ministerio de Energía y Minería, se cuantifica el incremento de la potencia renovable al 2025 en un rango de 9,4 a 11,3 GW, período en el cual la potencia total instalada debería crecer entre 17,2 y 24,2 GW para sostener el incremento de la demanda eléctrica [1]. En otras palabras, se espera que prácticamente el 50% de la nueva potencia a instalar en nuestro país en los próximos años sea renovable, contribuyendo con el 20% de la oferta de energía eléctrica al 2025. El crecimiento de energías renovables diversifica la matriz energética, y a pesar de la clara preponderancia de los hidrocarburos, se espera que con el grado de penetración fijado por la Ley 27191 ayude a disminuir la dependencia en la importación de gas y gasoil, y cumplir con las metas de reducción de emisiones.

En lo referido a la Generación Distribuida Mediante Energías Renovables, si bien ha habido algunos avances en los últimos años, resta aún terminar de generar legislación, regulación técnica y condiciones de mercado que permitan su aplicación en forma masiva. Tal como se mostró en este informe, sin una política de fomento a la generación fotovoltaica distribuida, tal como se hizo exitosamente en varios países, en las condiciones actuales sólo el nicho de reemplazo de generadores a gasoil podría avanzar por las fuerzas puras del mercado. Diversos estudios muestran que la implementación de un modelo de medición neta, como se está proponiendo en diversas provincias y en proyectos de ley en el Congreso Nacional, no resultaría un incentivo para la instalación de sistemas FV conectados a las redes de baja tensión, dado que las tarifas de la energía eléctrica convencional continúan estando fuertemente subsidiadas [23]. Una competencia justa debiera tener en cuenta al menos los siguientes factores:

- El valor de la descongestión de los sistemas de transporte y distribución de la energía eléctrica
- La mejora de la eficiencia energética, por reducción de pérdidas por transmisión y distribución
- El aplazamiento de la necesidad de re-adequación de los sistemas transporte y distribución
- El aumento del suministro en períodos de gran demanda (altas temperaturas)
- La mejora de la fiabilidad y calidad del sistema, particularmente en extremos de línea
- El aumento de la estabilidad de la red

Tanto los precios del mercado eléctrico mayorista como las tarifas eléctricas de las distribuidoras son sustancialmente menores que los costos de generación con la mayoría de las fuentes de energía y tecnologías. Y en ese contexto, la utilización de un modelo tarifario de medición neta implicaría hacer competir a la generación FV, sin subsidio, con energía eléctrica convencional comercializada por CAMMESA y las Empresas Distribuidoras a precios muy inferiores a su costo de generación, dificultaría la adopción directa por parte del sector privado de tecnologías más limpias, sostenibles, previsibles, económicas y generadoras intensivas de empleos.

Por el contrario, una tarifa diferencial justa (en el sentido que tenga en cuenta en forma ecuánime los costos y beneficios de cada tecnología, y acelere el repago de las inversiones de pequeños productores) que disminuya progresivamente y que no distorsione a largo plazo el mercado eléctrico es eficaz en conseguir el objetivo de masificar el uso de los sistemas fotovoltaicos en los ambientes urbanos y suburbanos, tal como ha ocurrido en diversos países. De otra forma, la barrera de la inversión inicial, será muy elevada para la mayoría de las empresas las que preferirán dirigir sus recursos financieros a proyectos del corazón de su negocio. Según el precio al que comercialice CAMMESA la energía renovable (lo cual hasta la fecha es una incógnita), se corre el riesgo que toda la provisión renovable provenga del Estado Nacional a través de licitaciones de grandes centrales de potencia, desaprovechando las ventajas económicas y sociales que ofrece la generación distribuida.

Agradecimientos

Los autores agradecen a Facundo Papa y Gabriela Durán por su colaboración en la elaboración de algunas figuras, y a Facundo Papa y Marcelo Cammisa por la revisión del manuscrito. Asimismo, este trabajo no podría haberse concretado sin el apoyo y aliento de Cecilia Cavedo, Daniel Galilea y Miranda Noya Gasparetti.

Bibliografía

- [1] Ministerio de Energía y Minería, «Escenarios Energéticos 2025,» Diciembre 2016.
- [2] British Petroleum, «BP Statistical Review of World Energy June 2016,» 2016. [En línea].
- [3] V.Smil, «Energy transitions, renewables and rational energy use: A reality check,» https://issuu.com/oecd.publishing/docs/oecdobserver304_november_parissuppl, 2015.
- [4] International Energy Agency (IEA), «Decoupling of global emissions and economic growth confirmed,» 16 March 2016. [En línea]. Available: <http://www.iea.org/newsroom/news/2016/march/decoupling-of-global-emissions-and-economic-growth-confirmed.html>.
- [5] REN21 Annual Report 2016, «Annual Report 2016,» 2016. [En línea]. Available: <http://www.ren21.net/>.
- [6] IRENA, «Renewable Energy Capacity Statistics,» 2017.
- [7] Agencia Internacional de Energía, «IEA,» 2017. [En línea]. Available: <https://www.eia.gov/>.
- [8] MidAmerican Energy, 2016. [En línea]. Available: <https://www.midamericanenergy.com/our-renewable-energy-vision.aspx>.
- [9] Agencia Nacional de Estadística de China, 2017. [En línea]. Available: <http://ceenews.info/en/power-statistics-china-2016-huge-growth-of-renewables-amidst-thermal-based-generation/>.
- [10] The New York Times, «NYT.com,» 05 01 2017. [En línea]. Available: https://www.nytimes.com/2017/01/05/world/asia/china-renewable-energy-investment.html?_r=0.

- [11] International Renewable Energy Agency IRENA Report 2016, « Reporte 2016,» 2016. [En línea]. Available: <http://www.irena.org>.
- [12] Wikipedia, «Swanson's law,» https://en.wikipedia.org/wiki/Swanson%27s_law, 201.
- [13] British Petroleum BP, «World carbon emissions stopped growing in 2015,» 2016. [En línea]. Available: <https://www.theguardian.com/environment/2016/jun/08/world-carbon-emissions-stopped-growing-in-2015-says-bp>.
- [14] B. Obama, «The irreversible momentum of clean energy,» *Science*, vol. 355, nº 6321, pp. 126-129, 13 Jan 2017.
- [15] S.Gil, «¿Es posible disminuir nuestras importaciones de gas? Petrotécnica (Revista del IAPG),» *Petrotécnica (Revista del IAPG)*, vol. LV, pp. 82-91, 2014.
- [16] IRENA, «Renewable Energy and Jobs - Annual Review 2016,» 2016.
- [17] Bloomberg News, Clean-Energy Jobs Surpass Oil Drilling for First Time in U.S., 2016. [En línea]. Available: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2016-05-25/clean-energy-jobs-surpass-oil-drilling-for-first-time-in-u-s>.
- [18] U. D. o. Energy, «Energy and Employment Report,» January 2017.
- [19] U. B. o. L. Statistics. [En línea]. Available: <https://www.bls.gov/>.
- [20] Latin America PV Playbook Q4 2016 Market Update, «Executive Summary,» MananParikh, GTM Research, February 2017. [En línea].
- [21] PV Magazine, «Edición Latinoamericana,» [En línea]. Available: <https://www.pv-magazine-latam.com/2017/03/>.
- [22] D. 2. Informe Mensual de Cammesa.
- [23] Informe Cámara Argentina de Energías Renovables, «CADER,» 2015. [En línea]. Available: <http://www.cader.org.ar/>.
- [24] Informe Anual Cammesa 2016, «Compañía Administradora del Mercado Mayorista Electrico S.A.,» 2015. [En línea]. Available: www.cammesa.com.ar.
- [25] Lazard, Levelized Cost of Energy Analysis 10.0, <https://www.lazard.com/media/438038/levelized-cost-of-energy-v100.pdf>, Dec. 2016.
- [26] INTI, «INTI Energías Renovables,» [En línea]. Available: <http://www.inti.gob.ar/er-er25.php>.
- [27] ENARSA, 2017. [En línea]. Available: <http://www.enarsa.com.ar/index.php/es/energiasrenovables>.
- [28] Agencia de Noticias de San Luis, «ANSL,» 2017. [En línea]. Available: <http://agenciasanluis.com/notas/2014/10/06/san-luis-inaugura-su-primer-parque-solar-fotovoltaico/>.
- [29] ENERGÍA PROVINCIAL SOCIEDAD DEL ESTADO (EPSE), «ENERGEPSE,» 2017. [En línea]. Available: <http://epsesanjuan.com.ar/web/energia/solar/2>.
- [30] A. e. E. R. y. M. Ambiente, <http://www.cricyt.edu.ar/asades/averma.php>.
- [31] A. 90364-7-712, «SISTEMAS DE SUMINISTRO DE ENERGÍA MEDIANTE PANELES SOLARES FOTOVOLTAICOS,» 2014.
- [32] R. D. J. Eyra, "Proyecto IRESUD: Interconexión de sistemas fotovoltaicos a la red eléctrica en ambientes urbanos", Encuentro Latinoamericano de Uso Racional y Eficiente de la Energía - ELUREE2013, 2013.
- [33] EDENOR, 2017. [En línea]. Available:

http://www.edenor.com.ar/cms/SP/EMP/ACE/EST_CUA_t1.html.

- [34] Meteonorm, «Meteonorm contiene datos meteorológicos mundiales que puede recuperar en más de 35 formatos de datos.» 2017. [En línea]. Available: <http://www.meteonorm.com/en/>. [Último acceso: 2017].
- [35] NASA, «Global Horizontal Irradiance, NASA Surface meteorology and Solar Energy (SSE), 22-year Monthly & Annual Average (July 1983 - June 2005),» January 2008.
- [36] G. d. E. d. I. R. S. (. d. I. U. N. d. L. Hugo Grossi Gallegos y Raúl Righini, « “Atlas de Energía Solar de la República Argentina”,» <http://www.gersol.unlu.edu.ar/pagina3.htm> , Lujan, Buenos Aires, 2011.
- [37] «Democratic Energy Initiative,» 2016. [En línea]. Available: <https://ilsr.org/initiatives/energy/>.