



**ESCUELA DE NEGOCIOS**

**MBA MAESTRÍA EN DIRECCIÓN DE EMPRESAS**

**TRABAJO FINAL**

**CONDICIONES NECESARIAS PARA EL DESARROLLO DE LA  
ENERGÍA FOTOVOLTAICA DISTRIBUIDA EN LA CIUDAD DE  
BUENOS AIRES**

**Autor: Ing. Ignacio García Domench**

**Tutor: Ing. Leonardo Monsalvo**

**Buenos Aires, Argentina**

**2020 – IV**

## **Resumen Ejecutivo**

La generación eléctrica distribuida es la modalidad por la que los usuarios son capaces de generar su propia energía para autoconsumo e inyectar el excedente a la red. Mientras en el mundo cada vez más países se están beneficiando con este sistema, en Argentina es todavía un proceso con muy poco desarrollo.

Luego de analizar los motivos de esta situación se concluye que es necesario implementar algunos cambios a fin de que esta inversión sea atractiva para los usuarios. La principal propuesta es que debería modificarse el sistema de retribución para energía inyectada a la red. Con esta medida, y siguiendo el ejemplo de países exitosos, es posible aprovechar esta oportunidad y capitalizar importantes beneficios ambientales, económicos y sociales.

Palabras clave: energías renovables, generación eléctrica distribuida, generación solar fotovoltaica, modelos tarifarios.

## Índice

|  |        |
|--|--------|
| 1. Introducción .....  | - 1 -  |
| 2. Marco Teórico .....   | - 4 -  |
| 2.1. La Tecnología Fotovoltaica.....   | - 4 -  |
| 2.1.1 Definición e historia. ....  | - 4 -  |
| 2.1.2 La celda fotovoltaica. ....  | - 7 -  |
| 2.1.3 Tipos de celdas.....   | - 9 -  |
| 2.2. Nivel de Implementación Actual Global .....                               | - 12 - |
| 2.3. Las Energías Renovables y la Mitigación del Cambio Climático.....         | - 15 - |
| 2.4. Recurso Fotovoltaico en Argentina.....                                    | - 17 - |
| 2.5. Introducción al Mercado Eléctrico en Argentina .....                      | - 22 - |
| 2.6. Antecedentes Normativos en Energías Renovables y Resultados .....         | - 27 - |
| 2.7. Generación Distribuida en Argentina .....                                 | - 31 - |
| 2.7.1 Antecedentes. ....   | - 31 - |
| 2.7.2 Nueva legislación. ....  | - 34 - |
| 2.7.3 Balance neto de facturación o "net billing". ....                        | - 37 - |
| 2.7.4 Primeros resultados .....  | - 40 - |
| 2.7.5 Comparación con caso de éxito Alemania .....                             | - 41 - |
| 2.8. Precio de la Electricidad en Argentina .....                              | - 44 - |
| 2.8.1 Costo monómico y precio estabilizado .....                               | - 46 - |
| 2.8.2 Precio actual para el usuario residencial .....                          | - 49 - |
| 2.8.3 Comparación con otros países .....                                       | - 51 - |
| 2.9. Instalación Fotovoltaica Conectada a Red .....                            | - 52 - |
| 2.9.1 El medidor bidireccional. ....   | - 54 - |
| 2.9.2 El panel fotovoltaico. ....  | - 55 - |
| 2.9.3 El inversor.....   | - 57 - |
| 2.9.4 Instalación estándar a los fines de este trabajo y costos asociados..... | - 59 - |
| 3. Cálculo de la Producción Esperada .....                                     | - 60 - |
| 4. Análisis del Rendimiento de la Inversión .....                              | - 64 - |
| 4.1.1 Instalación en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires .....                  | - 64 - |

|   |        |
|---|--------|
| 4.1.2 Comparación con una instalación en la ciudad de Essen, Alemania ..... | - 69 - |
| 5. Conclusiones, Recomendaciones y Propuestas .....                         | - 73 - |
| 6. Bibliografía y Fuentes de Información .....                              | - 76 - |
| 7. Anexos: Planillas de Cálculo .....                                       | - 79 - |
| 7.1. Caso 1: Instalación en Buenos Aires con financiamiento externo .....   | - 79 - |
| 7.2. Caso 2: Instalación en Buenos Aires sin financiamiento externo .....   | - 81 - |
| 7.3. Instalación en Essen, Alemania con financiamiento externo .....        | - 83 - |
| 7.4. Instalación en Essen, Alemania sin financiamiento externo.....         | - 85 - |

## Lista de Figuras

|   |        |
|---|--------|
| <b>Figura 1:</b> El efecto fotoeléctrico .....  | - 4 -  |
| <b>Figura 2:</b> Paneles fotovoltaicos en satélite Prospero X3 .....                      | - 5 -  |
| <b>Figura 3:</b> Esquema de funcionamiento de una celda fotovoltaica .....                | - 8 -  |
| <b>Figura 4:</b> Tipos de celdas fotovoltaicas .....                                      | - 10 - |
| <b>Figura 5:</b> Capas de protección para celdas fotovoltaicas .....                      | - 11 - |
| <b>Figura 6:</b> Capacidad instalada en energías renovables .....                         | - 12 - |
| <b>Figura 7:</b> Capacidad instalada de energía solar fotovoltaica .....                  | - 13 - |
| <b>Figura 8:</b> Costos en diferentes tecnologías fotovoltaicas .....                     | - 14 - |
| <b>Figura 9:</b> Inventario de emisiones del GEI en Argentina. ....                       | - 16 - |
| <b>Figura 10:</b> Fuentes en el generación eléctrica y proyecciones.....                  | - 17 - |
| <b>Figura 11:</b> Efecto de la latitud en la irradiancia.....                             | - 18 - |
| <b>Figura 12:</b> Potencial fotovoltaico .....  | - 20 - |
| <b>Figura 13:</b> Potencial fotovoltaico en Argentina.....                                | - 21 - |
| <b>Figura 14:</b> Potencia Instalada en el SADI .....                                     | - 24 - |
| <b>Figura 15:</b> Principales actores del mercado eléctrico .....                         | - 25 - |
| <b>Figura 16:</b> Resultados del Programa RenovAr, Res. 202 y MATER .....                 | - 30 - |
| <b>Figura 17:</b> Estatus proyectos de generación de energía renovable .....              | - 31 - |
| <b>Figura 18:</b> Kit fotovoltaico en una escuela en la Prov. de Jujuy.....               | - 32 - |
| <b>Figura 19:</b> Paneles fotovoltaicos en Base Marambio en la Antártida. ....            | - 33 - |
| <b>Figura 20:</b> Nueva legislación sobre generación distribuida .....                    | - 36 - |
| <b>Figura 21:</b> Concepto de Balance Neto de Facturación.....                            | - 39 - |
| <b>Figura 22:</b> Potencia instalada y acumulado(kW).....                                 | - 40 - |
| <b>Figura 23:</b> Costo de sistemas fotovoltaicos <10kW y capacidad total instalada ..... | - 42 - |
| <b>Figura 24:</b> Precio de Feed-in Tariffs (FiT), residencial e para industrial. ....    | - 43 - |
| <b>Figura 25:</b> Balance eléctrico entre oferta y demanda.....                           | - 44 - |
| <b>Figura 26:</b> Costo Monómico Medio .....  | - 46 - |
| <b>Figura 27:</b> Costo monómico medio en U\$\$/Mwh .....                                 | - 47 - |
| <b>Figura 28:</b> Precio monómico vs. el PEST en U\$\$/Mwh y % de cobertura. ....         | - 48 - |
| <b>Figura 29:</b> Instalación de generación distribuida conectada a la red. ....          | - 53 - |
| <b>Figura 30:</b> Medidor bidireccional. ....   | - 54 - |
| <b>Figura 31:</b> Curva I-V de un módulo fotovoltaico. ....                               | - 55 - |
| <b>Figura 32:</b> Especificaciones de un módulo fotovoltaico.....                         | - 56 - |
| <b>Figura 33:</b> Conexión en serie o paralelo de paneles.....                            | - 57 - |
| <b>Figura 34:</b> Inversor de uso domiciliario.....                                       | - 58 - |
| <b>Figura 35:</b> Irradiación anual en la ciudad de Buenos Aires (kWh/m2d).....           | - 60 - |
| <b>Figura 36:</b> Rendimiento energético. ....  | - 61 - |

|  |        |
|--|--------|
| <b>Figura 37:</b> Demanda típica una familia en verano e invierno. ....              | - 61 - |
| <b>Figura 38:</b> Demanda horaria diaria residencial y generación fotovoltaica. .... | - 62 - |
| <b>Figura 39:</b> Flujo de fondos Caso 1.....  | - 66 - |
| <b>Figura 40:</b> Flujo de fondos Caso 2.....  | - 66 - |
| <b>Figura 41:</b> Flujo de fondos del para Essen con financiamiento externo. ....    | - 70 - |
| <b>Figura 42:</b> Flujo de fondos para Essen sin financiamiento externo. ....        | - 71 - |

### Lista de Tablas

|  |        |
|--|--------|
| Tabla 1 Consumo en miles de MWh en principales jurisdicciones del país. ....                               | - 22 - |
| Tabla 2 Potencia en generación distribuida .....   | - 41 - |
| Tabla 3 Tarifas residenciales de electricidad (hasta 250kWh/mes) .....                                     | - 51 - |
| Tabla 4 Costo llave en mano de la instalación estándar .....   | - 59 - |
| Tabla 5 Sensibilidad del VAN al aumento de tarifas para el Caso 1. ....                                    | - 67 - |
| Tabla 6 Sensibilidad del VAN a la tasa de interés y a la tarifa de inyección a la red para el Caso 1 ..... | - 68 - |
| Tabla 7 Sensibilidad del VAN al aumento de tarifas para el Caso 2 .....                                    | - 68 - |

## 1. Introducción

La Argentina se encuentra actualmente en un momento histórico en términos del desarrollo de sus recursos energéticos. Por un lado se están realizando inversiones en generación eléctrica a partir de fuentes renovables como nunca antes, en base al objetivo trazado por el Estado mediante la Ley 27191<sup>1</sup> de abastecer un 20% del total del consumo eléctrico nacional para el año 2025. Por otro lado se está comenzando la explotación de un recurso de gas y petróleo no convencional que se encuentra entre los mas importantes del mundo. Ante esta oportunidad parece relevante continuar con el fomento de las energías renovables para satisfacer la demanda eléctrica y utilizar los hidrocarburos para la fabricación de productos con valor agregado.

Una estrategia en términos de generación de energía que debe ser considerada es la distribuida. Se considera generación distribuida a la energía eléctrica generada mediante fuentes de energía renovable, en el punto de consumo, y por los mismos usuarios que se encuentran conectados a la red eléctrica de distribución.

La adopción de esta modalidad es muy importante además porque permite mitigar el cambio climático, evitando emisiones de gases de efecto invernadero por el reemplazo de la generación eléctrica térmica que utiliza combustibles fósiles. Existen también otros importantes beneficios como la disminución en las pérdidas presentes en el transporte, y su contribución a regular la tensión en las líneas. Esto contribuye a evitar cortes en el servicio consecuencia de sobrecarga de las líneas de distribución a la vez que reduce los costos en infraestructura.

Los sistemas que mejor se adaptan a las necesidades de los usuarios-generadores son los solares fotovoltaicos debido a su modularidad, su eficiencia que no depende de la escala y además por la facilidad de integración sobre techos o fachadas existentes.

---

<sup>1</sup> <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=253626>

La tecnología fotovoltaica está experimentando un crecimiento exponencial (IRENA, Estadísticas de Energía Renovable, 2019). Estamos en presencia de la opción energética más dinámica y todos los pronósticos le auguran un crecimiento sostenido durante las próximas décadas. Este desarrollo ha sido producto de una serie de decisiones políticas enfocadas en la necesidad de introducir fuentes energéticas renovables y también en la drástica reducción que ha experimentado en sus costos. (IRENA, Future of Solar Photovoltaic, 2019)

La Argentina, y Buenos Aires en particular, poseen un importante potencial debido a la irradiación solar que reciben, por lo que podrían sumarse a esta tendencia global tal como ocurrió con Alemania o más recientemente con México y Brasil por citar algunos referentes. En este sentido se logró un importante primer paso cuando se reglamentó en 2019 la legislación que otorga el derecho a todos los usuarios a convertirse en usuarios-generadores. La normativa describe todo el programa incluyendo los requerimientos técnicos necesarios, los organismos de aplicación y hasta un sistema de incentivos fiscales de promoción.

Con todo lo expuesto anteriormente sería esperable tener en la actualidad un gran crecimiento en la generación distribuida, sin embargo este proceso está todavía en una etapa casi experimental.

El objetivo principal de este trabajo es identificar las condiciones necesarias para el desarrollo de la energía solar fotovoltaica distribuida y conectada a red en la ciudad de Buenos Aires con un enfoque en los incentivos para los usuarios.

En vista de lo anterior se pretende responder varias preguntas:

- ¿Es necesario mejorar la legislación en la materia?
- ¿Es la tecnología fotovoltaica la que todavía no está suficientemente desarrollada para aplicaciones domiciliarias?

- ¿Es el costo de los equipos sumado a la instalación lo que los hace inviables?

- ¿Es el precio actual de la electricidad o la falta de certidumbre sobre su futuro lo que desalienta las inversiones?

- ¿Es la falta de acceso a financiación?

A fin de dar respuestas a estas preguntas se plantea el siguiente desarrollo de contenidos que se divide en distintos capítulos respetando dos secciones principales: un marco teórico y una metodología de investigación.

En el marco teórico se hace una introducción a la tecnología, se presenta el estado actual de la misma a nivel global y su relevancia en la lucha contra el cambio climático. Se analiza además la situación de la Argentina con foco en la Ciudad de Buenos Aires en términos de recurso solar disponible, legislación aplicable, costos de la electricidad y nivel de desarrollo de las energías renovables y de la modalidad distribuida en particular. Se comparan estas variables con casos de éxito. Por último se presenta un equipo de generación distribuida estándar que será usado para hacer la investigación y que representa las necesidades de un usuario residencial típico.

La investigación es descriptiva e incluye el cálculo de la producción esperable para la instalación estándar, el rendimiento de la inversión y un análisis de sensibilidad de las variables del proyecto. Se comparan los resultados con una inversión similar pero emplazada en Alemania.

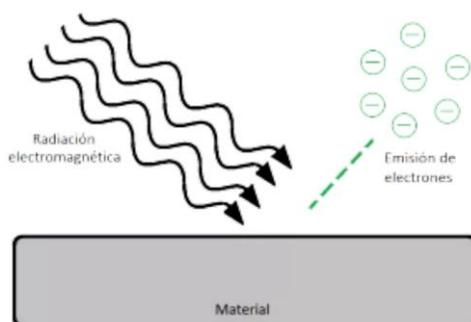
En la última sección se presentan las conclusiones y se exploran alternativas de incentivos que podrían contribuir a que esta tecnología tenga un crecimiento extraordinario y sea un factor clave para el desarrollo del país.

## 2. Marco Teórico

### 2.1. La Tecnología Fotovoltaica

#### 2.1.1 Definición e historia.

El fundamento de la energía solar fotovoltaica es lo que se conoce como efecto fotoeléctrico o fotovoltaico, que consiste en la conversión de la luz en electricidad. La luz solar está compuesta por fotones, o partículas energéticas. Estos fotones son absorbidos por determinados semiconductores que en el proceso emiten electrones. Cuando se capturan estos electrones libres se genera una corriente eléctrica que puede ser utilizada como electricidad. En la figura 1 se muestra una representación del efecto fotoeléctrico.



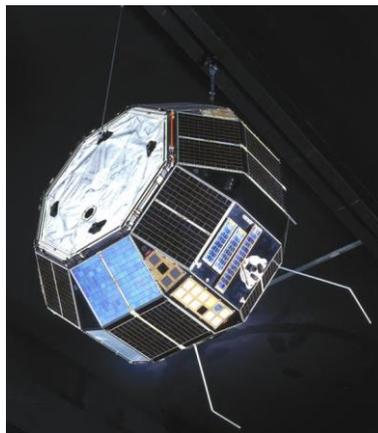
**Figura 1:** El efecto fotoeléctrico  
(fuente:\_(Helio Esfera, 2019))

El descubrimiento del efecto fotovoltaico data del siglo XIX cuando en 1839, Edmund Becquerel, un físico francés de diecinueve años, experimentando con una celda electrolítica compuesta de dos electrodos metálicos comprobó que ciertos materiales producían pequeñas cantidades de corriente eléctrica cuando se exponen a la luz. Más tarde, Willoughby Smith en 1.873 y Lenard en 1.900 verificaron su existencia bajo diferentes condiciones. Si bien en todos estos descubrimientos la cantidad de electricidad que se obtenía era muy reducida y quedaba descartada cualquier aplicación práctica, se demostraba la posibilidad de transformar la luz solar en electricidad por medio de elementos sólidos sin partes móviles.

Fue recién en 1954, que Laboratorio Bell inventó la primera célula fotovoltaica de silicio que podría producir energía eléctrica significativa. De esta manera empezaba la carrera de las placas fotovoltaicas como proveedoras de energía.

La primera demanda de paneles solares sólo venía de la industria juguetera, que los empleaba para suministrar potencia a pequeños artefactos como maquetas de aviones y coches, o de la industria electrónica, para aplicarlos en pequeños aparatos eléctricos sencillos como radios, relojes o calculadoras. Esta situación limitaba mucho el avance de esta tecnología ya que debido a los mínimos ingresos que se generaban no resultaba posible destinar cantidades de dinero importantes a su desarrollo.

Afortunadamente apareció una aplicación ideal para el estado del desarrollo de los módulos solares fotovoltaicos en aquel momento, la alimentación de los satélites espaciales. El costo no fue un factor limitante ya que los recursos dedicados en la carrera del espacio eran enormes. Primaba la capacidad de proveer energía eléctrica de manera fiable en áreas de muy difícil acceso. En eso la energía solar fotovoltaica resultaba muy competitiva. En la figura 2 pueden observarse paneles fotovoltaicos montados en el satélite Prospero X3 que fue puesto en órbita en 1971 por el Reino Unido.



**Figura 2:** Paneles fotovoltaicos en satélite Prospero X3  
Fuente: (Science Museum London, 2019)

Pese al gran éxito de la tecnología fotovoltaica en el espacio, el costo de los paneles solares seguía siendo demasiado alto para hacerlo competitivo en aplicaciones terrestres. Esta situación cambió cuando a principios de los años 70 el Dr. Elliot Berman consiguió crear una célula solar mucho más barata que reducía el coste por vatio (V) de 100 a 20 U\$. Para ello empleo un silicio con un grado de pureza menor y unos materiales encapsulantes más baratos.

Esta importante rebaja de los costos cambio totalmente la situación e hizo posible que el empleo de paneles fotovoltaicos empezara a ser económicamente viable en instalaciones aisladas de la red eléctrica. Comenzó a ser más conveniente instalar paneles solares que trazar toda una línea de cableado o que realizar un mantenimiento periódico que cambiase las baterías gastadas por otras cargadas.

Las aplicaciones prácticas de la energía solar fotovoltaica empezaron entonces a multiplicarse: electricidad para la protección contra la corrosión de oleoductos y gasoductos, iluminación de boyas marinas y faros, repetidores de sistemas de telecomunicaciones, sistemas de iluminación en líneas férreas. Para todas estas finalidades, la instalación de paneles solares resultaba mucho más rentable económicamente y más eficiente en su labor.

Las sucesivas crisis del petróleo de los años 1973 y 1979 motivaron que los principales países industrializados comenzaran a buscar fuentes de energía alternativas e invirtieran en el desarrollo de la energía fotovoltaica. Este interés se mantuvo por muy poco tiempo ya que en los primeros años de la década de los 80, los precios del barril de petróleo se redujeron significativamente y se estabilizaron en valores similares a los momentos pre-crisis.

Desde comienzos del siglo XXI, numerosos países, como Alemania y España en primer lugar y posteriormente Estados Unidos, Italia, China, India y Japón, comenzaron a incentivar el uso de las energías renovables en general y de la solar fotovoltaica en particular, mediante el pago de

primas por la electricidad producida. Este factor sumado a una interesante reducción de costos que la coloca a precios competitivos con las tecnologías convencionales de generación en cada vez más mercados, ha provocado un espectacular impulso de la electricidad solar.

### **2.1.2 La celda fotovoltaica.**

La celda o célula fotovoltaica es el dispositivo electrónico que absorbe los fotones de la luz para liberar electrones que generan energía eléctrica. Los paneles solares no son más que varias celdas trabajando de forma conjunta para generar un mayor potencial eléctrico.

Las parte más importante de la célula solar son los semiconductores, ya que es donde se genera el campo eléctrico que da lugar a la corriente de electrones. Estos semiconductores están dispuestos en capas que se vuelven positivas en una parte y negativas en otra. Cuando la luz solar incide en la célula se liberan electrones que pueden ser atrapados por el campo eléctrico, formando una corriente eléctrica. Es por ello que estas células se fabrican partir de este tipo de materiales, es decir, materiales que actúan como aislantes a baja temperatura y como conductores cuando la misma aumenta.

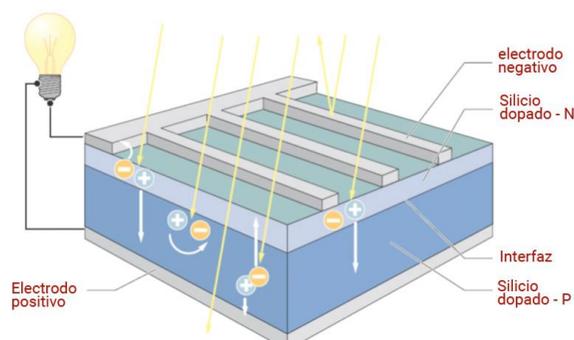
El silicio es el material más usado en la fabricación de células solares. En su forma cristalina pura, es un semiconductor, con muy pocas cargas libres dentro de él. Su resistividad es muy elevada. Usando un proceso llamado de “dopaje” se pueden introducir pequeñas cantidades de otros elementos químicos, los que permiten reducir el valor inicial de la resistividad, creando, al mismo tiempo, zonas con diferentes tipos de carga. La célula fotovoltaica utiliza dos tipos de materiales semiconductores, el tipo N y el tipo P.

El semiconductor tipo N o negativo es aquel que cede fácilmente electrones por lo que crea una zona que tiene un exceso de cargas negativas. El semiconductor tipo P, o positivo, es el que

tiene tendencia a atrapar electrones libres, en esta zona predominan las cargas positivas (holes, en inglés).

El proceso de difusión es continuo, permitiendo la formación, en el mismo material, de dos zonas semiconductoras adyacentes, una del tipo N; la otra del tipo P. El espacio que separa ambas zonas es la junta N-P.

Las cargas mayoritarias en una zona se desplazan hacia la de baja densidad en la zona opuesta. El desplazamiento de las cargas negativas y positivas deja a la zona de la junta totalmente libre de cargas. Las zonas adyacentes a la misma tienen concentraciones de carga minoritarias (cargas negativas en el lado P y cargas positivas en el lado N). La acumulación de estas cargas a ambos lados de la junta crea una diferencia de voltaje que impide la continuación del desplazamiento inicial. La corriente de desplazamiento se anula. Se dice entonces que la junta N-P ha alcanzado el estado de equilibrio, el que es ilustrado en la Figura 3.



**Figura 3:** Esquema de funcionamiento de una celda fotovoltaica  
Fuente: (Sin Autor, Eres Medioambiente, 2019)

Cuando la luz incide sobre un semiconductor de este tipo, el bombardeo de los fotones libera electrones de los átomos de silicio creando dos cargas libres, una positiva y otra negativa. El equilibrio eléctrico de la juntura N-P se ve alterado por la presencia de estas nuevas cargas libres. Si al semiconductor se le conectan dos cables, uno por cada zona, se verifica la existencia de un voltaje entre los mismos. Si los terminales de la célula fotovoltaica son conectados a una carga eléctrica, circulará una corriente eléctrica en el circuito formado por la célula, los cables de

conexión y la carga externa. Sólo una parte del espectro luminoso puede llevar a cabo la acción descrita. El material utilizado para fabricar el semiconductor determina que parte del espectro luminoso es la óptima para provocar este desequilibrio.

El voltaje de la célula es de corriente continua (CC). Por lo tanto, hay un lado que es positivo y otro negativo. Para células de silicio, este voltaje es de alrededor de 0,5 V.

En un instante determinado, la potencia eléctrica proporcionada por la célula fotovoltaica está dada por el producto de los valores instantáneos del voltaje y la corriente de salida. Este valor es afectado por el comportamiento intrínseco de un material semiconductor, por el nivel de irradiación luminosa, y el método de fabricación de la célula.

La eficiencia de conversión es la relación entre la energía eléctrica generada y la energía luminosa utilizada para obtenerla. Esta relación es dada en forma porcentual, como se muestra a continuación:

$$\eta\% = (Energía\ generada/Energía\ incidente) \times 100$$

El símbolo  $\eta$  es la letra griega nu, que es usualmente utilizada para expresar eficiencias. En el presente, células fotovoltaicas producidas en escala industrial tienen una eficiencia de conversión que oscila entre un 9 y un 21 %. El valor teórico máximo para la eficiencia de una célula fotovoltaica que responde solamente a un rango reducido del espectro luminoso, es de alrededor del 25 al 28%, dependiendo del material semiconductor. (Gasquet, 2004)

### **2.1.3 Tipos de celdas.**

Existen varios tipos de paneles fotovoltaicos en función de sus materiales y métodos de fabricación, los más ampliamente difundidos son los denominados monocristalinos, policristalinos y amorfos o de capa delgada. En la figura 4 se muestra el aspecto de cada uno.



**Figura 4:** Tipos de celdas fotovoltaicas

Fuente: (Secretaría de Energía, Argentina. Manual de Generación Distribuida Solar Fotovoltaica, 2019)

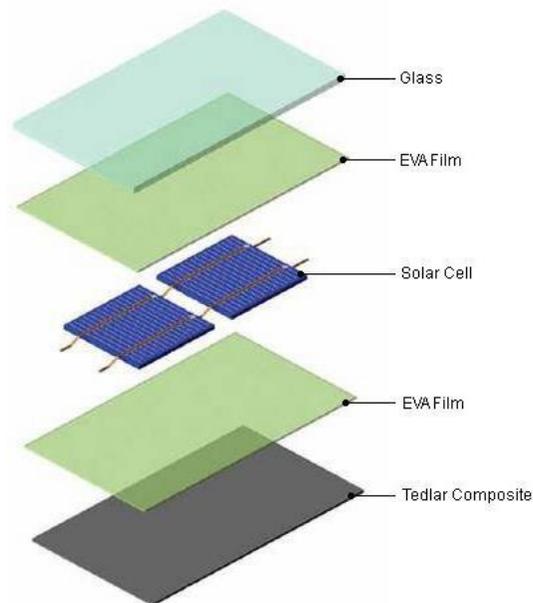
Las celdas solares de silicio monocristalino, son fáciles de reconocer por su coloración y aspecto uniforme, que indica una alta pureza en silicio. Estas celdas se fabrican con bloques de silicio que son de forma cilíndrica que para optimizar su rendimiento y reducir los costes se recortan los cuatro lados y les da esa apariencia característica. Estos paneles son los que alcanzan los mayores niveles de eficiencia, en algunos casos superiores al 21%. Como contrapartida son más caros y en caso que el panel se cubra parcialmente por una sombra, suciedad o nieve, el circuito entero puede averiarse.

Los paneles policristalinos son fabricados a través de un proceso en el que el silicio en bruto se funde y se vierte en un molde cuadrado, luego se enfría y se corta dando lugar a láminas perfectamente cuadradas. Como ventaja tienen su menor costo aunque la eficiencia de un panel policristalino se sitúa típicamente entre un 13 y un 16%, debido a que no tienen un silicio tan puro como los monocristalinos.

Por último tenemos los paneles de capa fina o amorfos cuyo proceso de fabricación consiste en depositar varias capas de material fotovoltaico en una base. Su costo es inferior a los anteriores y además tienen la posibilidad de ser flexibles lo que les permite adaptarse a múltiples superficies. Otra virtud es que su rendimiento no se ve afectado tanto por las sombras y altas temperaturas. El obstáculo que presentan es que su eficiencia está en el orden del 7 al 13% y por lo tanto requieren de mayores superficies.

En todos los casos cuando la temperatura de trabajo aumenta, el valor de la potencia de salida disminuye. En la práctica, debido a la disipación de calor dentro de las celdas del panel, salvo en climas muy fríos, la temperatura de trabajo excede los 25°C. Cuando ello ocurre, la potencia de salida nunca alcanza el valor pico especificado por el fabricante.

Los detalles del ensamblado mecánico de un panel varían con cada fabricante. A pesar de ello existen puntos comunes para todas las realizaciones. Para proteger las celdas, éstas son firmemente adheridas a una superficie de sostén. Esta, a su vez, pasa a formar una estructura “sándwich” como se muestra en la figura 5, con dos capas plásticas de protección, una en la parte superior e inferior (translúcida y con protección a los rayos ultra-violetas) de un material llamado EVA (Ethil-vinil acetato) y otra en la parte inferior llamada Telar. El frente del panel, tiene un vidrio templado que protege a las celdas de los agentes meteorológicos y los golpes.



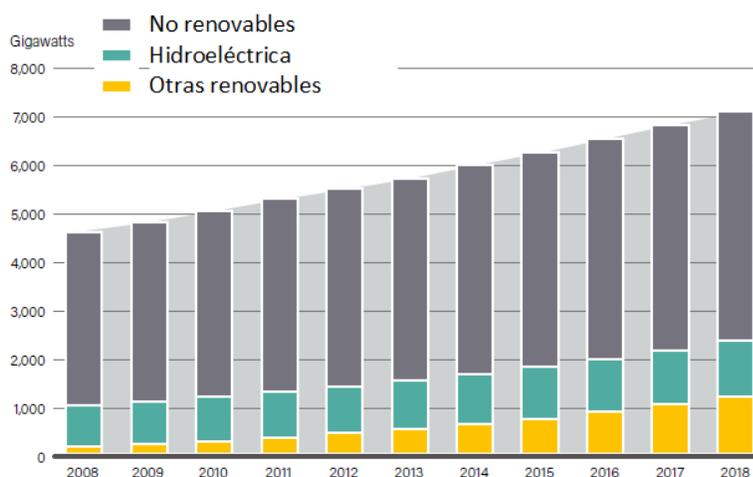
**Figura 5:** Capas de protección para celdas fotovoltaicas  
Fuente: (Group Sinovoltaics, 2019)

El vidrio utilizado tiene un bajo contenido de plomo, para no reducir el paso de luz a través del mismo. La parte posterior tiene una capa dieléctrica (aisladora) y una cubierta de protección.

Un marco de aluminio sirve para dar rigidez mecánica al conjunto, facilitando a su vez el montaje del panel al soporte. El marco de aluminio evita su deterioro por oxidación.

## 2.2. Nivel de Implementación Actual Global

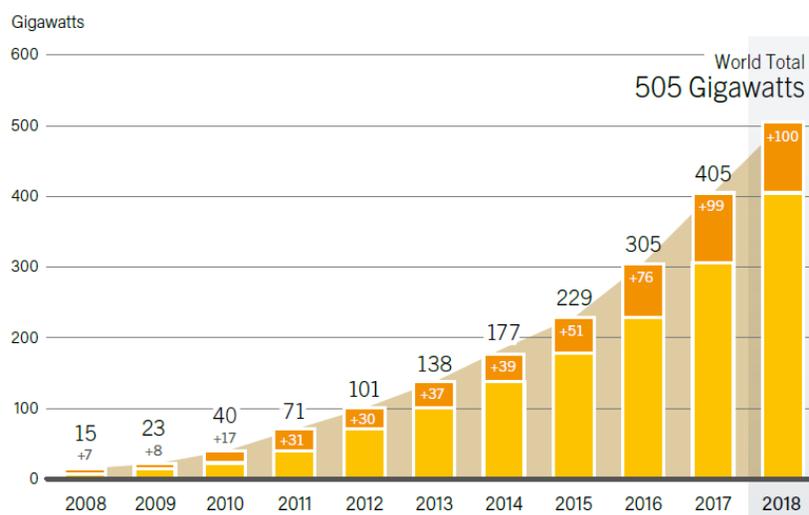
La capacidad instalada en energía renovable a nivel global continúa creciendo año a año, habiendo alcanzado en 2018 unos 2.378 Giga Watts (GW) totales y un 33% de la totalidad instalada. Esta clara tendencia se ha acelerado en los últimos años tal como puede observarse en la figura 6.



**Figura 6:** Capacidad instalada en energías renovables  
Fuente: (REN21 Renewables Global Status Report , 2019)

Las energías renovables se han consolidado así como la fuente principal de la nueva capacidad instalada, superando por cuarto año consecutivo a las que dependen de combustibles fósiles y a nucleares combinadas. La estimación de la participación de las energías renovables en la generación mundial de electricidad fue más de 26% a finales de 2018. Las principales tecnologías son la hidroeléctrica con un 15,8%, la eólica con un 5,5% y la solar fotovoltaica con un 2,4%. Este último puede parecer un valor insignificante pero es necesario valorizarlo en el contexto de crecimiento que ha experimentado recientemente. Como ejemplo se puede citar que de los 181 GW de energías renovables que fueron instalados en 2018, 100 GW correspondieron a

solar fotovoltaica. En la figura 7 se muestra la evolución en el tiempo de la capacidad instalada para esta tecnología.



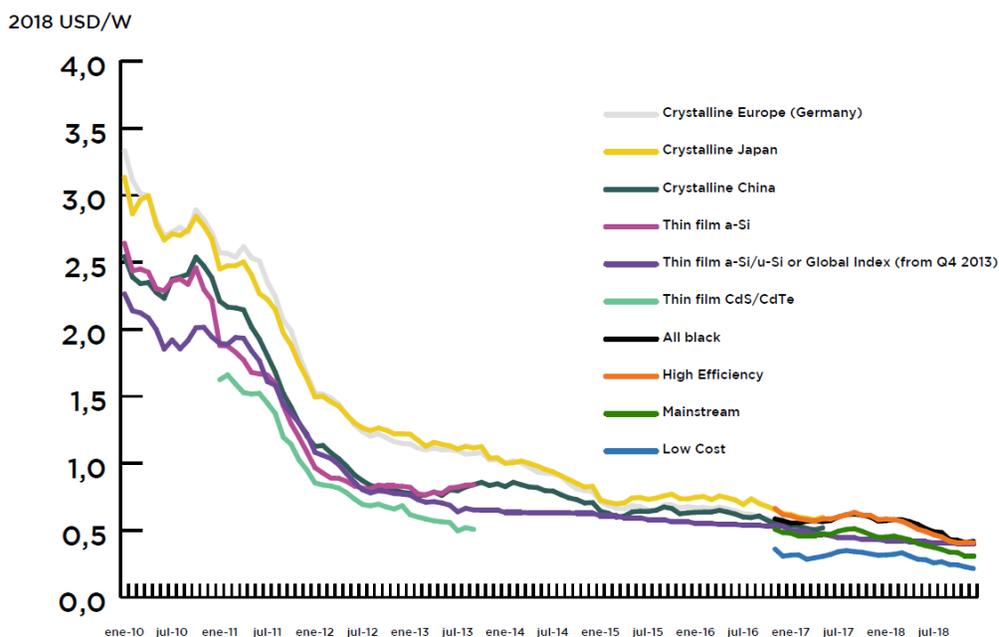
**Figura 7:** Capacidad instalada de energía solar fotovoltaica  
Fuente: (REN21 Renewables Global Status Report , 2019)

El motivo de esta tendencia se encuentra en parte en los avances tecnológicos y la disminución de costos que fueron alcanzados y en parte en las iniciativas políticas gubernamentales estables.

La energía renovable es cada vez más rentable, de hecho actualmente la electricidad generada a partir de nuevos sistemas eólicos y solares fotovoltaicos se volvió más económica en comparación a las centrales convencionales alimentadas con combustibles fósiles en muchos países. Además, en algunas ubicaciones fue más rentable construir nuevos parques eólicos y solares fotovoltaicos que continuar utilizando combustible fósil en las plantas existentes. Una muestra de este fenómeno es que se han registrado en muchos países del mundo, en licitaciones de venta de energía renovable valores mínimos nunca antes alcanzados.

La generación fotovoltaica es la que ha experimentado el crecimiento más notable. La disminución en los precios de los componentes involucrados sumado al interés de los estados en reducir la emisión de gases de efecto invernadero condujeron a un impulso sin precedentes a esta

tecnología. Además creció de manera tan radical el volumen fabricado que aparecieron ahorros significativos consecuencia de las economías de escala. En la figura 8 puede observarse la rápida disminución de costos experimentada desde 2010.



**Figura 8:** Costos en diferentes tecnologías fotovoltaicas

Fuente: (IRENA, Future of Solar Photovoltaic, 2019)

En este marco generación solar distribuida también ha crecido significativamente, sólo en 2018 se agregaron aproximadamente 43 GW de capacidad fotovoltaica a escala distribuida a nivel global. China fue el líder del mercado solar a nivel global, con plantas distribuidas que contribuyen con el 47% de la capacidad instalada. La energía solar distribuida también ha crecido en India, donde la capacidad instalada en techos alcanzó 6 GW en 2018, representando la adición de más de 2.5 GW durante el año anterior. Otro país relevante en la región es Corea del Sur, que ha convertido la expansión de la producción de energía distribuida en un objetivo político para su planificación energética. El plan nacional de energía fijó el objetivo de alcanzar el 18.4% de la generación total para 2030 de generación distribuida en comparación con el 11.2% de 2018. (IRENA, Future of Solar Photovoltaic, 2019)

Alemania es el país referente por excelencia en desarrollo de energía solar y en particular en generación distribuida. El país desarrolló a principios de los noventa una política de soporte a las energías renovables que ha adaptado y mantenido hasta la actualidad. En el caso de la fotovoltaica logró cubrir el 7% de la demanda de electricidad abastecido en gran medida por generación distribuida.

En América Latina, México ha tenido un fuerte crecimiento en la capacidad solar instalada, también gracias al auge de la energía solar distribuida: actualmente tiene más de 100.000 techos solares en hogares y en edificios industriales y comerciales. Esta tecnología también ha crecido significativamente en Brasil, donde logró sólo en 2019 la instalación de prácticamente 1500 Mega Watts (MW) en generación solar distribuida alcanzando el 45% del total de potencia fotovoltaica en el país, principalmente debido a la creciente competitividad de la regulación de medición neta (“Net Metering”) en todo el país. (ABSolar, 2020)

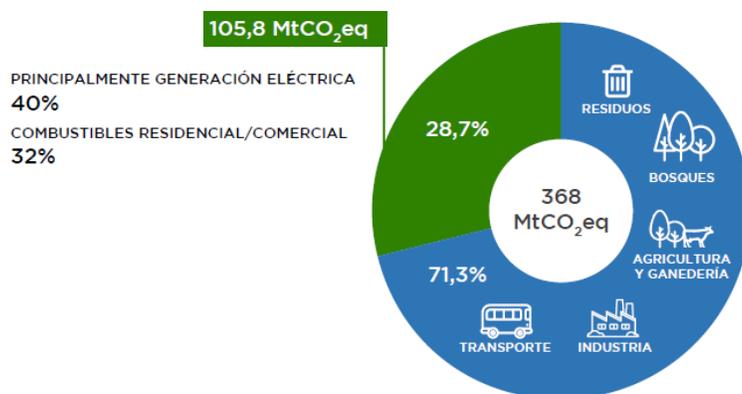
### **2.3. Las Energías Renovables y la Mitigación del Cambio Climático**

Los estados están soportando activamente el desarrollo de las energías renovables como parte de su plan contra el cambio climático. La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) es el marco multilateral de implementación de los esfuerzos internacionales para enfrentar los desafíos del cambio climático. En ese contexto es fundamental el aporte del Acuerdo de París alcanzado en la reunión COP21 en diciembre de 2015 y que ha sido hasta el momento ratificado por casi doscientos países incluida la Argentina. El aporte principal de esta convención es que compromete a todos los países a reportar sus inventarios nacionales de Gases de Efecto Invernadero “GEI” y establecer programas nacionales que contengan medidas para mitigar y facilitar la adecuada adaptación al cambio climático. La meta central y más ambiciosa es mantener el aumento de la temperatura mundial en este siglo por

debajo de los 1,5° centígrados en comparación a niveles preindustriales. Además, el acuerdo persigue objetivos relacionados a aumentar la capacidad de los países para adaptarse a los efectos del cambio climático, lograr líneas de financiación acordes y fomentar la transparencia entre otros. (Naciones Unidas Cambio Climático, 2020)

Los científicos advierten que queda poco más de una década para mantener el calentamiento global por debajo del umbral comprometido y que cualquier aumento más allá de ese punto intensificaría en gran medida el riesgo de eventos climáticos extremos, como sequías, inundaciones y temperaturas muy altas para gran parte de la población mundial. (Naciones Unidas Cambio Climático, 2020)

El sector de energía contribuye en un 28,7% en las emisiones totales de gases de efecto invernadero de nuestro país, según el inventario nacional desarrollado en 2014, tal como se observa en la figura 9. La incorporación de fuentes de energía renovables en la matriz energética y la aplicación de medidas de eficiencia tienen el potencial de ahorrar emisiones equivalentes al aporte total actual de los sectores de Transporte y Generación Eléctrica en Argentina.

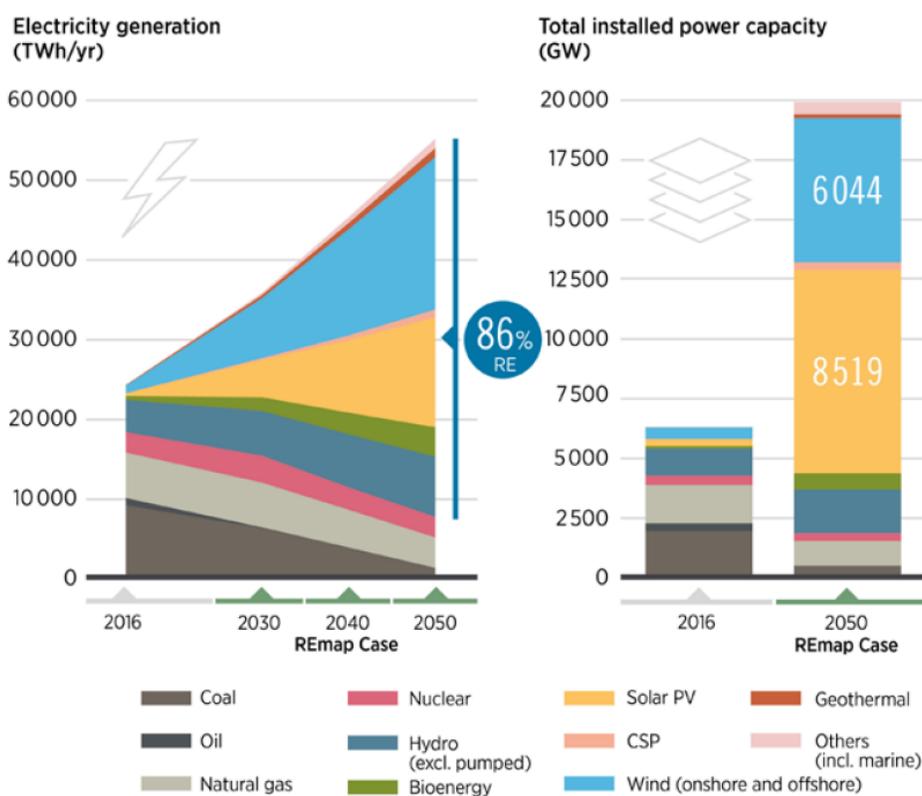


**Figura 9:** Inventario de emisiones del GEI en Argentina.

Fuente: (Secretaría de Energía Argentina. *Introducción a la Generación Distribuida*, 2019)

Según la Agencia Internacional de Energía IRENA para dar cumplimiento al Acuerdo de París las energías renovables podrían alcanzar para 2050 a abastecer globalmente hasta un 86%

de las necesidades de electricidad a nivel global. La energía solar, junto con la energía eólica, serían las que lideren esta transformación. La energía eólica podría suministrar más de un 30% de la demanda total de electricidad, seguida por la solar fotovoltaica con un 25%. Esto representaría un aumento porcentual de la cuota de energía solar fotovoltaica de más de diez veces. Además este proceso vendrá acompañado de la adopción más amplia de la electricidad para uso final en aplicaciones de transporte y calefacción. En la figura 10 se muestra la evolución de la participación de las distintas fuentes de energía en el generación eléctrica y las proyecciones de IRENA. (IRENA, Future of Solar Photovoltaic, 2019)



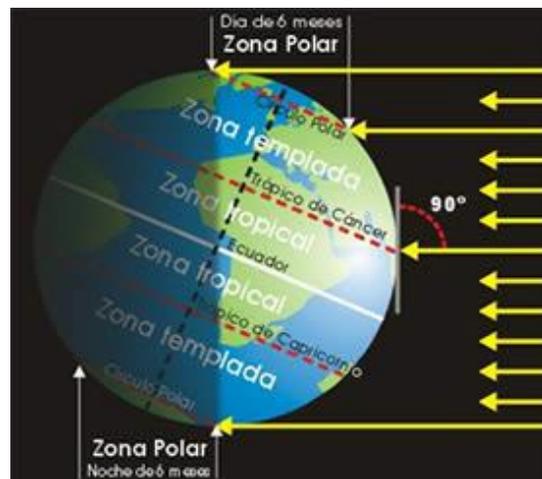
**Figura 10:** Fuentes en el generación eléctrica y proyecciones  
Fuente: (IRENA, Future of Solar Photovoltaic, 2019)

## 2.4. Recurso Fotovoltaico en Argentina

La mayor parte de la radiación solar es atenuada en la atmósfera debido a procesos de absorción y dispersión. La fracción que llega a la superficie terrestre es medida en dos

magnitudes la irradiación y la irradiancia. La irradiación se define como la energía incidente por unidad de superficie durante un determinado periodo de tiempo y sus unidades más usadas son watts-hora por metro cuadrado ( $\text{Wh/m}^2$ ). La irradiancia en cambio, se refiere a la potencia instantánea recibida por unidad de superficie y se mide típicamente en watts por metro cuadrado ( $\text{W/m}^2$ ). Por lo tanto irradiancia se refiere a un momento dado y puntual, mientras que la irradiación, a un periodo dado, puede ser una hora, un día, un mes o un año.

La irradiación en un determinado lugar depende de la época del año, de la latitud, la climatología local y las horas del día. Cuanto mayor sea la latitud menor es la insolación ya que los rayos solares deben atravesar más metros de atmósfera que en el Ecuador, este fenómeno se grafica en la figura 11.



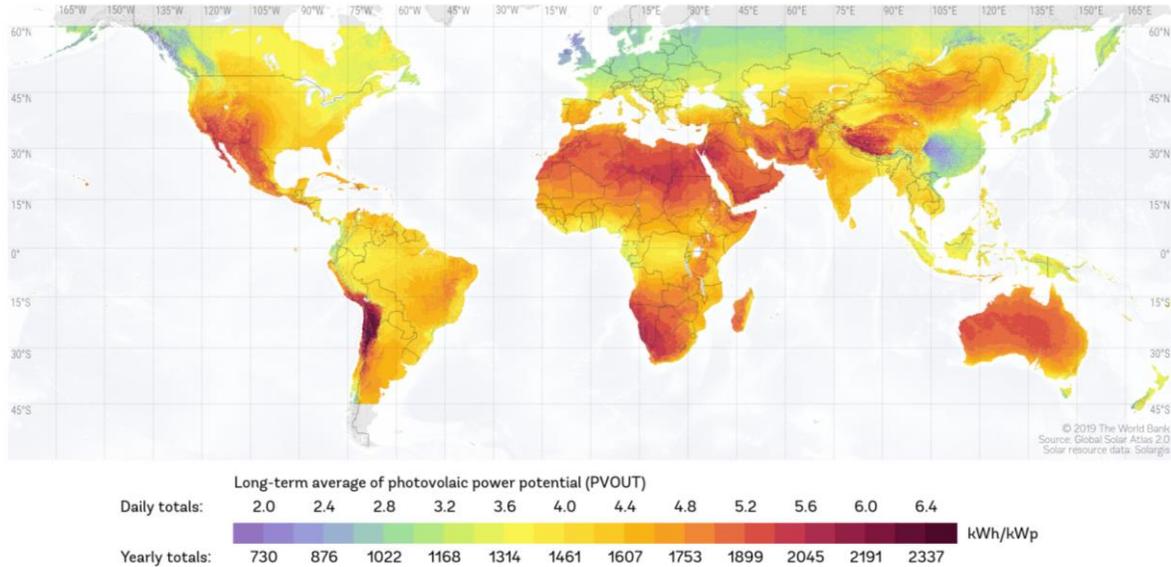
**Figura 11:** Efecto de la latitud en la irradiancia  
Fuente: (Sin Autor. *La curvatura y la inclinación de la tierra*, 2019)

La irradiación es el parámetro más importante para el cálculo del potencial rendimiento energético. La misma se expresa como Irradiancia Global Horizontal, GHI por sus siglas en inglés, y representa un promedio a largo plazo de la energía disponible en un lugar determinado. La GHI incluye tanto a la irradiancia directa como a la irradiancia horizontal difusa que es la radiación en la superficie de la Tierra a partir de la luz dispersada por la atmósfera. El

dimensionamiento de sistemas de fotovoltaicos se realiza con información representativa de los niveles de radiación solar particulares del sitio en el que van a ser instalados.

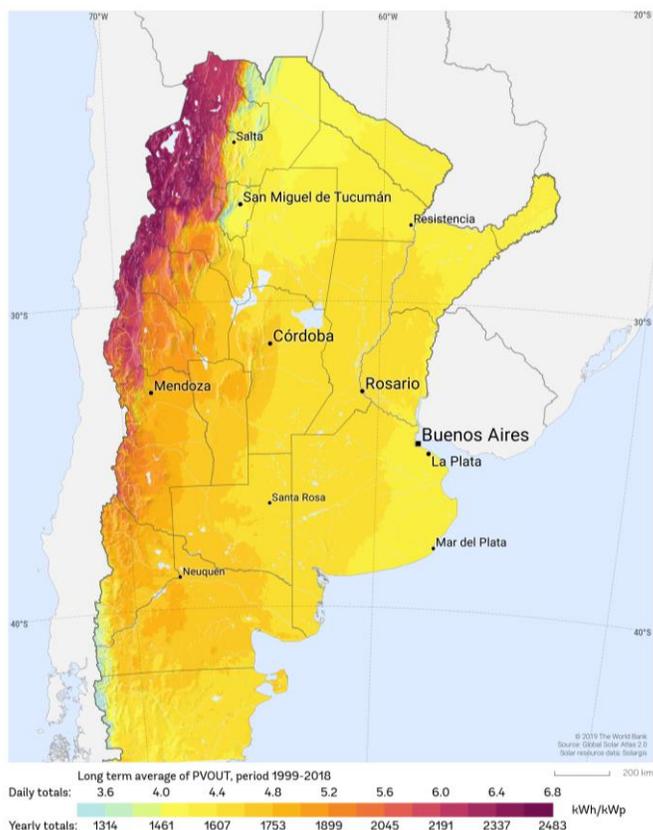
El sol en el cielo recorre una trayectoria, hora a hora y día a día. En cada punto el sol tiene un ángulo de elevación respecto de la horizontal y uno de azimut respecto del norte. En cada posición del sol hay una cierta irradiancia. La nubosidad puede bajar la irradiancia a menos de la quinta parte. Esto, además, puede ser muy veloz, dependiendo del patrón de nubosidad y el día. Se denomina intermitencia a la variación rápida de generación. La variabilidad se refiere a las diferencias de generación entre un año y otro. La energía solar fotovoltaica tiene mucha intermitencia, porque puede variar de un instante a otro, pero poca variabilidad. Esto lo constituye como un recurso muy noble ya que no requiere de campañas de medición porque es fácilmente estimable con bases de datos disponibles y actualmente de libre acceso.

Estas bases de datos son el resultado de modelos matemáticos que integran además de los valores de la irradiación, todos los factores que afectan la productividad tales como la temperatura del lugar o el ángulo óptimo de inclinación de cada ubicación. Un ejemplo es el programa Solargis del Banco Mundial que cuenta con información detallada sobre el potencial de generación fotovoltaico para cualquier punto de la superficie terrestre. En la figura 12 se muestra el resultado para todo el planeta.



**Figura 12:** Potencial fotovoltaico  
Fuente: (Solargis, 2019)

Puede observarse que el mejor recurso solar se encuentra en entre los trópicos y en particular en climas secos. Nuestro país cuenta con un muy relevante potencial que tiene su máximo en el noroeste donde alcanza valores comparables a los del desierto de Atacama en Chile. Para el resto del país con excepción de la Patagonia sur existe una disponibilidad que hace factible su aprovechamiento. La figura 13 muestra el mapa del potencial fotovoltaico disponible en Argentina.



**Figura 13:** Potencial fotovoltaico en Argentina  
Fuente: (Solargis, 2019)

En particular la ciudad de Buenos Aires el potencial fotovoltaico anual es de 1700 kWh/m<sup>2</sup> (k significa kilo o 1000), claramente está lejos del orden de los 2400kWh/m<sup>2</sup> que pueden conseguirse en los mejores sitios pero a la vez no es para nada despreciable. Como punto de referencia se pueden citar el caso de Alemania que es líder en términos de potencia instalada per cápita en solar fotovoltaica a la vez que registra en su territorio valores entre 900 y 1200kWh/m<sup>2</sup>, en todos los casos muy por debajo de la Ciudad de Buenos Aires.

La ciudad de Buenos Aires sumada al área metropolitana (AMBA) son la región de más alta demanda de energía en el país, en la tabla 1 se muestran los valores para las principales jurisdicciones.

Tabla 1

*Consumo en miles de MWh en principales jurisdicciones del país.*

| Nº | Región/Provincia         | Demanda |
|----|--------------------------|---------|
| 1  | AMBA                     | 47.894  |
| 2  | Buenos Aires (provincia) | 18.749  |
| 3  | Santa Fe                 | 12.517  |
| 4  | Córdoba                  | 9.887   |
| 5  | Mendoza                  | 5.871   |
| 6  | Otros                    | 81.132  |

*Fuente: (Secretaría de Energía Argentina. Informe estadístico del Sector Eléctrico, 2017)*

## **2.5. Introducción al Mercado Eléctrico en Argentina**

El Mercado Eléctrico Argentino es el ámbito en donde se encuentran la oferta y la demanda de energía eléctrica en un sistema cuyos actores principales son: Generadores, Transportistas, Distribuidoras y Usuarios.

El sector de la generación se concibió como un mercado en competencia teniendo en cuenta que por sus características es posible y necesario decidir cuándo entra en funcionamiento cada central en función de criterios técnicos y económicos. El transporte y la distribución, en cambio, siendo monopolios naturales, se concesionaron y se sometieron a una regulación por incentivos y resultados.

Las restricciones que impone la red de transporte, sumado a los altos costos de la energía no suministrada, la aleatoriedad de la demanda y la imposibilidad de almacenar electricidad requieren de mecanismos institucionales de coordinación de las actividades en la generación, transmisión y distribución.

Los Generadores inyectan la energía en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) que la transporta hasta estaciones transformadoras para luego ser distribuida hacia donde se encuentra la demanda.

La distribución es el segmento que comercializa la energía eléctrica, comprando en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y vendiendo a la gran mayoría de usuarios finales. La excepción la constituyen empresas que tienen la potestad de comprar su energía directamente en el mercado mayorista, este punto será explicado más adelante.

Las operaciones en el MEM son administradas por CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima) que es una empresa de gestión privada con propósito público creada en 1992 según la Ley 27.306<sup>2</sup>. El paquete accionario de CAMMESA es propiedad de los Agentes del Mercado Mayorista Eléctrico en un 80%, esto es en partes iguales para Generadores, Transportistas, Distribuidores y Grandes Usuarios. El 20% restante está en poder del ministerio público que asume la representación del interés general y de los usuarios.

CAMMESA coordina las operaciones de despacho, establece los precios mayoristas y administra las transacciones económicas que se realizan a través del SADI. Además le corresponde a CAMMESA supervisar el funcionamiento del mercado a término, planificar las necesidades de potencia y optimizar su aplicación de acuerdo a las reglas fijadas por la SE. que es el organismo responsable del despacho.

Por su parte, los entes reguladores de la electricidad en cada jurisdicción controlan las concesiones y emiten las reglamentaciones técnicas y comerciales necesarias. En la jurisdicción de la ciudad de Buenos Aires el responsable es el Ente Regulador de la Electricidad<sup>3</sup> (ENRE) que fue creado como autoridad de aplicación de la Ley 24.065 en 1991. Estos organismos además

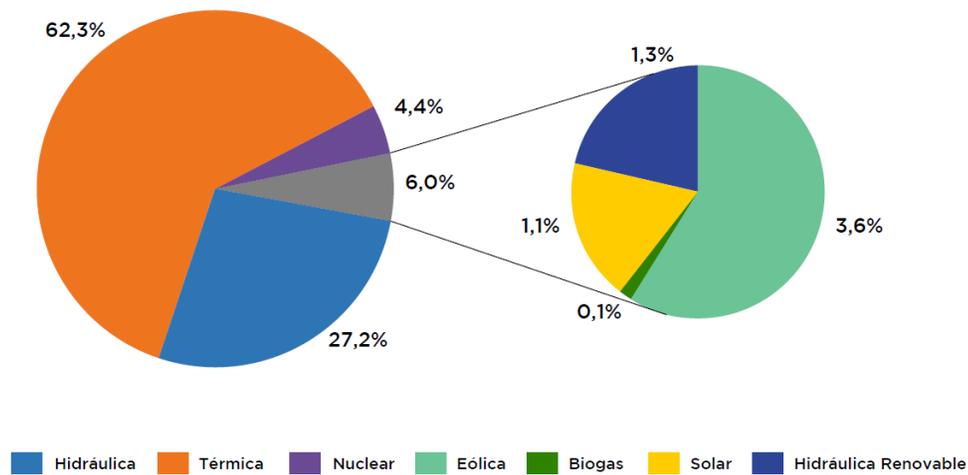
---

<sup>2</sup> <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=464>

<sup>3</sup> <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/0-4999/464/norma.htm>

deben velar por los derechos de los usuarios, alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo, promover la confiabilidad y resolver controversias entre los actores del sistema entre otras funciones.

La matriz eléctrica argentina se encuentra dividida en generación de origen fósil, hidráulico, nuclear y renovable. Tal como puede verse en la figura 14, es todavía muy significativa la dependencia de máquinas térmicas sumando aproximadamente dos tercios del total de la potencia instalada.

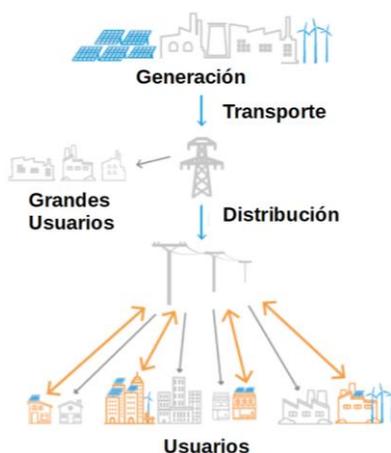


**Figura 14:** Potencia Instalada en el SADI  
Fuente: (CAMMESA, 2019)

La demanda se satisface usando las generadoras en orden creciente de acuerdo a su costo de operación, es decir, se busca el despacho más eficiente y económico en todo momento. Esto determina que siempre que estén disponibles las hidráulicas y las renovables, aunque no están sujetas al principio de mínimo costo, tienen prioridad por sobre el despacho térmico. Luego se cubren las aleatoriedades del sistema y picos de demanda con aquellas máquinas de rápida respuesta pero menor eficiencia y con costos de operación mayores. El costo marginal operativo de la energía eléctrica es aquel valor del último megawatt-hora (Mwh) despachado por la última máquina generadora.

La generación distribuida por definición inyecta en el punto de consumo y disminuye así la demanda eléctrica del sistema y al reducir el consumo marginal evita el despacho de máquinas más ineficientes y de mayor costo de operación en el MEM. Esto además de generar ahorros operativos, alivia las redes de transporte y distribución evita emisiones de gases de efecto invernadero.

El transporte desde las centrales de generación eléctrica a los puntos de consumo se realiza a través de redes de alta tensión. En la figura 15 se muestra en un esquema del Mercado Eléctrico Argentino y sus principales actores. Las flechas anaranjadas representan la potencialidad de la generación distribuida.



**Figura 15:** Principales actores del mercado eléctrico

Fuente: (Elaboración propia sobre un esquema de la Secretaría de Energía Argentina)

La distribución es el siguiente actor, se trata de empresas que brindan el servicio a los usuarios. Las distribuidoras toman la energía del sistema de transporte en alta tensión (típicamente 132 kV), la distribuyen a través de sus redes y la transforman a niveles de tensión menores para entregarla a sus usuarios finales (comercios, industrias y residenciales). Generalmente tienen asignada un área de concesión en la que prestan el servicio público.

Los usuarios compran la electricidad a la distribuidora asignada a su área geográfica al precio definido en el cuadro tarifario aprobado por el ente regulador correspondiente. Los precios varían entre las diferentes distribuidoras, dado que la distribución en Media y Baja Tensión depende de cada jurisdicción. En términos generales, los cuadros tarifarios dividen a los usuarios en bandas según la siguiente manera:

- Primera banda o Tarifa 1 (T1): aplica a todos los clientes que demandan una potencia inferior a los 10 kW. Este grupo incluye típicamente a los sectores residenciales, pequeños comercios, alumbrado público y otras demandas generales. A este tipo de clientes se les factura un cargo fijo más un cargo variable basado en cada unidad de energía consumida, medida en kWh.
- Segunda banda o Tarifa 2 (T2), en términos generales, aplica a clientes que contratan una demanda mayor o igual a 10 kW y menor o igual a 50 kW. Los clientes comprendidos en esta banda son generalmente comerciales e industriales pequeños, y tienen un cargo fijo por factura emitida, un cargo por potencia contratada (kW), un cargo por cada unidad de potencia registrada en el período (kW) y por cada unidad de energía demandada (kWh).
- Tercer banda o Tarifa 3 (T3) comprende a las grandes demandas que contratan una potencia superior a 50 kW y se asocia a los clientes industriales. Por lo general la facturación de esta banda está compuesta por los siguientes conceptos: un cargo fijo por factura emitida; un cargo por cada unidad de potencia contratada en kW que establece la “capacidad de suministro”; un cargo por cada unidad de “potencia máxima” registrada (en kW), aplicable a la potencia máxima registrada en el mes de facturación. Por último esta banda tiene la energía contratada segmentada en tres

bandas horarias de distinto precio. Los clientes del distribuidor que demandan una potencia superior a 300 kW son denominados Grandes Usuarios del Distribuidor (GUDI).

Finalmente existen los denominados Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) que son aquellos que compran su energía directamente en el MEM. Esta categoría está compuesta exclusivamente por grandes industrias.

## **2.6. Antecedentes Normativos en Energías Renovables y Resultados**

La legislación que en Argentina regula la generación, el transporte y la distribución de la energía eléctrica data del año 1960 y es la Ley N° 15.336<sup>4</sup>, llamada “Ley Federal de la Energía”.

El primer antecedente normativo creado con la intención de incorporar energías renovables en la matriz eléctrica es del año 1998 cuando se promulgó la Ley 25.019<sup>5</sup> titulada “Régimen Nacional de Energía Eólica y Solar”. Lamentablemente debido a la falta de incentivos y de una reglamentación que establezca objetivos y mecanismos, ningún proyecto se gestó bajo esa normativa.

El siguiente hito fue la Ley 26.190<sup>6</sup> denominada “Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica” promovida en el año 2006. Esta ley fijó el objetivo para el año 2016 de incorporar un 8% de energía renovable en la matriz, considerando todas las tecnologías de fuente renovable con excepción de los usos previstos en la Ley 26.093<sup>7</sup> de biocombustibles.

---

<sup>4</sup><http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=28195>

<sup>5</sup><http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=53790>

<sup>6</sup><http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=123565>

<sup>7</sup><http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=116299>

La Resolución 712<sup>8</sup> de la Secretaría de Energía de la Nación reglamentó la Ley 26.190 en el año 2009. La misma creó el programa de generación renovable “GENREN” bajo el cual se convocó mediante licitación pública a los generadores de energía de fuentes renovables para firmar contratos de provisión de energía eléctrica. Teniendo en cuenta el contexto económico de la época Los precios logrados no fueron competitivos y el programa adjudicó menos de 1.000 MW de potencia, y menos del 50% de ellos fueron finalmente construidos. Lo único positivo que puede destacarse es que se logró el objetivo de diversificación dado que fueron adjudicados al menos algunos proyectos de fuentes renovables.

Una vez más con la Resolución 108<sup>9</sup> del año 2011 la Secretaría de Energía de la Nación intentó mejorar el marco de implementación de la Ley 26.190 pero no logró resultados.

En términos de energía solar fotovoltaica hasta el año 2009, la única capacidad instalada estaba mayormente ubicada en áreas rurales dispersas y alejadas de las redes eléctricas de distribución. En el marco del programa GENREN entre los años 2010 y 2014 se instalaron plantas generadoras hasta alcanzar los 12MW en la provincia de San Juan.

Con el objetivo de impulsar de manera efectiva la generación de energía de fuentes renovables en 2015 se sancionó la Ley 27.191<sup>10</sup> que modificó y amplió la Ley 26.190. En primer lugar, el objetivo de lograr el 8% de renovables en la matriz al 31 de diciembre de 2017 fue ampliado en etapas hasta alcanzar un 20% para el 31 de diciembre de 2025. Estos objetivos están asociados a una obligación sobre los usuarios de energía eléctrica.

Estableció además un nuevo marco de implementación:

- Definió como prioridad el despacho de las energías renovables por sobre las convencionales, y un respaldo de potencia sobre la generación renovable en manos del sistema.

---

<sup>8</sup> <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=158789>

<sup>9</sup> <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=181099>

<sup>10</sup> <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=253626>

- Creó a través de beneficios fiscales un régimen especial para las inversiones que fomentó la oferta y la cadena de valor local.
- Estableció una diversificación geográfica y tecnológica del recurso renovable, para evitar que sólo se desarrolle la tecnología más competitiva y en una región puntual.
- Generó un fideicomiso de respaldo a los proyectos de energías renovables denominado FODER, con el objetivo de ofrecer garantía y financiamiento.

En el año 2016 se emitió el Decreto Reglamentario 531<sup>11</sup> de la Ley 27.191, que estableció las condiciones del Programa RenovAr que constituyó el primer paso para la contratación a largo plazo de energía eléctrica de fuente renovable.

Además en 2016 y en paralelo al programa RenovAr, la Resolución N° 202 readecuó 10 antiguos contratos que incorporaron 500 MW renovables de potencia adicionales.

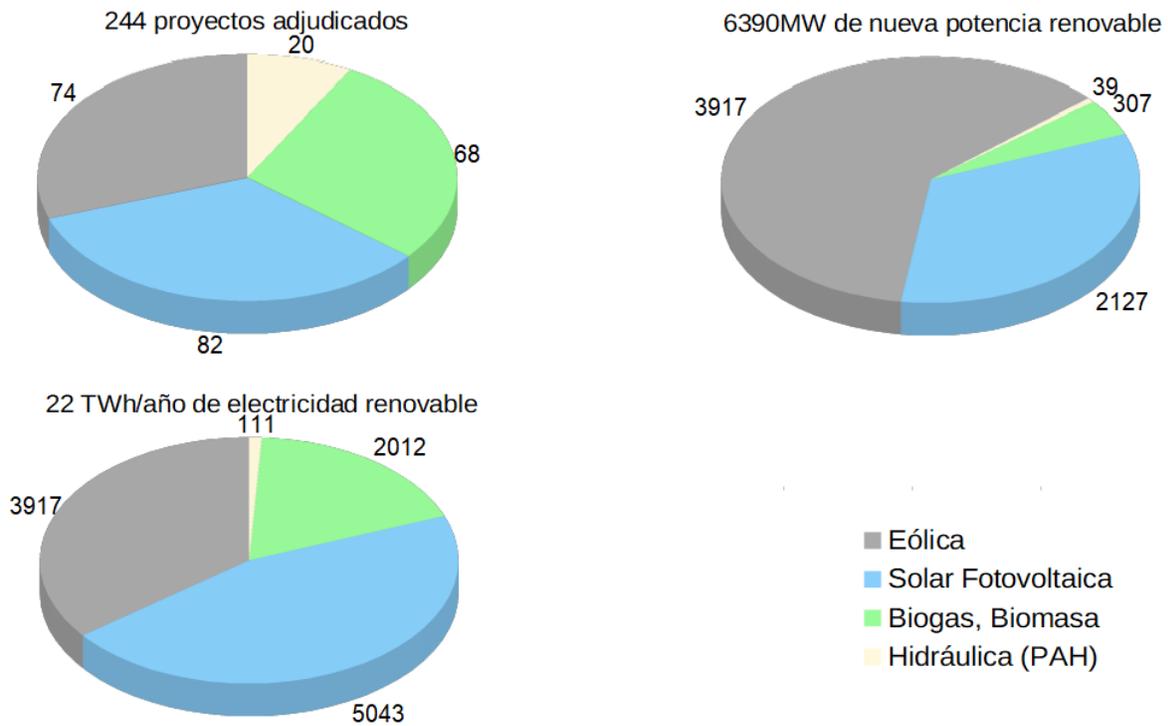
El último hito legislativo fue la Resolución 281-E/2017<sup>12</sup>, que instauró el Mercado a Término de Energías Renovables (MATER). Este régimen permitió nuevamente a los Grandes Usuarios que posean una demanda anual promedio mayor a 300 kW (Gran Usuario Habilitado – GUH) negociar libremente con los generadores la compra de energía, facilitando el cumplimiento de las metas de la Ley N° 27.191.

El resultado de estas nuevas legislaciones fue un éxito sin precedentes en términos de inversiones en energías renovables. En la figura 16 se muestra un resumen de los resultados por tecnología en términos de cantidad de proyectos adjudicados, potencia total involucrada y generación futura de electricidad de fuentes renovables esperada.

---

<sup>11</sup> <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=259883>

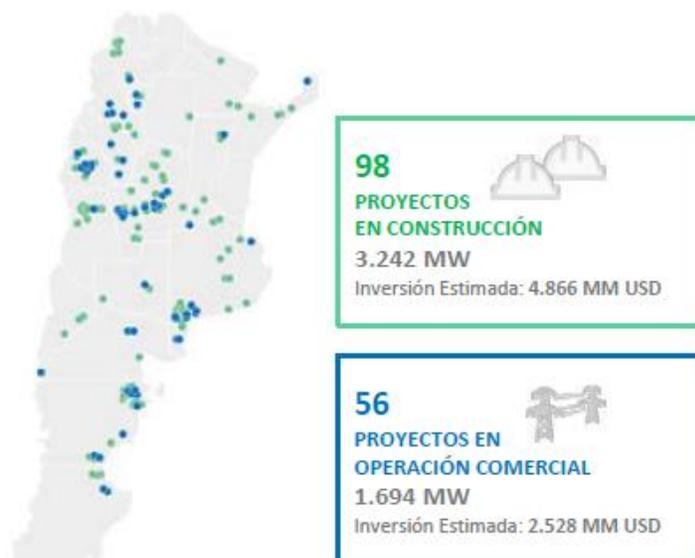
<sup>12</sup> <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=278429>



**Figura 16:** Resultados del Programa RenovAr, Res. 202 y MATER  
Fuente: (Elaboración propia según datos de la Secretaría de Energía Argentina)

Hasta septiembre de 2019, alrededor de 50 proyectos del MATER estaban aprobados para ser comercializados por parte generadores de energía renovable. Estos proyectos están en el orden de los 1.100 MW de potencia.

Es necesario considerar que no todos los proyectos adjudicados se terminarán construyendo ya que el costo de financiamiento para la Argentina actualmente se elevó a valores tales que la remuneración del contrato ya no repaga la inversión. Por ese motivo es importante observar cuáles de ellos están efectivamente en operación comercial o en construcción. La figura 17 presenta esta información actualizada a Septiembre 2019 con la ubicación geográfica de los proyectos evidenciando la importancia que representan para el desarrollo del interior del país.



**Figura 17:** Estatus proyectos de generación de energía renovable

Fuente: (Secretaría de Energía Argentina. *Introducción a la Generación Distribuida*, 2019)

## 2.7. Generación Distribuida en Argentina

### 2.7.1 Antecedentes.

La primera instalación de generación distribuida conectada a red en Argentina fue realizada en el año 2001 en la sede que la organización Greenpeace Argentina tenía en la calle Mansilla de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Esta instalación fue tomada como proyecto piloto bajo supervisión del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), sin presentar desde entonces problemas de ningún tipo. Existieron en el país otras experiencias puntuales de instalaciones fotovoltaicas integradas a la red, pero ante la ausencia de regulación específica excepto en algunas provincias no existían hasta el año 2017 incentivos para que los usuarios se conviertan en generadores.

Un proyecto que merece ser destacado es el Proyecto Energías Renovables en Mercado Rurales, PERMER, que comenzó a ser ejecutado en 1999 y aún hoy sigue en implementación. El programa de alto contenido social, tiene como objetivo abastecer de una fuente de energía confiable y sustentable a las comunidades rurales dispersas que se encuentran alejadas de las

redes de distribución. Contó con el apoyo de entidades de financiamiento internacional para sus dos etapas, la primera que concluyó en 2012 y la segunda que está en ejecución y se planifica que en 2020 estará terminada. El proyecto, en su primera etapa consistió en la instalación de sistemas en su gran mayoría fotovoltaicos para uso doméstico aunque también incluyó sistemas de energía eólica, mini centrales hidroeléctricas u otros generadores con bajas emisiones de carbono y sistemas de energía térmica solar. En la primera etapa fueron casi 30.000 instalaciones ubicadas por todo el país y una vez concluida la segunda etapa se esperan 18.500 instalaciones adicionales. El PERMER prioriza el servicio a instituciones de servicios públicos tales como escuelas y edificios sanitarios, por lo que constituye una política de inclusión social que genera una mayor igualdad de oportunidades. En el caso de las escuelas rurales este proyecto permite a los estudiantes capacitarse en tecnologías limpias y el cuidado del medio ambiente.



**Figura 18:** Kit fotovoltaico en una escuela en la Prov. de Jujuy  
Fuente: (Secretaría de Energía Argentina. PERMER Proyecto, 2019)

Otro antecedente relevante el proyecto IRESUD (“Interconexión de sistemas fotovoltaicos a la red eléctrica en ambientes urbanos”), cuyo objetivo fue promover la introducción en el país sistemas de generación fotovoltaica distribuida conectados a la red de distribución eléctrica. El mismo consistió en una articulación público-privada de la que participaron la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA), la Universidad Nacional de San Martín (UNSAM) y el Ministerio

de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva (MINCyT) de la Nación entre otros. Este proyecto fue ejecutado desde abril de 2012 hasta abril de 2016. Impulsada por dicho proyecto, se desarrolló la reglamentación técnica AEA 90364-7-712 en el marco de la Asociación Electrotécnica Argentina (AEA) para la conexión de sistemas fotovoltaicos a la red en inmuebles. Uno de los principales objetivos del proyecto fue también acelerar el desarrollo de las regulaciones y herramientas de promoción de la generación distribuida a nivel nacional.

En el marco del proyecto IRESUD se instalaron más de 50 sistemas de generación fotovoltaica con una potencia total superior a 150 kWp, en diferentes lugares del país. De esta forma se buscó difundir y promover el uso de la tecnología, capacitar recursos humanos, y establecer en las diferentes regiones el contacto con la distribuidoras o cooperativas locales. Entre las distintas instalaciones se pueden mencionar dos sistemas ubicados en el Centro Atómico Constituyentes de la CNEA que suman aproximadamente 10 kWp. Otra de las instalaciones de 17 kWp, está en la Facultad de Informática de la Universidad Nacional de La Plata (UNLP). Por último en el marco de este proyecto también la Base Marambio en la Antártida fue alcanzada, ver figura 19. (IRESUD, 2019)



**Figura 19:** Paneles fotovoltaicos en Base Marambio en la Antártida.  
Fuente: (IRESUD, 2019)

Por último otra iniciativa que se destaca es el Programa Provincial de Incentivos a la Generación de Energía Distribuida PROINGED, de la provincia de Buenos Aires. Como parte de este programa, se están en operación ocho instalaciones fotovoltaicas y existen otras quince en ejecución. Las mismas se encuentran en puntos críticos de la red de distribución eléctrica de la provincia, y tendrán una vez finalizadas una potencia total de 2,9 MW. Estas plantas inyectan en líneas de media tensión y permiten mejorar la calidad del servicio en lugares críticos donde el déficit energético suele compensarse con motores de generación diésel que son caros de operar y altamente contaminantes. (PROINGED, 2019)

Las instalaciones de los programas PERMER, IRESUD o PROINGED cabe aclarar que no responden a los términos de la definición de Generación Distribuida que utiliza la nueva legislación nacional ya que no son los usuarios conectados a la red de distribución los dueños de la instalación. Sin embargo, considerando la importante función de desarrollo y promoción de la tecnología que realizan es que se citan en este trabajo.

Algunas provincias desarrollaron su propia legislación aún cuando no existía todavía un marco normativo nacional que regulara la Generación Distribuida. Estas provincias son: Santa Fe, Salta, San Luis, Mendoza, Tucumán, Neuquén, Río Negro y Misiones. Cabe mencionar que en todos los casos aún cuando la tarifa local de electricidad pueda permitir recuperar la inversión inicial en un plazo razonable, la cantidad de instalaciones realizadas hasta el presente es escasa.

### **2.7.2 Nueva legislación.**

El 20 de diciembre de 2017 fue promulgada la Ley Nacional N.º 27.424<sup>13</sup> "Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública". Esta reglamentación otorga a los usuarios residenciales, comerciales e industriales, el

---

<sup>13</sup> <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=305179>

derecho a generar energía eléctrica de fuentes renovables para el autoconsumo e inyectar los excedentes a la red de distribución eléctrica recibiendo por ello una remuneración económica.

La ley establece que generación distribuida debe provenir de fuentes renovables y que los usuarios del servicio público de distribución podrán inyectar a la red los excedentes del autoconsumo. Define además que el Balance Neto de Facturación o "Net Billing" (como es conocido internacionalmente), es el esquema de facturación a aplicar, crea el FODIS, un fideicomiso de administración financiera para otorgar beneficios promocionales a la demanda e invita a las provincias a adherir al régimen.

A principios de 2018 la ley fue reglamentada por el decreto 986<sup>14</sup>, que define el objetivo incorporar de 1.000 MW de potencia de generación distribuida para el año 2030. Además, se designa como Autoridad de Aplicación, a la Secretaria de Energía de la Nación (SE).

A fines del 2018, se emitió la Resolución 314<sup>15</sup> de la SE que crea el RENUGER, que es el Registro Nacional de Usuarios-Generadores de energías renovables. En el texto se categoriza a los Usuarios-Generadores como pequeños (hasta 3kW), medianos (hasta 300 kW) y grandes (hasta 2MW). En dicha resolución se establece el Procedimiento de Conexión de Usuario Generador y las normas básicas del contrato entre las partes. También establece que los Distribuidores deben declarar en forma mensual la energía inyectada por todos sus usuarios-generadores a CAMMESA.

En 2019, fueron emitidas por la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética (SSERYEE), las Disposiciones 28<sup>16</sup> y 97<sup>17</sup>, con las que quedó implementado el Régimen Nacional de Generación Distribuida. Las mismas establecen los Requisitos Técnicos para la

---

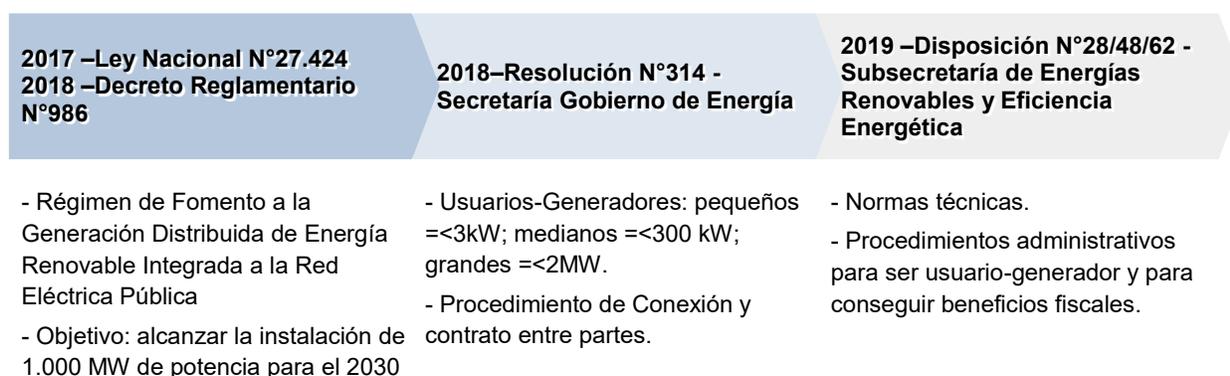
<sup>14</sup> <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=315993>

<sup>15</sup> <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=317996>

<sup>16</sup> <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=320494>

<sup>17</sup> <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=327224>

conexión de los equipos de Generación distribuida de cualquier fuente de energía renovable. Incluyen los requerimientos para las protecciones eléctricas y certificados de calidad de los equipos. También se establece el procedimiento para realizar el trámite de conexión de usuario-generador en la Plataforma Digital de Acceso Público y la inscripción de los Distribuidores e Instaladores. En la figura 20 se muestra el desarrollo de la nueva legislación en una línea de tiempo.



**Figura 20:** Nueva legislación sobre generación distribuida  
Fuente: (elaboración propia)

La Ley 27.424 generó un régimen de beneficios promocionales, tales como un Certificado de Crédito Fiscal, creó además el FODIS con el objetivo de otorgar préstamos, incentivos, garantías, realización de aportes de capital y adquisición de otros instrumentos financieros, todos ellos destinados a la implementación de sistemas de generación distribuida. La disposición N° 48<sup>18</sup> de la SSERyEE de abril de 2019 dispone que la SSERyEE y la AFIP estarán a cargo de la instrumentación y aplicación de los Certificados de Crédito Fiscal bajo la modalidad de Bono Electrónico, los cuales podrán ser aplicados al pago de impuestos nacionales. Por último la

<sup>18</sup> <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=322308>

Disposición N° 83<sup>19</sup>, de julio de 2019 establece el procedimiento, los montos y las condiciones para la obtención del Certificado de Crédito Fiscal para usuarios generadores. En este documento se detalla la vigencia de 5 años para el certificado una vez otorgado.

### **2.7.3 Balance neto de facturación o "net billing".**

Existen en la actualidad muchos países que cuentan con legislación referida a generación distribuida de energía renovable. Una de las definiciones más importantes es la elección del esquema con el que el excedente de electricidad generado por el usuario y volcado a la red de distribución será remunerado. Existen distintos modelos y antes de desarrollar el Balance Neto de Facturación o "Net Billing" que es el establecido en nuestro país conviene comentar otros dos:

- Pago de una tarifa diferencial, conocida como Feed-In-Tariff (FIT): en este sistema se retribuye al usuario-generador con una tarifa especial basada en los costos de generación según la tecnología y tamaño de la instalación. Generalmente la tarifa diferencial se va reduciendo con el paso de los años para 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 segundo modelo se denomina conteo neto de energía eléctrica o Net Metering (NM) y 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. En este sistema la electricidad inyectada se retribuye siempre al mismo precio final que él usuario-generador paga por la que consume de la red. Normalmente esto constituye un incentivo para la generación distribuida ya

---

<sup>19</sup> <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=325088>

que el costo de la energía consumida incluye parte de los costos fijos del mantenimiento de la red que deberán ser soportados por el resto de los usuarios.

Por último el régimen nacional de generación distribuida, Ley 27.424 impone el esquema de facturación neta o Net Billing (NB), en el cual el usuario-generador recibe por la energía volcada a la red el precio que la compañía distribuidora paga por la electricidad en mercado eléctrico mayorista. Con el fin de detallar el modelo es necesario definir las siguientes nomenclaturas:

- Precio mayorista de energía: Es precio que los Distribuidores pagan por la energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista. El mismo está compuesto por el Precio Estabilizado de la Energía (PEE) más el Precio Estabilizado de Transporte (PET), ambos fijados por la Secretaría de Gobierno de Energía.

- Valor Agregado de Distribución: Es la fracción de pérdidas y costos del servicio de distribución incluidos dentro de la tarifa variable de energía. En esta categoría se incluyen los costos de mantenimiento y ampliación de la red del distribución y el margen de ganancia autorizado por el ente regulador por el servicio prestado.

- Tarifa de Servicio de Red: Es el precio final minorista que paga el usuario por su demanda de energía eléctrica. Resulta de la suma del Valor Agregado de Distribución y del Precio Mayorista de la energía. La tarifa final que paga el usuario corresponde a este valor más impuestos.

En este modelo de Balance Neto de Facturación el usuario-generador vende su energía excedente al valor del costo evitado a la Distribuidora, es decir, a un precio mayorista de energía. Por lo tanto el precio que paga por su demanda es diferente al que recibe por su excedente ya que este último no incluye el costo asociado al servicio de distribución. En la actualidad y producto

de la suspensión de los aumentos de tarifas se produce una distorsión que hace que ambos sean prácticamente iguales. La figura 21 grafica el sistema de Balance Neto de Facturación.



**Figura 21:** Concepto de Balance Neto de Facturación  
Fuente: (elaboración propia)

Entre las ventajas que se pueden señalar a este esquema es que minimiza distorsiones evitando costos para otros usuarios de la red del distribuidor que no poseen tecnología renovable. Esto está garantizado ya que el usuario generador continua pagando los costos del servicio de distribución normalmente.

Otra virtud es que al establecer un precio menor a la energía inyectada respecto del precio que pagan los usuarios por la demanda, se fomenta el autoconsumo y la eficiencia energética. De esta manera, el retorno de inversión será mayor cuanto mayor sea el porcentaje de autoconsumo. En algunos países este método constituye un incentivo para que los usuarios incluyan baterías en sus sistemas y así obtengan más beneficios.

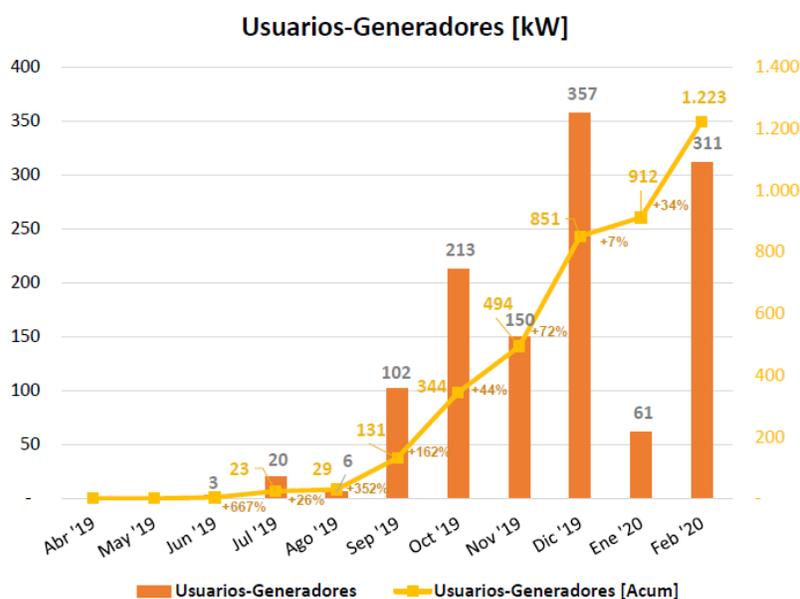
En comparación con los otros modelos es necesario decir que este es el más beneficioso para las empresas distribuidoras dado que no modifica su modelo de negocio.

Más allá del precio de inyección antes detallado la ley nacional 27.424 prevé exenciones impositivas, certificados de crédito fiscal y financiamiento promocional, los cuales pueden ser complementados con incentivos provinciales que se establezcan en cada caso. De esta forma con estos mecanismos de promoción se espera hacer más atractiva la inversión a la vez que se genere

un mercado local de instaladores y proveedores de servicios asociados a la generación distribuida.

### 2.7.4 Primeros resultados

Se han cumplido ya nueve meses de la entrada en vigencia de la nueva legislación de generación distribuida por lo que estamos en condiciones de hacer una primera evaluación de los resultados. Tal como fue presentado en capítulos anteriores, se trata de una tecnología madura y ampliamente probada por lo que podría esperarse una rápida respuesta de la demanda si las condiciones son propicias. En la figura 22 se observa la capacidad instalada en generación renovable distribuida en todo el país bajo la nueva legislación.



**Figura 22:** Potencia instalada y acumado(kW)

Fuente: (Secretaría de Energía Argentina. Generación Distribuida en Argentina Reporte General Febrero, 2020)

En el caso de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires la legislación está plenamente vigente y las dos empresas responsables por la distribución están inscriptas por lo que están dadas todas las condiciones para el desarrollo de la generación distribuida. La tabla 2 muestra la cantidad de potencia instalada por usuarios generadores en cada distrito y las reservas de potencia aprobadas, para el caso de la ciudad de Buenos Aires se encuentra unificado con el área metropolitana en

AMBA. A la luz de los resultados obtenidos hasta el momento no parece que estemos en un escenario auspicioso para alcanzar los objetivos planteados en la ley de fomento de esta tecnología.

Tabla 2

*Potencia en generación distribuida*

| (kW)           | Usuarios-Generadores | Reservasde Potencia Aprobadas | Solicitudes enviadas |
|----------------|----------------------|-------------------------------|----------------------|
| <b>Córdoba</b> | 665                  | 2233                          | 274                  |
| <b>Mendoza</b> | 225                  | 582                           | 70                   |
| <b>AMBA</b>    | 323                  | 1975                          | 121                  |
| <b>Chubut</b>  | 10                   | 29                            | 0                    |

*Fuente: (Secretaría de Energía Argentina. Generación Distribuida en Argentina Reporte General Febrero, 2020)*

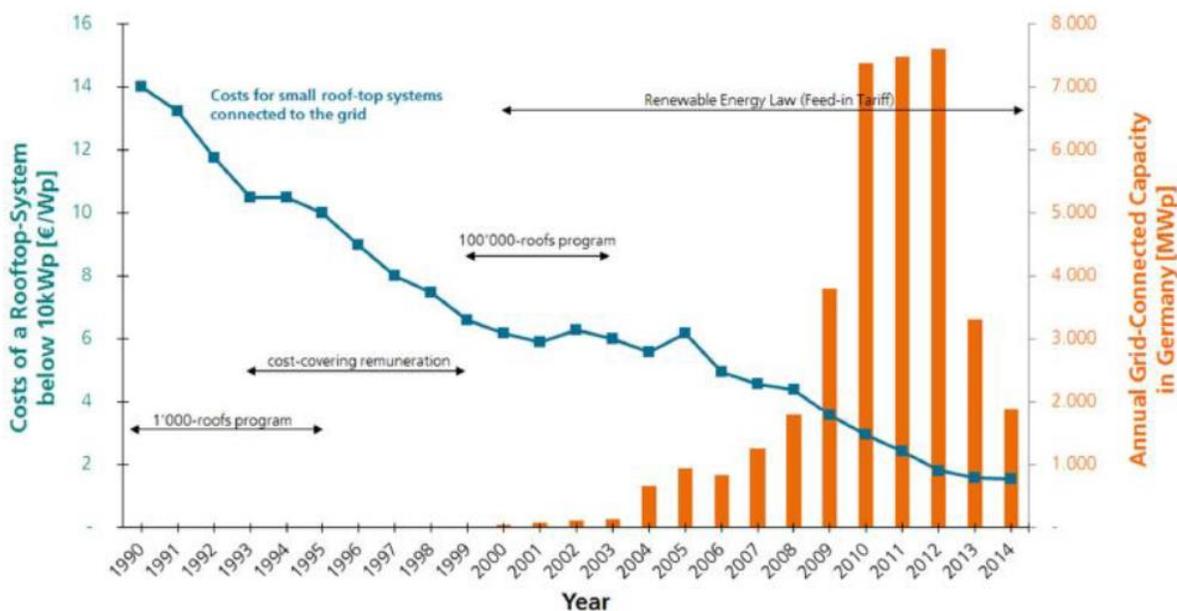
### **2.7.5 Comparación con caso de éxito Alemania**

Alemania es el país del mundo con mayor índice de generación fotovoltaica per capita, además ha seguido una normativa de retribución estable y continuada durante más de dos décadas. Todo esto sumado a que ha sido pionero en el desarrollo de la energía de generación distribuida lo posiciona como el primer referente.

El país se encuentra desde principios de los años noventa en un proceso de transición energética conocido como “Energiewende” que tiene el objetivo de incrementar la generación eléctrica renovable. El desarrollo de las instalaciones fotovoltaicas se enmarcan dentro de ese proyecto. Los resultados son claros, las energías renovables han pasado de representar el 6% en 2000 al 36% en 2017. (Federal Ministry for Economics Affairs and Energy - Germany, 2020)

En el caso de la fotovoltaica, la potencia instalada a finales de 2017 ascendía a más de 39,6 GW y durante ese año la generación mediante esta tecnología cubrió el 7% de la demanda de electricidad. (Fraunhofer-ISE, 2017)

La figura 23 muestra la potencia fotovoltaica instalada en los últimos años, la reducción histórica de costos de la tecnología y los programas de incentivos que el país implementó en cada momento. La primera legislación que favorecía la instalación de renovables en el país fue la Electricity Feed-in Act (StREg) promulgada en 1991. En particular, entre 1990 y 1995 se desarrolló el programa conocido como de los “1.000 techos solares”. El éxito de este primer programa propició su ampliación mediante el programa de los “100.000 techos solares”, entre 1999 y 2003. (Fraunhofer-ISE, 2017)



**Figura 23:** Costo de sistemas fotovoltaicos <10kW y capacidad total instalada  
Fuente: (Fraunhofer-ISE, 2017)

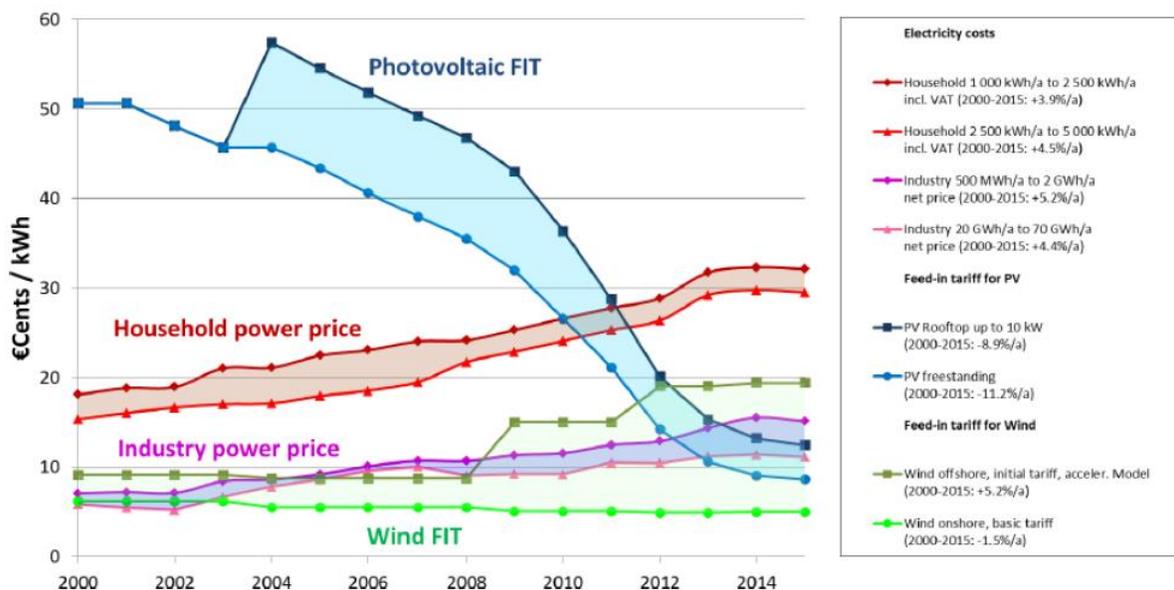
La consolidación de la tendencia para el desarrollo de las renovables se produjo con la German Renewable Energy Act (EEG) del año 2000, que garantizaba una retribución fija por la energía vertida a la red y reconocía el derecho de cobro durante 20 años. Además para las instalaciones fotovoltaicas con potencia inferior a 10 kW el procedimiento que estableció la EGG fue muy sencillo. La energía vertida a la red de distribución es cobrada por el usuario a un precio fijo diferencial (Feed-in Tariff, FiT) cuya valor depende del momento de puesta en

marcha de la instalación. La Agencia Federal alemán publica regularmente el valor de las FiT para nuevas instalaciones, la cual va disminuyendo con el tiempo de manera que:

- se ajuste al descenso de precios de la tecnología;
- suponga un incentivo para mejorar las nuevas instalaciones;
- acote el gasto total asociado que se compromete durante los siguientes 20 años.

En la actualidad, la tarifa oscila entre 0,12 y 0,08 €/kWh, según el tamaño de la instalación.

En la figura 24 pueden observarse el valor FiT y la variación de precios de la electricidad para un usuario. Es interesante cómo, para instalaciones realizadas antes de 2011, los usuarios-generadores recibían, por cada kilovatio-hora que inyectaban en la red, un precio mayor al que pagaban por la energía tomada de la red. Sin embargo, siguiendo la actualización de precios a la baja para instalaciones posteriores a ese año, el cruce de las curvas muestra que un precio menor por cada unidad de energía inyectada a la red del que pagan por esa energía. Naturalmente desde ese momento el sistema incentiva el autoconsumo instantáneo o el almacenamiento.



**Figura 24:** Precio de Feed-in-Tariffs (FiT), residencial e para industrial.

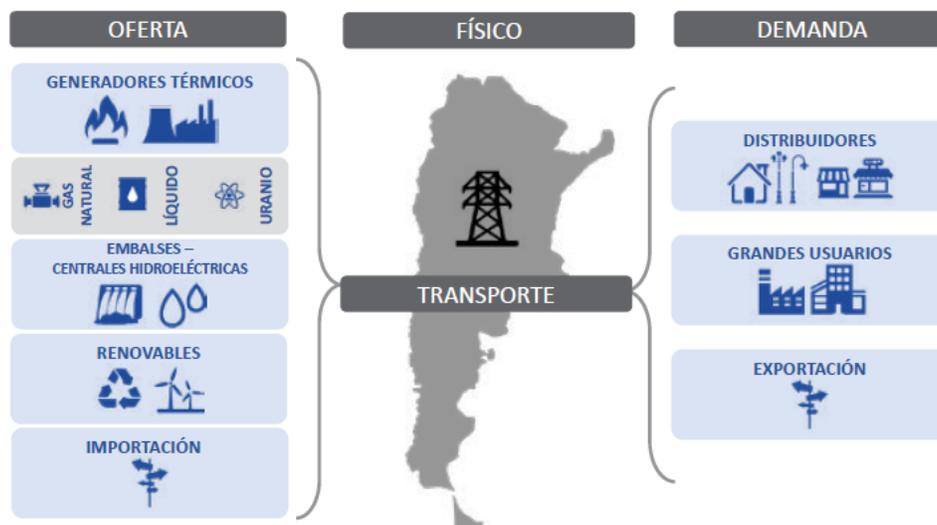
Fuente: (Fraunhofer-ISE, 2017)

Los usuarios que deciden convertirse en generadores distribuidos gozan además en Alemania de una exención de impuestos. Se trata del impuesto que pagan todos los consumidores alemanes y que se destina a financiar la transición energética (conocido como “EEG Umlage”). Las instalaciones de potencia inferior a 10 kW están exentas de este gravamen y las que tienen una potencia superior, deben pagar solo el 40%.

Otro aspecto que resulta interesante del modelo alemán es el incentivo creado para la instalación de baterías junto a los paneles fotovoltaicos mediante el programa “Standard & Storage”. El Banco de Desarrollo Alemán otorga a los propietarios de sistemas con potencia inferior a 30 kW créditos de bajo interés para la instalación de estos sistemas de almacenamiento.

## 2.8. Precio de la Electricidad en Argentina

Tal como fue comentado, en el MEM se encuentran y se balancean la oferta de generación y la demanda de energía, conectadas a través del SADI, en la figura 25 puede verse un esquema.



**Figura 25:** Balance eléctrico entre oferta y demanda.

Fuente: (Secretaría de Energía Argentina. PRECIO MAYORISTA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA, 2016)

A excepción de casos muy particulares de usuarios conectados a redes de transporte, la demanda de energía eléctrica se encuentra conectada a la red de distribución. Estas redes de distribución son administradas por distribuidoras o cooperativas que operan y mantienen las

redes para brindar el servicio eléctrico a los diferentes usuarios conectados a la red. La demanda, o usuarios del suministro eléctrico, se encuentra conformada por consumidores residenciales, comerciales e industriales. Dentro de este último segmento de demanda es posible identificar grandes usuarios del MEM, como así también grandes usuarios de la distribuidora. A los primeros, los grandes usuarios del MEM, adquieren la energía eléctrica en el MEM, dejando en cabeza de la distribuidora la prestación del servicio de transporte y distribución de la energía comprada por estos usuarios en el MEM. En cambio, a los grandes usuarios de la distribuidora, es la distribuidora quien se encarga de abastecer la totalidad de la demanda de ese usuario. En otras palabras, la totalidad de la energía consumida por los grandes usuarios de la distribuidora, más el servicio de transporte y distribución, es provisto por la distribuidora.

El precio de la energía que pagan las distribuidoras a CAMMESA está segmentado según cuál sea el usuario final a abastecer. Es decir, que los residenciales en sus diferentes segmentos de consumo, entre los que se encuentran los exceptuados al pago, beneficiarios de tarifas sociales y electrodependientes, tienen tarifas diferentes, los grandes usuarios de la distribuidora y los del MEM. Estas remuneraciones de distinto valor dan lugar a los subsidios. El precio estacional que pagan las distribuidoras es calculado por CAMMESA y se aprueba por resolución de SE.

El marco regulatorio establece que los grandes usuarios, sea del MEM o de la distribuidora, pueden comprar la energía en el MEM a través de contratos directamente con los generadores en el Mercado a Término (MAT) y/o a CAMMESA en el contexto de los condicionantes impuestos por las Resoluciones de la SE 1281<sup>20</sup> de 2006 y 95<sup>21</sup> del 2013.

---

<sup>20</sup> <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/115000-119999/119455/norma.htm>

<sup>21</sup> <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/205000-209999/209933/norma.htm>

El costo de la energía refleja el costo de operación de la máquina que abastece la demanda, lo que incluye costos de combustible y la remuneración que recibe el generador por su servicio de generación.

La definición de los precios tiene asociados costos de corto plazo relacionados con el uso eficiente de los recursos disponibles y de largo plazo dependientes de los costos de expansión de la capacidad de generación y transmisión.

Los costos se dividen además en fijos y variables:

- Costos variables, asociados a la Energía consumida (p.e. Variables de Combustibles, Fletes, Operación y Mantenimiento, Servicios).
- Costos fijos, asociados a la Potencia demandada en días extremos o disponibilidad de la misma (Fijos de Capacidad Instalada y de Expansión).

El criterio base para el despacho de la energía es siempre el de mínimo costo para el abastecimiento de la demanda.

### 2.8.1 Costo monómico y precio estabilizado

El Costo Medio Monómico es la suma de los costos representativos de producción (propios y asociados) de energía eléctrica en el MEM, dividida la demanda abastecida total, en un periodo de control, la figura 26 resume el concepto.

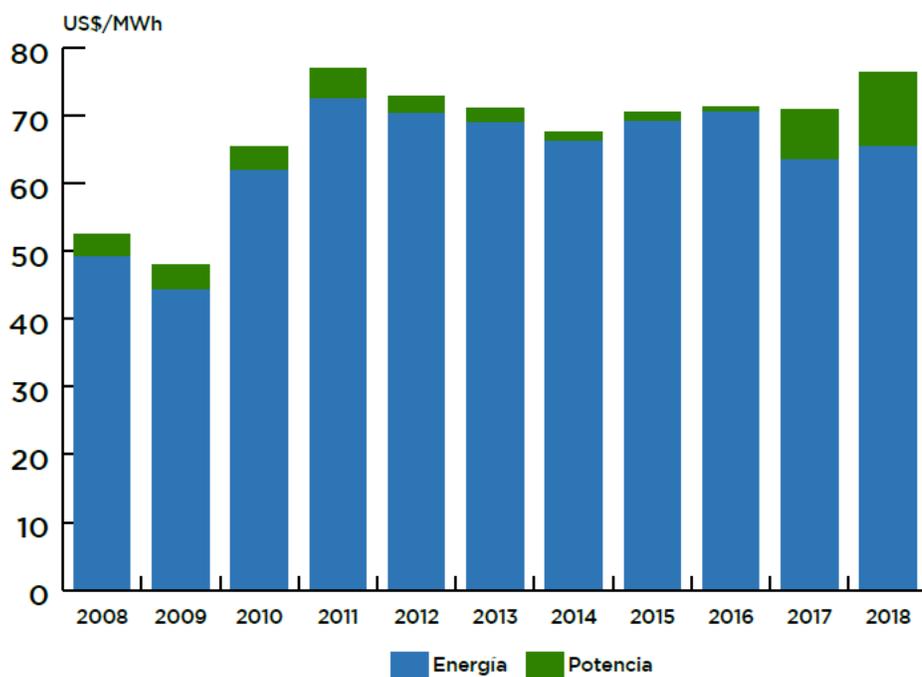
$$\text{Costo Medio Monómico del sistema} = \frac{\Sigma \text{Costos de generación y asociados}}{\text{Demanda abastecida en el MEM}}$$

**Figura 26:** Costo Monómico Medio  
Fuente: (Elaboración propia)

El precio monómico varía principalmente según el consumo de gas y combustibles líquidos, aunque también de la disponibilidad de recursos, la hidrología y las temperaturas del país.

Específicamente, los costos asociados al uso del combustible representan más del 60% del costo total del sistema. Esto se debe a que en el MEM la oferta está conformada con algo más del 60% de máquinas térmicas, es decir máquinas que necesitan un combustible para poder producir energía eléctrica.

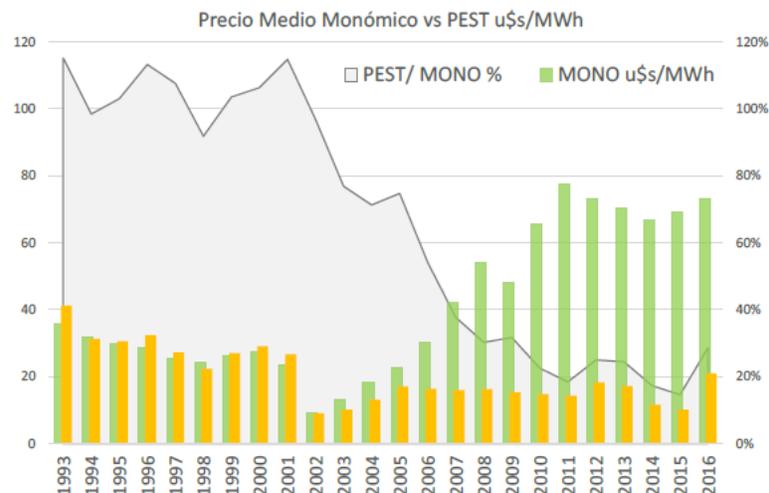
El funcionamiento operativo y económico del MEM se basa en un esquema de Programaciones de la operación desde el Mediano y Largo Plazo (Estacional) hasta el Corto Plazo (Semanal y Diaria) donde se establecen las planificaciones de la gestión óptima. Dado que la demanda se satisface usando las generadoras en orden creciente de acuerdo a su costo de operación, el Precio Monómico surge como resultado de una competencia entre generadores, reflejando el valor medio de compra de los Grandes Usuarios del MEM (alrededor de 20% de la demanda). La figura 27 muestra la variación del precio monómico en los últimos años.



**Figura 27:** Costo monómico medio en US\$/MWh  
Fuente: (Secretaría de Energía Argentina. *Introducción a la Generación Distribuida*, 2019)

El caso de los Distribuidores es diferente ya que como se expuso anteriormente, compran al Precio Estacional (PEST) que se establece por Resoluciones y que actualmente tiene implícito un

subsidio para los usuarios. Esto no fue siempre así, inicialmente la definición del PEST se ubicaba alrededor del precio monómico medio, cubriendo 100% del mismo. Desde el año 2003 comenzó a aumentar el monómico medio y no así el PEST, haciendo aumentar la diferencia entre ambos hasta llegar al año 2015 en donde la cobertura con el PEST respecto al monómico medio llegó a ser sólo del 15%. A partir del año 2016 y hasta el 2019 se revirtió la tendencia y los nuevos PEST comenzaron a recuperar parte del atraso respecto al precio monómico medio. La figura 28 muestra la evolución del precio monómico vs. el PEST y su porcentaje de cobertura desde el año 1993 hasta el 2016.



**Figura 28:** Precio monómico vs. el PEST en U\$S/Mwh y % de cobertura.  
 Fuente: (Secretaría de Energía Argentina. PRECIO MAYORISTA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA, 2016)

Desde el año 2003 se observa un aumento sostenido en el precio monómico medio a lo largo de los años. Una de las principales razones fue el crecimiento en el consumo de los combustibles denominados alternativos, principalmente fuel oil y gas oil ya que al aumento en la demanda se le respondió con nuevas centrales térmicas y el gas natural empezó a escasear.

### 2.8.2 Precio actual para el usuario residencial

Los subsidios tienen su origen en la Ley de Emergencia Económica 25561<sup>22</sup> vigente desde 2002 hasta el 2017, la cual impulsó la pesificación de las tarifas y la suspensión de todos los mecanismos de ajuste previstos en la normativa vigente.

Este contexto de tarifas congeladas, con costos crecientes y en un contexto de alta inflación, provocó que las empresas de transporte y distribución de energía eléctrica debieran absorber la caída en términos reales de sus ingresos. Tales circunstancias derivaron en deterioro en el tiempo de la calidad del servicio prestado.

La situación hizo que los usuarios pagaran tarifas decrecientes en términos reales, pero como contrapartida el Estado nacional debió reconocer los mayores costos de las empresas y mediante diversos y complejos mecanismos establecer subsidios, para mantener el servicio dentro de márgenes mínimamente aceptables.

A partir de 2016 el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), aprobó nuevos cuadros tarifarios y comenzó una etapa de recomposición del costo de electricidad que pagaban los usuarios. La actualización de los precios para la compra estacional que había llegado a un mínimo de un 15% aproximadamente en términos de cubrir los costos comenzó a recuperarse. También, a diferencia de los años anteriores, los subsidios se concentraron en la demanda residencial, en especial con la clasificación de la tarifa social y el establecimiento de los planes de ahorro/estímulo. Esta tendencia se mantuvo hasta que en los primeros meses de 2019 los usuarios llegaron a pagar en promedio el 81% del costo de la electricidad. En ese momento mediante las resoluciones 104/2019<sup>23</sup> y 105/2019<sup>24</sup> del ENRE se estableció un nuevo congelamiento de tarifas. En principio el mecanismo de actualización previsto semestralmente

---

<sup>22</sup> <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=71477>

<sup>23</sup> <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=322695>

<sup>24</sup> <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=322696>

fue suspendido hasta el 31 de Octubre de ese año pero luego fue prorrogado y el 22 de Diciembre se promulgó una nueva ley de emergencia con el número 27.541<sup>25</sup> que prolongó el estado de excepción en principio hasta el 31 de diciembre de 2020. La inflación y devaluación de la moneda dejó a fines de ese año el nivel de cobertura en sólo un 52%. Finalmente los precios mayoristas a distribuidoras siempre incluyeron distintos niveles de subsidios en función de cada tipo de usuarios. (Einstoss Tinto, 2019)

Tal como fue presentado, el precio final que paga el cliente del distribuidor además del costo mayorista estacional deben ser añadidos el costo de transporte desde el punto de generación hasta la red de distribución y el costo propio de la distribución. Por lo tanto, el pago de las facturas de electricidad se reparte entre los generadores, los transportistas y las empresas distribuidoras.

El componente del costo de distribución es definido por el ENRE y está incluido en el costo fijo para los usuarios de Tarifas 2 y 3 (medianas y grandes demandas), mientras que está repartido en el costo fijo y el costo variable en el caso de los usuarios Tarifa 1 que son típicamente residenciales. El motivo para esta definición es evitar que los usuarios residenciales tengan un costo fijo muy alto que afecte en exceso a los sectores más vulnerables.

Finalmente el precio promedio a nivel país que abona un cliente residencial a la distribuidora es de 0,065 U\$\$/kWh (4,25 AR\$) considerando el tipo de cambio actual de 65AR\$/U\$. Es importante destacar que existen asimetrías entre las diferentes provincias y el AMBA, siendo éste una de las jurisdicciones que más subsidios recibe. Por este motivo un usuario de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires abona 0,043 U\$\$/kWh (2,84 AR\$/kWh) de costo variable y un 1,09 U\$\$/mes (71 AR\$/mes) fijo más impuestos que suman aproximadamente un 30% adicional. Considerando por ejemplo un consumo de 300 kWh mensual que es un usuario típico, pagaría

---

<sup>25</sup> <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=333564>

por todos los ítems un total de 18,29 U\$\$/mes (1189,2 AR\$/mes) lo que equivale a pagar 0,06 U\$\$/kWh (3,96 AR\$) consumido.

### 2.8.3 Comparación con otros países

Más allá de las recomposiciones realizadas, Argentina sigue manteniendo junto a Paraguay, las tarifas de electricidad para clientes residenciales más bajas de la región. Esto se debe en gran parte a que mientras los demás países de la región mantienen precios de electricidad consistentes con los costos asociados, en Argentina los incrementos si son medidos en dólares, quedaron casi totalmente neutralizados por los sucesivos aumentos en el tipo de cambio que experimentó el país en los últimos años. En la tabla 3 se comparan las tarifas promedio expresados en centavos de dólar a febrero 2020 para varios países.

Tabla 3

*Tarifas residenciales de electricidad (hasta 250kWh/mes)*

| <b>Pais</b>      | <b>Precio usuario residencial (U\$\$/kWh)</b> |
|------------------|---|
| Uruguay          | 0,231   |
| Brasil           | 0,184   |
| Chile            | 0,175   |
| <b>Argentina</b> | <b>0,091</b>                                  |
| Paraguay         | 0,063   |

*Fuente: (SEG Ingeniería, 2020)*

Los datos fueron compilados tomando información de las principales empresas distribuidoras y haciendo un promedio ponderado en función de su volumen de venta de energía. Tal como puede observarse el valor promedio en Argentina es equivale sólo al 39% de los que se paga en Uruguay, o al 50% en Brasil. Si se toma como referencia un usuario de la Ciudad de Buenos Aires los valores se reducen aún más alcanzando 29% y 36% respectivamente. Esto muestra

claramente el alto nivel de subvención que existe en Argentina y en particular en la ciudad de Buenos Aires.

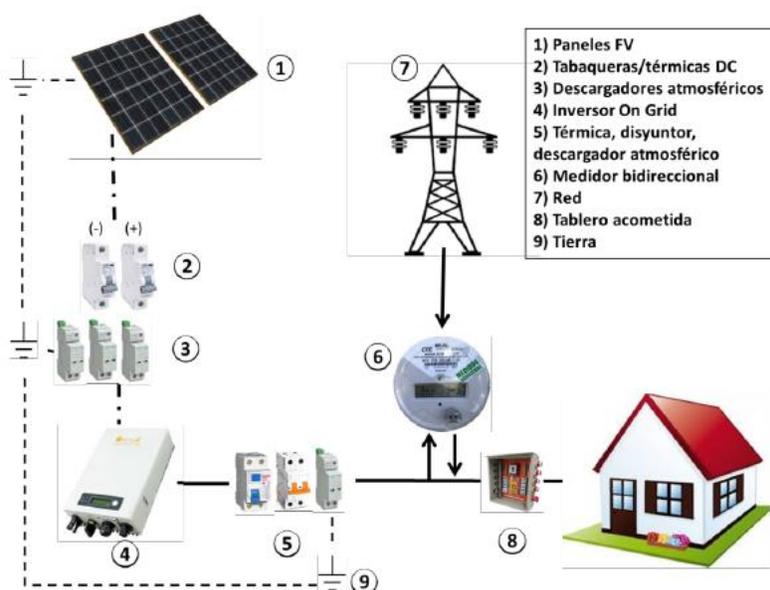
Como referente fuera de la región resulta interesante nuevamente observar la situación de Alemania en el contexto de la transición energética en la que está inmersa orientada al incremento de la cuota de renovables. El precio que pagó un consumidor alemán promedio en 2019 fue de 0,31 €/kWh, unos 0,34 U\$/kWh aproximadamente y lo sitúa país europeo más caro. Este precio se explican en gran parte en el aumento de la potencia instalada de renovables, que tienen asociadas subvenciones o primas y en los costos del plan de desmantelamiento de centrales nucleares.

## **2.9. Instalación Fotovoltaica Conectada a Red**

Existen básicamente diferentes tipos de instalaciones solares fotovoltaicas. La primera es denominada “on grid” o conectada a red y en este caso el sistema inyecta energía a la red de distribución. Por otro lado existen sistemas aislados u “Off grid” que requieren el uso de baterías para almacenar la energía eléctrica generada durante el día. Existe una tercera opción que es una combinación de ambos tipos de sistemas, en el cual, se gestiona la energía generada para maximizar el autoconsumo y disminuir la potencia requerida de la red. Adicionalmente, las baterías alimentan un circuito de emergencia para abastecer parte de la instalación en ocasiones donde la red falla. Estos sistemas se conocen como “Híbridos”.

Este trabajo se enfoca en los sistemas domésticos conectados a red que producen energía para ser consumida en la vivienda y que inyecta el excedente a la red convencional. Dado que no deben satisfacer ninguna demanda de consumo de forma directa ni garantizar el mismo, no se incorporarán equipos de acumulación de energía. De esta forma además se reducirán los costos de la inversión inicial requerida.

El primer componente a considerar será un medidor bidireccional que permita registrar no sólo el consumo desde la red si no también la energía volcada a la misma. El siguiente principal elemento de este sistema es el módulo fotovoltaico que transforma la energía luminosa incidente en energía eléctrica de corriente continua. En tercer lugar se debe mencionar al inversor de conexión a red que convierte la energía continua en alterna y regula su inyección a la red de distribución. El resto de equipos incluidos en el sistema serán cables, conectores y protecciones de seguridad. En la figura 29 se observa un esquema básico que incluye el total de componentes que forman la instalación.



**Figura 29:** Instalación de generación distribuida conectada a la red.

Fuente: (Secretaría de Energía, Argentina. Manual de Generación Distribuida Solar Fotovoltaica, 2019)

Los paneles son instalados típicamente en una posición fija, con inclinación y orientación de tal forma de buscar obtener el máximo de energía generada en un año. Estas instalaciones generalmente requieren de soportes de apoyo para lograr la orientación óptima aunque las más sencillas y menos costosas directamente apoyan los paneles sobre la superficie del techo. La evaluación técnico-económica del uso de los soportes depende de cada caso puntual.

El mantenimiento requerido en los sistemas fotovoltaicos es prácticamente nulo, el mismo se limita básicamente a una limpieza de la superficie de los paneles.

En conclusión, la generación distribuida fotovoltaica requiere de equipos cuya instalación es simple y en general no requieren mantenimiento. Son equipos modulares, lo que permite ampliar la instalación por etapas. Estas características han llevado a esta tecnología a liderar a nivel mundial las instalaciones de generación distribuida.

### 2.9.1 El medidor bidireccional.

El medidor bidireccional es el artefacto que registra ambos flujos, el consumo de energía y la energía inyectada a la red de distribución. En el esquema vigente de “Balance Neto de Facturación”, el valor total a pagar por el usuario-generador será el resultante de la diferencia entre el valor monetario de la energía demandada de la red y el de la energía inyectada en la red antes de impuestos. El medidor bidireccional ofrece información en tiempo real accesible a través de internet tanto para el distribuidor como para el usuario. El aspecto de un medidor bidireccional puede verse en la figura 30.



**Figura 30:** Medidor bidireccional.  
Fuente: (Suneo Energy, 2020)

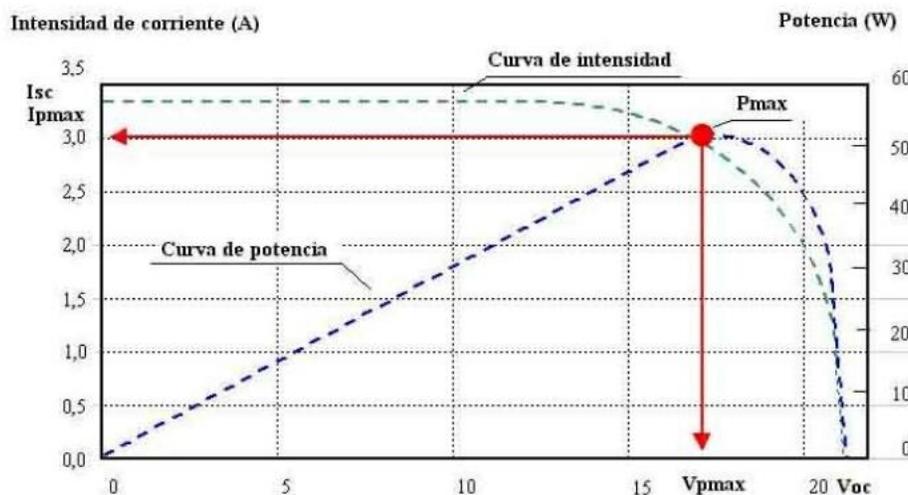
El esquema implementado en la legislación vigente prevee que luego de obtener la aprobación de la solicitud de reserva de potencia el usuario realiza la instalación y por último solicita al

distribuidor la instalación del medidor bidireccional. El artefacto es propiedad del distribuidor y es él quien corre con el costo del mismo.

### 2.9.2 El panel fotovoltaico.

Una de las magnitudes más importantes de los módulos fotovoltaicos es la potencia pico que generan y su unidad de medida es el Watt-pico (Wp). Es decir, la potencia eléctrica que generan en condiciones normalizadas (condiciones de laboratorio). La generación disminuye linealmente con el paso del tiempo hasta un 20% a lo largo de toda la vida útil que es de 25 años.

La potencia que genera un módulo fotovoltaico depende, entre otros factores, del rendimiento del panel solar y por supuesto de cuánta radiación solar recibe. El funcionamiento preciso del equipo para cada condición de trabajo está dado por la denominada “Curva I-V” que describe la variación de la corriente en función de la tensión. Un ejemplo de una curva I-V típica se muestra en la figura 31.



**Figura 31:** Curva I-V de un módulo fotovoltaico.

Fuente: (Secretaría de Energía, Argentina. Manual de Generación Distribuida Solar Fotovoltaica, 2019)

Los siguientes parámetros se extraen de la curva I-V y son característicos de cada panel:

- Isc: Corriente de corto circuito (Del inglés, Short Circuit Intensity (Isc)). Indica la máxima corriente que se puede extraer del panel.

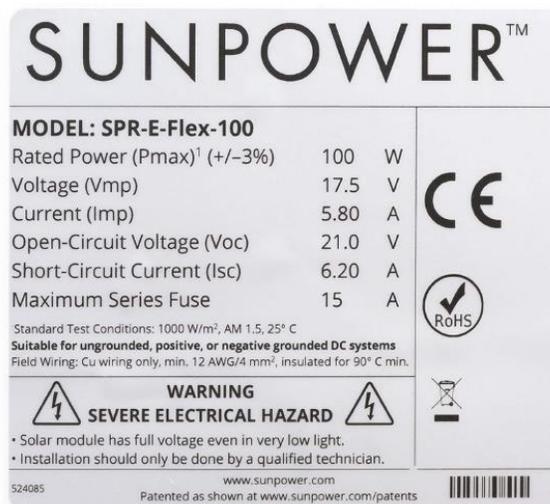
- Voc: Tensión de circuito abierto (Del inglés, Open Circuit Voltage (Voc)). Indica la máxima tensión que se puede obtener del panel.

- Imp: Corriente del punto de máxima potencia (Del inglés, Maximum Power Intensity (Imp)). Indica la corriente que entrega el panel en el punto de trabajo donde se obtiene la máxima potencia.

- Vmp: Tensión del punto de máxima potencia (Del inglés, Voltage of Maximum Power). Indica la tensión que entrega el panel en el punto de trabajo donde se obtiene la máxima potencia.

- Pmax: Máxima potencia que entrega el panel.

Cada panel solar, posee sus especificaciones principales en la parte posterior del mismo. En la figura 32 se muestra la placa identificatoria de un panel de 100 Wp.

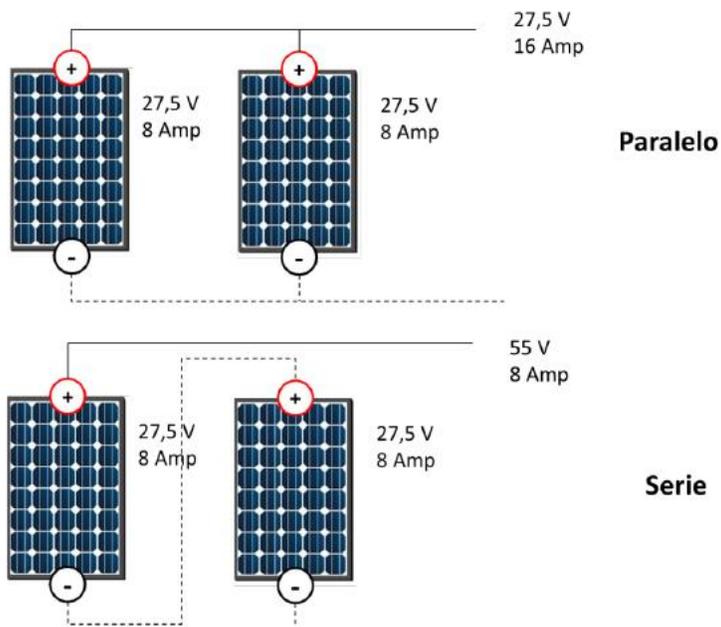


**Figura 32:** Especificaciones de un módulo fotovoltaico.

Fuente: (Secretaría de Energía, Argentina. Manual de Generación Distribuida Solar Fotovoltaica, 2019)

Dependiendo de la potencia de consumo a ser abastecida es necesario conectar en serie o paralelo los paneles fotovoltaicos a fin de obtener los valores requeridos de tensión y corriente. El conexionado en serie suma las tensiones y el conexionado en paralelo suma las corrientes. La

figura 33 muestra los resultados de conexión de dos paneles fotovoltaicos de 220 Wp en serie o paralelo.



**Figura 33:** Conexión en serie o paralelo de paneles  
Fuente: (Secretaría de Energía, Argentina. Manual de Generación Distribuida Solar Fotovoltaica, 2019)

Al conjunto de varios paneles conectados en serie se los denomina normalmente como “cadena” (en inglés, “string”). Una instalación en general está formada por varias cadenas conectadas en paralelo.

Para conocer cuánta energía eléctrica generará un módulo fotovoltaico, se utiliza el dato de irradiación media mensual y se realiza la estimación mes a mes.

### 2.9.3 El inversor.

El inversor de conexión a red es el equipo que convierte la corriente continua producida por el generador fotovoltaico en corriente alterna y ajusta la tensión, frecuencia y fase a los valores de la red eléctrica. En nuestro país las características establecidas son de 220V de valor de tensión y una frecuencia de 60 Hz para poder suministrar la electricidad a la red de distribución. El

inversor es la interfase entre la red y el sistema y tiene además las funciones de monitoreo de datos y control del funcionamiento.

El funcionamiento del inversor es automático, cuando los módulos solares generan la potencia suficiente la electrónica de control sincroniza los parámetros de tensión y frecuencia de la red y el sistema inyecta corriente. Cuando la potencia generada baja a un nivel que ya no es suficiente para suministrar corriente a la red, el inversor automáticamente interrumpe la conexión y deja de trabajar.

Los inversores también interrumpen la conexión ante la ausencia de tensión en la red eléctrica. El motivo es que continuar inyectando electricidad podría poner en peligro a los operarios de la distribuidora.



**Figura 34:** Inversor de uso domiciliario  
Fuente: (Growatt America, 2020)

Generalmente se utiliza un solo inversor central pero existe también la posibilidad de utilizar varios microinversores. Este caso permite una instalación del sistema solar más flexible, así como un monitoreo con funciones más avanzadas. A diferencia de los inversores centrales, se instala un microinversor por cada panel solar, cada conjunto de panel solar-microinversor es independiente del resto.

### 2.9.4 Instalación estándar a los fines de este trabajo y costos asociados.

La instalación estándar fue dimensionada a fin que pueda satisfacer las necesidades de un usuario residencial típico de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Se eligió el perfil de una vivienda privada con un consumo anual de 3600 kWh donde viven dos adultos y dos niños en edad escolar y donde ambos adultos trabajan.

El sistema de generación distribuida solar fotovoltaico está conformado por 8 módulos fotovoltaicos que en total suman unos 2,24 kWp asociados a un único inversor de potencia nominal de 2,0 kW. La instalación se ubica sobre el techo de la vivienda y ocupa una superficie de 13,09 m<sup>2</sup>. La inyección a la red se hace tal como lo requiere la legislación en baja tensión trifásica de 230V.

A través de un estudio de mercado que incluyó consultas a empresas del rubro se determinó que la instalación tiene un costo de U\$S3200. Este monto cubre el servicio llave en mano donde la empresa provee los componentes y la mano de obra. En la tabla 4 se consigna el detalle de componentes y costos asociados.

Tabla 4

*Costo llave en mano de la instalación estándar*

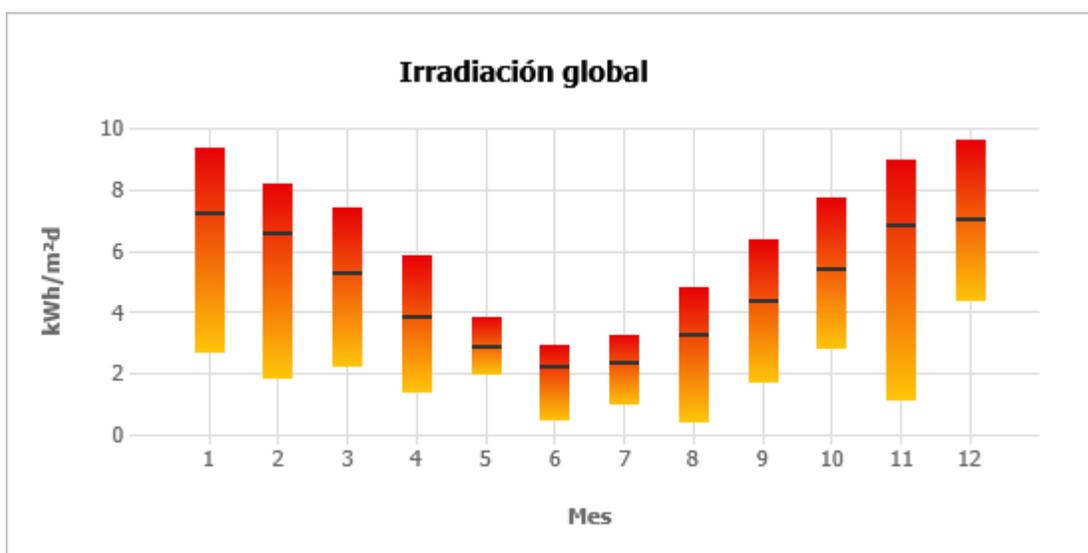
| N°           | Ítem  | Costo (U\$S) |
|--------------|---|--------------|
| 1            | Módulos Fotovoltaicos                             | 1200         |
| 2            | Inversor  | 800          |
| 3            | Otros (protecciones eléctricas, cables, soportes) | 400          |
| 4            | Mano de obra                                      | 800          |
| <b>TOTAL</b> |   | <b>3200</b>  |

*Fuente: (elaboración propia sobre datos de proveedores)*

### 3. Cálculo de la Producción Esperada

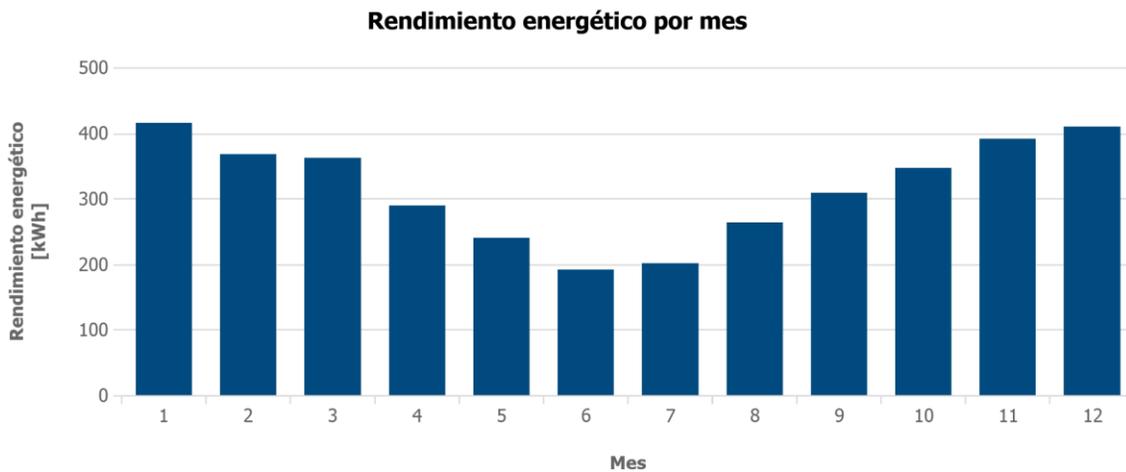
Para calcular la producción del equipo se utilizó el software “Sunny Design Pro” desarrollado por la empresa SMA Solar Technology AG. Se asumen las condiciones ideales de orientación de los módulos de Acimut: 180 °, Inclinación: 25 ° ubicado en un techo libre de sombras.

Tal como fue explicado, una de las características de las energías renovables es que son recursos que por su naturaleza su disponibilidad es variable en el tiempo. Esto sucede especialmente con la energía solar que varía en función de las condiciones climáticas de cada día, la hora o el momento del año. El nivel de irradiación solar diaria media anual de Buenos Aires es de aproximadamente 4,5 kWh/m<sup>2</sup>. La figura 35 muestra su variación anual.



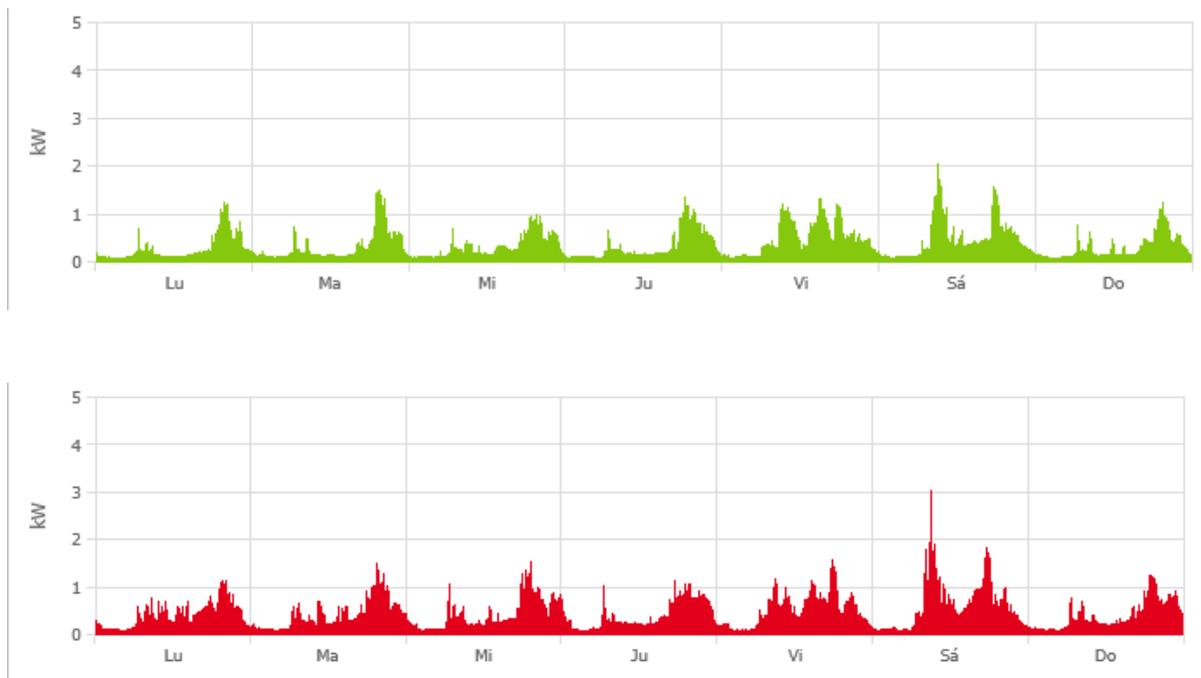
**Figura 35:** Irradiación anual en la ciudad de Buenos Aires (kWh/m<sup>2</sup>d).  
Fuente: (Sunny Design Pro, 2020)

En estas condiciones el modelo prevee que para el caso de referencia la energía anual generada por el sistema fotovoltaico será de alrededor de 3.520 kWh. La distribución anual puede observarse en la figura 36.



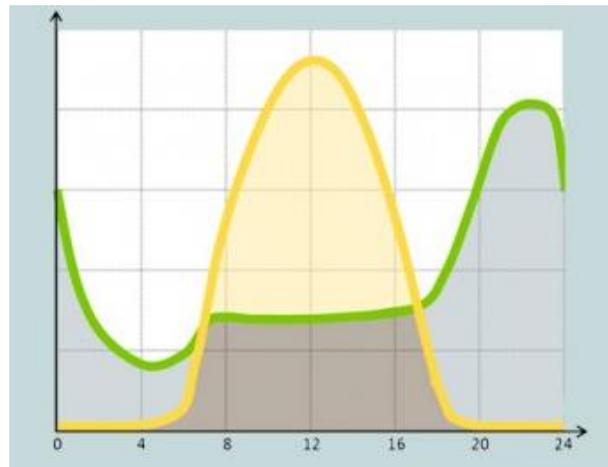
**Figura 36:** Rendimiento energético.  
Fuente: (Sunny Design Pro, 2020)

Existe además de la variación en la disponibilidad del recurso, una variación en el tiempo de la demanda de energía por parte del usuario. Esto depende de muchos factores, algunos de ellos pueden incluirse en las variables del modelo. La figura 37 muestra una demanda típica para la familia tomada como referencia en verano e invierno.



**Figura 37:** Demanda típica una familia en verano e invierno.  
Fuente: (Sunny Design Pro, 2020)

El resultado de esta variabilidad en disponibilidad y demanda es el funcionamiento de la instalación en modo autoconsumo, inyección a la red distribución o consumo de la misma. En la figura 38 se superponen una curva de consumo típica residencial y una curva de generación diaria solar fotovoltaica.



**Figura 38:** Demanda horaria diaria residencial y generación fotovoltaica.  
Fuente: (Secretaría de Energía, Argentina. Manual de Generación Distribuida Solar Fotovoltaica, 2019)

En la figura precedente se observa que el pico de demanda de energía se ubica entre las 19 y las 22 horas cuando las personas regresan a su casa y además oscurece. Esta franja horaria está desfasada de la del pico de generación de la instalación que está entre las 9 y las 15 horas.

El modelo prevee que para el caso de referencia la energía anual generada por el sistema fotovoltaico será de alrededor de 3.520 kWh. El autoconsumo serán unos 1.220 kWh/ año lo que representa respecto del total de la energía generada un 32% y que es energía eléctrica no demandada a la red del distribuidor. Finalmente el otro 68% de lo generado será inyectado a la red siendo en este caso unos 2550 kWh en el año. El consumo de red que resultará de la incorporación de la instalación fotovoltaica puede estimarse en entonces en 2.380 kWh/año.

Es necesario aclarar que la reducción del 32% en la demanda de energía de la red no se traducirá automáticamente en una disminución de la misma proporción en la factura ya que sólo los costos variables estarán eliminados. Así mismo y teniendo en cuenta la legislación vigente el

hecho que en el caso de estudio la energía inyectada a la red sea superior a la que se consume de la misma no significará generar un crédito a favor del usuario. Estos aspectos económicos serán analizados en date en el próximo capítulo.

## **4. Análisis del Rendimiento de la Inversión**

### **4.1.1 Instalación en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires**

Para realizar este estudio se considera la instalación estándar de 2,24 kW de potencia y ocho módulos fotovoltaicos que se ubica en un barrio del norte de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y conectada a la red de distribución eléctrica un usuario residencial. Tal como fue explicado, en el domicilio vive una familia compuesta por dos adultos, ambos trabajan fuera de la casa y dos niños y tienen un consumo anual de 3600 kWh. La inversión total son U\$3200 y se realiza íntegramente al comienzo del proyecto. Los ingresos provienen del ahorro por autoconsumo para el 32% de los 3.520 kWh generados anualmente por la instalación, y del resto de la producción que es inyectada a la red. El costo variable de la tarifa al momento de desarrollar este trabajo es de 2,84 AR\$/kWh y la energía volcada a la red es remunerada por sistema “net billing” a un precio de 2,89AR\$/kWh que equivale al que la distribuidora compra en el mercado eléctrico mayorista. El congelamiento de los precios de electricidad para usuarios residenciales vigente actualmente generó que ambos valores sean similares aunque en el espíritu de la normativa se preveía que el valor de la energía inyectada a la red sea menor al de la consumida de la misma.

La inversión está prevista para una familia que cuenta con un ahorro en dólares y busca una alternativa de inversión al plazo fijo que actualmente ofrece un interés anual del orden del 2% y a la vez quiere contribuir a la reducción del cambio climático. Los riesgos del proyecto están muy acotados ya que el mismo no tiene costos de mantenimiento, los componentes de la instalación están garantizados por el fabricante contra eventos climáticos. En cuanto a los ingresos, el autoconsumo asegura un ahorro en la tarifa de electricidad y el pago de la proporción inyectada a la red está garantizada por una ley nacional. Dada las sucesivas devaluaciones del

Peso Argentino, los precios de las tarifas de electricidad para usuarios residenciales en dólares bajaron en el año 2019, tal como fue mencionado, llegando actualmente a cubrir menos del 50% del costo de la misma. Con el objetivo de tomar una posición conservadora se considera que las tarifas eléctricas medidas en dólares en la Ciudad de Buenos Aires no tendrán incremento durante la vida útil del proyecto. Con el mismo criterio se considera que tampoco el precio mayorista tendrá incrementos. Con todo esto se asume que el usuario esperará para esta inversión una rentabilidad dos puntos porcentuales por encima de un plazo fijo, es decir un 4% anual.

En función de lo establecido por la legislación vigente este proyecto cuenta con una subvención de AFIP de AR\$15 por cada Watio de potencia esto representa para la instalación estándar unos U\$542 aproximadamente para el tipo de cambio actual.

Dado que el proyecto no paga impuestos sobre sus potenciales ganancias es que no se considera la amortización de los equipos.

Se asume una financiación mediante un préstamo disponible actualmente en el mercado con una tasa preferencial para proyectos relacionados con sostenibilidad como lo es la generación distribuida. El banco ofrece un crédito a cinco años con una tasa del 52% anual y método de amortización francés. La financiación es aplicable sólo a los componentes por lo que representa U\$2300. Considerando que la financiación es en pesos y el proyecto se calcula íntegramente en dólares se proyecta una depreciación del peso argentino frente al dólar del 16,65% anual en consistencia con el promedio histórico de los últimos 15 años.

En estas condiciones, que se definen como Caso 1, el análisis económico muestra que el proyecto no es viable arrojando como resultado una tasa interna de retorno (TIR) negativa y un valor actual neto (VAN) negativo de U\$2376. El flujo total de fondos puede verse en la figura

39, donde claramente se observa el impacto del costo del crédito hasta el año 5 y luego comienza el repago que al final del proyecto no cubre el capital invertido.

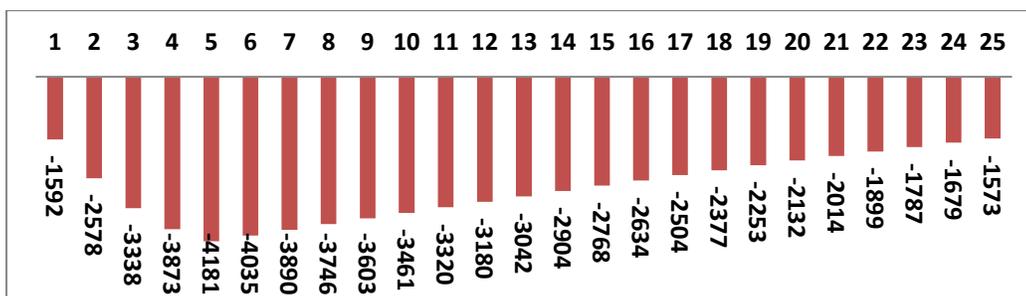


Figura 39: Flujo de fondos Caso 1.

Fuente: (elaboración propia)

Se evalúa ahora el mismo caso pero considerando que no se recorra a financiamiento externo, es decir que la familia aporta la totalidad de los fondos, se denomina este escenario como Caso 2. En este caso la TIR del proyecto es positiva e igual a 2,13% pero no es suficiente para las expectativas del inversor que fueron fijadas en un 4% anual. Por ese motivo el VAN es negativo por U\$S498. El flujo total de fondos se muestra en la figura 40.

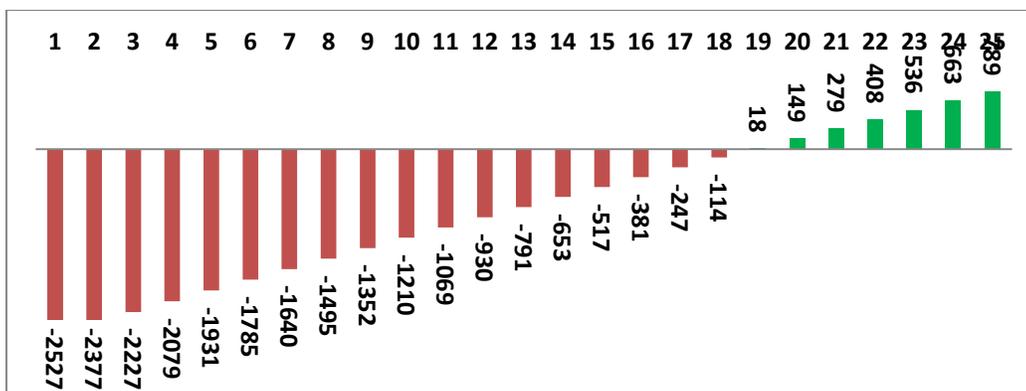


Figura 40: Flujo de fondos Caso 2.

Fuente: (elaboración propia)

La mejora obtenida en este nuevo caso es notable y pone en evidencia el alto costo que implica la financiación con el crédito bancario. El repago de la inversión se alcanza en el año 18 y al final acumula U\$S789 que de todas maneras no son suficientes para hacer el proyecto viable en las condiciones planteadas.

Con el objeto de tener un mejor entendimiento de la situación se analiza la sensibilidad del proyecto a las variables más relevantes. En primer medida se estudia cómo afectaría a la rentabilidad del proyecto contar con tarifas más cercanas al valor de los costos reales de la energía. En la tabla 5 se puede ver para el Caso 1 el VAN que se obtendría si aumentan 20, 40, 60, 80 y hasta 100% las tarifas. En las columnas se presentan los incrementos en la tarifa residencial y en filas en el precio mayorista, ambos expresados en dólares.

Tabla 5

Sensibilidad del VAN al aumento de tarifas para el Caso 1.

|                              |        | Tarifa Residencial (Consumo) |          |          |          |          |          |          |
|------------------------------|--------|------------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
|                              |        | real                         | > 20%    | > 40%    | > 60%    | > 80%    | > 100%   |          |
|                              |        | -406,8                       | 0,044    | 0,052    | 0,061    | 0,070    | 0,079    | 0,087    |
| Tarifa Mayorista (Inyección) | real   | 0,044                        | -1.904,9 | -1.763,7 | -1.622,6 | -1.481,4 | -1.340,2 | -1.199,0 |
|                              | > 20%  | 0,053                        | -1.605,6 | -1.464,5 | -1.323,3 | -1.182,1 | -1.041,0 | -899,8   |
|                              | > 40%  | 0,062                        | -1.306,4 | -1.165,2 | -1.024,0 | -882,9   | -741,7   | -600,5   |
|                              | > 60%  | 0,071                        | -1.007,1 | -866,0   | -724,8   | -583,6   | -442,4   | -301,3   |
|                              | > 80%  | 0,080                        | -707,9   | -566,7   | -425,5   | -284,4   | -143,2   | -2,0     |
|                              | > 100% | 0,089                        | -408,6   | -267,4   | -126,3   | 14,9     | 156,1    | 297,2    |

Fuente: (elaboración propia)

Puede observarse que en ningún escenario el proyecto alcanza la rentabilidad esperada. Es notable cómo la rentabilidad es más sensible a los cambios en la tarifa mayorista con la que se remunera a la energía inyectada a la red que a la tarifa eléctrica residencial. Esto tiene sentido desde el momento que la mayoría de la electricidad generada por la instalación es volcada a la red y sólo un tercio es autoconsumida.

Se analiza ahora la influencia de la tasa de interés en el rendimiento de la inversión. En la tabla 6 se presentan los resultados del VAN si se redujera la tasa de interés y se aumentara el precio de la energía inyectada.

Tabla 6

Sensibilidad del VAN a la tasa de interés y a la tarifa de inyección a la red para el Caso 1

|                              |        |            | Costo de la Financiación (Interés del Préstamo) |         |        |        |        |
|------------------------------|--------|------------|---|---------|--------|--------|--------|
|                              |        |            | real  | < 25%   | < 50%  | < 75%  | < 85%  |
|                              |        | -360.331,6 | 52%   | 39,0%   | 26,0%  | 13%    | 8,0%   |
| Tarifa Mayorista (Inyección) | real   | 0,044      | -2.377,3  | -1610,2 | -888,7 | -226,0 | 9,8    |
|                              | > 20%  | 0,053      | -2078,0   | -1310,8 | -589,4 | 73,4   | 309,2  |
|                              | > 40%  | 0,062      | -1778,8   | -1011,4 | -290   | 372,8  | 608,5  |
|                              | > 60%  | 0,071      | -1479,5   | -712,0  | 9,4    | 672,2  | 907,9  |
|                              | > 80%  | 0,080      | -1180,3   | -412,7  | 308,8  | 971,5  | 1207,3 |
|                              | > 100% | 0,089      | -881,0  | -113,3  | 608,1  | 1270,9 | 1506,7 |

Fuente: (elaboración propia)

Una vez más queda de manifiesto el alto costo de capital que supone el crédito bancario, ya que con el precio actual de la energía inyectada la tasa de interés debería reducirse un 85% para que el proyecto sea económicamente viable.

Por último es necesario evaluar el Caso 2 donde la inversión se hace sin contar con financiamiento externo. En la tabla 7 se muestran los resultados de VAN para los distintos posibles incrementos en los precios de la energía.

Tabla 7

Sensibilidad del VAN al aumento de tarifas para el Caso 2

|                              |        |       | Tarifa Residencial (Consumo) |         |         |         |         |         |
|------------------------------|--------|-------|------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|
|                              |        |       | real                         | > 20%   | > 40%   | > 60%   | > 80%   | > 100%  |
|                              |        | 101,2 | 0,044                        | 0,052   | 0,061   | 0,070   | 0,079   | 0,087   |
| Tarifa Mayorista (Inyección) | real   | 0,044 | -500,8                       | -359,6  | -218,5  | -77,3   | 63,9    | 205,0   |
|                              | > 20%  | 0,053 | -201,5                       | -60,4   | 80,8    | 222,0   | 363,1   | 504,3   |
|                              | > 40%  | 0,062 | 97,7                         | 238,9   | 380,1   | 521,2   | 662,4   | 803,6   |
|                              | > 60%  | 0,071 | 397,0                        | 538,1   | 679,3   | 820,5   | 961,7   | 1.102,8 |
|                              | > 80%  | 0,080 | 696,2                        | 837,4   | 978,6   | 1.119,7 | 1.260,9 | 1.402,1 |
|                              | > 100% | 0,089 | 995,5                        | 1.136,7 | 1.277,8 | 1.419,0 | 1.560,2 | 1.701,3 |

Fuente: (elaboración propia)

Resulta interesante que para el valor actual de tarifa residencial de electricidad y con sólo incrementar un 40% la remuneración de lo entregado a la red el proyecto ya sería viable. Si en cambio se quisiera mantener fijo el valor que la distribuidora paga al usuario-generador y aumentar la tarifa residencial, ésta debería aumentar en torno al 80% para conseguir que la inversión brinde el rendimiento esperado. Este punto es muy relevante ya que coincide lo que resulta a priori más simple de implementar que es cambiar el sistema de “Net-billing” a uno de

tipo “Feed-in-Tarif”, de retribución al usuario-generador a una tarifa preferencial, con lo que maximizaría los beneficios.

Desde el punto de vista del usuario se podría pensar la posibilidad de sacar ventaja de la situación actual donde eventualmente el precio de la energía inyectada es superior al valor de la consumida pero siendo tan pequeña la diferencia actual no justifica mayores inversiones. Esto constituye sin embargo un punto a considerar si en el futuro se introducen cambios y la diferencia se vuelve mayor porque de ello dependerá si resulta más conveniente maximizar el autoconsumo o la inyección la venta al distribuidor.

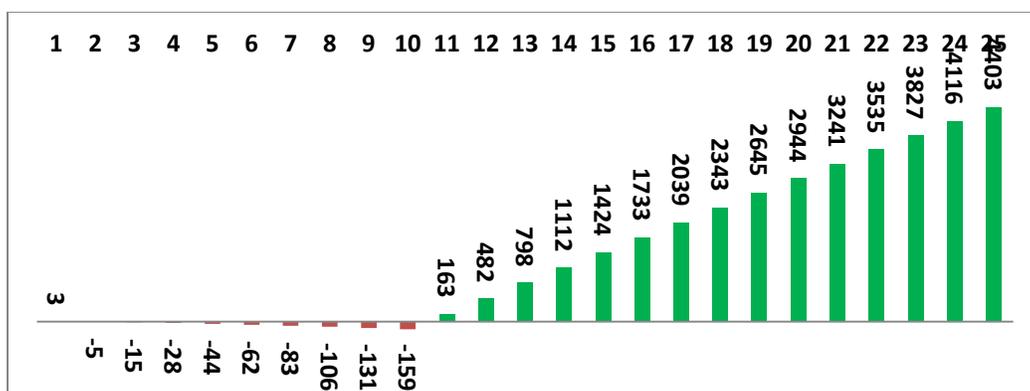
De los resultados obtenidos queda claro que las condiciones actuales no favorecen el desarrollo de la energía fotovoltaica distribuida en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Además de los valores de las tarifas residenciales de electricidad así como el que paga la distribuidora por la energía volcada a la red que son bajos, es el costo del capital otro inconveniente para alcanzar el rendimiento propuesto de la inversión.

#### **4.1.2 Comparación con una instalación en la ciudad de Essen, Alemania**

Una vez más resulta interesante analizar cómo resultaría el rendimiento de esta inversión en Alemania. Con ese objetivo se realizará el ejercicio con la instalación estándar de 2,24 kW pero simulando un emplazamiento en la ciudad de Essen ubicada en el estado de Norte-Westfalia al oeste del país. El potencial fotovoltaico de la región es de 970 kWh/ m<sup>2</sup> cuando los máximos del país están en el orden de los 1200 kWh/m<sup>2</sup> por lo que la comparación es conservadora. La generación esperada son 1966 kWh anuales y el perfil de consumo el mismo del caso de Argentina por lo que en la misma proporción se divide entre autoconsumo e inyección a la red. Tal como fue mencionado el precio de la electricidad es de 0,34 U\$/kWh (0,31 €/kWh) y la remuneración por la energía volcada a la red es de 0,1 U\$/kWh (0,094 €/kWh).

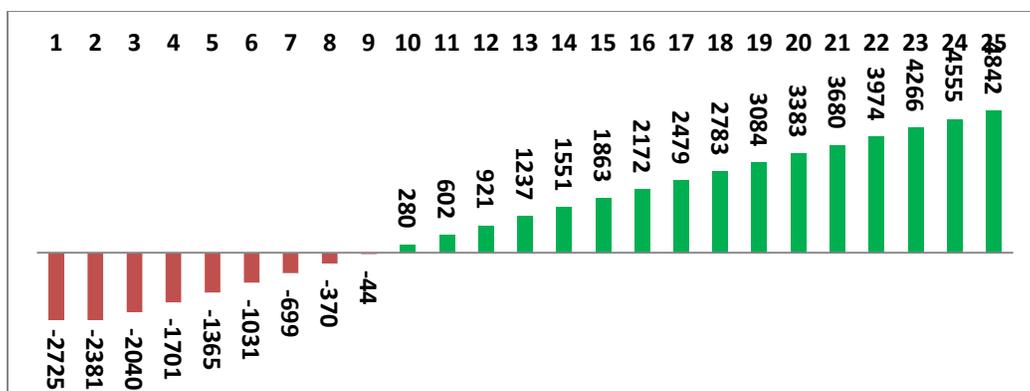
El costo de la instalación en llave en mano es de U\$S 3080 y puede financiarse en su totalidad con un crédito bancario a una tasa del 2,5% anual con un plazo de 10 años.

El interés en un plazo fijo en euros es prácticamente nulo por lo que la tasa de descuento para el proyecto será de 2%. En estas condiciones el proyecto es viable y resulta la TIR ser 45,4% y el VAN U\$S 3077. En la figura 41 se observa el resultado del flujo de fondos del proyecto y se muestra que durante el período de pago del crédito las ganancias generadas son casi iguales al costo del préstamo. La diferencia es mínima y acumula al cabo de los 10 años U\$S 159, un monto despreciable en comparación a las tarifas mensuales habituales de electricidad. A partir del año 11 comienzan las ganancias y al fin de la vida del la instalación genera U\$S 4403. Esto representa un 143% respecto a la inversión del proyecto.



**Figura 41:** Flujo de fondos del para Essen con financiamiento externo.  
Fuente: (elaboración propia)

Se evalúa ahora el mismo caso pero ahora eventualmente costado con fondos propios. El resultado puede observarse en la figura 42 y naturalmente es más rentable ya que no debe pagarse un interés por el capital, resultando la TIR 9,57% y el VAN U\$S 7922. El usuario-generador comienza las ganancias sólo un año antes y alcanza al final ingresos netos por U\$S 4842. Es notable el bajo costo que tiene la financiación en comparación con el caso de Argentina ya que aquí la diferencia entre usar fondos propios o financiarse íntegramente con dinero prestado por el banco reduce las ganancias sólo en un 10%.



**Figura 42:** Flujo de fondos para Essen sin financiamiento externo.  
Fuente: (elaboración propia)

Los motivos de la rentabilidad que la inversión tiene en la ciudad de Essen se explican por condiciones que son bien diferentes a las actuales en el caso de Buenos Aires. En primer lugar y más importante, el costo de la electricidad para un usuario residencial en Essen es casi ocho veces más cara por lo tanto el autoconsumo tiene un impacto muy significativo. Si bien el precio por la energía inyectada es menor, representa en cualquier caso más del doble de lo que recibiría en Buenos Aires. La disponibilidad de créditos a una tasa especial del 2,5% y que permiten financiar durante 10 años la totalidad de la inversión sumado al hecho de que el ahorro en las facturas mensuales de electricidad será prácticamente igual al importe de la cuotas a pagar constituyen incentivos extremadamente fuertes. Por último la credibilidad en el estado es muy alta y se demuestra en particular en esta política de fomento de la energía solar fotovoltaica que ya tiene más de 20 años de continuidad.

Este modelo en principio parece muy difícil o imposible de implementar en el contexto actual de nuestro país ya que el sinceramiento de los precios de las tarifas eléctricas son un tema de muy alta sensibilidad social. Sumado a esto crear las condiciones para un financiamiento a bajo costo y certidumbre respecto al tipo de cambio futuro son tareas complejas de llevar adelante y que requieren de como mínimo un horizonte de mediano plazo. Lo que es relevante es tener presente que el caso de Alemania es el de un mercado maduro y que en sus primeras etapas para

fomentar el crecimiento se valió de tarifas especiales subvencionadas para la energía que los usuarios-generadores inyectaban a la red. Actualmente los costos de generación han bajado y acompañando el proceso lo han hecho las tarifas de remuneración en un proceso exitoso, bien planificado e implementado. Argentina podría comenzar por analizar y adaptar este sistema Feed-in-Tarif y buscar con esas herramientas el despegue definitivo de la generación distribuida.

## **5. Conclusiones, Recomendaciones y Propuestas**

El análisis expuesto en este trabajo confirma que actualmente no están dados los incentivos para el desarrollo de la generación solar distribuida en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. La inversión en un sistema fotovoltaico conectado a red para un usuario residencial no es viable económicamente para las condiciones propuestas en esta investigación. Ese es el motivo por el que no hay un despegue significativo en esta modalidad aunque el recurso solar en la ciudad de Buenos Aires es muy valioso.

Los precios de la energía para usuarios residenciales son artificialmente bajos ya que involucran fuertes subsidios que dificultan el repago de la instalación. A esto se suma el hecho de que la legislación retribuye a los usuarios generadores la electricidad inyectada a la red con un sistema de balance neto de facturación o al precio mayorista al que las distribuidoras compran en el mercado. Por último las condiciones de financiación que deberían volver más atractiva a la tecnología son excesivamente costosas. Con todo esto los beneficios impositivos disponibles para los proyectos son claramente insuficientes para motorizar un incremento en este tipo de generación eléctrica.

En contraste a lo que ocurre en Argentina, la tecnología fotovoltaica ha logrado en el resto del mundo en los últimos años un crecimiento sin precedentes y se augura un futuro igual de prometedor. Sus características tales como su confiabilidad y su eficiencia que no depende de las dimensiones del proyecto sumado a que sus costos se han reducido drásticamente, la colocan actualmente como la mejor alternativa para la generación distribuida. Algunos países tienen una larga y exitosa experiencia como es el caso de Alemania y otros en nuestra región más recientemente como Brasil o México han logrado progresos significativos.

Luego de revisar esas experiencias y analizar la situación local se identifican algunas alternativas que deberían explorarse para lograr una mayor difusión de esta modalidad. En primer lugar los precios de las tarifas eléctricas deberían llevarse a un valor más cercano al de sus costos. Esto tendría un impacto positivo en el repago de la instalación además de muchos otros beneficios que exceden el alcance de este trabajo pero por ejemplo se puede citar un importante impacto en cuentas públicas consecuencia del ahorro en subsidios. Existe en la legislación un requerimiento de actualización semestral de tarifas pero su aplicación está suspendida desde mediados de 2019 y su implementación es muy difícil ya que tendría asociado un costo social muy alto.

Otros incentivos serían los financieros, una línea de créditos con tasas blandas apoyadas por el estado podrían ser un factor clave para el éxito de las políticas de fomento. Sin embargo dado que el proyecto tiene una vida útil de 25 años lo más importante sería poder dar certidumbres al inversor respecto las variables que afectan el proyecto en el largo plazo y eso se presenta como un gran desafío teniendo en cuenta la realidad argentina.

En ese contexto lo más acertado podría ser cambiar solamente el sistema de remuneración de la electricidad volcada a la red y otorgar un precio preferencial asociado al costo de la tecnología. De esta forma sería más simple asegurar un precio por ejemplo durante 20 años porque el impacto para las arcas públicas sería mínimo. En la medida que crezcan las instalaciones en el país se desarrollará un mercado, aparecerán proveedores de equipos y servicios y los precios irán a la baja. La reglamentación podrá acompañar la tendencia reduciendo el precio de la electricidad para las nuevas instalaciones.

El autoconsumo conlleva una serie de ventajas económicas, ambientales y sociales que hacen que su desarrollo deba ser apoyado. En primer lugar el país tiene compromisos derivados del

Acuerdo de París sobre cambio climático por lo que debe implementar iniciativas para reducir la emisión de gases de efecto invernadero. El objetivo de abastecerse al máximo posible con energía renovable debería ser visto también como estratégico ya que cada vez más empieza a medirse la huella de carbono de los productos y esto podría convertirse en un futuro próximo en una barrera parancelaria para las exportaciones nacionales.

Además existen beneficios para el sistema eléctrico en su conjunto ya que la producción local sirve de alivio para las redes de transporte y distribución y reduce las pérdidas mejorando así la eficiencia y acotando los costos de infraestructura. En el interior del país implica oportunidades para las economías regionales y posibilidad de generación de empleos de calidad.

Por último el contexto actual en el que se está comenzando la explotación de un de un recurso de gas y petróleo no convencional que se encuentra entre los mas importantes del mundo resolver la generación eléctrica desde fuentes renovables parece ser lo más acertado. De esta forma hay posibilidades de aprovechar una oportunidad histórica y utilizar los hidrocarburos obtenidos para la fabricación de productos con valor agregado que contribuyan al desarrollo del país.

## 6. Bibliografía y Fuentes de Información

- ABSolar. (29 de Marzo de 2020). *Asociación Brasileira de Energía Solar*. Obtenido de ABSolar: <http://www.absolar.org.br/infografico-absolar-.html>
- CAMMESA. (7 de Diciembre de 2019). *Potencia Instalada en el Sistema Interconectado Nacional*. Obtenido de CAMMESA Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.: <https://portalweb.cammesa.com>
- Einstoss Tinto, A. (Diciembre de 2019). TARIFAS Y SUBSIDIOS, Un panorama desafiante. *Proyecto Energético - Instituto Argentino de Energía General Mosconi*, págs. 24-27.
- Federal Ministry for Economics Affairs and Energy - Germany. (2 de Enero de 2020). *Our Energy Transition for an energy supply that is secure, clean, and affordable*. Obtenido de <https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Dossier/renewable-energy.html>
- Fraunhofer-ISE. (2017). *Photovoltaic Report 2016*. Friburgo, Alemania: Fraunhofer Gesellschaft.
- Gasquet, I. H. (2004). *Conversión de la luz solar en energía eléctrica - Manual teórico y práctico sobre los Sistemas Fotovoltaicos*. Cuernavaca, Morelos, México: Solartronic SA.
- Group Sinovoltaics. (22 de Noviembre de 2019). *Sinovoltaics*. Obtenido de Sinovoltaics: <https://sinovoltaics.com/>
- Growatt America. (7 de Marzo de 2020). *Inverter*. Obtenido de Growatt: <https://www.growatt-america.com/>
- Helio Esfera, s. a. (20 de Noviembre de 2019). *Helio Esfera*. Obtenido de Helio Esfera: [www.helioesfera.com](http://www.helioesfera.com)
- IRENA, Estadísticas de Energía Renovable. (2019). *Estadísticas de Energía Renovable 2019*. Abu Dhabi: IRENA, International Renewable Energy Agency.
- IRENA, Future of Solar Photovoltaic. (2019). Abu Dhabi: IRENA, International Renewable Energy Agency.
- IRESUD. (23 de Diciembre de 2019). *IRESDUD Energía Solar*. Obtenido de <http://iresud.com.ar>
- Naciones Unidas Cambio Climático. (29 de Marzo de 2020). *United Nations Climate Change*. Obtenido de United Nations Climate Change: <https://unfccc.int/es/process-and-meetings/the-paris-agreement/que-es-el-acuerdo-de-paris>
- PROINGED. (23 de Diciembre de 2019). *PROINGED*. Obtenido de PROINGED Programa Provincial de Incentivos a la Generación de Energía Distribuida: [www.proinged.org.ar](http://www.proinged.org.ar)
- REN21 Renewables Global Status Report . (2019). *Renewables Global Status Report 2019*. Paris, Francia: Renewable Policy Network for the 21st Century.
- Science Museum London. (20 de Noviembre de 2019). *Science Museum London*. Obtenido de [www.sciencemuseum.org.uk](http://www.sciencemuseum.org.uk)
- Secretaría de Energía Argentina. Generación Distribuida en Argentina Reporte General Febrero. (2020). *Generación Distribuida en Argentina Reporte General Febrero 2020*. Buenos Aires: Secretaría de Energía Argentina.
- Secretaría de Energía Argentina. Informe estadístico del Sector Eléctrico. (2017). *Informe estadístico del Sector Eléctrico 2016*. Buenos Aires: Secretaría de Energía Argentina.
- Secretaría de Energía Argentina. Introducción a la Generación Distribuida. (2019). *Introducción a la Generación Distribuida*. Buenos Aires: Secretaría de Energía Argentina.

- Secretaría de Energía Argentina. PERMER Proyecto. (23 de Diciembre de 2019). *PERMER Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales*. Obtenido de Argentina.gob.ar: [www.argentina.gob.ar/energia/permer](http://www.argentina.gob.ar/energia/permer)
- Secretaría de Energía Argentina. PRECIO MAYORISTA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA. (2016). *PRECIO MAYORISTA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA - Marco Legal - Criterios - Procedimientos e Implementación*. Buenos Aires: Secretaría de Energía.
- Secretaria de Energía, Argentina. Manual de Generación Distribuida Solar Fotovoltaica. (2019). *Manual de Generación Distribuida Solar Fotovoltaica*. Buenos Aires: Secretaria de Energía Argentina.
- SEG Ingeniería. (21 de Marzo de 2020). *Energía eléctrica en la región - febrero 2020*. Obtenido de @SEGIIngenieria: <https://twitter.com/SEGIIngenieria>
- Sin Autor, Eres Medioambiente. (22 de Noviembre de 2019). *Eres Medioambiente*. Obtenido de Eres Medioambiente: <https://eresmedioambiente.com/celulas-fotovoltaicas-el-efecto-fotovoltaico/>
- Sin Autor. La curvatura y la inclinación de la tierra. (27 de Noviembre de 2019). *Factores físicos del clima*. Obtenido de La curvatura y la inclinación de la tierra: <http://simbiosisale.blogspot.com/>
- Solargis. (7 de Diciembre de 2019). *Global Solar Atlas*. Obtenido de Solargis: <https://solargis.com>
- Suneo Energy. (7 de Marzo de 2020). *Medidores bidireccionales homologados y con protocolos de calibración*. Obtenido de Suneo Energy Innovative Energy for Life: <http://suneoenergy.com>
- Sunny Design Pro. (7 de Marzo de 2020). *SMA Solar Technology AG*. Obtenido de <https://www.sma.de/produkte/planungssoftware/sunny-design.html>

#### Otras referencias:

- Brown, N.. *Energía Solar Fotovoltaica*.(2018). Material de clases de la Diplomatura en Desarrollo y Financiamiento de Proyectos de Energías Renovables. Universidad del CEMA. Buenos Aires, Argentina.
- Colegio Oficial Ingenieros de Telecomunicaciones, España. Grupo de Nuevas Actividades Profesionales. *Energía Solar Fotovoltaica* (2007). Madrid, España.
- De Zavaleta, J. (3 de Octubre de 2019) *LA INDUSTRIA PETROQUÍMICA 2030, Agregando Valor al Gas de Vaca Muerta*. Cámara Química y Petroquímica (CIQYP). Ponencia en VII Congreso de la Asociación de Consumidores Industriales de Gas de la República Argentina (ACIGRA).
- Energía y Sociedad. *Cuál es realmente el precio de la electricidad en Alemania?*. (Boletín #171. 10 de Febrero de 2017) . [www.energiaysociedad.es](http://www.energiaysociedad.es)
- Grossi Gallegos, H. y Righini, R.. *Atlas de Energía Solar de la República Argentina* (Mayo 2007). Universidad Nacional de Luján. Lujan, Argentina.
- Jones, G. y Bouamane, L.. (Mayo 2012). *“Power from Sunshine”: A Business History of Solar Energy* (Working Paper 12-105). Harvard Business School. Boston, USA.
- Massachusetts Institute of Technology (MIT). *The Future of Solar Energy*. (2015). Energy Initiative Massachusetts Institute of Technology. Boston, USA.
- Meike S.. *La Energía en Manos Ciudadanas*. (2014). Fundación Heinrich Böll. Oficina Regional para Cono Sur. Santiago de Chile.
- Plá, J., Bolzi, C. Y Durán, J. C.. *ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA: GENERACIÓN DISTRIBUIDA CONECTADA A RED*. (2017). Departamento Energía Solar, Gerencia Investigación y Aplicaciones, CAC-CNEA \*CONICET. Buenos Aires, Argentina.
- Secretaria de Energía, Argentina. (2019). *Guía del Recurso Solar*. Buenos Aires: Secretaria de Energía Argentina

## 7. Anexos: Planillas de Cálculo

### 7.1. Caso 1: Instalación en Buenos Aires con financiamiento externo

| ANÁLISIS ECONOMICO DE INSTALACION SOLAR FOTOVOLTAICA   |         |                     |
|--|---------|---------------------|
| Radiación anual promedio   | 1709    | kWh/ m <sup>2</sup> |
| TIPO DE INSTALACIÓN: 2,24 kW sobre techo   |         |                     |
| POTENCIA DEL INVERSOR  | 2       | kW                  |
| POTENCIA DEL CAMPO FOTOVOLTAICO  | 2,24    | kWp                 |
| PRODUCCIÓN ENERGÉTICA ESTIMADA ANUAL   | 3520    | kWh/año             |
| INGRESOS DEL PRIMER AÑO  | 672     | U\$S                |
| DATOS GENERALES  |         |                     |
| PERIODO EN EL QUE EL FABRICANTE GARANTIZA UNA POTENCIA EN SU PRODUCTO DEL 80,7% DE LA POTENCIA NOMINAL | 25      | años                |
| P. V.P. DEL kWh AL USUARIO   | 0,0437  | U\$S/kWh            |
| P. V.P. DEL kWh MAYORISTA  | 0,0444  | U\$S/kWh            |
| COSTES   |         |                     |
| COSTE APROXIMADO TOTAL DE LA INSTALACIÓN   | 3200,00 | U\$S                |
| PERIODO DE AMORTIZACIÓN  | 0       | años                |
| COSTE ANUAL DE MANTENIMIENTO O AÑO DE REFERENCIA   | 0       | U\$S                |
| FINANCIACIÓN   |         |                     |
| FONDOS PROPIOS   | 900,00  | U\$S                |
| SUBVENCIÓN   | 516,92  | U\$S                |
| PRÉSTAMO   | 2300,00 | U\$S                |
| TIPO DE INTERÉS  | 52,0%   |                     |
| PLAZO  | 5       | años                |
| PAGO ANUAL DE CRÉDITO (ver tabla)  |         | U\$S                |

| ANÁLISIS DEL PRÉSTAMO |             |             |                    |                   |                    |
|-----------------------|-------------|-------------|--------------------|-------------------|--------------------|
|                       |             |             |                    | 2300,00           | U\$S               |
|                       |             |             | TIPO DE INTERÉS    | 52,0%             |                    |
|                       |             |             | PLAZO              | 5                 | años               |
| año                   | Cuota anual | Intereses   | Cuota amortización | Capital pendiente | Efecto Devaluación |
| 0                     |             |             |                    | \$ 2.300,00       |                    |
| 1                     | \$ 1.364,13 | \$ 1.196,00 | \$ 168,13          | \$ 2.131,87       | 100,0%             |
| 2                     | \$ 1.137,00 | \$ 924,00   | \$ 213,00          | \$ 1.876,32       | 83,4%              |
| 3                     | \$ 909,87   | \$ 650,78   | \$ 259,09          | \$ 1.487,88       | 66,7%              |
| 4                     | \$ 682,75   | \$ 387,24   | \$ 295,51          | \$ 897,45         | 50,1%              |
| 5                     | \$ 455,62   | \$ 155,87   | \$ 299,75          |                   | 33,4%              |



## 7.2. Caso 2: Instalación en Buenos Aires sin financiamiento externo

### ANALISIS ECONOMICO DE INSTALACION SOLAR FOTOVOLTAICA

Radiación anual promedio 1709 kWh/ m<sup>2</sup>

TIPO DE INSTALACIÓN: 2,24 kW sobre techo

POTENCIA DEL INVERSOR 2 kW

POTENCIA DEL CAMPO FOTOVOLTAICO 2,24 kWp

PRODUCCIÓN ENERGÉTICA ESTIMADA ANUAL 3520 kWh/año

INGRESOS DEL PRIMER AÑO 673 U\$S

### DATOS GENERALES

PERIODO EN EL QUE EL FABRICANTE GARANTIZA UNA POTENCIA EN SU PRODUCTO DEL 80,7% DE LA POTENCIA NOMINAL 2,5 años

P.V.P. DEL kWh AL USUARIO 0,0437 U\$S/kWh

P.V.P. DEL kWh MAYORISTA 0,0445 U\$S/kWh

### COSTES

COSTE APROXIMADO TOTAL DE LA INSTALACIÓN 3200,00 U\$S

PERIODO DE AMORTIZACIÓN años

COSTE ANUAL DE MANTENIMIENTO AÑO DE REFERENCIA 0 U\$S

### FINANCIACIÓN

FONDOS PROPIOS 3200,00 U\$S

SUBVENCIÓN 516,92 U\$S

PRÉSTAMO años

TIPO DE INTERÉS años

PLAZO años

PAGO ANUAL DE CRÉDITO U\$S



### 7.3. Instalación en Essen, Alemania con financiamiento externo

| ANÁLISIS ECONÓMICO DE INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA   |                         |
|--|-------------------------|
| Radiación anual promedio   | 968 kWh/ m <sup>2</sup> |
| TIPO DE INSTALACIÓN: 2,24 kW sobre techo   |                         |
| POTENCIA DEL INVERSOR  | 2 kW                    |
| POTENCIA DEL CAMPO FOTOVOLTAICO  | 2,24 kWp                |
| PRODUCCIÓN ENERGÉTICA ESTIMADA ANUAL   | 1966 kWh/año            |
| INGRESOS DEL PRIMER AÑO  | 355 U\$S                |
| DATOS GENERALES  |                         |
| PERIODO EN EL QUE EL FABRICANTE GARANTIZA UNA POTENCIA EN SU PRODUCTO DEL 80,7% DE LA POTENCIA NOMINAL | 25 años                 |
| P.V.P. DEL kWh AL USUARIO  | 0,341 U\$S/kWh          |
| P.V.P. DEL kWh MAYORISTA   | 0,104 U\$S/kWh          |
| COSTES   |                         |
| COSTE APROXIMADO TOTAL DE LA INSTALACIÓN   | 3080,47 U\$S            |
| PERIODO DE AMORTIZACIÓN  | años                    |
| COSTE ANUAL DE MANTENIMIENTO AÑO DE REFERENCIA   | 0 U\$S                  |
| FINANCIACIÓN   |                         |
| FONDOS PROPIOS   | 0,00 U\$S               |
| SUBVENCIÓN   | 0,00 U\$S               |
| PRÉSTAMO   | 3080,47 U\$S            |
| TIPO DE INTERÉS  | 2,5%                    |
| PLAZO  | 10 años                 |

| ANÁLISIS DEL PRÉSTAMO |             |                 |                    |                   |
|-----------------------|-------------|-----------------|--------------------|-------------------|
|                       |             | PRÉSTAMO        |                    | 3080,47           |
|                       |             | TIPO DE INTERÉS |                    | 2,5%              |
|                       |             | PLAZO           |                    | 10                |
| año                   | Cuota anual | Intereses       | Cuota amortización | Capital pendiente |
| 0                     |             |                 |                    | \$3.080,47        |
| 1                     | \$351,97    | \$77,01         | \$274,96           | \$2.805,51        |
| 2                     | \$351,97    | \$70,14         | \$281,83           | \$2.523,68        |
| 3                     | \$351,97    | \$63,09         | \$288,88           | \$2.234,80        |
| 4                     | \$351,97    | \$55,87         | \$296,10           | \$1.938,70        |
| 5                     | \$351,97    | \$48,47         | \$303,50           | \$1.635,20        |
| 6                     | \$351,97    | \$40,88         | \$311,09           | \$1.324,11        |
| 7                     | \$351,97    | \$33,10         | \$318,87           | \$1.005,24        |
| 8                     | \$351,97    | \$25,13         | \$326,84           | \$678,40          |
| 9                     | \$351,97    | \$16,96         | \$335,01           | \$343,39          |
| 10                    | \$351,97    | \$8,58          | \$343,39           | \$0,00            |

| AÑO  | 1          | 2          | 3          | 4          | 5          | 6          | 7          | 8           | 9           | 10          | 11         | 12         | 13         | 14          | 15          | 16          | 17          | 18          | 19          | 20          | 21          | 22          | 23          | 24          | 25          |     |
|--|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|-------------|-------------|-------------|------------|------------|------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-----|
| PÉRDIDA ANUAL DE EFICIENCIA (¿)            | 0,007      | 0,007      | 0,007      | 0,007      | 0,007      | 0,007      | 0,007      | 0,007       | 0,007       | 0,007       | 0,007      | 0,007      | 0,007      | 0,007       | 0,007       | 0,007       | 0,007       | 0,007       | 0,007       | 0,007       | 0,007       | 0,007       | 0,007       | 0,007       | 0,007       |     |
| PRODUCCIÓN ENERGÉTICA ANUAL PORCENTUAL (%) | 0,975      | 0,968      | 0,961      | 0,954      | 0,947      | 0,940      | 0,933      | 0,926       | 0,919       | 0,912       | 0,905      | 0,898      | 0,891      | 0,884       | 0,877       | 0,870       | 0,863       | 0,856       | 0,849       | 0,842       | 0,835       | 0,828       | 0,821       | 0,814       | 0,807       |     |
| PRODUCCIÓN ENERGÉTICA ANUAL (kWh)          | 1966       | 1903       | 1890       | 1876       | 1862       | 1848       | 1834       | 1821        | 1807        | 1793        | 1779       | 1766       | 1752       | 1738        | 1724        | 1711        | 1697        | 1683        | 1669        | 1656        | 1642        | 1628        | 1614        | 1601        | 1587        |     |
| CONSUMO ANUAL (kWh)                        | 3600       | 3600       | 3600       | 3600       | 3600       | 3600       | 3600       | 3600        | 3600        | 3600        | 3600       | 3600       | 3600       | 3600        | 3600        | 3600        | 3600        | 3600        | 3600        | 3600        | 3600        | 3600        | 3600        | 3600        | 3600        |     |
| <b>ENTRADAS</b>                            | <b>1</b>   | <b>2</b>   | <b>3</b>   | <b>4</b>   | <b>5</b>   | <b>6</b>   | <b>7</b>   | <b>8</b>    | <b>9</b>    | <b>10</b>   | <b>11</b>  | <b>12</b>  | <b>13</b>  | <b>14</b>   | <b>15</b>   | <b>16</b>   | <b>17</b>   | <b>18</b>   | <b>19</b>   | <b>20</b>   | <b>21</b>   | <b>22</b>   | <b>23</b>   | <b>24</b>   | <b>25</b>   |     |
| AUTOCONSUMO (32,4% DE LA PRODUCCIÓN)       | 217        | 210        | 209        | 207        | 206        | 204        | 203        | 201         | 200         | 198         | 197        | 195        | 194        | 192         | 191         | 189         | 187         | 186         | 184         | 183         | 181         | 180         | 178         | 177         | 175         |     |
| VENTA DE ENERGÍA (67,6% DE LA PRODUCCIÓN)  | 138        | 134        | 133        | 132        | 131        | 130        | 129        | 128         | 127         | 126         | 125        | 124        | 123        | 122         | 121         | 120         | 119         | 118         | 117         | 116         | 115         | 114         | 113         | 112         | 111         |     |
| DESGRAVACIÓN FISCAL.                       | 0          | 0          | 0          | 0          | 0          | 0          | 0          | 0           | 0           | 0           | 0          | 0          | 0          | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           |     |
| <b>TOTAL ENTRADAS</b>                      | <b>355</b> | <b>344</b> | <b>341</b> | <b>339</b> | <b>336</b> | <b>334</b> | <b>331</b> | <b>329</b>  | <b>326</b>  | <b>324</b>  | <b>322</b> | <b>319</b> | <b>317</b> | <b>314</b>  | <b>312</b>  | <b>309</b>  | <b>307</b>  | <b>304</b>  | <b>302</b>  | <b>299</b>  | <b>297</b>  | <b>294</b>  | <b>292</b>  | <b>289</b>  | <b>287</b>  |     |
| <b>SALIDAS</b>                             | <b>1</b>   | <b>2</b>   | <b>3</b>   | <b>4</b>   | <b>5</b>   | <b>6</b>   | <b>7</b>   | <b>8</b>    | <b>9</b>    | <b>10</b>   | <b>11</b>  | <b>12</b>  | <b>13</b>  | <b>14</b>   | <b>15</b>   | <b>16</b>   | <b>17</b>   | <b>18</b>   | <b>19</b>   | <b>20</b>   | <b>21</b>   | <b>22</b>   | <b>23</b>   | <b>24</b>   | <b>25</b>   |     |
| CUOTAS DE CRÉDITO                          |            |            |            |            |            |            |            |             |             |             |            |            |            |             |             |             |             |             |             |             |             |             |             |             |             |     |
| PAGO DE INTERESES                          | 77         | 70         | 63         | 56         | 48         | 41         | 33         | 25          | 17          | 9           | 0          | 0          | 0          | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           |     |
| AMORTIZACIÓN DEL CRÉDITO                   | 275        | 282        | 289        | 296        | 304        | 311        | 319        | 327         | 335         | 343         | 0          | 0          | 0          | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           |     |
| <b>TOTAL SALIDAS</b>                       | <b>352</b>  | <b>352</b>  | <b>352</b>  | <b>0</b>   | <b>0</b>   | <b>0</b>   | <b>0</b>    | <b>0</b>    | <b>0</b>    | <b>0</b>    | <b>0</b>    | <b>0</b>    | <b>0</b>    | <b>0</b>    | <b>0</b>    | <b>0</b>    | <b>0</b>    | <b>0</b>    |     |
| <b>FLUJO DE CAJA</b>                       | <b>1</b>   | <b>2</b>   | <b>3</b>   | <b>4</b>   | <b>5</b>   | <b>6</b>   | <b>7</b>   | <b>8</b>    | <b>9</b>    | <b>10</b>   | <b>11</b>  | <b>12</b>  | <b>13</b>  | <b>14</b>   | <b>15</b>   | <b>16</b>   | <b>17</b>   | <b>18</b>   | <b>19</b>   | <b>20</b>   | <b>21</b>   | <b>22</b>   | <b>23</b>   | <b>24</b>   | <b>25</b>   |     |
| INVERSIÓN INICIAL                          | 0          | 3          | -5         | -15        | -28        | -44        | -62        | -83         | -106        | -131        | -159       | 163        | 482        | 798         | 1112        | 1424        | 1733        | 2039        | 2343        | 2645        | 2944        | 3241        | 3535        | 3827        | 4116        |     |
| FLUJO PERÍODO ENTRADAS-SALID               | 3          | -8         | -11        | -13        | -16        | -18        | -21        | -23         | -25         | -28         | 322        | 319        | 317        | 314         | 312         | 309         | 307         | 304         | 302         | 299         | 297         | 294         | 292         | 289         | 287         |     |
| <b>FLUJO DE CAJA FINAL</b>                 | <b>3</b>   | <b>-5</b>  | <b>-15</b> | <b>-28</b> | <b>-44</b> | <b>-62</b> | <b>-83</b> | <b>-106</b> | <b>-131</b> | <b>-159</b> | <b>163</b> | <b>482</b> | <b>798</b> | <b>1112</b> | <b>1424</b> | <b>1733</b> | <b>2039</b> | <b>2343</b> | <b>2645</b> | <b>2944</b> | <b>3241</b> | <b>3535</b> | <b>3827</b> | <b>4116</b> | <b>4403</b> |     |
| BENEFICIO DEL EJERCICIO                    | 0          | 3          | -8         | -11        | -13        | -16        | -18        | -21         | -23         | -25         | -28        | 322        | 319        | 317         | 314         | 312         | 309         | 307         | 304         | 302         | 299         | 297         | 294         | 292         | 289         | 287 |
| <b>TASA INTERNA DE RENTABILIDAD -TIR</b>   |            | 45,42 %    |            |            |            |            |            |             |             |             |            |            |            |             |             |             |             |             |             |             |             |             |             |             |             |     |
| <b>VALOR ACTUAL NETO (VAN)</b>             | 2,00 %     | 3.076,72   |            |            |            |            |            |             |             |             |            |            |            |             |             |             |             |             |             |             |             |             |             |             |             |     |

### 7.4. Instalación en Essen, Alemania sin financiamiento externo

#### ANÁLISIS ECONÓMICO DE INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

Radiación anual promedio  kWh/ m<sup>2</sup>

#### TIPO DE INSTALACIÓN: 2,24 kW sobre techo

POTENCIA DEL INVERSOR  kW

POTENCIA DEL CAMPO FOTOVOLTAICO  kWp

PRODUCCIÓN ENERGÉTICA ESTIMADA ANUAL  kWh/año

INGRESOS DEL PRIMER AÑO  U\$S

#### DATOS GENERALES

PERIODO EN EL QUE EL FABRICANTE GARANTIZA UNA POTENCIA EN SU PRODUCTO DEL 80,7% DE LA POTENCIA NOMINAL  años

P.V.P. DEL kWh AL USUARIO  U\$S/kWh

P.V.P. DEL kWh MAYORISTA  U\$S/kWh

#### COSTES

COSTE APROXIMADO TOTAL DE LA INSTALACIÓN  U\$S

PERIODO DE AMORTIZACIÓN  años

COSTE ANUAL DE MANTENIMIENTO AÑO DE REFERENCIA  U\$S

#### FINANCIACIÓN

FONDOS PROPIOS  U\$S

SUBVENCIÓN  U\$S

PRÉSTAMO  U\$S

TIPO DE INTERÉS

PLAZO  años

| AÑO                                 | 1     | 2     | 3     | 4     | 5     | 6     | 7     | 8     | 9     | 10    | 11    | 12    | 13    | 14    | 15    | 16    | 17    | 18    | 19    | 20    | 21    | 22    | 23    | 24    | 25    |
|-------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| PÉRDIDA ANUAL DE EFICIENCIA (%)?    | 0,007 | 0,007 | 0,007 | 0,007 | 0,007 | 0,007 | 0,007 | 0,007 | 0,007 | 0,007 | 0,007 | 0,007 | 0,007 | 0,007 | 0,007 | 0,007 | 0,007 | 0,007 | 0,007 | 0,007 | 0,007 | 0,007 | 0,007 | 0,007 | 0,007 |
| PRODUCCIÓN ENERGÉTICA ANUAL PORCENT | 0,975 | 0,968 | 0,961 | 0,954 | 0,947 | 0,940 | 0,933 | 0,926 | 0,919 | 0,912 | 0,905 | 0,898 | 0,891 | 0,884 | 0,877 | 0,870 | 0,863 | 0,856 | 0,849 | 0,842 | 0,835 | 0,828 | 0,821 | 0,814 | 0,807 |
| PRODUCCIÓN ENERGÉTICA ANUAL (kWh)   | 1966  | 1903  | 1890  | 1876  | 1862  | 1848  | 1834  | 1821  | 1807  | 1793  | 1779  | 1766  | 1752  | 1738  | 1724  | 1711  | 1697  | 1683  | 1669  | 1656  | 1642  | 1628  | 1614  | 1601  | 1587  |
| CONSUMO ANUAL (kWh)                 | 3600  | 3600  | 3600  | 3600  | 3600  | 3600  | 3600  | 3600  | 3600  | 3600  | 3600  | 3600  | 3600  | 3600  | 3600  | 3600  | 3600  | 3600  | 3600  | 3600  | 3600  | 3600  | 3600  | 3600  | 3600  |

| ENTRADAS                                  | 1          | 2          | 3          | 4          | 5          | 6          | 7          | 8          | 9          | 10         | 11         | 12         | 13         | 14         | 15         | 16         | 17         | 18         | 19         | 20         | 21         | 22         | 23         | 24         | 25         |
|---|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| AUTOCONSUMO (32,4% DE LA PRODUCCIÓN)      | 217        | 210        | 209        | 207        | 206        | 204        | 203        | 201        | 200        | 198        | 197        | 195        | 194        | 192        | 191        | 189        | 187        | 186        | 184        | 183        | 181        | 180        | 178        | 177        | 175        |
| VENTA DE ENERGÍA (67,6% DE LA PRODUCCIÓN) | 138        | 134        | 133        | 132        | 131        | 130        | 129        | 128        | 127        | 126        | 125        | 124        | 123        | 122        | 121        | 120        | 119        | 118        | 117        | 116        | 115        | 114        | 113        | 112        | 111        |
| DESGRAVACIÓN FISCAL.                      | 0          | 0          | 0          | 0          | 0          | 0          | 0          | 0          | 0          | 0          | 0          | 0          | 0          | 0          | 0          | 0          | 0          | 0          | 0          | 0          | 0          | 0          | 0          | 0          | 0          |
| <b>TOTAL ENTRADAS</b>                     | <b>355</b> | <b>344</b> | <b>341</b> | <b>339</b> | <b>336</b> | <b>334</b> | <b>331</b> | <b>329</b> | <b>326</b> | <b>324</b> | <b>322</b> | <b>319</b> | <b>317</b> | <b>314</b> | <b>312</b> | <b>309</b> | <b>307</b> | <b>304</b> | <b>302</b> | <b>299</b> | <b>297</b> | <b>294</b> | <b>292</b> | <b>289</b> | <b>287</b> |

| SALIDAS                  | 1        | 2        | 3        | 4        | 5        | 6        | 7        | 8        | 9        | 10       | 11       | 12       | 13       | 14       | 15       | 16       | 17       | 18       | 19       | 20       | 21       | 22       | 23       | 24       | 25       |
|--------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| CUOTAS DE CRÉDITO        |          |          |          |          |          |          |          |          |          |          |          |          |          |          |          |          |          |          |          |          |          |          |          |          |          |
| PAGO DE INTERESES        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        |
| AMORTIZACIÓN DEL CRÉDITO | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        |
| <b>TOTAL SALIDAS</b>     | <b>0</b> |

| FLUJO DE CAJA                  | 1     | 2     | 3     | 4     | 5     | 6     | 7     | 8    | 9    | 10  | 11  | 12  | 13   | 14   | 15   | 16   | 17   | 18   | 19   | 20   | 21   | 22   | 23   | 24   | 25   |
|--------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|------|-----|-----|-----|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| INVERSIÓN INICIAL              | -3080 | -2725 | -2381 | -2040 | -1701 | -1365 | -1031 | -699 | -370 | -44 | 280 | 602 | 921  | 1237 | 1551 | 1863 | 2172 | 2479 | 2783 | 3084 | 3383 | 3680 | 3974 | 4266 | 4555 |
| FLUJO PERÍODO ENTRADAS-SALIDAS | 355   | 344   | 341   | 339   | 336   | 334   | 331   | 329  | 326  | 324 | 322 | 319 | 317  | 314  | 312  | 309  | 307  | 304  | 302  | 299  | 297  | 294  | 292  | 289  | 287  |
| FLUJO DE CAJA FINAL            | -2725 | -2381 | -2040 | -1701 | -1365 | -1031 | -699  | -370 | -44  | 280 | 602 | 921 | 1237 | 1551 | 1863 | 2172 | 2479 | 2783 | 3084 | 3383 | 3680 | 3974 | 4266 | 4555 | 4842 |
| BENEFICIO DEL EJERCICIO        | -3080 | 355   | 344   | 341   | 339   | 336   | 331   | 329  | 326  | 324 | 322 | 319 | 317  | 314  | 312  | 309  | 307  | 304  | 302  | 299  | 297  | 294  | 292  | 289  | 287  |

|                                   |                 |
|-----------------------------------|-----------------|
| TASA INTERNA DE RENTABILIDAD -TIR | 9,57 %          |
| VALOR ACTUAL NETO (VAN)           | 2,00 % 7.922,24 |