

Maestría en Energía para el Desarrollo Sostenible

**Universidad Nacional de Rosario
Facultad de Ciencias Exactas, Ingeniería y Agrimensura
Escuela de Posgrado y Educación Continua**



Proyecto Final de Maestría

*PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO.
ESTRATEGIA DE MEJORA EN LAS PRESTACIONES DEL SISTEMA
ELÉCTRICO RURAL DE ENERSA*

ALUMNO: *Ing. Juan Román Cabrera*

DIRECTOR: *Dr. Gastón Saez de Arregui*

CODIRECTOR: *Ing. Marcelo Arlettaz*

RESUMEN

El fenómeno del cambio climático producido por el empleo de combustibles fósiles originó que la producción de energía a partir de fuentes renovables haya adquirido una importancia extraordinaria y los parques solares fotovoltaicos se presentan como una de las alternativas más convenientes por su fiabilidad, modularidad, bajos costos de operación y mantenimiento y por poder contar con generación eléctrica donde sea necesario.

Por lo expuesto, se plantea el diseño y análisis de un parque solar fotovoltaico ubicado sobre la Ruta Nacional N° 14, en las inmediaciones del acceso a la localidad de Pedernal, considerando que la Ley Provincial N° 10.933 promueve la transformación de la matriz energética de la provincia de Entre Ríos y que el sistema eléctrico rural provincial requiere el desarrollo de generación distribuida.

Este estudio emplea un enfoque cuantitativo-experimental para demostrar la viabilidad técnica del parque solar vinculado a la red eléctrica rural. Se evalúa el impacto que genera en días específicos de mayor demanda, se analiza el flujo de potencia, las cargas en la línea y los perfiles de tensión. Se determina la potencia pico a instalar y la posición adecuada de los paneles.

Según los resultados obtenidos, planteados para escenarios desfavorables, el parque solar podría ofrecer algunas ventajas desde el punto de vista de control de tensión, reducción de pérdidas de energía, incremento de la presencia de energía renovable en la matriz energética provincial y, en consecuencia, la reducción de gases de efecto invernadero.

PALABRAS CLAVES: Fotovoltaico – Energía Renovable – Entre Ríos

ABSTRACT

The phenomenon of climate change caused by the use of fossil fuels has caused the production of energy from renewable sources to acquire extraordinary importance and photovoltaic solar parks are presented as one of the most convenient alternatives due to their reliability, modularity, low operation and maintenance costs and for being able to count on electricity generation where necessary.

For this reason, I propose the design and analysis of a photovoltaic solar park located on National Route No. 14, near the access to the town of Pedernal, taking into account that Provincial Law No. 10,933 promotes the transformation of the energy matrix of the province of Entre Ríos and the provincial rural electricity system requires distributed generation.

This study employs a quantitative-experimental approach to demonstrate the technical feasibility of the solar park linked to the rural electricity grid. The impact it generates on specific days of higher demand is evaluated, the power flow, the loads on the line and the voltage profiles are analyzed. The peak power to be installed and the appropriate position of the panels are determined to try to flatten the current demand curve.

According to the results obtained, proposed for the unfavorable scenarios, this generating facility could offer some advantages from the point of view of voltage control, reduction of losses in the medium voltage line, increase in the presence of renewable energy in the provincial energy matrix and, consequently, the reduction of greenhouse gases.

KEY WORDS: Photovoltaic – Entre Ríos – Renewable energy

AGRADECIMIENTOS

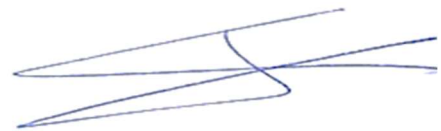
Agradezco a mi familia por su incondicional apoyo durante mi carrera

Mi reconocimiento a mi director de proyecto, Dr. Gastón Saez de Arregui y a mi codirector, Ing Marcelo Arlettaz, por sus valiosos consejos, acompañamiento y orientación.

Doy las gracias a ENERSA por proporcionarme los recursos para realizar esta maestría.

Quiero expresar mi agradecimiento a UNER – Facultad de Ciencias de la Alimentación por permitirme realizar la carrera.

Agradezco a los profesores de la maestría y en especial a Marina, Liliana y Mercedes por compartir sus conocimientos.



CABRERA JUAN ROMÁN

Cada panel solar, cada kilovatio, es un paso hacia un futuro más verde y sostenible en Entre Ríos.

1. ÍNDICE

1.	ÍNDICE	5
2.	ÍNDICE DE FIGURAS	7
3.	ÍNDICE DE TABLAS	9
4.	ABREVIATURAS.....	10
5.	CALENTAMIENTO GLOBAL	11
5.1.	Agenda 2030 – Naciones Unidas	12
6.	MATRIZ ENERGÉTICA.....	14
6.1.	Contexto actual.....	16
6.2.	Normativas vigentes	20
7.	FUNDAMENTOS DE LA TECNOLOGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	23
7.1.	La radiación solar como fuente de energía	23
7.2.	Irradiancia e irradiación.	25
7.3.	Efecto de la atmósfera.....	26
7.4.	Posición de la Tierra respecto del Sol	28
7.5.	La conversión eléctrica.....	29
7.6.	Generación distribuida.....	32
8.	OBJETIVOS	34
8.1.	Objetivo general.....	34
9.	DISEÑO PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO.....	35
9.1.	Ubicación geográfica	35
9.2.	Recurso solar.....	35
9.3.	Potencia nominal pico	39
9.4.	Inclinación y orientación de los paneles.....	41
9.5.	Principales componentes de una planta fotovoltaica	45
9.6.	Prototipo: Central solar de 12,960 kWp – ENERSA.....	61
9.7.	PSFV como estrategia de mejora en la calidad del producto	66
9.8.	PSFV como estrategia en la reducción de pérdidas técnicas.....	68
10.	DISEÑO DE UN PSFV DE 1 MWp en PEDERNAL.....	69
10.1.	Ubicación geográfica del PSFV	70
10.2.	El sistema eléctrico.....	71
10.3.	Paneles solares	78
10.4.	Inversores	78
10.5.	Posición de los paneles.....	79
10.6.	Cálculo de la potencia inyectada por el PSFV	80
10.7.	Disposición del PSFV	81
10.8.	PSFV como estrategia de mejora del nivel de tensión de red eléctrica.....	85
10.9.	Planta fotovoltaica como estrategia para disminuir pérdidas técnicas.....	88

10.10.	PSFV como aprovechamiento de recursos renovables para generación	91
11.	ANÁLISIS ECONÓMICO.....	96
11.1.	Análisis de rentabilidad.....	96
12.	IMPACTO AMBIENTAL.....	101
13.	RESULTADOS	106
14.	CONCLUSIÓN	108
15.	BIBLIOGRAFÍA	109
16.	ANEXO A - Simulación PVsyst	111
17.	ANEXO B – Ficha técnica central solar de 12,960 kWp – ENERSA	119
18.	ANEXO C – Fichas técnicas componentes PSFV 1 Mwp	120
18.1.	Ficha técnica paneles solares	120
18.2.	Ficha técnica inversor.....	121
19.	ANEXO D - Datos de la operación miércoles, 5 de marzo de 2025	123
20.	ANEXO E – Resolución N° 96 EPRE.....	124

2. ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1 - Participación Energías Renovables - CAMMESA.....	17
FIGURA 2 - Usuarios generadores de Enersa - ENERSA	20
FIGURA 3 - Radiación extra atmosférica - ABB	24
FIGURA 4 - Componentes de la radiación solar - ABB	26
FIGURA 5 – Posición del sol respecto a un panel solar	28
FIGURA 6 - Posición del Sol.....	29
FIGURA 7 - Funcionamiento de una célula fotovoltaica - ABB.....	31
FIGURA 8 - Modelos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica. – SE.....	32
FIGURA 9 - Irradiación solar global diaria ENERO (kWh/m ²) H. Grossi Gallegos y otro	37
FIGURA 10 -Irradiación solar global diaria JULIO (kWh/m ²) H. Grossi Gallegos y otro.....	38
FIGURA 11 - Desplazamiento de curva de generación. AulaFacil.com	44
FIGURA 12 – Fundamentos de la conversión fotovoltaica – J.L Manzanares.	46
FIGURA 13 - Curvas características I-V de una célula fotovoltaica - J.L Manzanares	47
FIGURA 14 - Curvas características V-I de células FV en función de la irradiancia incidente.	49
FIGURA 15 - Curvas características V-I de células FV en función de la temperatura.	49
FIGURA 16 - Circuito equivalente de una célula solar real – J.L Manzanares.....	51
FIGURA 17 - Panel de Silicio Monocristalino - ABB	54
FIGURA 18 - Panel de silicio policristalino - ABB	55
FIGURA 19 - Esquema del principio de funcionamiento de un inversor - ABB	56
FIGURA 20 - Principio de funcionamiento de la tecnología PWM - ABB	56
FIGURA 21 - Planta con un solo inversor - ABB.....	58
FIGURA 22 - Planta con un inversor por cadena - ABB	59
FIGURA 23 - Planta solar mixta - ABB	60
FIGURA 24 - Imagen aérea central fotovoltaica de ENERSA - GoogleEarth.....	61
FIGURA 25 - Comparación de valores medidos con los simulados con PVsyst.....	62
FIGURA 26 - Imagen aérea – GoogleEarth	70
FIGURA 27 - Demanda Febrero/Junio distribuidor Pedernal - ENERSA	72
FIGURA 28 - Distribuidor Pedernal - Imagen aérea/GoogleEarth	73
FIGURA 29 - Unifilar SET Humaitá - CCO/ENERSA.....	74
FIGURA 30 - Unifilar ET San Salvador - CCO/ENERSA.....	75
FIGURA 31 - Perfiles de tensión SET Humaitá Febrero/Junio - ENERSA.....	76
FIGURA 32 - Estado carga enero 2024 ET SS - ENERSA	77
FIGURA 33 - Estado de carga Julio 2024 ET SS - ENERSA	77
FIGURA 34 - Curvas demanda y generación	80
FIGURA 35 - Temperatura a 2 m de la superficie - NASA	82
FIGURA 36 - Configuración campo solar - PVSyst.....	83
FIGURA 37 - Distancias entre estructuras - IDAE.	84

FIGURA 38 - Curva demanda 5 al 9 FEB 24 - ENERSA.....	85
FIGURA 39 - Curva perfil de tensión Distribuidor Pedernal - ENERSA.....	86
FIGURA 40 - Valores de tensión con el PSFV vinculado al Dist. Pedernal.....	87
FIGURA 41 - Curva comparativa de demanda.	88
FIGURA 42 - Perdidas técnicas Distribuidor Pedernal - ENERSA	89
FIGURA 43 - Perdidas técnicas Distribuidor Pedernal con PSFV	90
FIGURA 44 - Energía generada por PSFV de 1 Mwp	93
FIGURA 45 - Energía generada por kWp Instalado – PVSyst.....	94
FIGURA 46 - Periodo de recuperación (Playback)	100
FIGURA 47 - Tiempo de amortización - Lamas Diego.....	104
FIGURA 48 - Ficha técnica Panel Solar.Jinko	119
FIGURA 49 - Ficha técnica panel solar. TRINASOLAR	120
FIGURA 50 - Ficha técnica panel solar. TRINASOLAR	121
FIGURA 51- Ficha técnica inversor. HUAWEI	122
FIGURA 52 - Ficha técnica inversor. HUAWEI	122

3. ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1- Radiación global dependiendo de las condiciones climatológicas.....	27
TABLA 2 - Radiación reflejada - ABB	27
TABLA 3 - Valores de Radiación - NASA	39
TABLA 4 - Inclinação optima en función del periodo y la latitud – IADE.....	42
TABLA 5 - Valores medidos de generación de energía.....	62
TABLA 6 - Tabla de Transposición para diferentes orientaciones - Wallace	63
TABLA 7 - Calculo Método Potencia Corregida.....	65
TABLA 8 - Radiación Mes/Angulo - NASA.....	79
TABLA 9 - Temperatura a 2 m de la superficie – NASA.....	82
TABLA 10 - Calculo de la energía generada por PSFV de 1 Mw.....	92
TABLA 11 - Energía inyectada por el PSFV a la red - PVSyst.....	93
TABLA 12 - Participación del PSFV en la energía transportada - ENERSA	94
TABLA 13 - Estructura de costos	98
TABLA 14 - Cuadro tarifario – ENERSA	98
TABLA 15 - VAN y TIR.....	99

4. ABREVIATURAS

AC o CA corriente alterna
AT alta tensión
BT baja tensión
DC o CC corriente directa
ENERSA Energía de Entre Ríos S.A
FV fotovoltaico
GEI gases de efecto invernadero
IEC Comisión Electrotécnica Internacional
LMT línea de media tensión
MT media tensión
ODS Objetivos de Desarrollo Sostenible
PSFV parque solar fotovoltaico
RP Resistencia en paralelo
RS Resistencia en serie
SE Secretaría de Energía de Argentina
STC Condiciones estándar de medidas
Wp Potencia pico

INTRODUCCIÓN

5. CALENTAMIENTO GLOBAL

La conciencia global sobre aspectos climáticos tuvo un hito en Ginebra, en 1979, cuando científicos de distintas naciones concluyeron que era necesario tomar rápidas medidas tendientes a mitigar el cambio climático. En esta línea, se han realizado distintas negociaciones, tales como: la Cumbre de Río de 1992, el Protocolo de Kyoto de 1997 y el Acuerdo de París de 2015, asambleas mundiales y advertencias explícitas de científicos sobre el progreso insuficiente. A pesar de esto, las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) siguen aumentando, con efectos cada vez más perjudiciales en el clima de la Tierra.

El Documento de la Intergovernmental Panel on Climate Change IPCC¹ hace referencia al “Calentamiento global de 1,5°C con respecto a los niveles preindustriales²”. El documento reflexiona sobre las repercusiones del calentamiento global en relación con los riesgos climáticos, así como la escala de ambición necesaria en materia de mitigación y su viabilidad. Adicionalmente, este documento menciona que en el ámbito científico ya no se habla sobre la posibilidad de revertir el daño, sino de la adaptación al cambio climático y refiere, además, que la atenuación de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) posibilitará reducir los efectos nocivos sobre el planeta pero que estos cambios llevarán siglos o milenios.

En virtud del cambio climático, aparecen diversos efectos que se espera poder revertir en los próximos años, como son: el incremento de las temperaturas extremas, el aumento de la frecuencia, intensidad y cantidad de precipitaciones en algunas regiones y el aumento de las sequías en otras regiones. Los efectos antes mencionados, provocan aumento del nivel medio del mar, pérdida y extinción de

¹ Fue creado por el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) y la Organización Meteorológica Mundial (OMM) en 1988 para ofrecer al mundo una visión científica clara del estado actual de los conocimientos sobre el cambio climático y sus posibles repercusiones medioambientales y socioeconómicas. El IPCC es un órgano científico. Examina y evalúa la bibliografía científica, técnica y socioeconómica más reciente producida en todo el mundo para la comprensión del cambio climático. No lleva a cabo investigación alguna ni supervisa los datos o parámetros relativos al clima. Desde el inicio de su labor en 1988, el IPCC ha preparado cinco informes de evaluación.

² La época preindustrial se refiere al período de varios siglos antes del inicio de la actividad industrial a gran escala. Se utiliza el período de referencia de 1850-1900 en los informes del IPCC. La sociedad preindustrial existió antes de la Revolución Industrial, que tuvo lugar entre 1750 y 1850

especies, alteración de la salinidad y la disminución del nivel de oxígeno del agua, los cuales impactarán de forma negativa en la biodiversidad, la pesca y los ecosistemas marinos. Además, podrán observarse riesgos relacionados con el clima y afecciones vinculadas a la salud, los medios de subsistencia, la seguridad alimentaria, entre otros (IPCC, 2019).

Para lograr la meta de limitar el calentamiento es necesario alcanzar, para el año 2050, emisiones mundiales de CO₂ cero netas, como así también la disminución de emisiones de otros forzadores distintos del CO₂, en particular el metano. Por otra parte, estos cambios deben ir también acompañados de aspectos como la disminución de la demanda de energía y la descarbonización de la electricidad (IPCC, 2019).

A la par, la falta de interés respecto al consumo energético, la eficiencia energética y energías renovables está relacionada a la falta de conciencia frente al cambio climático por desinterés, negación o indisponibilidad de información sobre las interrelaciones e impactos cruzados entre las temáticas.

Los usuarios de energía eléctrica desconocen el significado e importancia de la eficiencia en el uso de los recursos, por falta de formación durante todo el ciclo escolar y universitario, y debido a que, en el pasado, no se han rendido cuentas por el costo de energía pagada, lo cual genera una cultura de desinterés y falta de incentivos en este aspecto. Se necesita una educación que incluya estas temáticas y a la vez relacione los conceptos de matriz de generación energética eficiente, consumo y su impacto en temas ambientales, en particular aquellos vinculados al cambio climático. Fortalecer la toma de conciencia por parte de la sociedad contribuirá con un crecimiento sostenible en el tiempo, desacoplando la tasa de crecimiento poblacional de la tasa de crecimiento del consumo de energía (CACME 2022).

5.1. Agenda 2030 – Naciones Unidas

La Agenda 2030 de las Naciones Unidas es un compromiso global que orienta las acciones necesarias para el desarrollo sostenible. Este plan de acción tiene entre sus objetivos erradicar la pobreza en todas sus formas y dimensiones, lo que constituye un requisito indispensable para el desarrollo equitativo y

sostenible.

La Agenda plantea 17 objetivos, denominados Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), entre los cuales la energía desempeña un papel destacado. Para lograr el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todos (ODS 7) es esencial impulsar el crecimiento económico, reducir la desigualdad y mejorar la calidad de vida de las personas. La energía es un motor clave para promover la innovación (ODS 9), garantizar modalidades de producción y consumo sostenibles (ODS 12) y adoptar con diligencia medidas para combatir el cambio climático (ODS 13).

En lo que a energía se refiere, el ODS 7 es uno de los objetivos más destacados. Este objetivo tiene una serie de metas a alcanzar para el año 2030 que refieren al acceso a la energía, al uso de fuentes de energía renovable, a la cooperación internacional en investigación y a la mejora de la tecnología para la prestación de servicios energéticos sostenibles.

Los aspectos antes señalados asumen el desafío de abordar la demanda de energía desde una perspectiva técnica con especial énfasis en el impacto social y ambiental.

ESTADO DEL CONOCIMIENTO SOBRE EL TEMA

6. MATRIZ ENERGÉTICA

El cambio climático debido al calentamiento global requiere un cambio urgente en las conductas de las personas y de los gobiernos para favorecer la reducción de los gases de efecto invernadero (GEI). En este sentido, la generación de electricidad tiene un papel importante, ya que emplea en mayor parte combustible de origen fósil como energía primaria. La consecuencia de esto es la decisiva transformación de la matriz energética incorporando cada vez más generación con fuentes de energías renovables.

A nivel mundial, las principales fuentes de emisiones de (GEI) son la electricidad y el calor (31%), la agricultura (11%), el transporte (15%), la silvicultura (6%) y la fabricación (12%). De esta forma, el 72% de todas las emisiones proviene de la producción y consumo de energía de todo tipo (CACME 2022).

El camino hacia la carbono-neutralidad requiere identificar aquellas áreas que tienen mayor impacto y las que permiten mayor reducción de emisiones en el corto plazo. Para ello es necesario establecer acciones concretas y medibles que pueden contribuir a reducir el cambio climático y trabajar articuladamente con los diversos actores tanto locales como internacionales. Las emisiones provenientes del sector energético representan más del 70%, es así como la transición energética global ofrece una gran oportunidad para transformar el sector energético en todos los aspectos (CACME 2022).

El modelo energético actual de Argentina está basado fundamentalmente en combustibles fósiles, con los impactos ambientales que ello acarrea. Se necesita un cambio del modelo energético actual, entre otras cosas, debido a los compromisos internacionales que el país ha asumido en materia de cambio climático a partir de la firma del Acuerdo de París, la presentación de sus objetivos como parte de un compromiso ético con las generaciones actuales y futuras. Con todo esto, el objetivo es identificar y proponer diversas acciones tanto a corto como a largo plazo, para lograr reducir las emisiones de GEI en Argentina a partir de la promoción de las energías renovables, desde distintos enfoques (CACME 2022).

CAMMESA³, indica en el resumen anual que la generación hidráulica y térmica son las principales fuentes utilizadas para satisfacer la demanda, aunque se destaca el crecimiento en la participación de las energías renovables. A diciembre del 2023 se tuvo una potencia instalada de 43.774 MW, donde el 58 % correspondió a fuente de origen térmico, y la participación de las energías renovables alcanzo el 13 % (CAMMESA, 2023).

Nuestro país, al ratificar la CMNUCC⁴, asumió una serie de obligaciones, entre las que figuran 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.

Dentro del Inventario nacional de gases de efecto invernadero del 2014, el sector de energía contribuye en un 28,7% en las emisiones totales de gases de efecto invernadero de nuestro país y como parte del Plan Nacional de Mitigación, se establecieron distintas medidas de mitigación en el sector energía al año 2030, entre las cuales figura la incorporación de las energías renovables a la matriz energética (Secretaría de Energía 2019).

De esta manera, las emisiones de CO₂ equivalentes⁵ para el año 2030 según el escenario tendencial serían de 592 MtCO₂ equivalentes, mientras que para el escenario eficiente serían de 483 MtCO₂ equivalentes. La cantidad de emisiones que se ahorran por la incorporación de fuentes de energía renovables en la matriz energética y la aplicación de medidas de eficiencia energética son 109 MtCO₂ equivalentes, lo que representa el total actual de emisiones de los sectores de transporte y generación eléctrica en Argentina (Secretaría de Energía 2019).

³ CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima) es una compañía argentina encargada de operar el mercado eléctrico mayorista de Argentina.

⁴ CMNUCC (Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático) es el marco multilateral de implementación de los esfuerzos internacionales para enfrentar los desafíos del cambio climático.

⁵ Las "MtCO₂ equivalentes" o Millones de Toneladas de CO₂ equivalente son una unidad de medida que cuantifica el impacto de diferentes gases de efecto invernadero (GEI) en el calentamiento global, convirtiéndolos a su equivalente de dióxido de carbono (CO₂)

6.1. Contexto actual

En los últimos años, Argentina contó con una ecuación extraordinaria para desarrollar las energías renovables en territorio nacional. Los aspectos que favorecieron esta ecuación fueron el uso del enorme potencial de recursos disponibles, la imperiosa necesidad de estabilizar la balanza comercial energética altamente deficitaria, la disponibilidad de infraestructura ociosa en el sistema de transporte eléctrico, los enormes avances tecnológicos y económicos de la tecnología a nivel mundial, y un marco regulatorio que brindó la seguridad necesaria para lograr la confianza del sector inversor (CADER, 2019).

A partir del año 2015 y con la sanción de la ley 27.191 (Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica) y el Decreto 531/2016, los proyectos de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables registraron un incremento notable en nuestro país, a la luz de las modificaciones que la mencionada ley introdujo al sistema normativo existente, nacido al amparo de la ley N° 26.190.

Los primeros grandes resultados del nuevo marco normativo fueron las denominadas rondas del Programa Renovar, cuyo fin fue la adjudicación de contratos de abastecimiento de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables de largo plazo, suscritos por la Compañía Administradora Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA) en representación de la demanda (Distribuidores y Grandes Usuarios) del denominado Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). A modo de resumen, puede indicarse que las distintas rondas del Programa Renovar permitieron la adjudicación de más de 4.500 MW en casi 200 proyectos distribuidos por toda la geografía del país.

El segundo impacto que ocasionó dicha regulación en materia de energías renovables fue permitir que los privados (generadores y grandes usuarios) puedan celebrar contratos de abastecimiento, en el marco del Mercado a Término de Energías Renovables creado por la Resolución SE 281/2016 (MATER). Esta disposición fue clave para brindar un renovado impulso al mercado a término de estos contratos, habida cuenta de que, desde el año 2013, la celebración de contratos de abastecimiento que no sean de fuente renovable se encuentra

suspendidos, debiendo los grandes usuarios contratar su abastecimiento directamente con CAMMESA (CACME 2022).

Es así, que Argentina logró sorprendentes resultados en materia de energías renovables. En lo que respecta al sector Solar Fotovoltaico, alcanzó una potencia instalada de 1060 MW, lo cual representa el 20% de la potencia renovable instalada total, y 2% de la potencia total del sistema eléctrico (CAMMESA, 2023).

En la figura 1 se observa la participación por fuente de las energías renovables, dato obtenido del resumen anual 2023 de CAMMESA

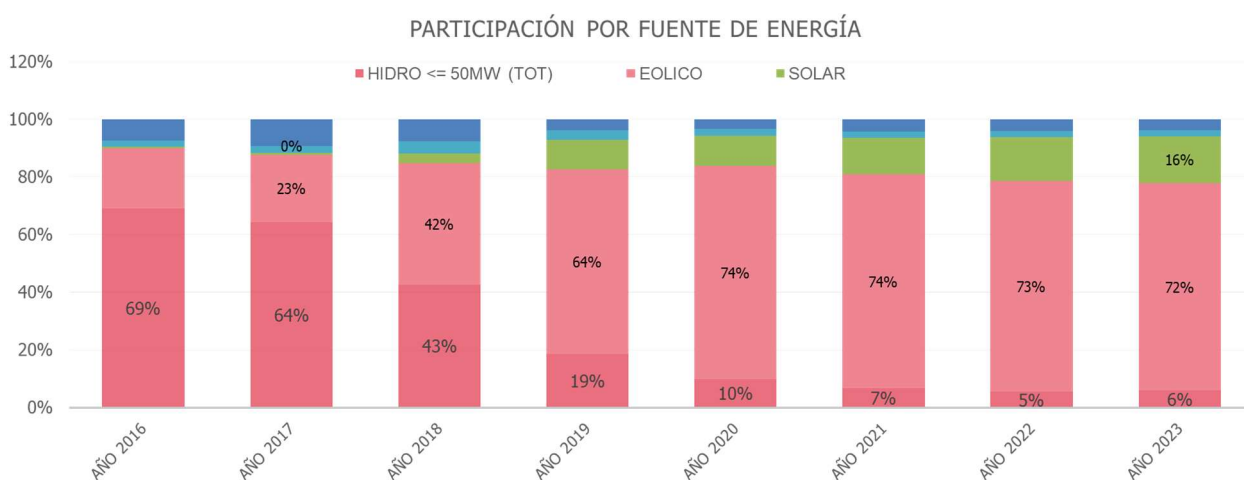


FIGURA 1 - Participación Energías Renovables - Fuente: CAMMESA

La Provincia de Entre Ríos, proyecta estrategias para una Energía Eléctrica Sostenible a través de la promulgada Ley N°10.933. Esta Ley fomenta el desarrollo y utilización tanto en el ámbito público como privado de fuentes de energías sostenibles y amigables con el medio ambiente. Con esta normativa, la provincia se inscribe en la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible definida por la Organización de las Naciones Unidas (ONU), que define ejes de acción variados entre los cuales se incluye la generación de energía sustentable y el cuidado del medio ambiente en general. La provincia adhiere a la Ley Nacional N° 27.424 y crea el Fondo de Energía Sostenible (FES), el cual será destinado a financiar el desarrollo de energías limpias, tanto en el ámbito público como privado, a nivel mayorista y minorista. También crea una Mesa Provincial de Energía Sostenible, la que estará integrada por actores relevantes del mercado eléctrico renovable, y propone la creación de un Programa Provincial de Energía Renovable.

Así mismo, y con la finalidad de mostrar el estado de desarrollo de la provincia de Entre Ríos, se trae a colación un trabajo que realizó la Facultad de Ciencias Económicas de la Universidad de Buenos Aires en el año 2019, con la finalidad de proveer información relevante para el sector, mediante la elaboración del Índice Provincial de Atractivo Renovable IPAR⁶, en conjunto con la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética de la Secretaría de Gobierno de Energía y el Ministerio de Hacienda de la Nación.

El IPAR conjuga distintas variables que, como resultado, posiciona a las 24 jurisdicciones de Argentina (23 provincias más la Ciudad Autónoma de Buenos Aires) en términos de su atractivo para la radicación de potenciales inversiones y donde la provincia de Entre Ríos se posiciona en los últimos puestos. En ese sentido, refleja condiciones objetivas y medidas adoptadas por los gobiernos para promover el desarrollo de las energías renovables. Adicionalmente, este índice está orientado principalmente a tomadores de decisión, empresarios, autoridades provinciales, formadores de opinión y al público interesado en el desarrollo y despliegue de las energías renovables en Argentina (IPAR, 2019).

Así pues, este proyecto pretende dar un paso hacia la implementación de energía solar fotovoltaica a mediana escala en Entre Ríos. Por ello, se plantea el diseño y el análisis de un parque solar fotovoltaico, aprovechando el recurso solar y teniendo en cuenta el compromiso del estado de una provincia que no cuenta con numerosas obras de este tipo, sea pública o privada, pero que su sistema interconectado eléctrico tiene instalado una decena de centrales térmicas a gasoil de baja potencia para cubrir los picos en épocas estivales.

⁶ El Índice Provincial de Atractivo Renovable (IPAR) es un instrumento que combina la medición del grado de desarrollo de las energías renovables en cada jurisdicción del país junto al potencial atractivo para futuras inversiones. Este índice abarca el análisis de aspectos regulatorios, fiscales e institucionales de cada jurisdicción, así como la evaluación de la implementación de las tecnologías, el aprovechamiento de los recursos y el desarrollo de infraestructura.

6.1.1. Crecimiento de energías renovables en Entre Ríos

La Cámara de Energías Renovables de Entre Ríos (CERER), destacó que Entre Ríos experimentó un crecimiento notable en la generación de energías renovables, destacando el papel fundamental de Enersa como la principal distribuidora de la provincia. Posiciona a la provincia de Entre Ríos y a Enersa en los siguientes lugares a nivel nacional: Entre Ríos se destaca como la provincia con mayor crecimiento en usuarios generadores del país durante el 2024. La provincia ocupa el 5° lugar en cantidad de usuarios generadores conectados en Argentina.

Además, se encuentra en el 3° lugar a nivel nacional en cantidad de trámites en curso, lo que evidencia el interés de los usuarios en la generación renovable y la inyección de excedentes a la red.

En menos de un año, Entre Ríos logró ubicarse en el top 5 de usuarios generadores en el país gracias a estas acciones. La visión futura incluye nuevos modelos de inserción para la industria, proyectos colaborativos y una gestión más eficiente de la energía generada por los usuarios.

La provincia se encamina hacia un modelo energético más limpio y sostenible, demostrando que el trabajo coordinado puede transformar desafíos en oportunidades de crecimiento y desarrollo (CERER 2025).

La actualización de las tarifas eléctricas, que en el último año ha registrado considerables aumentos tanto en el precio de la energía consumida como en el valor del crédito por la energía inyectada a la red de la distribuidora, genera un balance favorable e incentiva a los usuarios a realizar inversiones en instalaciones solares fotovoltaicas domiciliarias. Además, de la disminución de los precios de los componentes que componen una planta solar y el incremento de empresas que ofrecen el servicio de montaje.

Por esta razón, el número de instalaciones solares fotovoltaicas de baja escala en Entre Ríos creció exponencialmente durante el primer semestre de 2025,

duplicando la cantidad de usuarios que generan energía eléctrica, como se muestra en la Figura 2.

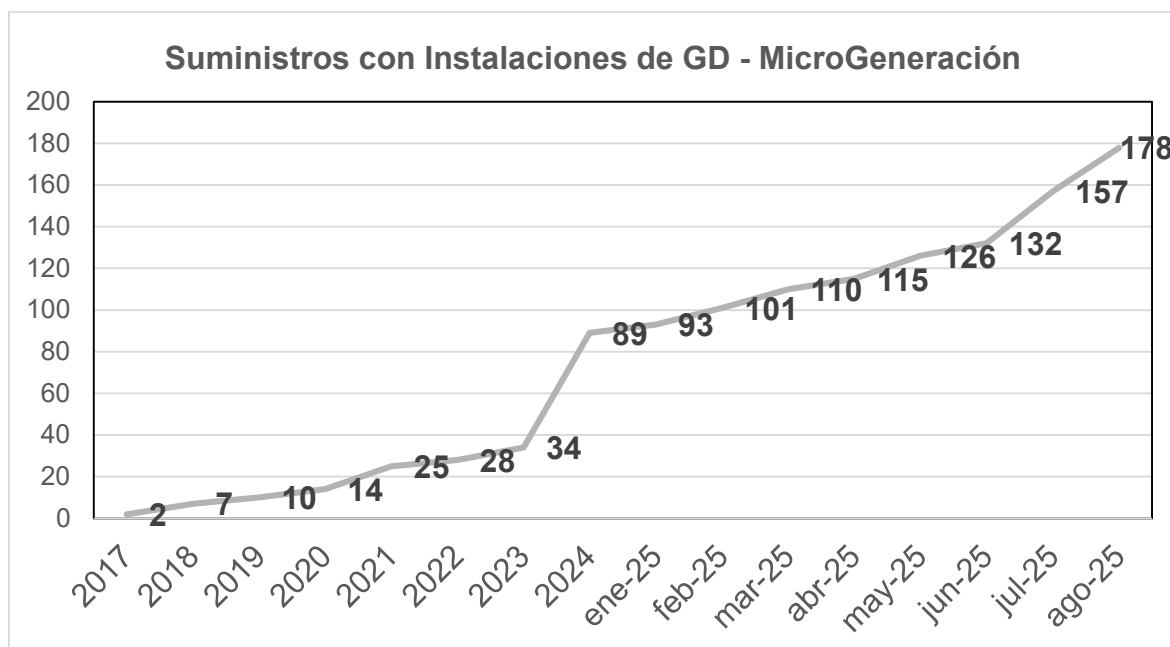


FIGURA 2 - Usuarios generadores de Enersa - Fuente: ENERSA

6.2. Normativas vigentes

En el marco de la transición hacia un modelo energético más sostenible y respetuoso con el medio ambiente, la Argentina ha implementado una serie de normativas clave para regular el uso de energías renovables, la adaptación y mitigación del cambio climático, y la promoción de tecnologías limpias. A continuación, se mencionan las principales normativas, las cuales buscan brindar un marco estratégico para el desarrollo de la energía renovable en el ámbito nacional y provincial.

Ley Nacional N° 26.190: Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica, complementó a la 25.019 con el objetivo de diversificar la matriz energética nacional, fomentó el uso de fuentes renovables de energía, procurando así contribuir a la mitigación del cambio climático. Declaró de interés nacional a la

generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes renovables, destinada al MEM o a la prestación de servicios públicos.

Amplió el abanico de fuentes que serían contempladas dentro del régimen. Consideró como fuentes renovables de energía a aquellas no fósiles, tales como la solar, eólica, hidroeléctrica de hasta treinta megavatios de potencia (30MW), geotérmica, mareomotriz, hidráulica, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración y biogás.

Ley Nacional N° 27.191: Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica.

El objetivo de lograr el 8 % de renovables en la matriz al 2016 establecido en la Ley 26.190, es ampliado por la 27.191, que implementa objetivos en etapas (metas): 8 % del consumo de energía eléctrica nacional al 31 de diciembre de 2017, y; 20 % del consumo de energía eléctrica nacional al 31 de diciembre de 2025.

Crea el FODER, un fideicomiso de respaldo con fines de ofrecer garantía y financiamiento a los proyectos de energías renovables.

Establece prioridad de despacho a las energías renovables por sobre las convencionales.

La ley 27.191, entre otras cuestiones, estableció diversos beneficios fiscales destinados a impulsar el desarrollo de las energías renovables en Argentina. Entre los beneficios señalados se destacan la amortización acelerada, exención de aranceles en importación de equipos, devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado, etc., los cuales han sido exitosos a la hora de atraer inversiones.

Ley Nacional N° 27.424: Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable integrada a la Red Eléctrica Pública. Esta norma otorga el derecho a los usuarios de la distribuidora a generar su propia energía a través de fuentes renovables con destino al autoconsumo y de existir excedentes, inyectarlos en la red eléctrica y recibir una remuneración por dicha inyección.

Ley Nacional N° 27.520: Presupuestos mínimos de adaptación y mitigación al cambio climático global. Esta norma sienta las bases generales, promueve las acciones estratégicas para mitigar el cambio climático, los beneficios fiscales y crediticios para productores, para la inversión de tecnologías de baja generación de gases de efecto invernadero (GEI).

Ley Provincial N° 10.933: De interés provincial la generación, almacenamiento y utilización de energías a partir de fuentes renovables como así también la promoción e investigación del desarrollo de estas tecnologías, la fabricación de equipos necesarios para su funcionamiento y los servicios asociados para su operación y mantenimiento.

Resolución 96 EPRE: La Ley Provincial N° 10.933, mediante su artículo N° 10 estableció que el Ente Provincial Regulador de la Energía de Entre Ríos - EPRE - será el encargado de hacer cumplir lo dispuesto por la Autoridad de Aplicación y de dictar las normas que resulten de su competencia. La presente Resolución es aplicable a todo usuario de energía eléctrica cuyo servicio es provisto por una distribuidora en el ámbito de la Provincia de Entre Ríos con potencia contratada de hasta 2 MW.

GenER (Generación de Energía Renovable de Entre Ríos) Es un programa sostenible que aprovecha los recursos renovables para generar electricidad. El objetivo de GenER es incentivar los emprendimientos públicos y privados para la producción de energía eléctrica a partir del uso de las energías renovables y promover y concientizar acerca de la importancia de las energías renovables para mitigar los efectos del cambio climático.

7. FUNDAMENTOS DE LA TECNOLOGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La energía solar es aquella que, mediante conversión a calor o electricidad, utiliza la radiación proveniente del sol, es una fuente de energía renovable, descentralizada, limpia e inagotable.

7.1. La radiación solar como fuente de energía

La energía solar corresponde a radiación electromagnética de diferentes longitudes de onda, emitida desde el sol. La misma es generada en el núcleo del sol por medio de reacciones nucleares de fusión, donde dos átomos de hidrógeno producen helio. Por lo tanto, la energía proviene de la pérdida de masa del mismo sol, y está representada por la conocida ecuación de Albert Einstein $E = m \cdot c^2$, donde E es la cantidad de energía liberada cuando desaparece la masa m y donde c es la velocidad de la luz (Arregui, 2015).

El Sol es una enorme esfera de plasma compuesta mayoritariamente por hidrógeno (74,9%) y helio (23,8%), así como por una pequeña proporción (2%) de elementos más pesados, como oxígeno, carbono, neón y hierro. El hidrógeno constituye su principal fuente de energía, ya que en su núcleo se producen reacciones de fusión nuclear en las que este elemento se transforma en helio. Como resultado, se acumula gradualmente helio en el núcleo, formando una ceniza de helio a medida que la estrella avanza en su etapa de secuencia principal.

La temperatura del Sol varía según la región de la estrella, aunque para nuestros estándares es, en todas, increíblemente elevada. En el núcleo solar pueden registrarse temperaturas próximas a los $1,36 \times 10^7$ grados Kelvin (es decir, unos 15 millones de grados Celsius), mientras que en la superficie la temperatura desciende a “apenas” 5.778 K (alrededor de 5.505 °C), y vuelve a ascender en la corona solar a 100.000 K (Raffino, 2020).

Las reacciones de fusión que se producen en el núcleo a temperaturas de millones de grados liberan enormes cantidades de energía en forma de radiación electromagnética. Parte de esta energía llega a la capa exterior de la atmósfera terrestre con una irradiancia promedio de alrededor de $1367 \text{ W/m}^2 \pm 3\%$ como se

aprecia en la figura 3, un valor que varía en función de la distancia entre la Tierra y el Sol y de la actividad solar.

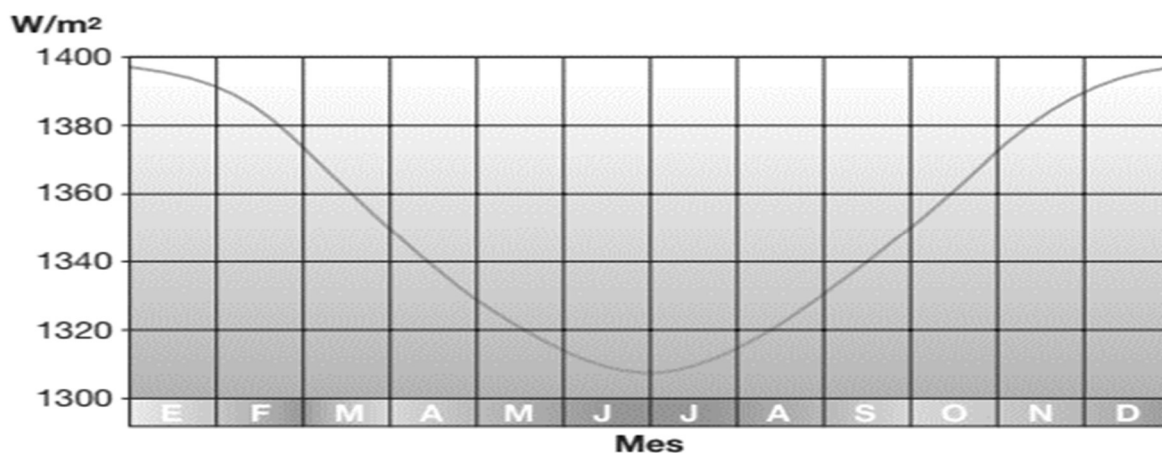


FIGURA 3 - Radiación extra atmosférica - Fuente: ABB

Esta energía solar, se puede transformar en calor, energía química o electricidad, a través de dispositivos de conversión, tanto naturales como artificiales. Constituye la principal fuente de energía de nuestro planeta y es condición indispensable para la vida en la Tierra.

La energía solar, se puede aprovechar de dos maneras. Como energía solar fotovoltaica, por medio de paneles solares que transforman la luz del sol en corriente eléctrica y como energía solar térmica, empleando dispositivos que concentran la radiación solar para calentar un fluido, que se puede usar para calefacción, agua caliente o puede ser usada para generar electricidad, en ese caso, se calienta un fluido que, al producir vapor, mueve turbinas acopladas a generadores eléctricos.

La llamada energía solar fotovoltaica convierte los rayos solares en electricidad utilizando paneles, hechos generalmente en base a silicio, que tienen propiedades fotoquímicas. Este tipo de energía utiliza parte del espectro electromagnético de la energía del sol para producir electricidad. Basada en el efecto fotoeléctrico⁷, la transformación se realiza por medio de celdas fotovoltaicas, que son semiconductores sensibles a la luz solar que provoca una circulación de

⁷ El efecto fotoeléctrico consiste en la emisión de electrones por un material al incidir sobre él una radiación electromagnética, luz visible o ultravioleta, en general. Concepto que se consolidó a partir de un descubrimiento realizado en 1887 por un físico de origen alemán llamado Heinrich Rudolf Hertz.

corriente eléctrica entre sus dos caras. Un conjunto de celdas conectadas entre sí, componen módulos o paneles solares fotovoltaicos.

Desde el punto de vista ambiental, la energía solar es inagotable y no genera gases producto de la combustión, lo que la hace teóricamente muy atractiva. Sin embargo, su limitación está dada porque con la tecnología actual su eficiencia es muy baja, alrededor del 27%.

Dentro del conjunto de centrales definidas como renovables, las eólicas y solares presentan características singulares que las diferencian de la generación convencional y no le permiten disponibilidad permanente.

- Son variables por naturaleza: Al incorporarse a la oferta, la intermitencia de esta nueva generación se combina con la variabilidad intrínseca de la demanda, requiriendo del aporte en uno u otro sentido de la generación convencional para lograr el balance instantáneo entre oferta y demanda que todo sistema eléctrico necesita para funcionar.

- No son gestionables: La energía solar debe ser utilizada en el preciso momento en que el recurso está disponible.

- Se pueden agregar módulos fotovoltaicos aumentando la potencia del sistema, no tienen partes móviles que se puedan descomponer, no requieren un mantenimiento significativo ni generan ruido. Además, no requieren mantenimiento, duran décadas (20-40 años) y no tienen costos operativos recurrentes.

- Según lo normado, la generación eléctrica proveniente de recursos renovables tiene para su despacho un tratamiento similar al de las centrales hidroeléctricas, constituyendo una oferta de energía que debe ser considerada como prioritaria para cubrir de la demanda.

- La tecnología fotovoltaica permite la generación distribuida, posibilitando la transformación del recurso solar en energía eléctrica directamente en los centros de carga o en puntos críticos de la red donde la demanda lo requiera.

7.2. Irradiancia e irradiación.

Para cuantificar la radiación solar se utilizan dos magnitudes que corresponden a la potencia y a la energía que llegan a una unidad de superficie.

- Irradiancia: es la potencia o radiación incidente por unidad de superficie. Indica la intensidad de la radiación solar. Se mide en vatios por metro cuadrado (W/m^2).
- Irradiación: es la integración o suma de las irradiancias en un periodo de tiempo determinado. Es la cantidad de energía solar recibida durante un periodo de tiempo.

Esta se mide en julios por metro cuadrado por un periodo de tiempo [J/m^2], dada la relación con la generación de energía eléctrica, se utiliza como unidad el [$\text{W}\cdot\text{h}/\text{m}^2$] y sus múltiplos más habituales [$\text{kW}\cdot\text{h}/\text{m}^2$] y [$\text{MW}\cdot\text{h}/\text{m}^2$]

7.3. Efecto de la atmósfera

La radiación que atraviesa la atmósfera no es toda la recibida, pues una parte considerable rebota debido a la reflexión atmosférica y vuelve al espacio. La atmósfera supone un obstáculo al libre paso de la radiación mediante diversos efectos, entre los que cabe destacar la reflexión en la parte superior de las nubes y la absorción parcial por las diferentes moléculas del aire atmosférico. Estos fenómenos hacen que la intensidad que llega a la superficie aun en días despejados y con atmósfera muy limpia sea como máximo de unos $1000 \text{ W}/\text{m}^2$.

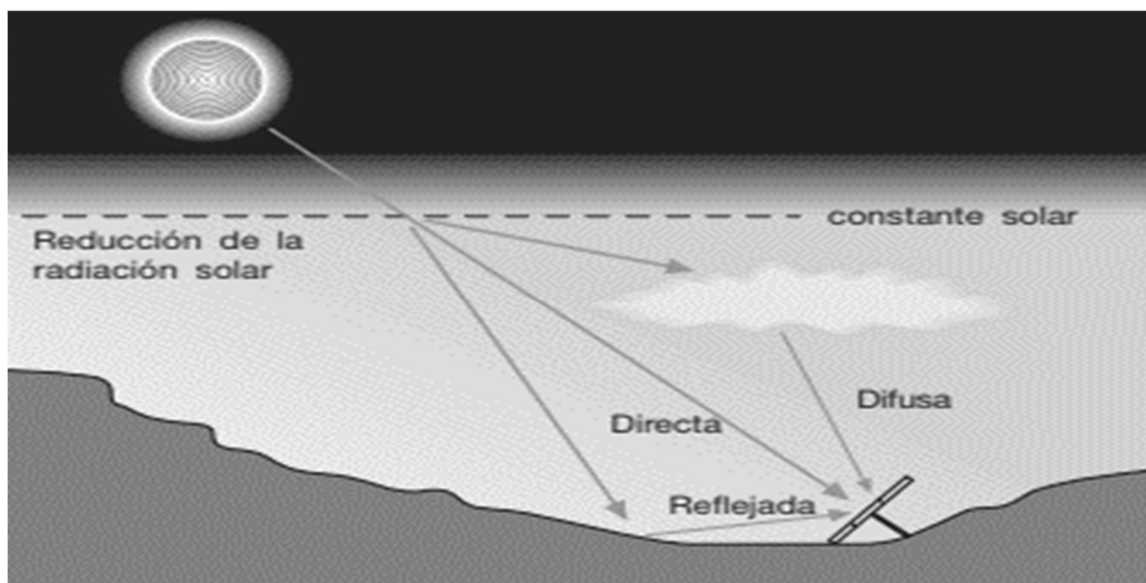


FIGURA 4 - Componentes de la radiación solar - Fuente: ABB

La radiación que incide sobre una superficie horizontal está compuesta por radiación directa, relacionada con la irradiancia sobre la superficie, por radiación difusa, que llega a la superficie procedente de todo el firmamento y no de una parte específica del mismo, y por radiación reflejada en determinadas superficies del suelo y el entorno próximo. En condiciones de cielo cubierto, la componente difusa puede ser mayor que la directa

En la Tabla 1 se muestran los valores de radiación global y difusa dependiendo de las condiciones climatológicas.

Condiciones climatológicas	Radiación global (W/m ²)	Radiación difusa (%)
Cielo claro	600 – 1000	10 – 20%
Cielo parcialmente nublado	200 – 400	20 – 80%
Cielo totalmente nublado	50 – 100	80 – 100%

TABLA 1- Radiación global dependiendo de las condiciones climatológicas. Fuente: Sevil R.M

En la Tabla 2 se muestran los coeficientes de albedo calculado para cada material. La radiación reflejada depende de la capacidad de una superficie para reflejar la radiación solar.

Tipo de superficie	Albedo
Caminos de tierra	0.04
Asfalto desgastado	0.10
Tejados y terrazas alquitranados	0.13
Tierra (arcilla, caliza)	0.14
Hierba seca	0.20
Hormigón desgastado	0.22
Hierba verde	0.26
Superficies oscuras de edificios	0.27
Hojas secas	0.30
Superficies claras de edificios	0.60
Nieve	0.75

TABLA 2 - Radiación reflejada. Fuente: ABB

7.4. Posición de la Tierra respecto del Sol

Tan importante como la cantidad de energía recibida es la inclinación con que las ondas de radiación inciden sobre una superficie, ya que esto hará que la energía se reparta en un área más o menos extensa, disminuyendo o aumentando su intensidad.

Visto desde la Tierra, la posición del Sol queda definida por dos ángulos. El ángulo cenital es el ángulo entre la vertical y el rayo solar incidente. El complemento del ángulo cenital es la altitud solar, o ángulo de elevación del Sol sobre el horizonte.

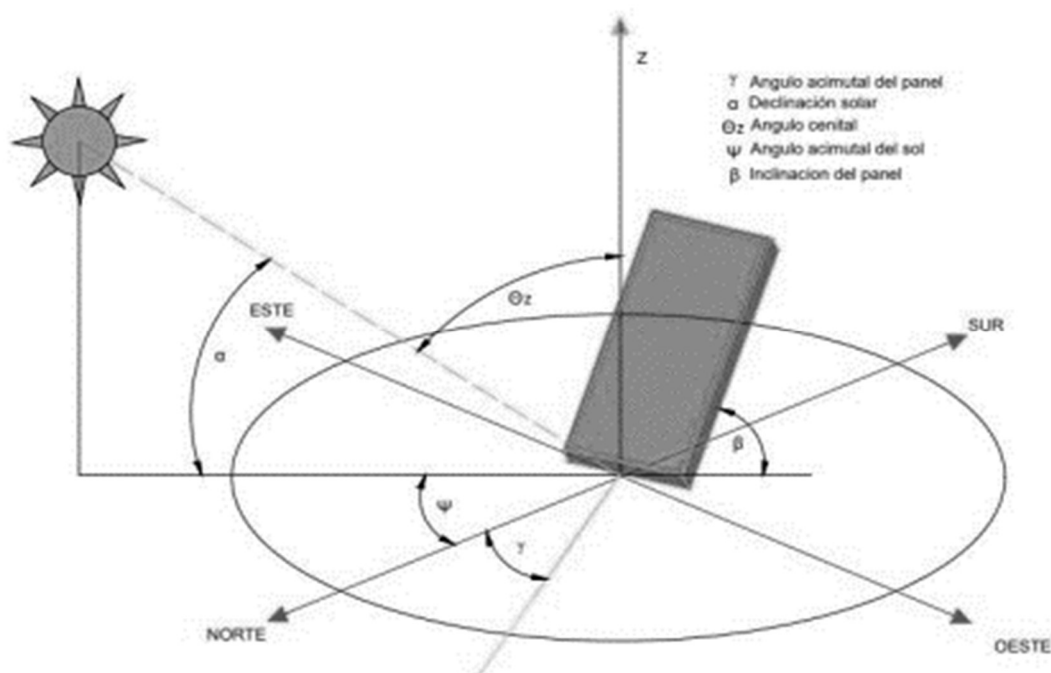


FIGURA 5 – Posición del sol respecto a un panel solar

El ángulo acimutal se mide desde el Norte hasta la proyección del Sol sobre el plano horizontal, en el sentido de las agujas del reloj (90° el Este, 180° el Sur, 270° el Oeste).

Debido a la inclinación del eje de rotación de la tierra con respecto al plano de su órbita alrededor del sol y su forma elíptica, un mismo punto de la superficie terrestre recibe los rayos con una inclinación diferente según la época del año, y la energía que incide en un metro cuadrado de superficie horizontal varia

considerablemente. En invierno los rayos del sol caen con un ángulo pequeño respecto a la horizontal, lo contrario que en verano, en que el ángulo es mucho mayor.

En primavera y verano el arco de la trayectoria solar es más grande, el sol se eleva más sobre el horizonte y permanece más tiempo brillando en el cielo. Por el contrario, en invierno los puntos del horizonte por donde sale y se esconde están más próximos entre sí, la trayectoria es más corta y menos elevada y el tiempo que transcurre entre el amanecer y el atardecer es mucho menor.

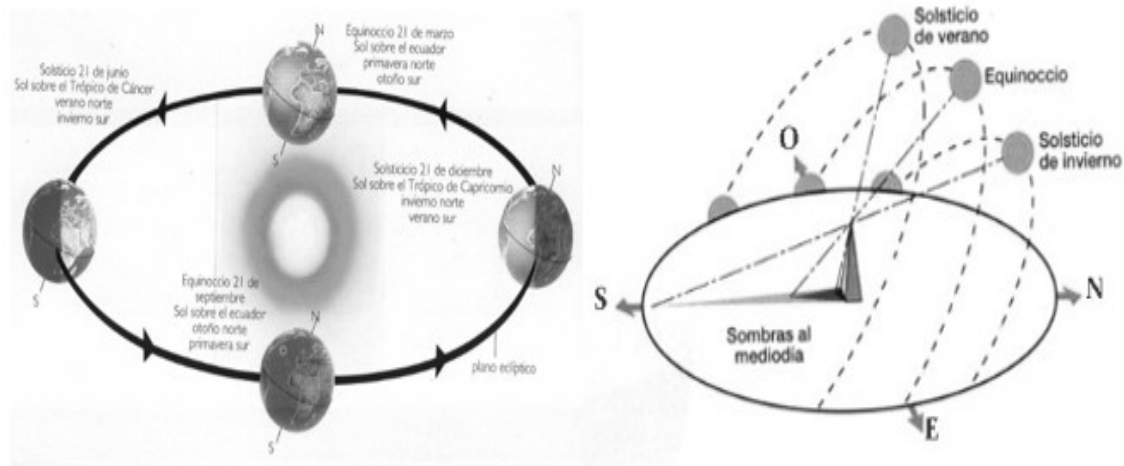


FIGURA 6 - Posición del Sol

7.5. La conversión eléctrica

Las tecnologías fotovoltaicas son relativamente jóvenes en cuanto a su desarrollo tecnológico. Ciertamente es que el efecto fotovoltaico se conoce desde finales del siglo XIX, pero no fue hasta la década de los 50 del siglo XX cuando se consiguieron realizar las primeras células con eficiencias de conversión apreciables. El nacimiento y desarrollo de las tecnologías fotovoltaicas estuvieron inicialmente ligados a la historia de la radio, las telecomunicaciones, la electrónica y los viajes espaciales. Es a partir de la década de los 70, coincidiendo con la primera gran crisis energética internacional, cuando la energía fotovoltaica empieza a investigarse y a desarrollarse como una fuente de energía con un enorme

atractivo por sus características y sus potenciales aplicaciones (Manzanares, 2008).

En este apartado se explica de forma sencilla el fundamento de la conversión fotovoltaica, así como las propiedades de los materiales semiconductores que los hacen susceptibles de ser utilizados en esta conversión.

Una célula solar fotovoltaica es un dispositivo electrónico de estado sólido capaz de convertir de forma directa la radiación solar en energía eléctrica. Aunque su funcionamiento es muy distinto, podemos pensar inicialmente que una célula solar se comporta, cuando recibe la radiación solar, de forma similar a una pequeña pila o batería (de las que utilizamos en nuestros radios, por ejemplo) que es capaz de suministrar una cierta cantidad de corriente mientras mantiene entre sus bornes una diferencia de potencial determinada (Manzanares, 2008).

La energía eléctrica producida se suministra en forma de una corriente eléctrica continua a una carga externa conectada mediante un circuito a uno o varios grupos de células que se ensamblan en unidades compactas que denominamos módulos fotovoltaicos.

Los sistemas fotovoltaicos emplean como medio material un compuesto semiconductor que transforma la radiación en electricidad mediante un proceso directo de absorción-conversión o, como mucho, en dos etapas captación y absorción-conversión, en el caso de los sistemas FV de concentración.

La célula está compuesta por una delgada capa de material semiconductor, normalmente silicio tratado, con un grosor de alrededor de 0.15 - 0,3 mm y una superficie de 100 a 225 cm². El silicio, con cuatro electrones de valencia (tetravalente), se dopa con átomos trivalentes (por ejemplo: boro – dopaje positivo) en una capa y cierto número de átomos pentavalentes (por ejemplo: fósforo – dopaje negativo) en la otra. La región tipo P tiene exceso de huecos, mientras que la de tipo N tiene exceso de electrones.

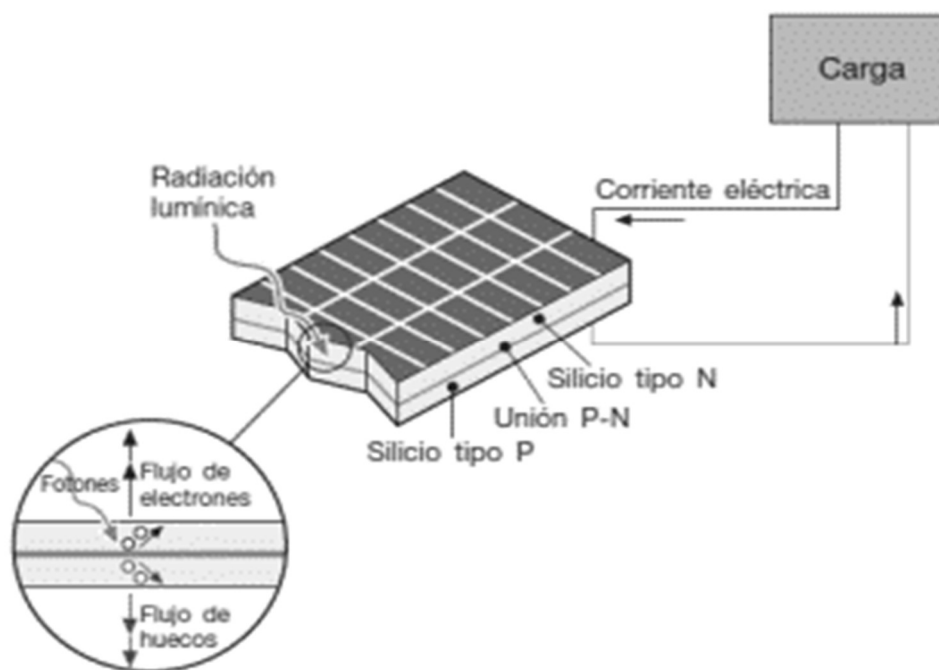


FIGURA 7 - Funcionamiento de una célula fotovoltaica. Fuente: ABB

En el área de contacto entre las dos capas con diferente dopaje (unión P-N) los electrones tienden a desplazarse desde la mitad con exceso de electrones (N) hacia la mitad con déficit de electrones (P), generando así una acumulación de carga negativa en la región P. Para los huecos de electrones ocurre un fenómeno equivalente, con acumulación de carga positiva en la región N. De esta forma se crea un campo eléctrico en la unión que se opone a la difusión de cargas eléctricas.

Al aplicar una tensión desde el exterior, la unión permite el flujo de corriente únicamente en una dirección (funcionamiento como un diodo).

Cuando se expone la célula a la luz, a causa del efecto fotovoltaico⁸ se crean algunos pares electrón-hueco tanto en la región N como en la P. El campo eléctrico interno hace que el exceso de electrones (resultado de la absorción de fotones por parte del material) se separe de los huecos y los impulsa en direcciones opuestas. Como consecuencia, una vez que los electrones han superado la región de agotamiento no pueden regresar ya que el campo evita el flujo en la dirección inversa.

⁸ El efecto fotovoltaico tiene lugar cuando un electrón de la banda de valencia de un material (normalmente un semiconductor) es liberado a la banda de conducción al absorber un fotón con la suficiente energía (cuanto de radiación electromagnética) que incide en el material.

Al conectar la unión a un conductor externo se obtiene un circuito cerrado, en el que la corriente fluye de la capa P, con un potencial mayor, a la capa N, con un potencial menor, siempre que la célula esté iluminada.

7.6. Generación distribuida

Según el marco regulatorio nacional vigente, 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 integración de generación distribuida a partir de fuentes de energía renovable en la matriz eléctrica complementa la infraestructura actual existente de generación concentrada. Esta última se caracteriza por tener una estructura vertical, en la cual la energía se genera en grandes centrales, luego se transporta a través de las amplias distancias que existen en nuestro país y por último se transforma a niveles menores de tensión para ser distribuida en los puntos de consumo distantes de cada usuario final. Consecuentemente, las pérdidas inevitables en este transporte y distribución son considerables (Secretaría de Energía, 2019).

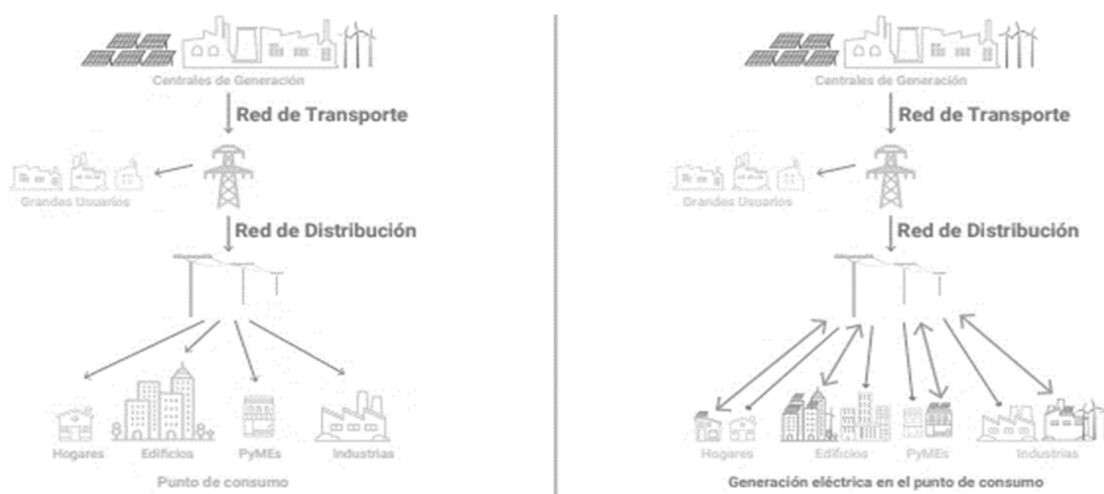


FIGURA 8 - Diferentes modelos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica. – SE

Adicionalmente a los beneficios en la generación, transporte y distribución de energía, la generación distribuida basada en fuentes de energía renovable trae aparejado beneficios de tipo ambientales. El uso de estas tecnologías permite mitigar el cambio climático, evitando emisiones de gases de efecto invernadero por el reemplazo de la generación eléctrica térmica que utiliza combustibles fósiles como el carbón, gas natural, fueloil, gasoil, y otros derivados del petróleo (Secretaría de Energía, 2019).

La generación distribuida o descentralizada es una parte fundamental en una urbe o polo industrial. Consiste en la generación de energía eléctrica mediante muchas pequeñas fuentes de generación que se instalan cerca de los puntos de consumo. La generación distribuida se basa en la cooperación entre esta microgeneración y la generación de las centrales convencionales.

Esta distribución hace que la generación sea más equilibrada, y que no dependa tanto de las grandes centrales. Además, la microgeneración implica el uso de las energías renovables, lo que contribuye a reducir las emisiones de CO₂.

Las características principales de la generación distribuida son:

- Reduce las pérdidas en la red eléctrica. Estar más cerca del consumidor supone que las redes de transporte sean más cortas. Por lo tanto, la generación distribuida supone menos pérdidas de energía en el transporte de la electricidad desde la generación hasta el consumidor. Esto también influye en el ahorro a la hora de elevar la tensión eléctrica para su transporte.
- Mejora la fiabilidad y la calidad del sistema eléctrico. Como hay pequeñas fuentes de generación (microgeneración), repartidas por el territorio, el fallo de una de las fuentes no supone un grave problema para el sistema eléctrico.
- Energías renovables. En la generación distribuida está muy presente las energías renovables, ya que son las más adecuadas para ubicarse cerca de los puntos de consumo (Fundación Endesa 2025).

8. OBJETIVOS

8.1. Objetivo general

Diseñar un parque solar fotovoltaico vinculado a la red eléctrica rural para mejorar los niveles de tensión en los extremos finales de las líneas de distribución, la calidad del producto técnico e incrementar la presencia de energía renovable en la matriz energética provincial.

8.1.1. Los objetivos específicos son:

- Analizar la influencia de la inyección de energía eléctrica generada por el parque solar fotovoltaico en las redes de media tensión rurales de Enersa, para examinar las ventajas de la implementación de la generación distribuida.
- Calcular la energía eléctrica generada, el ahorro de energía por la disminución de pérdidas técnicas y la mejora en los niveles de tensión.
- Potenciar el aprovechamiento de recursos renovables de la zona para la producción de una energía limpia que contribuya a la disminución de la generación de energía por las actuales fuentes convencionales contaminantes.

MARCO TEÓRICO

9. DISEÑO PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO

Nuestra matriz de generación eléctrica se basa principalmente en energías generadas mediante combustibles fósiles, esto llevó en los últimos años a un incremento en los costos de generación asociados a una suba en el precio de los combustibles. Esta situación, sumada al contexto de compromiso global por reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), llevaron a una necesidad de diversificar nuestra matriz de generación eléctrica mediante la inclusión de energías renovables no convencionales (Secretaría de Energía 2019).

En este capítulo se abordan aspectos a considerar tales como la ubicación del parque, las prestaciones, la selección, inclinación y configuración de los paneles y la selección del inversor CC/CA entre otras.

9.1. Ubicación geográfica

La ubicación del terreno para la futura instalación del parque fotovoltaico viene determinada por varios factores: radiación solar diaria con valores en invierno y en verano; niveles de tensión por debajo de los permitidos en el contrato de concesión; disponibilidad de terrenos de bajo precio para la instalación del parque; disponibilidad de mano de obra del lugar; disponibilidad de carreteras para el traslado de los materiales y acceso al parque; y la disponibilidad de líneas de media tensión en la zona para la conexión del parque fotovoltaico al sistema eléctrico, entre otras (Bruna & Cadena, 2015).

9.2. Recurso solar

El recurso solar es la energía recibida del sol que es transformada en energía eléctrica. Asegurar rendimientos de producción energética depende de la intensidad de radiación recibida, de los ciclos diarios y anuales y de las condiciones climáticas del lugar. Esto hace necesario contar con información que muestre la distribución espacial y temporal del recurso solar.

Para evaluar estas condiciones se utilizó el trabajo elaborado por investigadores argentinos (Righini & Gallegos Grossi, 2007), y los datos de la NASA.

En la figura de abajo se observan dos cartas (Righini & Gallegos Grossi, 2007, pág. 17 y 21) mensuales con la distribución espacial del promedio de la irradiación solar sobre un plano horizontal para los meses de enero y julio, que son los meses de mayor y menor irradiancia, respectivamente.

9.2.1. Mapa solar Argentina - ENERO

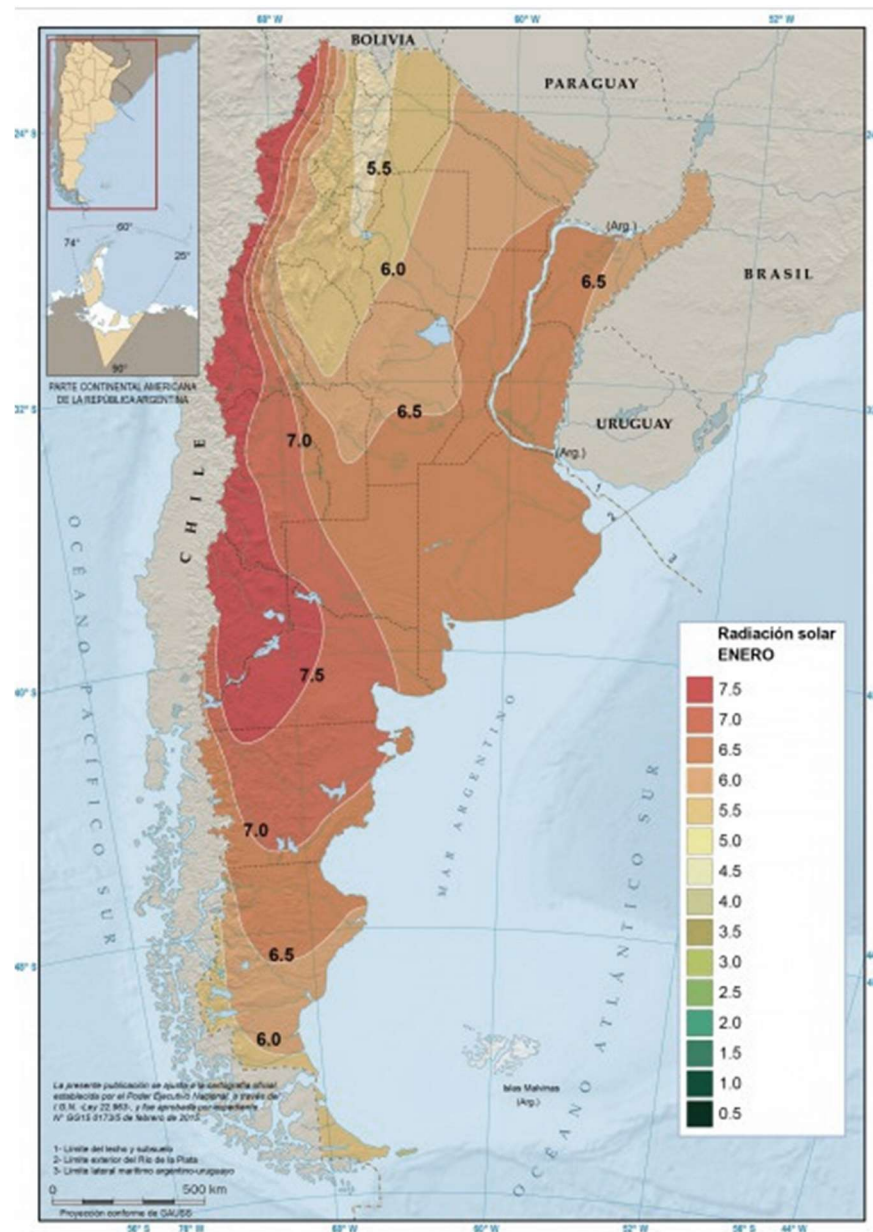


FIGURA 9 - Distribución espacial del promedio de la irradiación solar global diaria ENERO (kWh/m^2) Fuente: H. Grossi Gallegos y otro

En la figura 9 se puede apreciar que para el mes de enero se registra en Entre Ríos un promedio de $6.5 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$.

9.2.2. Mapa solar Argentina – JULIO

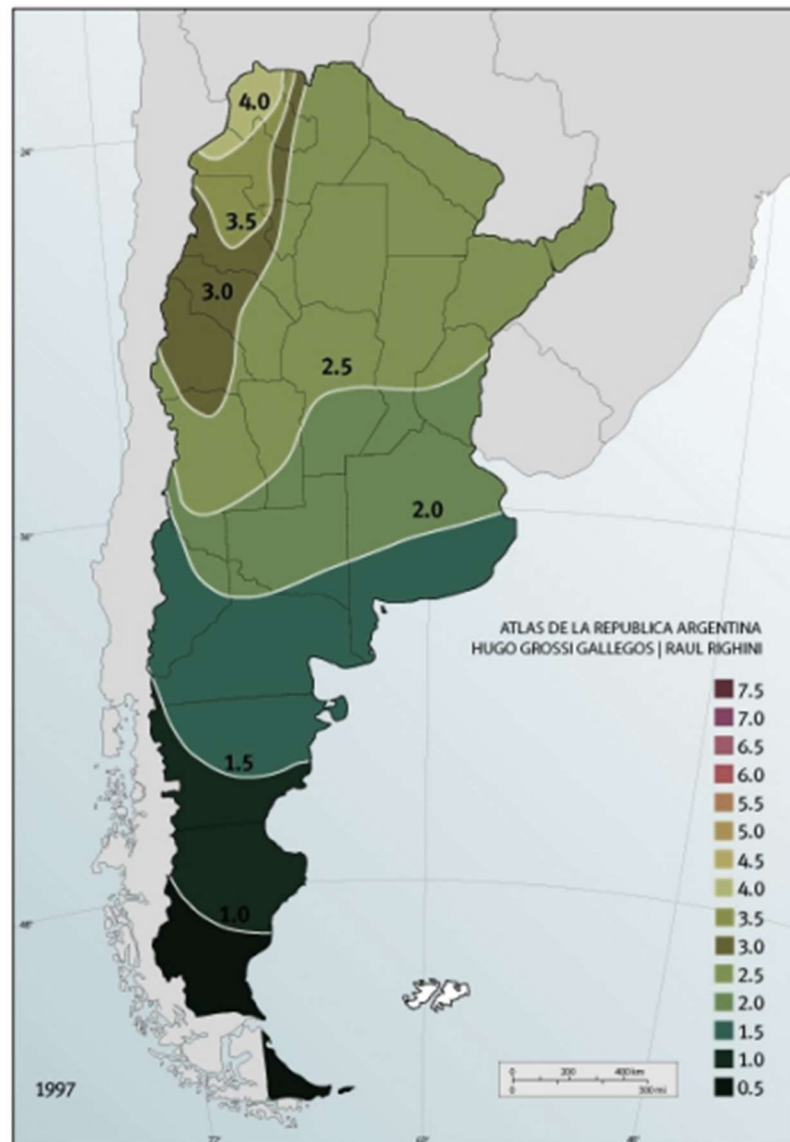


FIGURA 10 - Distribución espacial del promedio de la irradiación solar global diaria JULIO (kWh/m^2) Fuente: H. Grossi Gallegos y otro

La figura 10 muestra que, para el mes de julio, se registra en Entre Ríos un promedio de 2.5 y 2 $\text{kWh/m}^2/\text{día}$ para la zona norte y sur, respectivamente. La zona noroeste de la provincia recibe más energía solar en los meses de menor irradiación.

Por otra parte, para la posición geográfica en estudio, los datos proporcionados por la NASA a través de la plataforma POWER Data Access Viewer indican que, para un plano horizontal, en el mes de junio se registra un valor de

2,46 kWh/m²·día, mientras que en el mes de enero dicho valor asciende a 7,02 kWh/m²·día.

Este último proporciona conjuntos de datos solares y meteorológicos de la investigación de la NASA para apoyar la energía renovable, la eficiencia energética en edificios y las necesidades agrícolas.

- Horas de sol pico (HSP)
- Energía solar mensual/anual
- Factores de corrección por inclinación
- Ángulo óptimo de inclinación
- Estimación de producción fotovoltaica

Arroja valores de irradiación [kWh/m²·día] para distintos ángulos como los extraídos y plasmados en la Tabla N° 3. Para un ángulo fijo de 16°, Latitud – 15°, se observa un promedio para los meses en análisis, comprendido entre octubre y marzo, mayor al plano horizontal.

PARAMETER	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
HORIZONTAL	7.02	6.16	5.23	4.02	2.9	2.46	2.75	3.48	4.59	5.47	6.81	7.09
LAT_MINUS15	6.83	6.23	5.63	4.67	3.51	3.1	3.43	4.1	5.09	5.69	6.71	6.82
LATITUDE	6.27	5.96	5.67	4.99	3.88	3.51	3.86	4.43	5.25	5.57	6.24	6.21
LAT_PLUS15	5.47	5.42	5.41	5.03	4.03	3.73	4.08	4.52	5.13	5.16	5.51	5.35
VERTICAL	2.13	2.58	3.2	3.63	3.24	3.17	3.41	3.42	3.33	2.65	2.2	1.98
OPTIMAL	7.02	6.25	5.69	5.05	4.03	3.76	4.1	4.53	5.25	5.69	6.83	7.09
OPTIMAL_ANGLE	-2.0	9.5	23.5	40.5	45.0	53.0	51.0	43.0	30.0	16.5	2.0	4.0

TABLA 3 - Valores de radiación - Fuente: NASA

9.3. Potencia nominal pico

Para un sistema solar fotovoltaico, la potencia nominal pico se distingue de su valor calculado según la ficha técnica debido a diferentes tipos de pérdidas, como discordancia entre paneles, resistencia de cables, puntos calientes, degradación, suciedad, humedad, fenómenos climatológicos particulares de la zona, entre otros.

La potencia nominal pico (kWp) representa la potencia eléctrica que es capaz de suministrar una planta FV bajo condiciones de prueba estándar (STC):

- 1 kW/m² insolación perpendicular a los paneles;
- 25 °C de temperatura en las células;
- Masa de aire (MA) igual a 1,5.

Debido a esto, asegurar un comportamiento esperado por el equipo es relevante. En este sentido, es importante estimar los principales parámetros de un sistema solar fotovoltaico en condiciones reales de operación, de modo que se tenga la certeza de su correcto funcionamiento.

Osterwald⁹ propuso un modelo simplificado del comportamiento en potencia de una célula fotovoltaica para unas condiciones de irradiancia incidente y temperatura de operación.

Este método, también conocido como método de la potencia corregida, es el más sencillo de todos, se caracteriza por ser un método empírico y muy usado desde los años 70. Puede ser usado para diversas tecnologías si se conoce el coeficiente de pérdida de potencia por temperatura (Gómez Sócola, 2019, p.48).

La potencia corregida por efectos de la irradiancia y temperatura resulta:

$$P(G, T_p) = P^{STC} \times (G / 1000 \text{ W/m}^2) \times [1 + \gamma (T_p - 25 \text{ °C})]$$

Ecuación 1 - Potencia corregida por irradiancia y temperatura.
Fuente: Gomez Sócola

G = irradiancia incidente (W/m²);

P = potencia máxima de la célula (W);

P^{STC} = potencia máxima de la célula en STC (W);

T_p = temperatura de la célula (°C);

γ = coeficiente de temperatura a máxima potencia de la célula (°C⁻¹)

⁹ C. R. Osterwald. (1986) "Translation of device performance measurements to reference conditions," Solar Cells, 18, 269- 279.

La temperatura del panel se calcula:

$$T_p = T_a + [(T_{ONC} - 20 \text{ } ^\circ\text{C}) / (800 \text{ W/m}^2)] \times G$$

Ecuación 2 - Temperatura del panel- FUENTE: Schmitd J.

T_{ONC} = Temperatura de operación de la celda.

T_a = Temperatura ambiente.

Podemos agregar un factor de seguridad (FS) que agrupe todas las pérdidas, excluido el efecto de la temperatura, como pérdidas angulares, por suciedad y polvo, por potencia de los paneles distinta de la nominal, por conexionado en AC y DC, por eficiencia del inversor, por bajas irradiancias, por sombreado, por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia, etc.

9.4. Inclinación y orientación de los paneles

La eficiencia máxima de un panel solar se obtendría si el ángulo de incidencia de los rayos solares fuera siempre de 90° . En la práctica, la incidencia de la radiación solar varía tanto en función de la latitud como de la declinación solar durante el año. De hecho, dado que el eje de rotación terrestre está inclinado unos $23,45^\circ$ respecto al plano de la órbita terrestre alrededor del Sol, la altura del Sol en el horizonte cambia diariamente a una latitud definida. El Sol está posicionado en un ángulo de incidencia de 90° respecto a la superficie terrestre (cénit) en el ecuador los dos días de equinoccio y en los trópicos durante los solsticios.

Si se desea inclinar los paneles de forma que reciban los rayos solares perpendicularmente al mediodía del día más largo del año es necesario conocer la altura máxima que alcanza el Sol sobre el horizonte en ese instante, altura que se obtiene a partir de la siguiente fórmula: $\alpha = 90^\circ - \text{lat.} + \delta$. Donde: lat. es el valor (en grados) de la latitud del lugar de instalación de los paneles; δ es el ángulo de la declinación solar [$23,45^\circ$].

Para determinar la inclinación óptima que garantice la máxima captación de energía anual se utiliza una expresión que resulta del análisis de los cálculos de la irradiación solar global para distintas inclinaciones en distintas latitudes:

$$\beta = 3.7 + 0.69 \delta \quad \beta: \text{inclinación óptima}$$

δ : latitud del lugar

No obstante, la inclinación del módulo fotovoltaico no debe ser menor a 15° para permitir que la suciedad acumulada sobre la superficie sea retirada por el agua de lluvia (Vicente 2016).

El pliego de condiciones técnicas de instalaciones aisladas de red del IADE (Instituto para la diversificación y ahorro de energía de España) indica periodos de diseño habituales y la correspondiente inclinación óptima (Tabla 4) de los módulos fotovoltaicos para conseguir la máxima captación de energía en función de la latitud (Vicente 2016).

<i>Período</i>	<i>Inclinación</i>	<i>Tipo de instalaciones</i>
Invierno	$\delta + 10^\circ$	Aislada con consumo anual constante
Verano	$\delta - 20^\circ$	Bombeo de agua
Anual	$\delta - 10^\circ$	Conectada a la red

TABLA 4 - Inclinación óptima en función del periodo y la latitud – Fuente: IADE

9.4.1. Orientación

La posición óptima de un módulo fotovoltaico en una instalación estática para maximizar la captación anual de energía es en el hemisferio Sur, con los paneles orientados hacia el norte; en estas condiciones, el ángulo de acimut óptimo vale 0° (Vicente 2016).

Tablas de transposición para diferentes orientaciones e inclinaciones - Anexo II de la Guía del Recurso Solar (Subsecretaría de Energía Renovables y Eficiencia Energética).

La elección de un correcto ángulo de inclinación y orientación para la superficie colectora (fotovoltaica o térmica) juega un rol crucial en el aprovechamiento de la energía solar disponible.

Para maximizar la producción energética anual, o en alguna temporada particular, es necesario conocer los valores de irradiación solar en diferentes inclinaciones y orientaciones del plano de interés. Para ello, es preciso llevar la irradiación media mensual del plano horizontal al plano inclinado. Dicho proceso requiere de varias transformaciones matemáticas.

Si bien lo ideal es estimar la irradiación en el plano de interés en cada caso puntual, a los fines prácticos, para la mayoría de los casos, es suficiente con definir un factor de proporcionalidad promedio que permita estimar la irradiación solar en el plano inclinado a partir de la irradiación en plano horizontal.

El valor de este factor está dado por las tablas de transposición y permiten estimar los valores medios de irradiación solar para diferentes orientaciones e inclinaciones en todas las provincias del país de modo fácil y rápido. Las tablas cuentan con valores que representan el cociente entre la irradiación en el plano inclinado y la irradiación en el plano horizontal, por tanto, para conocer los valores de irradiación en la superficie inclinada, basta con multiplicar dichos coeficientes por la irradiación media mensual en el plano horizontal, para cada ubicación geográfica, orientación e inclinación (Wallace, 2017).

Otro instrumento son los discos de irradiación solar, son una herramienta gráfica para cuantificación de pérdidas por desviación de la condición óptima de orientación e inclinación de una superficie colectora, que son de gran utilidad para el dimensionamiento y el asesoramiento en la instalación de sistemas de aprovechamiento de la energía solar. Las líneas circulares representan la inclinación que varía entre 0° y 90° con una diferencia de 10° . Las líneas radiales representan la orientación o acimut que varía entre 0° y 360° con una diferencia de 15° . El disco contiene zonas con distinta escala de color que representa el porcentaje de pérdida anual por la orientación e inclinación elegida de la superficie colectora (Wallace, 2017).

9.4.2. Desplazamiento de la curva de generación

Analizando el disco de irradiación solar correspondiente a la Provincia de Entre Ríos, observamos la posibilidad de desplazar la orientación respecto de nuestro norte, sacrificando rendimiento y conseguir un corrimiento de la curva de generación que sea beneficiosa para nuestro caso en particular como ilustra la figura 9.



FIGURA 11 - Desplazamiento de curva de generación – Fuente: AulaFacil.com

El desplazamiento de la curva de generación por variación de la orientación respecto al norte es una alternativa en el caso de que la corriente inyectada por el sistema solar fotovoltaico en horas, donde la curva no está en su pico, no sea suficiente para compensar la caída de tensión.

Este tema no será abordado porque en nuestro caso, 1 MWp de potencia instalada con sus paneles orientados al norte, alcanza para corregir el perfil de tensión y encuadrarlo en la banda permitida por norma, sin postergar generación de energía eléctrica.

9.5. Principales componentes de una planta fotovoltaica

9.5.1. Paneles fotovoltaicos:

En el mercado se comercializan módulos fotovoltaicos compuestos por un conjunto de células. Los más habituales contienen 36 células en 4 hileras paralelas conectadas en serie, con un área comprendida entre 0,5 y 1 m². Varios módulos conectados mecánica y eléctricamente componen un panel, entendido como una estructura común que puede fijarse al suelo o a un edificio (ABB 2011).

Una celda individual de silicio cristalino puede tener un V_{oc} de 0.55–0.65 V.

Podemos apreciar los principales elementos o secciones que la conforman una célula fotovoltaica.

- Capa antireflexiva (capa AR), diseñada para reducir al máximo las pérdidas por reflexión superficial. Además de estas capas, muchas células presentan superficies dotadas de surcos, micro-pirámides y otras texturas creadas para reducir aún más las pérdidas por reflexión.
- Malla de metalización, el diseño es crítico puesto que debe garantizar una colección adecuada de los electrones del dispositivo, sin introducir una resistencia eléctrica elevada.
- Las capas activas de material semiconductor, en las que se distinguen las dos regiones que forman la unión p-n (denominadas emisor y base).
- El contacto metálico posterior, que suele realizarse metalizando toda la superficie del dispositivo.

A partir de esta estructura básica, se han introducido en la estructura de la célula numerosas modificaciones e innovaciones con el fin de conseguir mayores eficiencias.

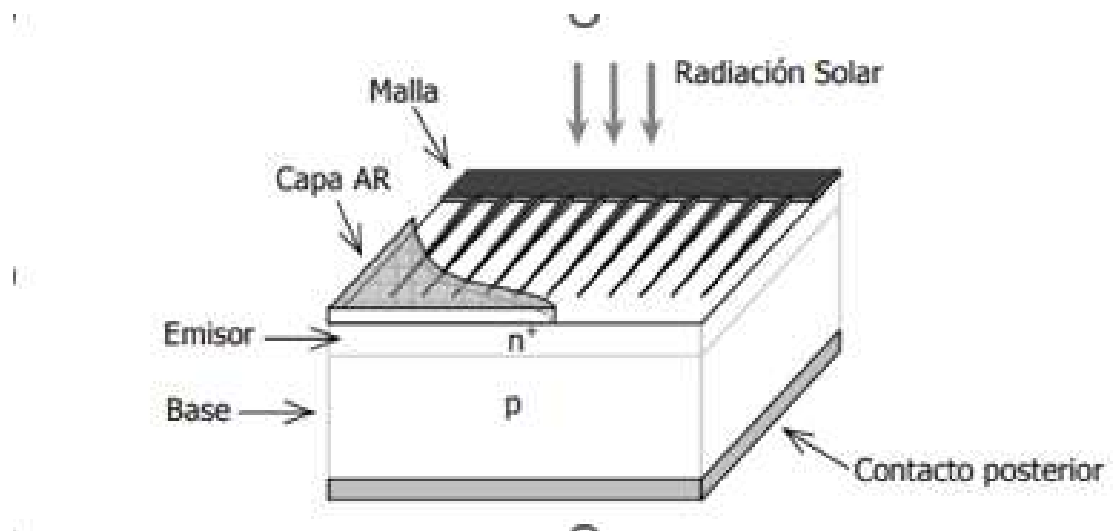


FIGURA 12 – Fundamentos de la conversión fotovoltaica – Fuente: Manzanares J.

Las placas solares que presentan un mejor rendimiento suelen estar compuestas por células de silicio monocristalino, empleando tecnología PERC¹⁰, Maxeon¹¹ o HJT¹².

La curva característica de una célula solar bajo Condiciones Estándar de Medida (CEM) definidas por una irradiancia de 1000 W/m², una temperatura de 25 °C y un espectro solar AM 1.5 se muestra en la Figura 13.

¹⁰ En la célula PERC, parte de esa radiación, que se desperdiciaba en la célula estándar, se consigue recuperar y aprovechar gracias a una capa aislante especial situada entre el silicio y la capa de aluminio posterior.

¹¹ La tecnología Maxeon utiliza células solares más eficientes que las utilizadas en los paneles solares convencionales y registran mayor tolerancia a la sombra.

¹² La tecnología HJT (Heterojunction Technology) combina silicio cristalino y capas delgadas de silicio amorfo para mejorar el rendimiento de los paneles solares. Esta tecnología alcanza eficiencias superiores al 24% y funciona bien en condiciones de baja irradiación y altas temperaturas.

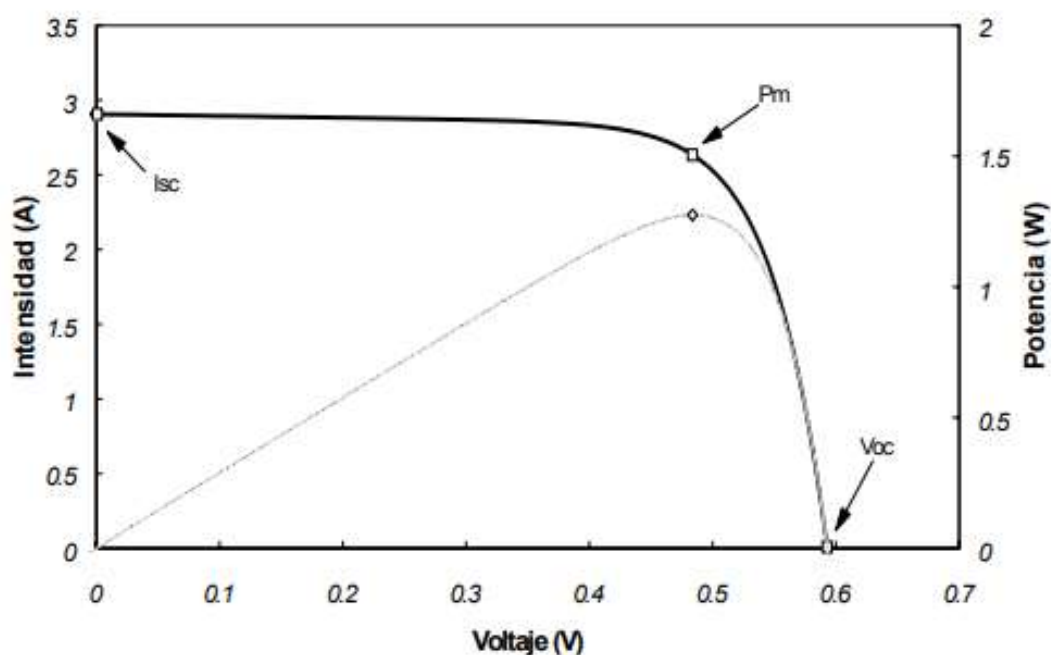


FIGURA 13 - Curva característica I-V de una célula fotovoltaica en iluminación, con indicación de algunos de sus parámetros principales. La curva punteada representa la potencia $P(V)$. Fuente: Manzanares J.

Y responde a una ecuación ideal conocida como el modelo de una exponencial de la célula.

$$I = I_L - I_D = I_L - I_0 \cdot [\exp(qV / (m k T)) - 1]$$

Ecuación 3 – Corriente de la célula - Fuente: J.L.Manzanares

Esta ecuación está basada en considerar como válido el principio de superposición, según el cual, la corriente de la célula resulta del balance de la corriente producida por la luz incidente y la correspondiente al diodo de unión p-n que forma su núcleo. Donde I_L es la corriente fotogenerada e I_D es la corriente de oscuridad o corriente de diodo. En la expresión de ésta última, I_0 se denomina corriente inversa de saturación del diodo, q es la carga del electrón, m es el llamado factor de idealidad del diodo (un parámetro adimensional con valores típicos entre 1 y 2), k es la cte. de Boltzmann ($=1.380649 \times 10^{-23}$ J/K), y T es la temperatura absoluta. Al término kT/q se le llama habitualmente voltaje térmico.

Parámetros eléctricos de un panel solar fotovoltaico:

- La corriente de cortocircuito (I_{sc}) es el mayor valor de la corriente que puede obtenerse del dispositivo como generador, y que se produce cuando $V = 0$.
- La tensión de circuito abierto (V_{oc}) es la mayor tensión que polariza el dispositivo cuando trabaja como generador, dada para $I = 0$.
- El punto de máxima potencia (PM) es un punto de trabajo en el que la potencia entregada por la célula a la carga externa es máxima. El punto de trabajo correspondiente, ($V_m I_m$), define los valores nominales de la tensión y la corriente en el punto de máxima potencia (no confundir con tensión y corriente máximas).
- El factor de forma (FF) es la relación entre la potencia máxima (o el producto de la corriente y la tensión en el punto de máxima potencia) y el producto entre I_{sc} y V_{oc} se usa para cuantificar la forma de la curva característica. Aunque en la práctica es siempre menor que la unidad, su valor es más alto cuando el codo de la curva es más prominente o agudo. Por lo general, un valor bajo de FF está asociado con la existencia de pérdidas en el dispositivo mientras que una célula de buena calidad suele tener valores de FF elevados ($FF > 0.70$).
- La eficiencia de conversión energética (η), expresada como un porcentaje, viene dada por la relación entre la potencia eléctrica que puede entregar la célula y la potencia luminosa que incide sobre ella, que es la irradiancia por la superficie de la celda.

La figura 14 muestra un conjunto de curvas características corriente–tensión ($I-V$) típicas de un módulo fotovoltaico bajo distintos niveles de irradiancia solar. En el eje horizontal se representa la tensión (V) y en el eje vertical la intensidad de corriente (A). Cada curva corresponde a un nivel de irradiancia diferente, indicado en la leyenda (desde 500 W/m^2 hasta 1000 W/m^2).

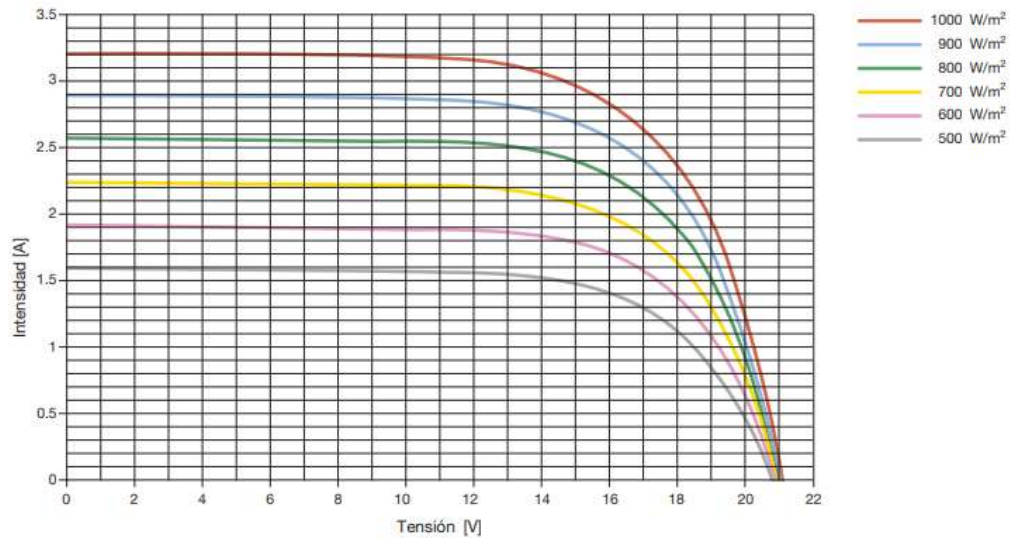


FIGURA 14 – Curvas característica V-I de células FV en función de la irradiancia incidente. Fuente: ABB

Contrariamente a lo observado en el caso anterior, cuando la temperatura de los módulos aumenta, la intensidad generada permanece prácticamente constante, mientras que la tensión disminuye. Como consecuencia, se produce una reducción en el rendimiento de los paneles, tal como se muestra en la Figura 15.

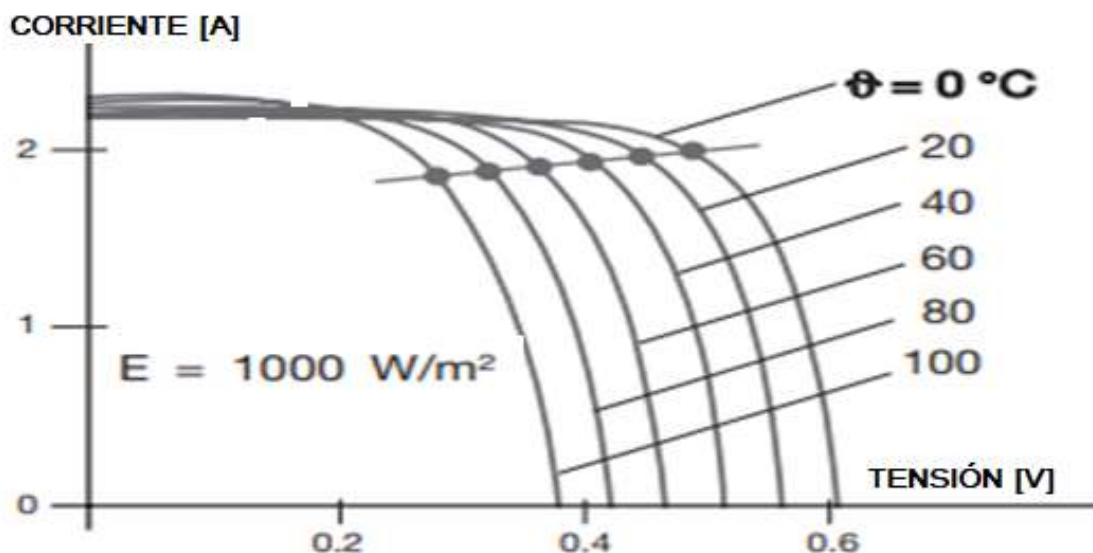


FIGURA 15 -Curvas características V-I de células FV en función de la temperatura. Fuente: ABB

Pérdidas y la ecuación real de la célula.

Una de las principales fuentes de pérdidas se debe a la existencia de una resistencia serie R_s en el dispositivo, esta resistencia no siempre mantiene un valor constante. En primer lugar, el propio material semiconductor ofrece una cierta resistencia al paso de la corriente, por lo que lo ideal sería fabricar células muy delgadas, pero sin que esto suponga reducir la capacidad de absorción.

La base y el emisor de la célula suelen presentar distintos valores de R_s debido a las direcciones en que fluyen los portadores y las distintas concentraciones de impurezas.

Los contactos entre metal y semiconductor también introducen caídas resistivas, por lo que se tiende a dopar en mayor proporción las zonas de contacto. Y finalmente, la propia malla de metalización frontal es uno de los principales contribuyentes. Una malla de metalización excesivamente fina (pequeña sección de conductor) introduce caídas resistivas grandes, aunque permite una mejor captación de radiación. Por el contrario, reducir su resistencia serie implica utilizar dedos de metalización más gruesos a costa de aumentar el factor de sombra y reducir la eficiencia de la célula.

Por otro lado, existen también una serie de fugas de corriente adicionales que pueden producirse por diversas causas, imperfecciones de la unión p-n o defectos en la estructura cristalina como dislocaciones, fronteras de grano, por conducción por la superficie de los bordes de la célula o por pequeños cortocircuitos locales, etc. Estas fugas de corriente suelen caracterizarse como una resistencia en paralelo R_p con el dispositivo. Sin embargo, esta resistencia R_p suele tener un valor equivalente muy elevado y no tiene apenas importancia en el funcionamiento normal de muchos tipos de células.

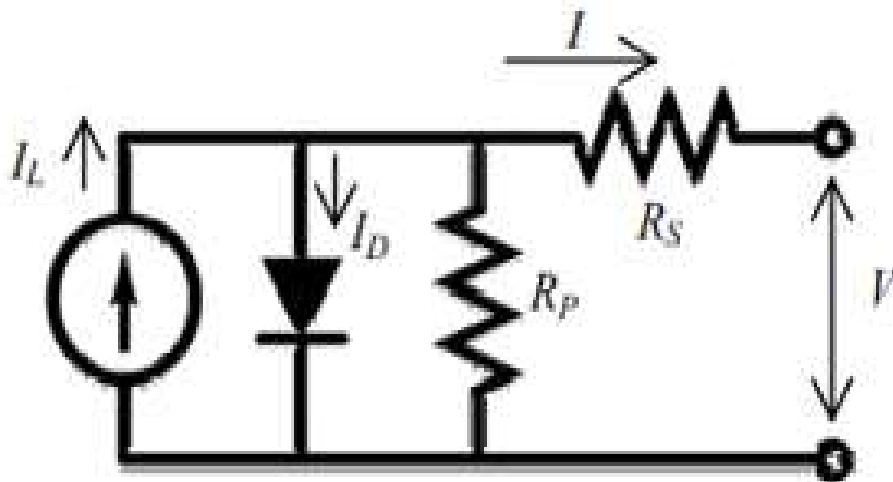


FIGURA 16 – Circuito equivalente de una célula solar real - Fuente: Manzanares J.

Ecuación real de la célula que incorpore las pérdidas de corriente asociadas:

$$I = I_L - I_0 \cdot [\exp(q(V + I \cdot R_s) / (mkT)) - 1] - (V + I \cdot R_s) / R_p$$

Ecuación 4 - Ecuación de la célula con las perdidas asociadas

Fuente: Manzanares J.

Del 100% de la energía solar incidente:

- 2 % pérdidas por reflexión y sombreado sobre los contactos frontales;
- 20 % fotones con longitudes de onda larga, con una energía insuficiente para liberar electrones; se genera calor;
- 33 % fotones con longitud de onda corta, con exceso de energía (transmisión);
- 5 % recombinación de portadores de carga libres;
- 12 % gradiente eléctrico en la célula, sobre todo en las regiones de transición;
- 0,5 % resistencia en serie que representa las pérdidas por conducción, y;
- 23 % energía eléctrica utilizable

Como los paneles fotovoltaicos constituyen una gran parte de la inversión, debe realizarse un criterio razonable para la selección teniendo en cuenta:

- **Potencia:** tiene implicancias en el espacio físico a ocupar, en la cantidad de estructura de los paneles, en cantidad de cables, protecciones, etc. Paneles de mayor potencia y rendimiento garantizan la energía entregada y minimizan los costos de construcción.
- **Eficiencia:** solo una parte de la energía solar es convertida en energía eléctrica. El cociente entre la potencia de salida y la potencia entrante es la eficiencia del panel.
- **Efecto de la temperatura:** minimizar pérdidas por efecto de las temperaturas.
- **Protección ante inclemencias del clima:** granizo, tormentas, ráfagas, etc.
- **Referencia del fabricante:** debe poseer experiencia, tecnología y responsabilidad en el cumplimiento de plazos, estándares exigidos y de fabricación.
- **Disponibilidad en el mercado y precio.**

En el momento de elegir placas fotovoltaicas, las certificaciones de calidad que haya obtenido son uno de los aspectos más valorados. A continuación, haremos una breve reseña de las principales normativas aplicadas a los paneles solares para demostrar su potencia, durabilidad y seguridad.

IEC 61215: esta norma establece los requisitos para valorar el diseño y la homologación de módulos fotovoltaicos planos de silicio cristalino para uso terrestre. Sus pruebas son las mismas que debe superar cualquier modelo de panel solar para entrar en el mercado. En síntesis, incluye:

- Evaluaciones a nivel eléctrico (por ejemplo, resistencia de aislamiento).
- Pruebas mecánicas (como la carga de viento).
- Meteorológicas (por ejemplo, la resistencia a radiación ultravioleta).

IEC 61701: es el estándar aplicado a los paneles fotovoltaicos para probar su resistencia a la corrosión por niebla salina. Esto es particularmente importante para instalaciones ubicadas en zonas costeras.

IEC 62716: es la categoría de prueba para conocer el grado de resistencia a la corrosión por amoníaco (NH₃) disuelto en ambientes húmedos. En específico, es un estándar aplicado a paneles destinados a instalaciones vinculadas a la explotación avícola y ganadera.

IEC 61730: la norma IEC 61730 plantea los requisitos IEC para módulos fotovoltaicos terrestres limitados a una tensión máxima del sistema de corriente directa de 1.500 V. Más concretamente, a los de silicio cristalino o de película delgada. El estándar establece la evaluación de la calidad de la construcción del panel. Pero también prevé valorar su nivel de seguridad eléctrica, mecánica, térmica y de resistencia ante eventuales incendios.

El sello CE: es un requisito para todo tipo de componentes fotovoltaicos que quieran ser comercializados en los 27 países de la Unión Europea. Cuando un artículo exhibe la certificación Conformité Européenne (CE) indica que su diseño y elaboración cumplen las directivas y regulaciones de la Unión Europea.

IRAM 210013: establece los requerimientos para la calificación de diseño y la aprobación de tipo de módulos fotovoltaicos de uso terrestre, aplicable solo a módulos fotovoltaicos de silicio cristalino, sin concentración, y destinados al uso de largo plazo a la intemperie.

La secuencia de ensayos está orientada a determinar las características eléctricas y térmicas del módulo y demostrar, en la medida de lo posible y con razonables restricciones de costo y tiempo, que es capaz de soportar una exposición prolongada a la intemperie.

La norma IRAM 210013-21 establece los requisitos de seguridad eléctrica y de desempeño que deben cumplir los inversores que se usan en instalaciones para la conexión a la red de distribución de baja tensión. Y está basada en normas técnicas internacionales vigentes e implementadas. [...]

Algunos fabricantes:

Nacionales: SolarTec SA, Fiasa SA, LVenergy SA

Extranjeros: SunPower (Estados Unidos), JinkoSolar (China), TrinaSolar (China), JA Solar (China), Solar World (Alemania), Yingli Solar (China), Longi Solar (China), CanadianSolar (China), LG, AmeriSolar, Auxin Solar, Certainteed Solar, First Solar (Estados Unidos), SolarTech Universal (Estados Unidos), Tesla (Estados Unidos), Panasonic (Japón), Canadian Solar (Canada).

Tipos de paneles fotovoltaicos

Actualmente los paneles de silicio cristalino son los más utilizados y se dividen en dos categorías:

Silicio monocristalino (figura 17): los paneles monocristalinos están hechos de cristal de silicio de alta pureza. El lingote de silicio monocristalino es cilíndrico, con un diámetro de 13 a 20 cm y una longitud de 200 cm. Se obtiene a partir del crecimiento de un cristal filiforme en rotación lenta. Posteriormente, este cilindro se corta en obleas de 200-250 μm de grosor cuya superficie se trata para obtener "microsurcos" destinados a minimizar las pérdidas por reflexión.

La principal ventaja de estas células es la eficiencia (14 a 17%), junto con la larga duración y el mantenimiento de las propiedades a lo largo del tiempo (ABB 2011).

En la actualidad esa eficiencia se posiciona entre el 18 y 24%



FIGURA 17 - Panel de Silicio Monocristalino – Fuente: ABB

Silicio policristalino (figura 18): los cristales que componen las células se agregan adoptando formas y direcciones diferentes. De hecho, las iridiscencias características de las células de silicio policristalino están causadas por las diferentes direcciones de los cristales, comportándose de forma distinta frente a la luz. El lingote de silicio policristalino se obtiene a partir de la fusión y el colado del silicio en un molde con forma de paralelepípedo. Las obleas así obtenidas son cuadradas y presentan una estrías típicas de 1800-300 μm de grosor. Su eficiencia

es menor que la del silicio monocristalino (12 a 14%), pero su costo también lo es (ABB 2011).

En la actualidad, la eficiencia de conversión se encuentra en el rango del 15 % al 17 %.

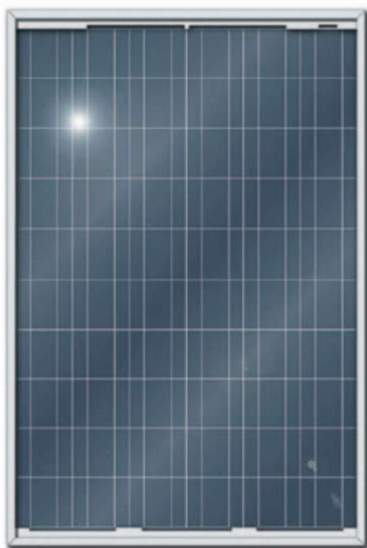


FIGURA 18 - Panel de silicio policristalino – Fuente: ABB

En la actualidad el mercado está dominado por la tecnología de silicio cristalino, que representa un 90% del sector. Se trata de una tecnología madura desde el punto de vista de la eficiencia obtenible y de los costes de fabricación y probablemente continuará dominando el mercado a corto-medio plazo.

9.5.2. Inversores:

El inversor convierte la salida de una serie de paneles o baterías de corriente continua en corriente alterna. Es el sistema de acondicionamiento y control energético que transforma la corriente continua en alterna y controla la calidad de la energía destinada a la red mediante un filtro L-C montado en el interior del propio inversor. La figura 19 muestra el esquema de conexión de un inversor. Los transistores, utilizados como conmutadores estáticos, se controlan mediante una señal de apertura-cierre que en su forma más simple proporcionaría una onda de salida cuadrada (ABB, 2011).

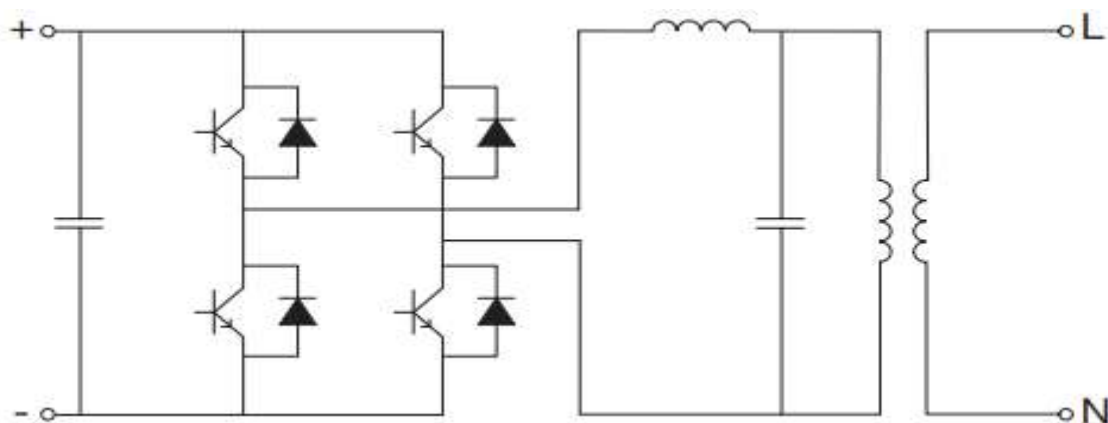


FIGURA 19: Esquema del principio de funcionamiento de un inversor - Fuente: ABB

Para que la onda sea lo más sinusoidal posible se utiliza una técnica más sofisticada, la modulación del ancho del pulso (PWM, Pulse Width Modulation) como muestra la figura 20. Esta técnica permite regular la frecuencia y el valor rms de la forma de onda de salida (ABB, 2011).

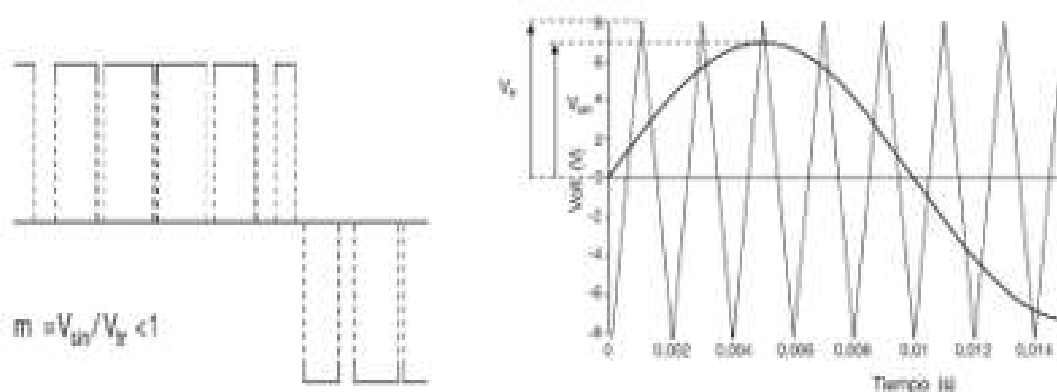


FIGURA 20 - Principio de funcionamiento de la tecnología PWM - Fuente: ABB

El control lógico del inversor debe incluir:

- Detección de falla a tierra del lado corriente directa.
- Detección de condiciones anormales de voltaje de línea, frecuencia o pérdida de fase.
- Desconexión por temperatura demasiado elevada.
- Desconexión durante las noches.

- Protección anti-isla¹³.
- Protección ante fenómenos transitorios de voltaje en el lado de CC y AC.

Además, debe extraer la máxima potencia de los paneles y para esto viene equipado con un elemento llamado seguidor de máximo punto de potencia (Maximum power point tracker), y se lo nombra comúnmente por sus siglas MPPT¹⁴.

La potencia suministrada por un generador FV depende del punto de la instalación en el que está operando. Para optimizar el suministro de energía de la planta, el generador debe adaptarse a la carga, de modo que el punto de funcionamiento corresponda siempre al punto de potencia máxima.

También se consiguen en el mercado paneles solares con el inversor incluido o microinversor, que es un pequeño dispositivo electrónico que se encuentra debajo de cada panel solar y convierte la corriente continua de ese panel en corriente alterna y tiene como principal ventaja la disminución de pérdida de generación de energía en caso de falla del inversor, sombra o disminución del rendimiento del panel.

Algunos fabricantes: Huawei, Sungrow, Growatt, AME, Sineng, Schneider Electric, Hitachi, Panasonic, TMEIC, Siemens, Victron, Toshiba, ABB, SMA.

9.5.3. Disposición del PSFV

Planta con un solo inversor (Figura 21): Esta disposición se utiliza en centrales pequeñas y con módulos del mismo tipo que tengan la misma exposición.

Existen ventajas económicas derivadas de la existencia de un solo inversor, en términos de reducción de la inversión inicial y de los costos de mantenimiento. Sin embargo, el fallo del inversor único provoca el paro de la producción de toda la planta. Además, esta solución no es la más indicada para aumentar el tamaño (y por lo tanto el pico de potencia) de la planta FV dado que aumentan los problemas

¹³ Protección Anti-isla: La instalación de generación deberá contar con protección antiisla. Ante la ausencia de tensión desde la red de suministro de la Distribuidora, el equipo generador dejará de energizar la red en un tiempo máximo de 0,2 segundos. Resolución 96 EPRE

¹⁴ El MPPT es un algoritmo de regulación que se encarga de conseguir el máximo aprovechamiento del recurso solar en lo que a la energía fotovoltaica se refiere. Calcula el valor instantáneo de la curva I-V ("tensión-intensidad") del generador al cual se produce la máxima potencia disponible.

de protección contra sobreintensidades y los problemas derivados de un sombreado diferente, es decir, cuando la exposición de los paneles no es la misma en toda la instalación.

El inversor regula su funcionamiento a través del MPPT, considerando los parámetros promedio de las cadenas conectadas al inversor; por lo tanto, si todas las cadenas se conectan a un único inversor, el sombreado o fallo de una cadena o parte de ella provoca una reducción mayor del rendimiento eléctrico de la central en comparación con otras disposiciones (ABB 2011).

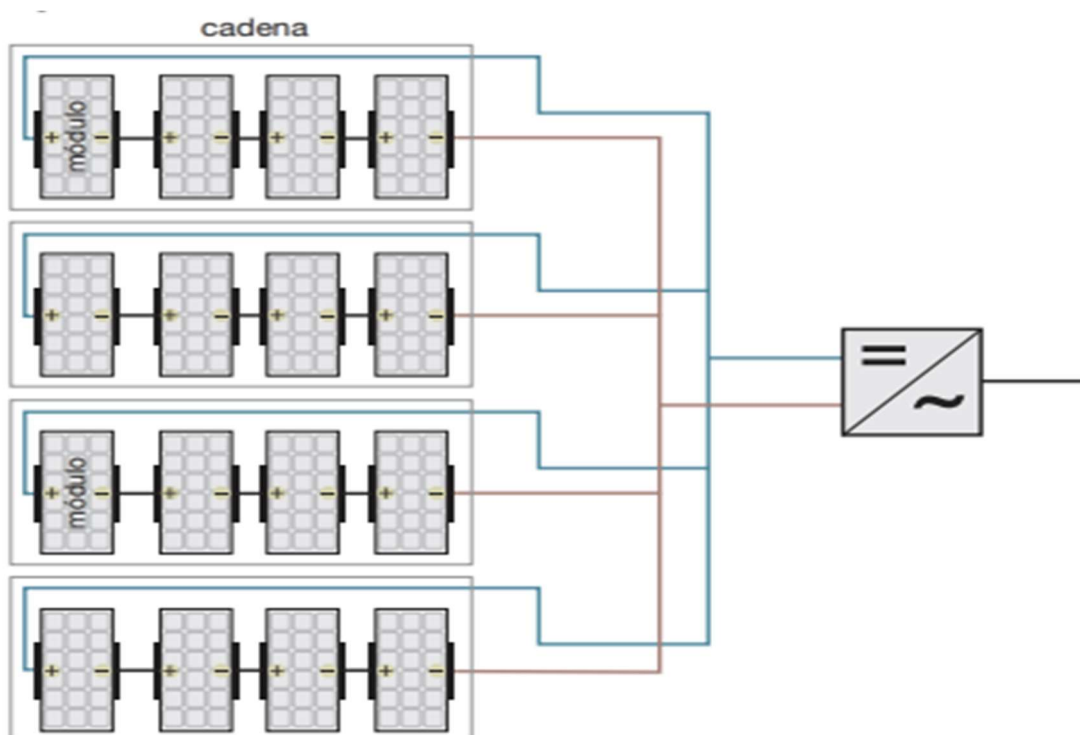


FIGURA 21 - Planta con un solo inversor – Fuente: ABB

Planta con un inversor por cadena (Figura 22): En plantas de tamaño medio, cada cadena puede conectarse a su propio inversor y así funcionar conforme a su propio punto de potencia máxima.

Con esta disposición, el diodo de bloqueo, que evita el flujo de corriente inversa hacia el generador fotovoltaico viene incluido normalmente en el inversor, que realiza directamente el diagnóstico de la producción proporcionando, además la protección contra sobrecargas y sobretensiones de origen atmosférico en el lado CC. Además, disponer de un inversor en cada cadena limita los problemas de

acoplamiento entre módulos e inversores y la reducción de rendimientos como consecuencia del sombreado o la exposición no uniforme. Por otra parte, es posible utilizar módulos con características diferentes en distintas cadenas para aumentar la eficiencia y fiabilidad de toda la planta (ABB 2011).

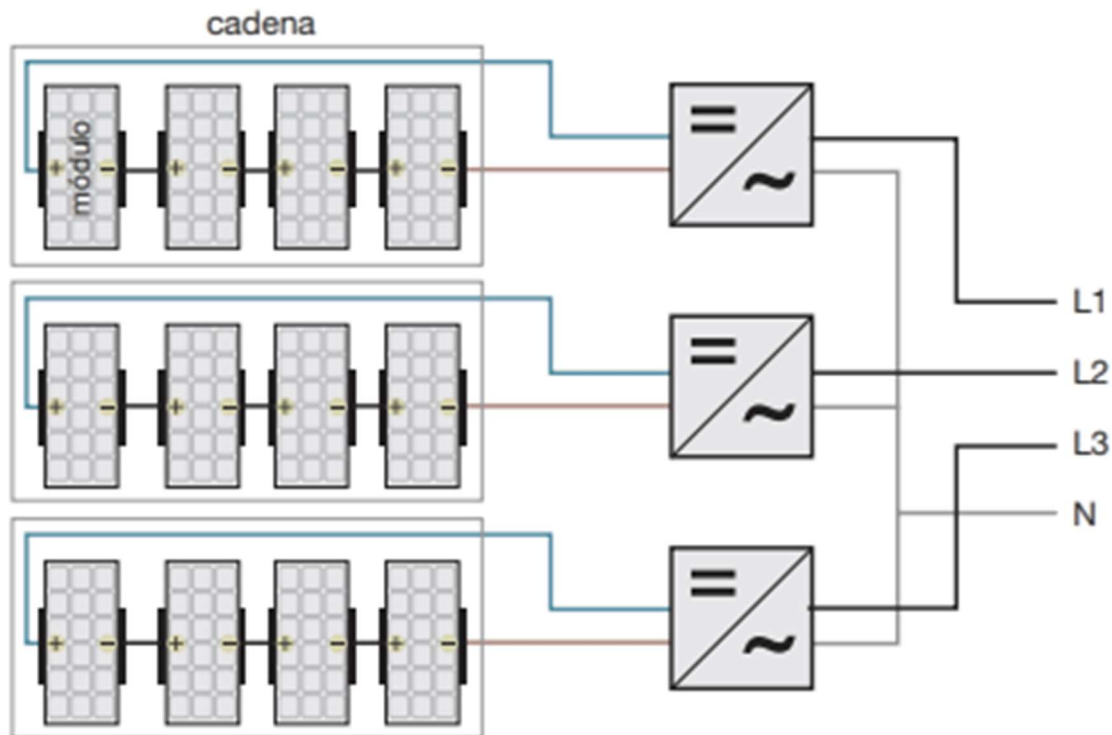


FIGURA 22 - Planta con un inversor por cadena – Fuente: ABB

Planta con varios inversores (Figura 23): En centrales de gran tamaño, generalmente se divide el campo FV en dos o más partes (subcampos), cada uno de ellos provisto de un inversor propio al que se conectan las distintas cadenas en paralelo. Comparada con la disposición antes descrita, esta hace un uso de un número menor de inversores, con la consiguiente reducción de los costes de inversión y mantenimiento. Sin embargo, se mantiene la ventaja de la reducción de los problemas causados por el sombreado y la exposición desigual de las cadenas, así como los debidos al uso de módulos diferentes, siempre que las cadenas de los subcampos, formadas con módulos idénticos y con la misma exposición, se conecten al mismo inversor. Es más, el fallo de un inversor no implica la pérdida de producción de toda la planta (como era el caso de la planta con un solo inversor), sino únicamente del subcampo afectado.

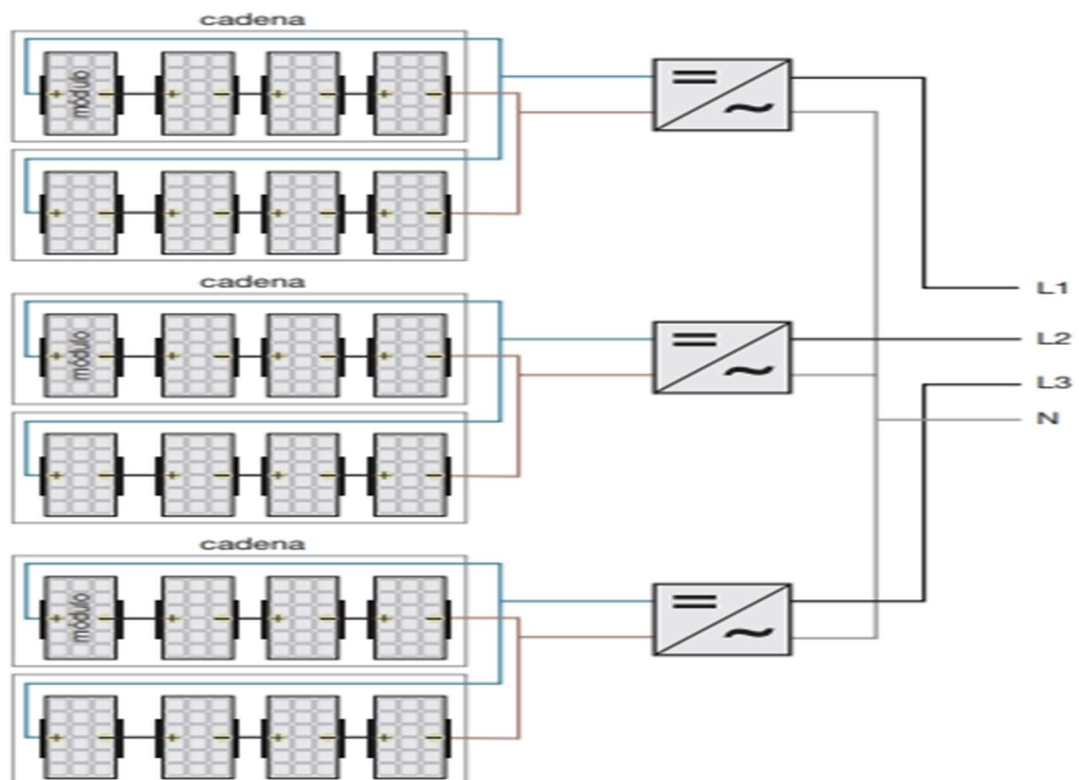


FIGURA 23 - Planta solar mixta – Fuente: ABB

9.6. Prototipo: Central solar de 12,960 kWp – ENERSA

Esta central instalada en un edificio de ENERSA se toma como prototipo del proyecto y está compuesta por 48 paneles solares de 270 W cada uno, los cuales se conectan a la red de energía eléctrica a través de dos inversores [Ver anexo B]. Los paneles tienen una inclinación de 25° y un acimut de 60° , determinados por la ubicación del techo del edificio tal como se aprecia en la Figura 24.



FIGURA 24 - Imagen aérea central fotovoltaica de ENERSA – Fuente: GoogleEarth

La Tabla N° 5 presenta los valores mensuales de energía generada por la central prototipo de 12,960 kWp, obtenidos a partir del medidor de generación instalado en cumplimiento de la Resolución N° 96 del EPRE [Ver anexo E]. En su artículo 15.1.3, “Pilar trifásico para potencias ≥ 10 kW y < 30 kW”, se establece que el pilar de medición de la central debe alojar los gabinetes destinados a la medición bidireccional y al medidor de generación.

VALORES DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN kWh/MES						
MES/AÑO	2018	2019	2020	2021	2022	2023
ENERO	2221	1684	1920	1842	1711	1840
FEBRERO	2004	1799	1840	1664	1674	1478
MARZO	1947	1679	1592	1331	1475	1504
ABRIL	1197	1155	1360	1314	1320	1264
MAYO	854	903	1153	1095	1070	920
JUNIO	1051	780	782	862	832	697
JULIO	768	912	983	1016	901	725
AGOSTO	1150	1351	1147	1351	1219	1169
SEPTIEMBRE	1541	1578	1435	1257	1486	1151
OCTUBRE	1766	1429	1685	1819	1660	1589
NOVIEMBRE	1773	1635	1869	1832	1857	1636
DICIEMBRE	2009	1851	1936	2009	1948	1556
TOTAL	18280	16756	17701	17391	17155	15528

TABLA 5 - Valores medidos de generación de energía – Fuente: ENERSA

En la Figura 25 se comparan los valores medidos en la central prototipo durante el año 2018 con los valores simulados mediante el software PVSyst.

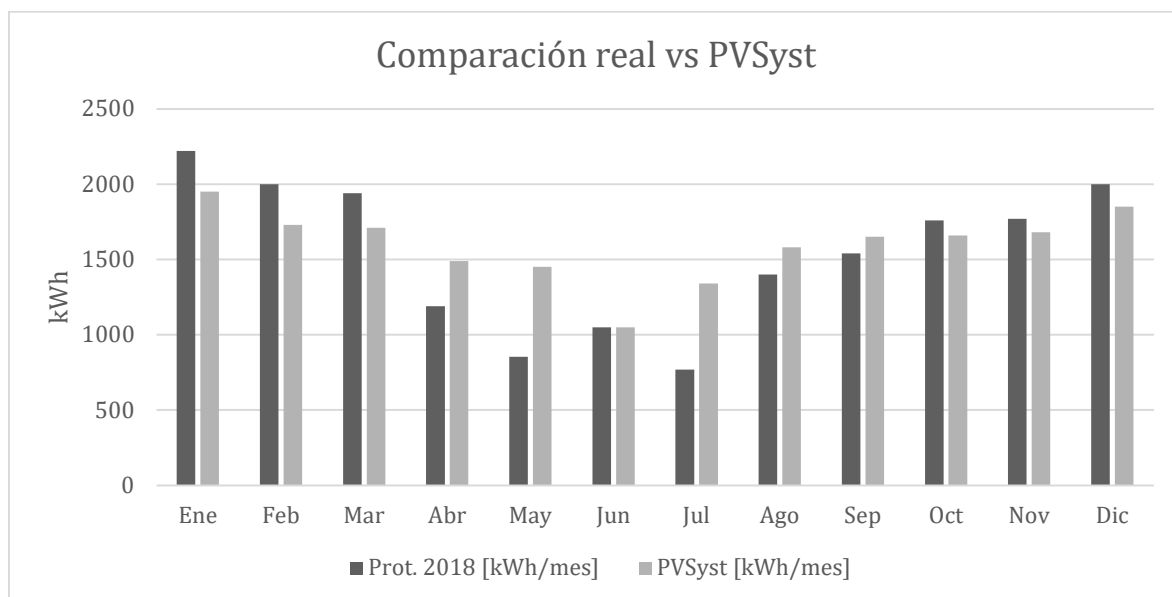


FIGURA 25 - Comparación de los valores medidos con los simulados con PVSyst

Diferencia anual: 4.18 %

Para cotejar los valores calculados con los medidos, se trató de aproximar a la situación actual utilizando un trabajo final de tesis de la Maestría en Energías Renovables del Mg. Ing. Cristian Wallace titulado “Cálculo y elaboración de los discos de irradiación solar para todas las provincias de la república argentina. Determinación de inclinaciones y orientaciones óptimas de instalaciones solares térmicas y fotovoltaicas” (Wallace, 2017).

Del mencionado trabajo se obtuvo la tabla N° 6, donde se observan los valores de corrección para un acimut de +60° en la latitud de 31.50° que corresponde al predio del INTA de Paraná y aproxima a la configuración de la central prototipo.

β°	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
0	1.00	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	1.00	1.00	0.99
5	1.00	1.00	1.00	1.01	1.03	1.04	1.03	1.02	1.01	1.00	1.00	0.99	1.01
10	0.99	1.00	1.01	1.03	1.08	1.08	1.07	1.05	1.02	1.00	0.99	0.99	1.02
15	0.98	0.99	1.01	1.05	1.09	1.12	1.10	1.07	1.03	1.00	0.98	0.98	1.03
20	0.97	0.98	1.01	1.06	1.11	1.15	1.13	1.08	1.03	0.99	0.97	0.96	1.04
25	0.95	0.97	1.01	1.06	1.13	1.17	1.15	1.09	1.03	0.98	0.96	0.94	1.04
30	0.93	0.96	1.00	1.06	1.14	1.19	1.17	1.08	1.02	0.97	0.94	0.92	1.03
35	0.91	0.94	0.99	1.06	1.15	1.20	1.18	1.09	1.01	0.95	0.91	0.90	1.02
40	0.88	0.91	0.97	1.05	1.15	1.21	1.18	1.09	1.00	0.93	0.89	0.87	1.01
45	0.85	0.90	0.95	1.03	1.14	1.21	1.18	1.08	0.98	0.91	0.86	0.84	0.99
50	0.82	0.86	0.92	1.02	1.13	1.20	1.17	1.06	0.95	0.88	0.83	0.81	0.97
55	0.79	0.83	0.89	0.99	1.11	1.19	1.16	1.04	0.93	0.86	0.80	0.78	0.95
60	0.75	0.79	0.86	0.97	1.08	1.17	1.14	1.02	0.90	0.81	0.76	0.74	0.92
65	0.71	0.76	0.83	0.93	1.07	1.15	1.11	0.99	0.86	0.78	0.72	0.70	0.88
70	0.68	0.72	0.79	0.90	1.03	1.12	1.08	0.95	0.83	0.74	0.69	0.67	0.85
75	0.64	0.68	0.75	0.86	1.00	1.08	1.04	0.92	0.79	0.70	0.65	0.63	0.81
80	0.60	0.64	0.71	0.82	0.96	1.04	1.00	0.88	0.75	0.66	0.61	0.59	0.77
85	0.56	0.60	0.67	0.78	0.91	1.00	0.96	0.83	0.71	0.62	0.57	0.55	0.73
90	0.52	0.56	0.63	0.73	0.86	0.95	0.91	0.78	0.66	0.58	0.53	0.51	0.69

TABLA 6 - Tabla de Transposición para diferentes orientaciones – Fuente: Wallace

Cálculo de la energía generada por el método de la potencia corregida.

$$T_p = T_a + \frac{(T_{ONC} - 20^{\circ}\text{C})}{800 \text{ W/m}^2} * G$$

$$G = I (\text{Wh/m}^2/\text{día}) / H_s/\text{día}$$

$$Ep [\text{Wh/día}] = F_s * P_{\text{max}} * H_{\text{sequiv}} * [1 + \chi (T_p - 25^{\circ}\text{C})]$$

T_p = temperatura del panel ($^{\circ}\text{C}$);

T_a = temperatura ambiente ($^{\circ}\text{C}$);

T_{ONC} = Temperatura de operación de la celda ($^{\circ}\text{C}$);

G = irradiancia incidente (W/m^2);

P_{max} = potencia máxima de la célula (W);

χ = coeficiente de temperatura a máxima potencia de la célula ($^{\circ}\text{C}^{-1}$);

H_{sequiv} = cantidad de horas al día en las que la radiación solar sería equivalente a 1000 W/m^2 (condición estándar).

Con los datos proporcionados por la NASA a través de la plataforma NASA POWER Data Access Viewer, y mediante la aplicación del método de la potencia corregida, se calcula la energía generada por la central prototipo, a partir de lo cual se elabora la Tabla 7.

Lat -31,6068												
Long -58,4855	Enero	Feb	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept	Oct	Nov	Dic
Numero de días/mes	31,0	28,0	31,0	30,0	31,0	30,0	31,0	31,0	30,0	31,0	30,0	31,0
Radiacion [kWh/m ² /día]	5,77	5,29	5,15	4,56	3,99	3,51	3,75	4,32	5,11	5,04	5,45	5,60
Temperatura [°C]	26,90	25,60	22,80	19,60	15,70	12,60	11,70	13,90	16,80	19,70	23,10	25,50
Hs de Sol/día	13,95	13,18	12,28	11,32	10,53	10,13	10,30	10,98	11,88	12,83	13,70	14,17
Irradiancia Wh/m ²	413,62	401,52	419,22	402,47	379,11	346,69	364,08	393,26	430,13	392,99	398,10	395,34
Temperatura del panel [°C]	39,82563	38,14742	35,90057	32,1773	27,5471	23,43416	23,07743	26,18939	30,24171	31,98079	35,54069	37,85445
Energía gen p/panel [Wh/d]	1174,258	1084,461	1064,696	956,5497	853,7064	763,2246	816,0734	928,3616	1081,196	1059,422	1129,635	1149,37
N° de paneles	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48
Energía Total / Día	56364,38	52054,13	51105,4	45914,39	40977,91	36634,78	39171,52	44561,36	51897,42	50852,25	54222,5	55169,77
Energía Mensual [kWh]	1747,296	1457,516	1584,267	1377,432	1270,315	1099,043	1214,317	1381,402	1556,923	1576,42	1626,675	1710,263
Asimut 60° [kWh]	1659,931	1442,94	1600,11	1446,303	1384,644	1230,929	1335,749	1478,1	1603,63	1592,184	1594,141	1676,058
Medido en prototipo	2221	2004	1947	1197	854	1051	768	1150	1541	1766	1773	2009

TABLA 7 - Calculo Método Potencia Corregida

- Valores medidos de energía anual generada para el año 2018: 18281 kWh
- Valores calculados de energía anual generada por método de la potencia corregida: 18044 kWh

Menos del 2% de diferencia

Conclusión: los valores calculados con el método de la potencia corregida están próximos a los valores medidos, motivo por el cual lo tomamos como un método seguro de cálculo.

9.7. PSFV como estrategia de mejora en la calidad del producto

La metodología de mejoramiento del perfil de tensión con generación distribuida utilizando la tecnología fotovoltaica, está implícita en varios proyectos, como los trabajos realizados por Gabriel Gareis y otros (Gareis Gabriel, Nicolás Budini, Juan José Stivanello, Maximiliano Hammerly, Alejandro Nakasone, Facundo Cuestas, Marcos Benito, Gabriel Parody, Carlos Maché. 2018), Ulises Manassero y otros (López, Marelli, Ghisolfi, Regalini, & Manassero, 2018), Matías Balarsina y otros (Barlasina, Ghisolfi, Ledesma, Cea, & Manassero, 2018), etc.

Instalar centrales fotovoltaicas en un nodo del sistema mejora el nivel de tensión de la red eléctrica. Diversos estudios afirman que tener líneas largas presentan el inconveniente de que, en época de verano con máxima demanda de potencia, los niveles de tensión estén fuera de banda permitida (mala calidad de producto técnico) en las localidades más alejadas de la generación (Bruna & Cadena, 2015).

Vale aclarar que la utilización de energía fotovoltaica a gran escala está técnicamente limitada por la incertidumbre en la intermitencia de la producción. De hecho, la red de distribución eléctrica nacional puede aceptar una cantidad limitada de potencia entrante intermitente, superada, pueden producirse problemas graves en la estabilidad de la red, problema que no será abordado en este proyecto. El límite de aceptación depende de la configuración de la red y del grado de interconexión con las redes próximas, es decir, centrales de baja potencia distribuidas en distintos puntos del sistema amortiguaría este problema y no sería amenaza en la estabilidad de este (CAMMESA, 2022).

En el trabajo de Gareis y otros se estudió la conexión de una planta solar fotovoltaica (PSFV) a la red de subtransmisión, que provee energía eléctrica a la ciudad de Federación, provincia de Entre Ríos, Argentina. Se modeló la red en estado estacionario utilizando software de la empresa Siemens. Se analizaron los flujos de potencia del sistema, las cargas en las líneas y los perfiles de tensión por barra. Para ello, se diseñaron y analizaron seis variantes de PSFV de 1MW, comparando las topologías de inversores (centralizada y descentralizada), con tres

tecnologías de módulos fotovoltaicos (FV), siendo: silicio policristalino, silicio monocristalino y telurio de cadmio. Los diseños fueron modelados con el software PVSyst, obteniendo la energía anual inyectada a la red, el factor de rendimiento y las pérdidas de las diferentes configuraciones. Se concluyó que la variante más conveniente de PSFV es la topología descentralizada con módulos FV de silicio policristalino (Gareis et al., 2018, p1).

Se demostró la posibilidad de conexión de una PSFV de 1 MW al alimentador Federación en un día de máxima demanda, destacándose un nivel de penetración de 13,24% en horario pico, produciendo un alivio de carga en el tramo principal del alimentador de 6%. El perfil de voltaje mejora considerablemente, siendo mayor a 0.85 pu para demanda máxima. Con respecto a un día de demanda media, no se observaron sobre tensiones en ningún tramo del alimentador, contribuyendo al alivio de carga de las líneas (Gareis et al., 2018, p10).

Manassero y otros proponen una metodología para determinar los módulos de potencia y la prioridad de ingreso de un conjunto de proyectos de parques fotovoltaicos a instalarse en redes de subtransmisión de 33 kV. Dentro de los criterios técnicos utilizados para evaluar la operación estable de los parques, se calculan las variaciones rápidas de potencia generada como consecuencia de la intermitencia del recurso solar y se simulan luego las fluctuaciones de tensión ocasionadas por las mismas sobre los nodos de la red.

Los estudios de inserción de PSFV se realizaron sobre la red de subtransmisión en 33 kV que abastece la región sureste del delta entrerriano comprendido por el departamento de Ibicuy de la Provincia de Entre Ríos. Esta red de subtransmisión se vincula a la ET Gualeguaychú 132/33/13,2 kV y constituye la red de 33 kV más extensa de la Provincia, con una longitud aproximada de su troncal de 110 km. La topología de la red es netamente radial, sin existir alternativas de vinculación con otras líneas de 33 kV, por lo cual presenta instalados juegos de reguladores de tensión a los fines de compensar los importantes déficits de reactivo ocasionados por las caídas de tensión significativas derivadas de la alta impedancia de la red. En todos los nodos, el acceso de generación conlleva aportes de potencia reactiva que se traducen en una mejora global de los perfiles de tensión del

subsistema y por ende brindan soporte de compensación de tensión (Manassero et al., 2018).

9.8. PSFV como estrategia en la reducción de pérdidas técnicas

Las pérdidas técnicas en la red eléctrica se refieren a la energía que se pierde en el sistema de transmisión y distribución de electricidad debido a las características físicas y operativas de los componentes de la red. Estas pérdidas son inevitables, aunque se pueden minimizar mediante un diseño y el mantenimiento adecuados de la infraestructura. Las principales causas de las pérdidas técnicas son:

- Pérdidas resistivas o de conducción (I^2R): estas pérdidas ocurren debido a la resistencia de los conductores en las líneas de transmisión y distribución. La corriente eléctrica que fluye a través de los conductores genera calor, lo que resulta en una pérdida de energía. La magnitud de estas pérdidas depende de la resistencia de los conductores y la intensidad de la corriente.
- Pérdidas por transformación: en el proceso de transformación de voltajes en subestaciones, se producen pérdidas causadas por la resistencia en los circuitos magnéticos y eléctricos del transformador. Aunque los transformadores son eficientes, siempre existe una pequeña cantidad de energía que se pierde principalmente en forma de calor.
- Pérdidas en los equipos de distribución: los interruptores, fusibles, y otros componentes eléctricos de la red también tienen pérdidas, aunque generalmente menores en comparación con las pérdidas resistivas.
- Pérdidas por corrientes parásitas: en las líneas de transmisión, a veces se producen corrientes parásitas debido a efectos como la inducción electromagnética. Esto genera una pérdida adicional de energía.
- Pérdidas en reactancias (inductivas y capacitivas): las líneas de transmisión y los transformadores pueden tener efectos reactivos que generan pérdidas adicionales, especialmente cuando la carga no es puramente resistiva.

MARCO METODOLÓGICO

10. DISEÑO DE UN PSFV DE 1 MWp en PEDERNAL

Con el objetivo de desarrollar las energías renovables en la provincia de Entre Ríos, es clave identificar los desafíos que se deben enfrentar y contribuir consistente y sustancialmente a mitigar los efectos adversos causados por el calentamiento global.

Por consiguiente, la relevancia del proyecto radica, por un lado, en el hecho de que la Ley Provincial N° 10.933 promueve la transformación de la matriz energética de la provincia de Entre Ríos, con el objetivo primordial de incrementar, de manera progresiva y continuada, la presencia de fuentes, tecnologías y procesos con huella de carbono neutra o negativa en concordancia con los Objetivos de Desarrollo Sostenibles y la Agenda 2030 de la Organización de Naciones Unidas.

Por otro lado, ENERSA¹⁵, que tiene como misión promocionar el uso racional de los recursos energéticos, en un marco de responsabilidad social y desarrollo sostenible, posee en el centro-este de la provincia un sistema de líneas eléctricas rurales muy extensa de demanda estacional. Dicha demanda se incrementa exponencialmente desde el mes de octubre hasta el mes de abril, básicamente por dos actores principales, el riego arrocerero y la industria avícola, lo que conlleva a que sus líneas rurales pasen de transportar unos pocos vatios a megavatios, con la consecuente caída de tensión.

Se debe agregar que la energía generada en la planta será comercializada por la empresa distribuidora provincial ENERSA sin participación de CAMMESA.

Seleccionar los elementos que constituyen la instalación es compleja debido a la gran cantidad de productos, con distintas características, que ofrece el mercado. El objeto de este punto no es evaluar a todos los fabricantes, ni mucho menos a todos los productos que estos ofrecen, sino que, desarrollar el análisis técnico a partir de los paneles e inversores adquiridos por Enersa en la Licitación

¹⁵ ENERSA (Energía de Entre Ríos, Sociedad Anónima) nace el 3 de mayo de 2005 mediante disposición del Gobierno de la Provincia de Entre Ríos, quien le otorga la concesión para la prestación del Servicio Público de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica en el área de cobertura correspondiente.

N° 2024-0404: Adquisición de 2 MW en Paneles Fotovoltaicos, y la Licitación N°2024-0400: Adquisición de 2 MW en Inversores para proyectos fotovoltaicos.

10.1. Ubicación geográfica del PSFV

El proyecto se desarrollará en el km 223 de la Ruta Nacional N.º 14, en las cercanías del acceso a la localidad de Pedernal, como se muestra en la Figura 26.



FIGURA 26 - Imagen aérea – Fuente: GoogleEarth

Pedernal es una localidad y comuna de 2ª categoría del distrito Yerúa del departamento Concordia en la provincia de Entre Ríos, República Argentina. Se halla a 1 km de la ruta nacional 14, la cual es su principal vía de comunicación, vinculándola al norte con Concordia y al sur con Colón. Georreferenciada con las coordenadas: 31°39'34.99"S - 58°14'10.38"O

La localidad se formó a partir de la estación Pedernal del ferrocarril, alrededor de la cual hacia 1908 se asentó la colonia judía Santa Isabel, con colonos

provenientes del área de Basavilbaso y la población de la jurisdicción de la junta de gobierno era de 648 personas según el censo de octubre de 2010 (Wikipedia 2024).

La zona permitió además de los habituales productos de granja, el desarrollo de cítricos y forestales. Este último acarreó a la instalación de aserraderos que contribuye en gran porcentaje a la actividad económica de la zona.

Es sabido que la cantidad de horas de sol en Pedernal depende de la estación del año. En la zona elegida la cantidad de horas de sol en invierno alcanzan a 10,30 h y en verano a 14 h. Por otra parte, la radiación promedio anual recibida es de 5,35 kWh/m²/día. Como es de esperar, el valor máximo de este parámetro se alcanza en diciembre, cuyo valor asciende a 7.00 kWh/m²/día, lo que permite asegurar altos rendimientos de producción energética.

10.2. El sistema eléctrico

El estudio de la instalación de un PSFV en el acceso a Pedernal parte de la necesidad de mitigar problemas técnicos en el suministro eléctrico de las industrias y residencias de la localidad y zonas aledañas que se manifiestan en época de verano, cuando el sistema eléctrico se encuentra en su máxima capacidad operativa y la tensión disminuye producto del aumento de la demanda.

En la figura 27 se aprecia el desplazamiento de la curva de demanda para el mes de febrero con respecto al mes de junio, manteniendo la forma de dos jorobas producto del horario de trabajo de los aserraderos, pero con una diferencia de aproximadamente 40% superior para el mes de verano.

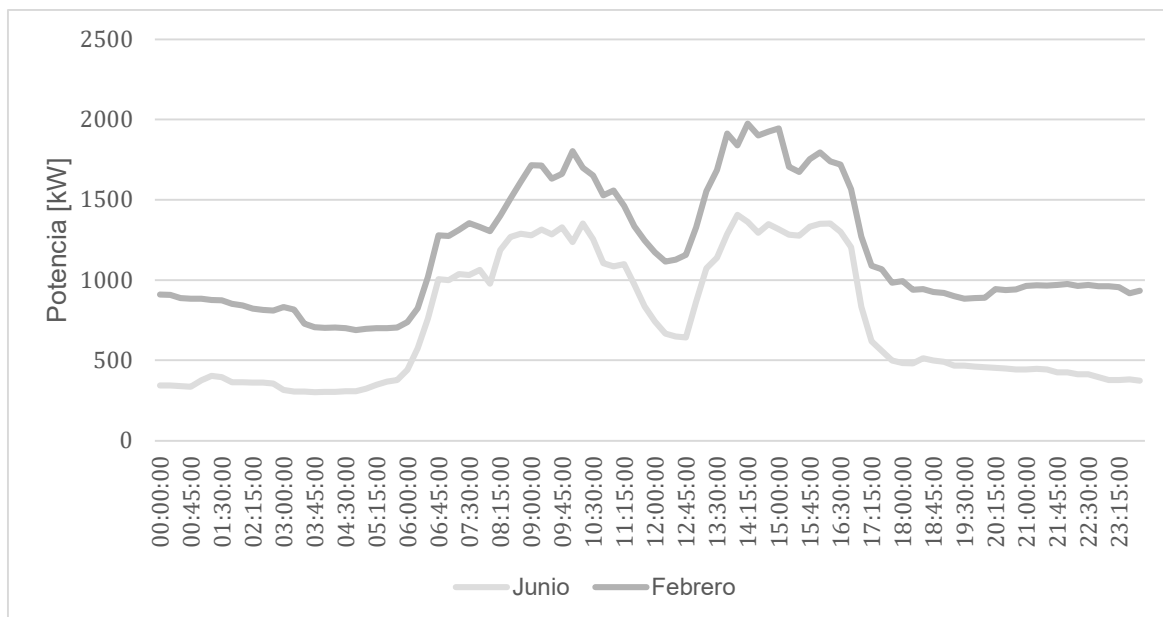


FIGURA 27 - Demanda Febrero/Junio distribuidor Pedernal – Fuente: ENERSA

Para continuar en contexto y justificar el lugar donde se propone la instalación del PSFV, es necesario describir el sistema eléctrico que suministra energía a dicha región. Pero, es importante aclarar que es un modelo que puede repetirse en sistemas similares, de los tantos que posee la distribuidora de energía de la provincia.

El PSFV se conecta al sistema de ENERSA por medio de la línea de media tensión Pedernal, en el nivel de 13.2 kV a través de un transformador elevador. En las proximidades de la instalación se encuentra el polo productivo de la zona formado por cuatro aserraderos que demandan el 80 % de la energía eléctrica que transporta la LMT.

La LMT Pedernal vincula la SET Humaitá con la SET Nueva Escocia, que llevan los nombres de las localidades donde se encuentran emplazadas. Tiene una extensión, sumadas las derivaciones, superior a los cincuenta kilómetros y conecta los centros urbanos Humaitá, Colonia San Gregorio, Pedernal y Clodomiro Ledesma como muestra la figura 28.



FIGURA 28 - Distribuidor Pedernal – Fuente: Imagen aérea/GoogleEarth

Por otro lado, la LMT Pedernal tiene una topología mallada como se observa en la figura 29, pero generalmente la configuración es en forma radial debido a que conviene a la operación y calidad del servicio: La configuración del sistema la define el “Centro de Control Operativo”, en siglas CCO. En sistemas de topología radial y de grandes extensiones es probable que, en cola de línea presente un perfil de tensión bajo en momentos de máxima demanda, por ejemplo, en picos de consumo de verano.

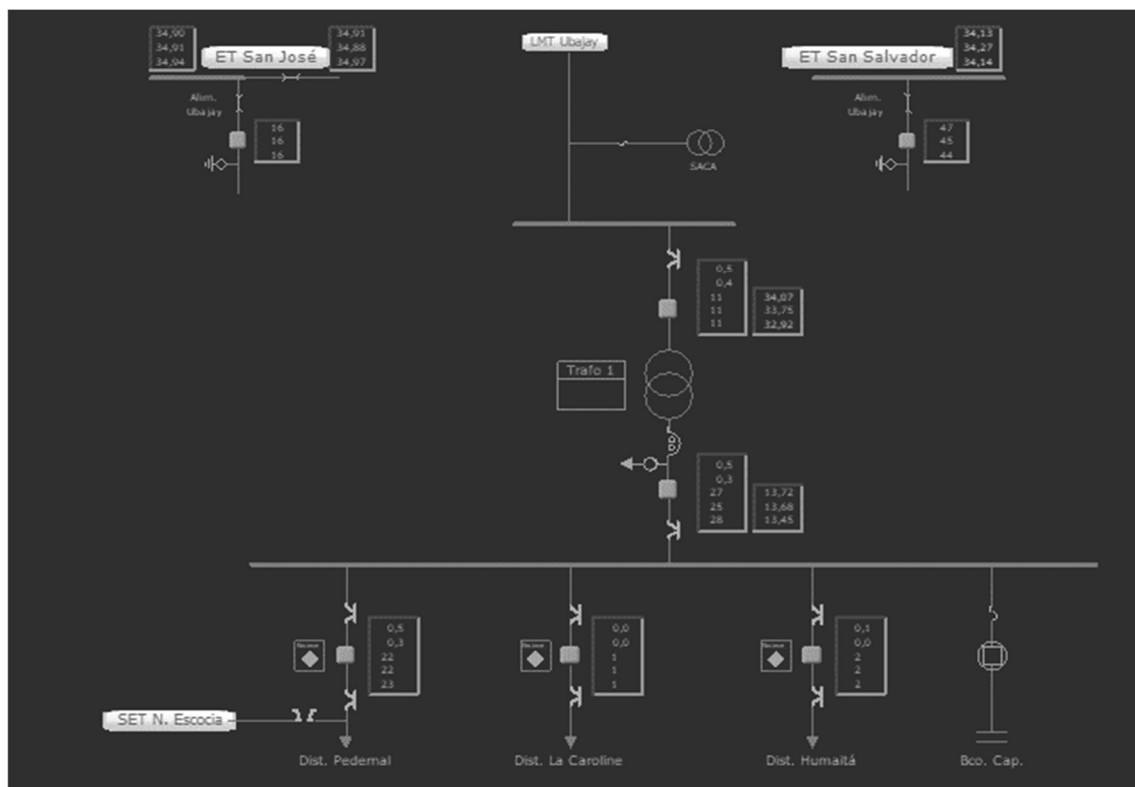


FIGURA 29 - Unifilar SET Humaitá – Fuente: CCO/ENERSA

Así mismo, la SET Humaitá está vinculada a las Estaciones Transformadoras de 132 kV a 33 kV(ET) de San Salvador y San Jose mediante la LMT Ubajay que opera con un nivel de tensión de 33 kV. Este sistema anillado aumenta la confiabilidad del servicio. La figura 30 muestra el unifilar de la estación transformadora de San Salvador donde se puede apreciar la vinculación de la LMT Ubajay a la barra de 33 kV.

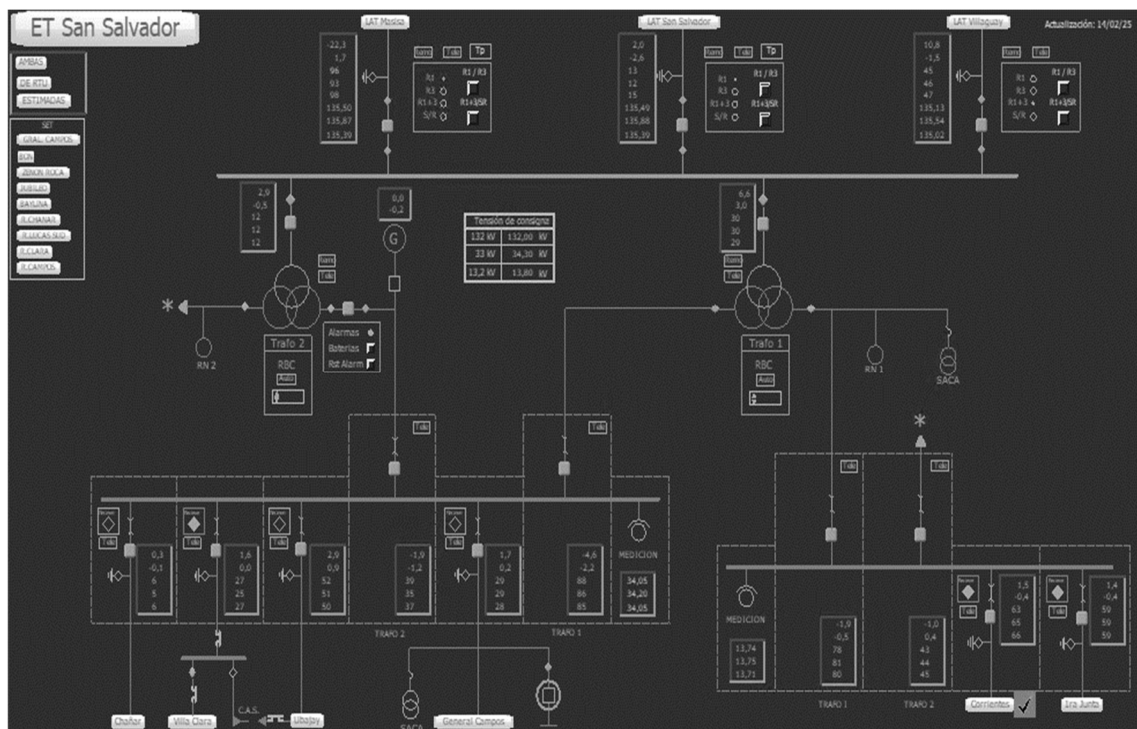


FIGURA 30 - Unifilar ET San Salvador – Fuente: CCO/ENERSA

En cuanto a los perfiles de tensión, en la figura 31 se realiza un comparativo de los valores de tensión a la salida de la LMT Pedernal para los meses de junio y febrero, donde se puede observar valores de tensión inferiores para el mes incluido en la estación de verano, producto del aumento de la demanda del sistema eléctrico de la región ocasionado, principalmente, por el riego arrozero y las granjas avícolas.

En virtud de lo expresado y teniendo en cuenta que los valores de tensión para los meses de invierno están dentro de la banda permitida, sumado a que no se registran reclamos en la base de datos de la distribuidora, se desestima el análisis para esta época del año.

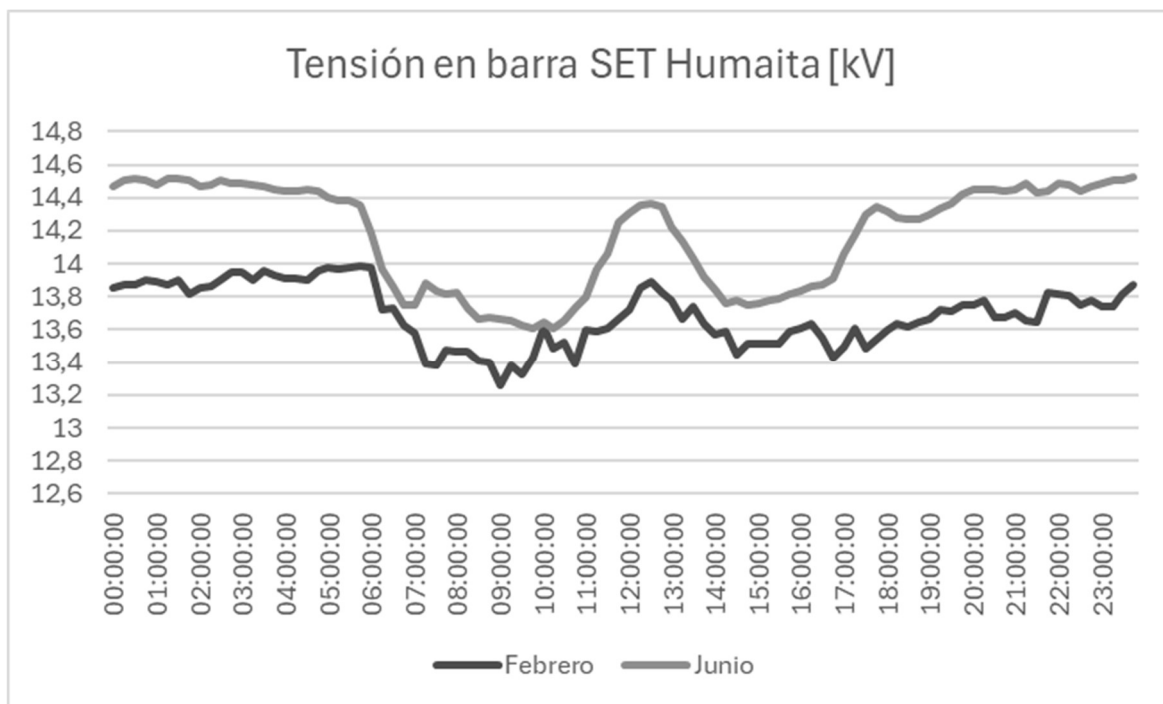


FIGURA 31 - Perfiles de tensión SET Humaitá Febrero/Junio – Fuente: ENERSA

Adicionalmente y como dato de referencia, cabe mencionar que la potencia promedio que opera la ET San Salvador que es la encargada del primer escalón de reducción de tensión del sistema donde se vincula la LMT Pedernal y cuya potencia instalada es de 45 MW, es para el periodo invernal de 15 MW promedio y de 40 MW promedio para el estival como muestran las figuras 32 y 33.

Esto pone a claras, que el sistema tiene una marcada demanda estacional con un notable incremento en los meses de verano y que repercute en los valores de tensión.

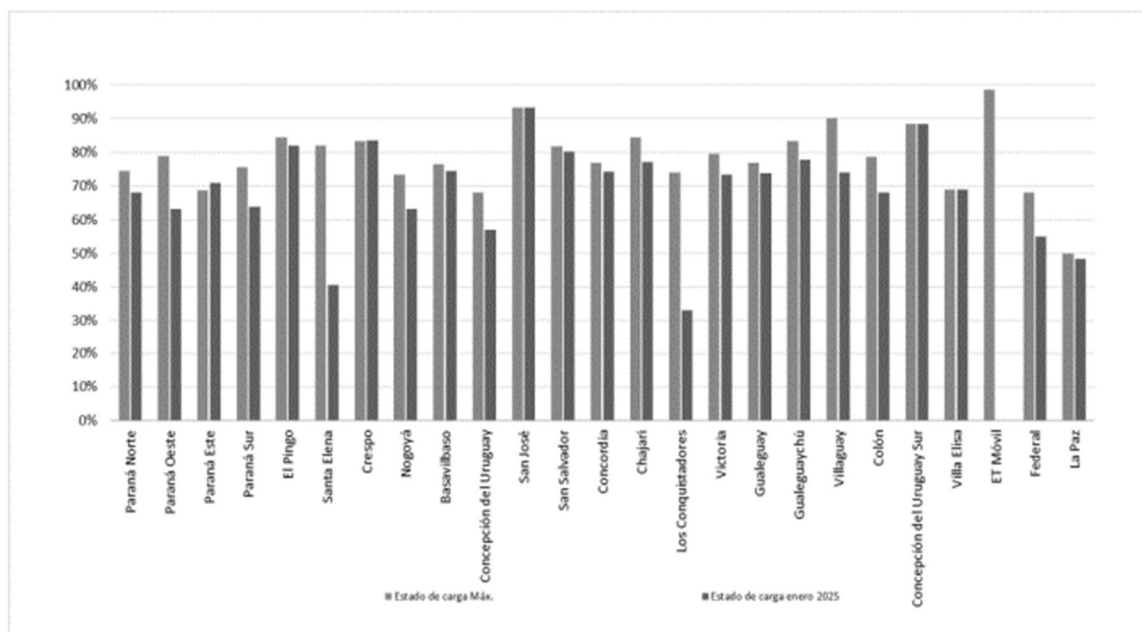


FIGURA 32 - Estado carga enero 2024 ET SS – Fuente: ENERSA

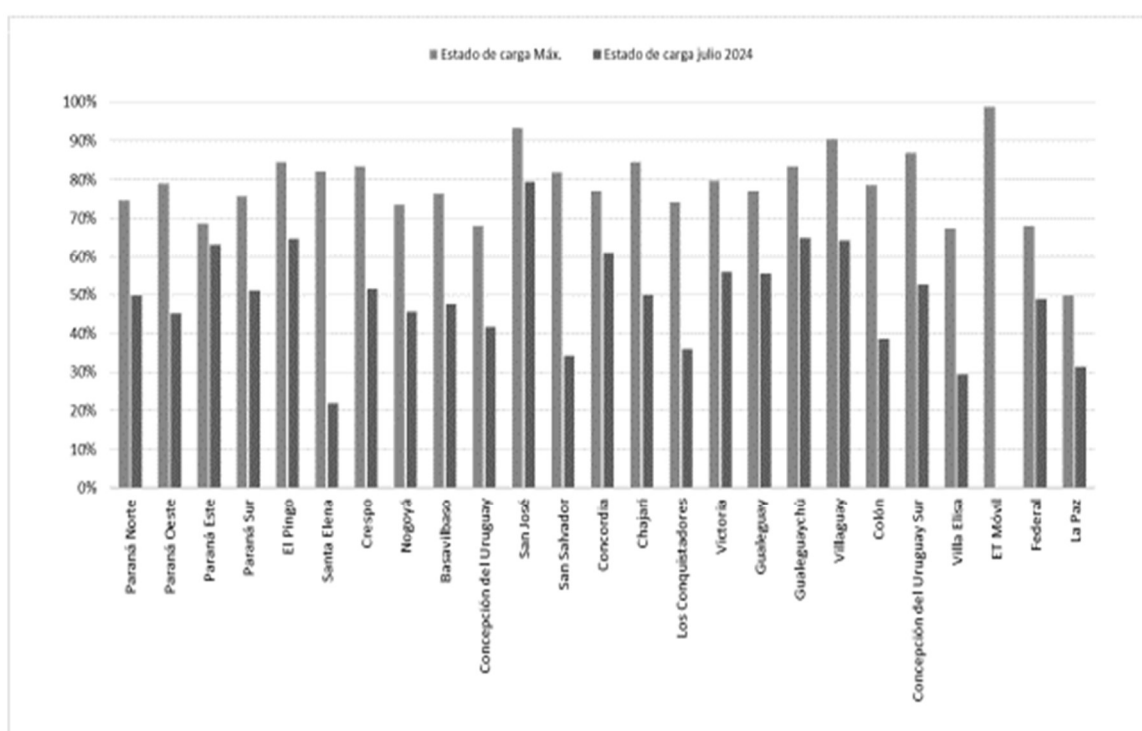


FIGURA 33 - Estado de carga Julio 2024 ET SS – Fuente: ENERSA

El elevado recurso solar disponible durante los meses de verano, coincidente con el incremento de la demanda eléctrica, posiciona a los sistemas fotovoltaicos (PSFV) como una alternativa factible para la inversión en energías renovables en la provincia de Entre Ríos.

10.3. Paneles solares

Los paneles solares adquiridos por Enersa son el modelo TSM-DEG19RC.20 de la marca Trina Solar. De rango de potencia de 555-575 wp, 21.3% de eficiencia y un menor coeficiente de temperatura de -0,34%. Ficha técnica en ANEXO C.

Trina Solar fue fundada en 1997 por Gao Jifan. Hasta el año 2000 China estaba retrasada en el sector de las células solares, mientras que Japón, Estados Unidos y Europa se encontraban a la cabeza del mercado. Trina Solar ha sido pionera en el sector y ha ayudado a cambiar la tendencia del mercado, pasando rápidamente de ser una de las principales empresas fotovoltaicas de China a convertirse en un líder mundial en tecnología solar y en el mayor fabricante de fotovoltaica del mundo. En la actualidad, cuenta con una nueva tecnología, con paneles de más de 725 W y una eficiencia del 23,3 %, que ofrecen mayor potencia de salida, rendimiento energético y fiabilidad.

10.4. Inversores

Los inversores adquiridos por Enersa son los SUN 2000 – 100 KTL – M1 de 100 kWp de potencia de la firma china Huawei. ANEXO C.

La historia de Huawei comenzó en los humildes confines de una pequeña oficina, donde un puñado de soñadores compartían la visión de conectar el mundo de maneras que solo podían imaginar.

En el corazón de una nación que palpita con la promesa del progreso y el eco de la tradición, nació una visión en la mente de un soñador intrépido. Ren Zhengfei, un ingeniero visionario con un espíritu indomable se encontraba en la encrucijada de su destino, armado con nada más que su ingenio, determinación y un humilde capital. En 1987, en el umbral de una era digital que apenas despuntaba, Zhengfei fundó Huawei, una compañía destinada a desafiar los límites de lo posible y a redefinir el paisaje de la comunicación global.

A medida que la narrativa de Huawei se tejía a través de los circuitos y señales de las telecomunicaciones, un nuevo capítulo se comenzaba a escribir bajo el sol. Mirando más allá del horizonte digital, Huawei extendió su visión innovadora

hacia el sector solar y fotovoltaico, marcando su entrada en la cruzada global por la sostenibilidad y la energía renovable. Con la misma determinación y espíritu pionero que definió su incursión en las telecomunicaciones, Huawei se embarcó en una misión para revolucionar la manera en que el mundo captura y utiliza la energía del sol.

10.5. Posición de los paneles

A partir de los datos suministrados por la NASA, accesibles mediante la plataforma POWER Data Access Viewer y teniendo en cuenta un dato importante como menciona Vicente Mascarós Mateo en el libro Gestión del montaje [...] que dice: “la inclinación del módulo fotovoltaico no debe ser menor a 15° para permitir que la suciedad acumulada sobre la superficie sea retirada por el agua de lluvia”. Se concluye que la inclinación óptima para el caso en estudio es de 16° y orientados hacia el norte con un acimut de 0° para no desaprovechar energía generada.

La Tabla 8 presenta los valores de irradiación solar, expresados en kWh/m²/día, correspondientes a cada mes y para distintos ángulos de inclinación respecto de la superficie horizontal.

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0°	6.90	5.75	5.66	3.75	2.97	2.44	2.79	3.56	4.75	5.43	6.62	6.99
16°	6.72	5.83	5.41	4.27	3.64	3.08	3.39	4.20	5.22	5.59	6.51	6.75
31°	6.26	5.54	5.43	4.52	4.05	3.51	3.97	4.56	5.38	5.45	6.05	6.17
46°	5.42	5.03	5.17	4.53	4.23	3.73	4.20	4.66	5.23	5.02	5.34	5.35
90°	2.15	2.38	2.99	3.22	3.39	3.16	3.52	3.49	3.38	2.52	2.18	2.06
Optimo	6.90	5.82	5.66	4.55	4.24	3.76	4.13	4.67	5.38	5.59	6.63	6.99
Ang Óp.	1.00	10.00	25.00	39.00	50.00	54.00	53.00	44.00	31.00	16.00	3.00	8.00

TABLA 8 - Radiación Mes/Angulo. Fuente: NASA

10.6. Cálculo de la potencia inyectada por el PSFV

Para determinar la disminución de la caída de tensión, y reducción de perdidas técnicas, se calcula la energía inyectada por el PSFV con los datos de los paneles solar fotovoltaicos adquiridos en la última licitación para el programa GenER, utilizando el método de la potencia corregida verificado en la central prototipo de ENERSA y cuyas ecuaciones son:

Temperatura del panel $T_P = T_a + [T_{ONC} - 20^\circ \text{ C}] \times G / 800 \text{ (W/m}^2\text{)}$

G = Irradiancia [W/m^2]

T_{ONC} = Temperatura Nominal de Operación de la Célula

T_a = Temperatura ambiente

Potencia inyectada: $P = P^{STC} \times G \times [1 + \delta (T_P - 25^\circ \text{C})] / 1000 \text{ [W/m}^2\text{]}$

P^{STC} = Potencia del panel

δ = Coeficiente de variación de temperatura.

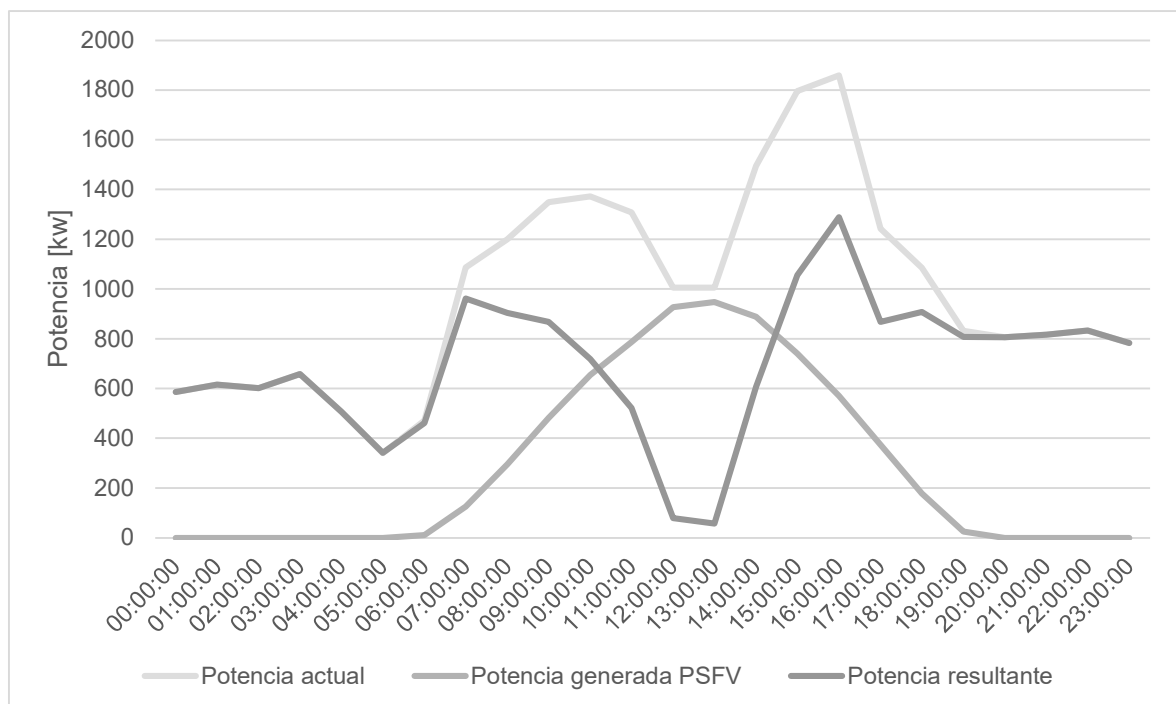


FIGURA 34 - Curvas demanda y generación – Fuente: Propia

En la figura 34, se observa la curva de generación de energía eléctrica del PSFV, en forma de campana, que se caracteriza por su forma simétrica, donde el máximo o cresta se aprecia pasado el mediodía porque los paneles están orientados hacia el norte. Luego se percibe la curva de demanda actual obtenida de la base de datos de Enersa y como demanda resultante, la curva calculada por diferencia de las anteriores y que sería la energía provista finalmente, por el sistema eléctrico interconectado provincial.

10.7. Disposición del PSFV

Cuando los paneles solares se conectan en serie, el positivo de un panel se conecta al negativo del siguiente, se suma el voltaje de cada panel para obtener el voltaje total de la cadena. Por lo tanto, se necesita saber cuántos paneles solares se van a conectar en serie y esto depende de la capacidad del voltaje de entrada del inversor.

Dimensionamiento por voltaje:

$$V_{\max} = V_{oc} \cdot [1 + (T_{\min} - 25) \cdot \beta]$$

$V_{\max}$ = voltaje máximo del panel

V_{oc} = voltaje en circuito abierto en condiciones estándar (STC)

$T_{\min}$ = temperatura mínima del panel (°C)

25 = temperatura de referencia (STC)

β = coeficiente de variación de tensión por temperatura (1/°C)

- Número máximo de paneles solares = Voltaje máximo de entrada de inversor /
Voltaje máximo del panel

Dimensionamiento por corriente:

$$I_{\max} = I_{sc} \cdot [1 + (T_{\max} - 25) \cdot \alpha]$$

$I_{\max}$ = corriente máxima del panel

I_{sc} = corriente de cortocircuito en condiciones estándar (STC)

$T_{\max}$ = temperatura máxima del panel ($^{\circ}\text{C}$)

25 = temperatura de referencia (STC)

α = coeficiente de variación de la corriente por temperatura ($1/^{\circ}\text{C}$)

- Número máximo de cadenas = Corriente de entrada máxima / Corriente máxima del panel

En la tabla 9 se presentan los valores de temperatura promedio para cada mes del año y se representa gráficamente en la figura 35.

Mes	Ene	Feb	Mar	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agos	Sept	Oct	Nov	Dic
Temp ($^{\circ}\text{C}$)	26,51	25,28	22,68	19,07	14,84	12,13	11,36	13,1	15,26	18,62	21,65	24,59

TABLA 9 - Temperatura a 2 m de la superficie – Fuente: NASA

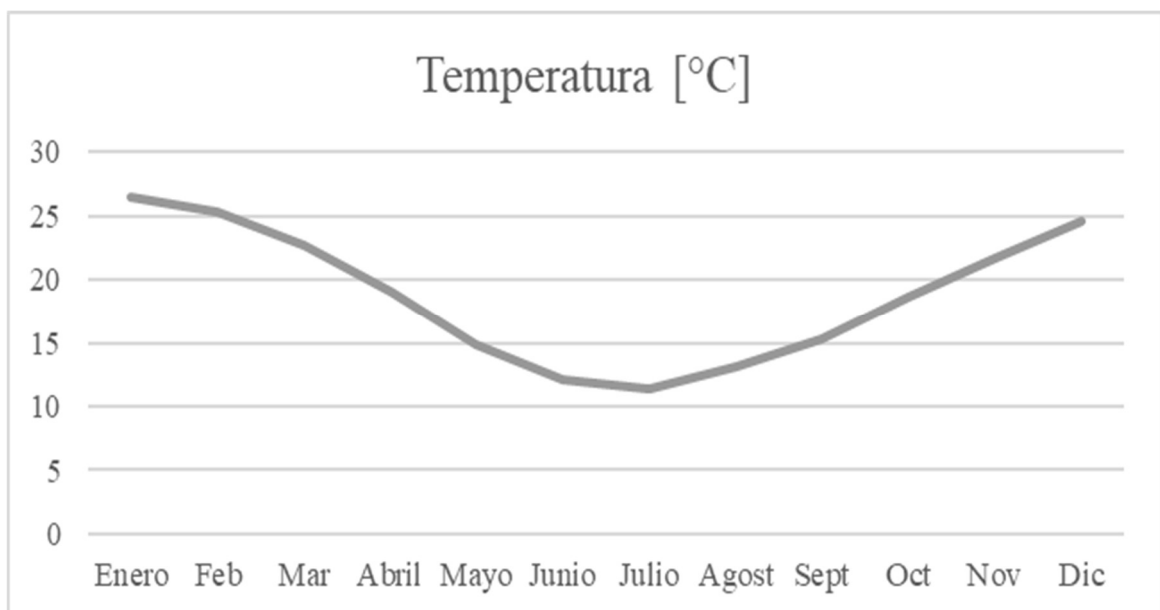


FIGURA 35 – Temperatura a 2 m de la superficie – Fuente: NASA

Las temperatura mínima calculada del panel ronda los 2.12°C y se registra el 8 de julio del 2024, cuando la temperatura ambiente fue de 0.56°C y la irradiación estuvo cerca de 55 W/m^2 , por lo tanto, el voltaje máximo del panel es de $= 48.41 \text{ V}$ “ $(45.8 \text{ V} * (1 + (2.12^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}) * - 0.0025/^{\circ}\text{C}))$ ”.

La tensión máxima de entrada del inversor SUN 2000–100 KTL es de 1100 volts, por consiguiente, el número máximo de paneles por cadena es 22 unidades.

Este proyecto propone 18 paneles por cadena, lo que arroja una tensión de entrada aproximada de 850-900 volts.

La cantidad de cadenas por entrada va a depender de la corriente máxima que el panel puede generar, sumado a la corriente máxima admitida en la entrada del inversor que es de 40 amperes.

La temperatura ambiente máxima se registró en el 2 de febrero del 2024 a las 13 Hs y fue de 37.75°C, deduciendo una temperatura de panel de 67.84 °C. Por lo que la corriente máxima del panel =16.12A “15.85A (1+(67.84°C-25°C) 0.0004/°C”. Este último dato, habilita a dos cadenas por cada entrada del inversor.

En resumen, la configuración final tentativa se presenta en la Figura 36.

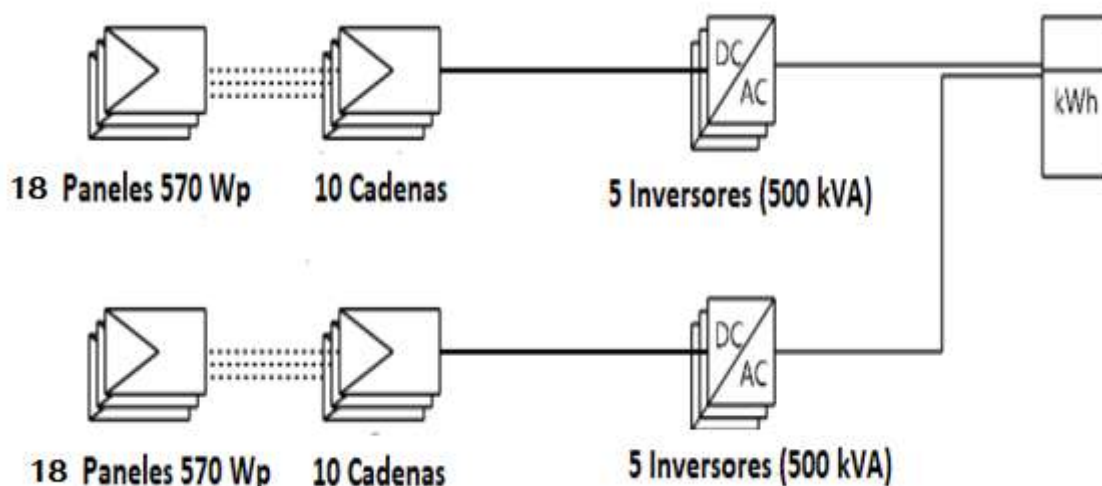


FIGURA 36 - Configuración campo solar

10.7.1. Espacio entre cadenas

El Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, en su documento de octubre de 2011, describe de manera simplificada el procedimiento para calcular la distancia entre cadenas de módulos fotovoltaicos, a fin de evitar interferencias que afecten el correcto funcionamiento de la central, considerando los parámetros indicados en la Figura 37.

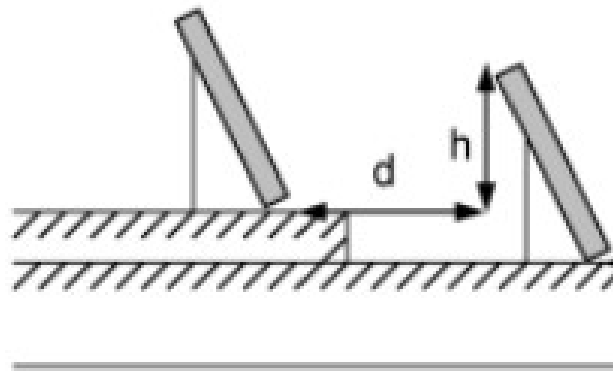


FIGURA 37 - Distancias entre estructuras - Fuente: IDAE.

Longitud panel [L]: 2.38 metros

Altura [h] para una inclinación de 16° : $h = L \sin 16^\circ = 0.66$ metros

$d = h * k$ $k = 1 / \operatorname{tg}(61^\circ - \text{latitud})$; $k = 1 / \operatorname{tg}(61^\circ - 31^\circ)$; $k = 1.73$

La distancia de separación resultante es 1.15 metros - Adoptamos $d = 1.3$ metros.

10.8. PSFV como estrategia de mejora del nivel de tensión de red eléctrica

En la semana del 5 al 9 de febrero de 2024 se registraron altas temperaturas que causaron un gran consumo eléctrico. A raíz de ello se registraron valores elevados de potencia, llegando el miércoles 7 al pico máximo histórico de 1007,5 MW en el sistema de la provincia de Entre Ríos.

La Figura 38 muestra las curvas de demanda de la semana analizada, donde se evidencia que los máximos de consumo se producen durante las horas posteriores al mediodía.

Ver anexo D – Demanda marzo 2025

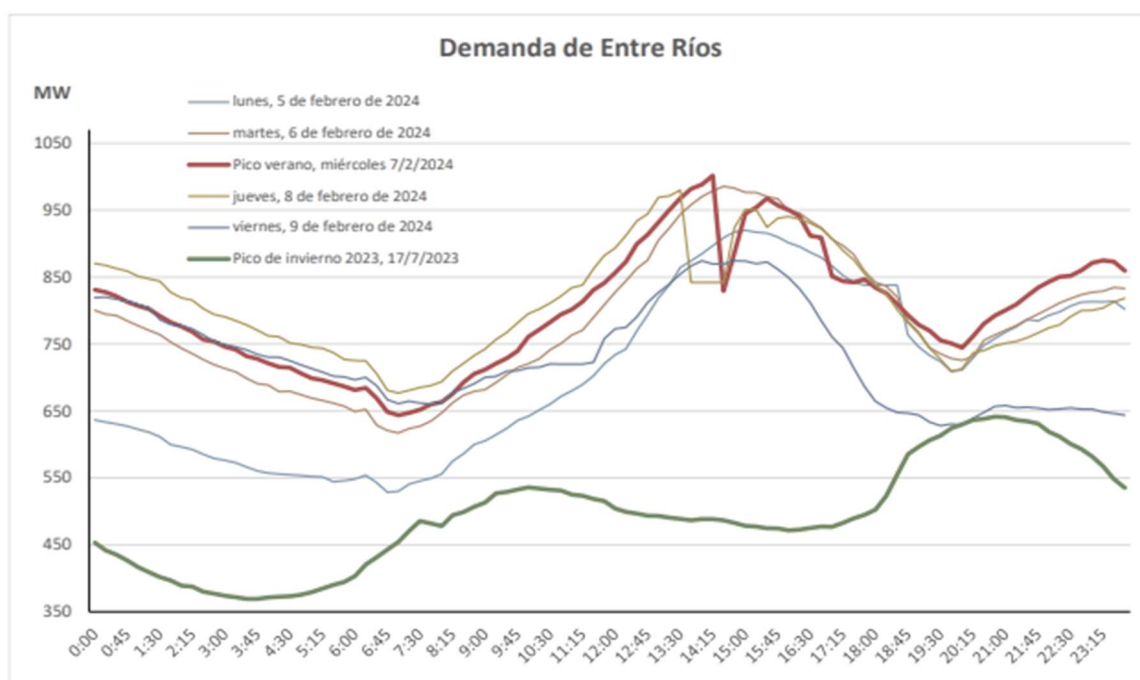


FIGURA 38 - Curva demanda 5 al 9 FEB 24. Fuente: ENERSA

Ese 7 de febrero, la tensión en la cola de línea del distribuidor Pedernal como en la mayoría de los distribuidores rurales quedo por debajo de la banda permitida por las Normas de Calidad y Servicios Públicos que estipula un valor mínimo de 12.20 kV. Registrando a las 16:00 hs valores de tensión en cola de línea de 11.99 kV como se aprecia en la figura 39.

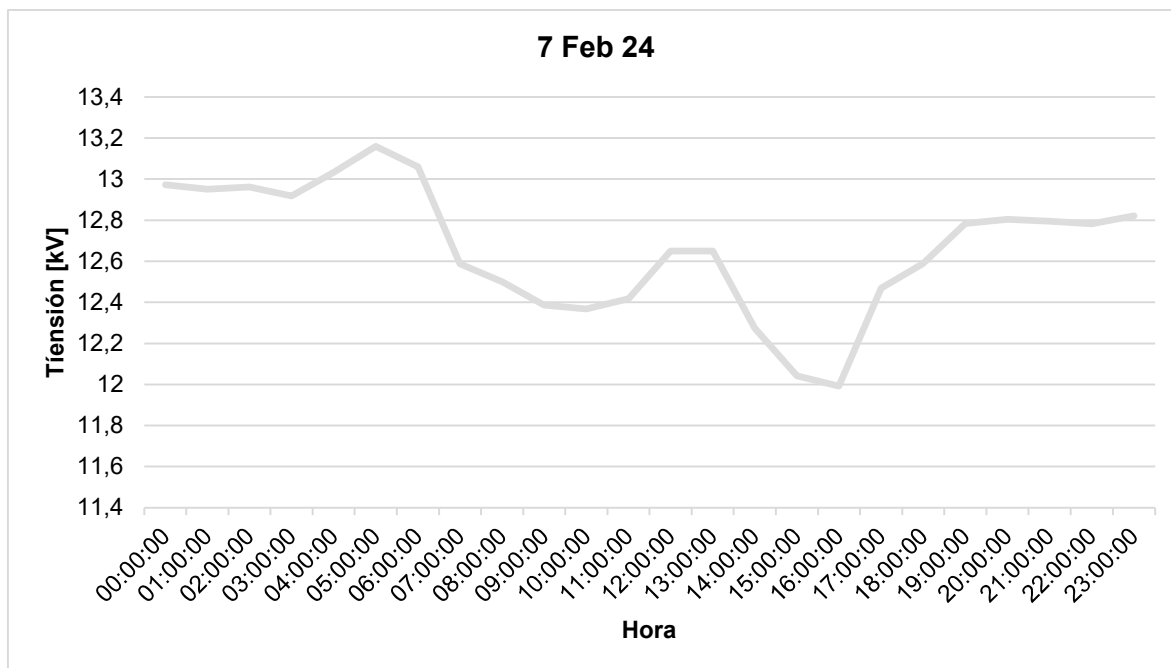


FIGURA 39 - Curva perfil de tensión Distribuidor Pedernal – Fuente: ENERSA

La incorporación de un sistema fotovoltaico (PSFV) permite aprovechar la alta irradiación registrada durante los meses de verano. Al conectarse en el extremo de una línea radial, contribuye a disminuir la caída de tensión provocada por la elevada impedancia característica de líneas largas, asegurando además que los perfiles de tensión se mantengan dentro de los valores admisibles.

En la figura 40, en base a los cálculos realizados, se observa como la inyección de energía desde el otro extremo de la línea disminuye la caída de tensión, y deja dichos valores dentro de la banda permitida. Esta disminución de caída de tensión está directamente relacionada con la distribución de la demanda entre ambas fuentes de energía, por un lado, la actual SET vinculada al sistema interconectado eléctrico de la provincia y por otro, al otro extremo de la línea, el PSFV. Este comportamiento ratifica una de las principales ventajas de la generación distribuida que es tener centrales en los centros de carga.

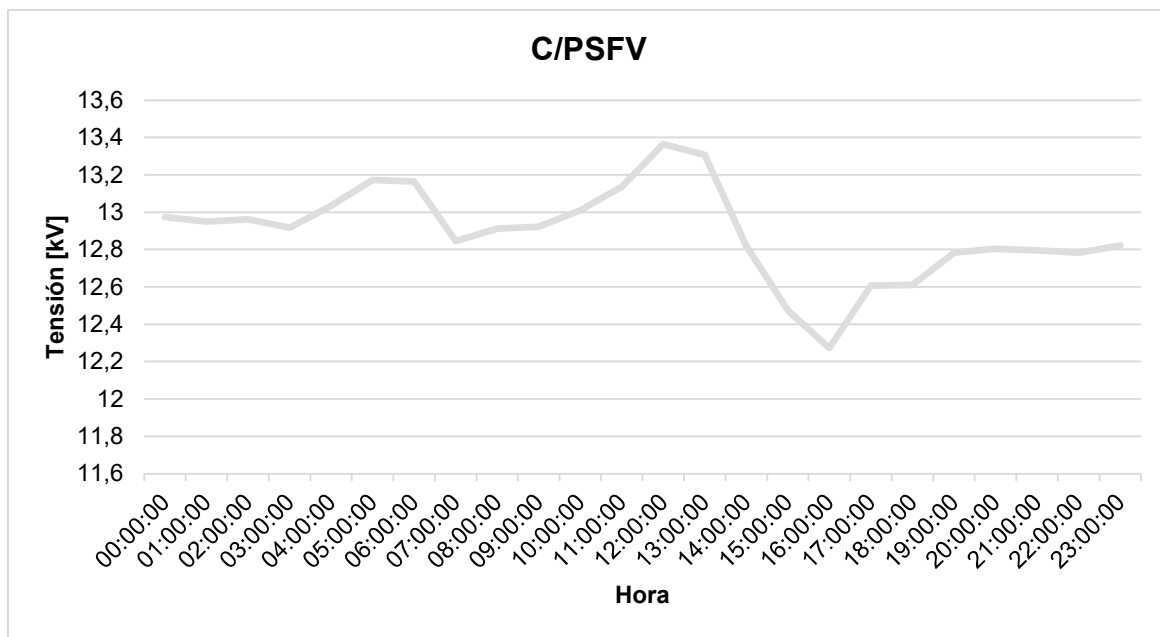


FIGURA 40 - Valores de tensión con el PSFV vinculado al Dist. Pedernal

El análisis determinó que el nivel de energía inyectada por el PSFV de 1 MW de potencia alcanza a levantar la tensión a valores deseados y ante una desconexión inmediata, el nivel de voltaje no descienda considerablemente.

Como resultado, se encontró factible la aplicación de generación distribuida, presentándose como una alternativa a corto plazo para mitigar el estado crítico que posee el Distribuidor Pedernal y otros distribuidores de similares características.

10.9. Planta fotovoltaica como estrategia para disminuir pérdidas técnicas

Factores que influyen en las pérdidas técnicas:

- Distancia de transmisión: a mayor distancia entre el punto de generación y el punto de consumo, mayores serán las pérdidas debido a la resistencia y reactancia de las líneas.
- Sección del conductor: un conductor de mayor sección tiene menor resistencia y, por lo tanto, menor pérdida de energía.
- Carga del sistema: las pérdidas técnicas se incrementan con el aumento de la corriente que circula por la red. A medida que la carga crece, también lo hacen las pérdidas.

En resumen, las pérdidas técnicas son inevitables y dependen principalmente de la resistencia de los conductores, la distancia de transmisión y las características de los transformadores y otros equipos de la red eléctrica.

La Figura 41 representa la curva de carga actual, sin la interconexión del parque solar, así como la curva resultante en el caso de contar con un sistema fotovoltaico de 1 MWp conectado a la línea, ambas referidas al sistema eléctrico de ENERSA.

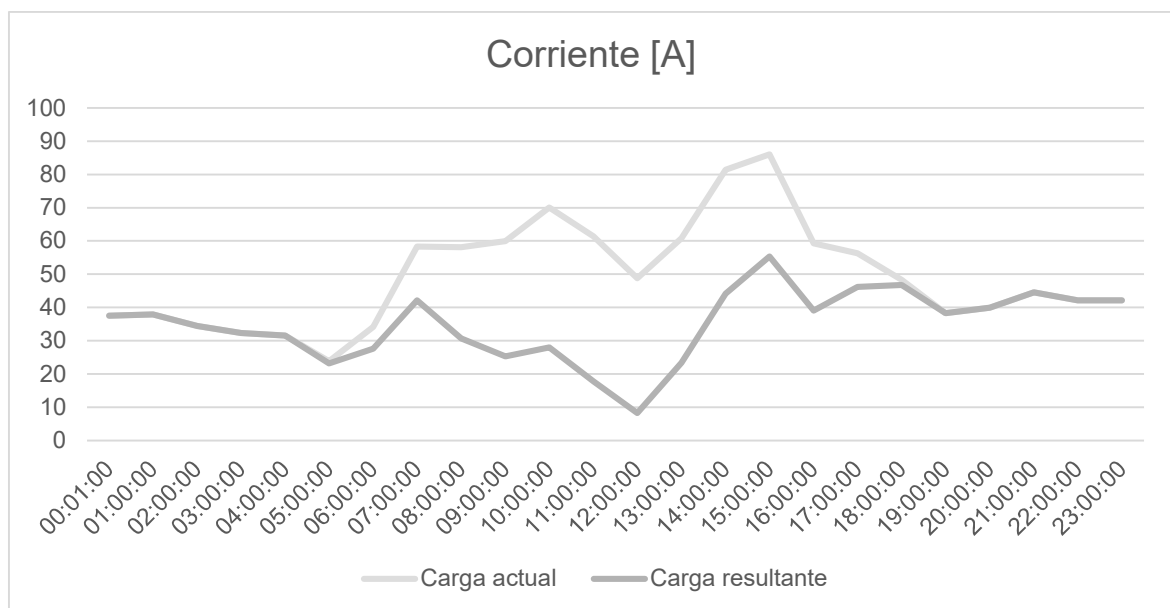


FIGURA 41 - Curva comparativa de demanda – Fuente: Propia

Las pérdidas técnicas sin PSFV interconectado, representan 1200 kWh promedio por día para los meses de la temporada estival de acuerdo con los cálculos realizados con datos extraídos de la distribuidora de energía eléctrica. Asimismo, dichas pérdidas son proporcionales al valor cuadrático de la corriente, tal como se muestra en la Figura 42.

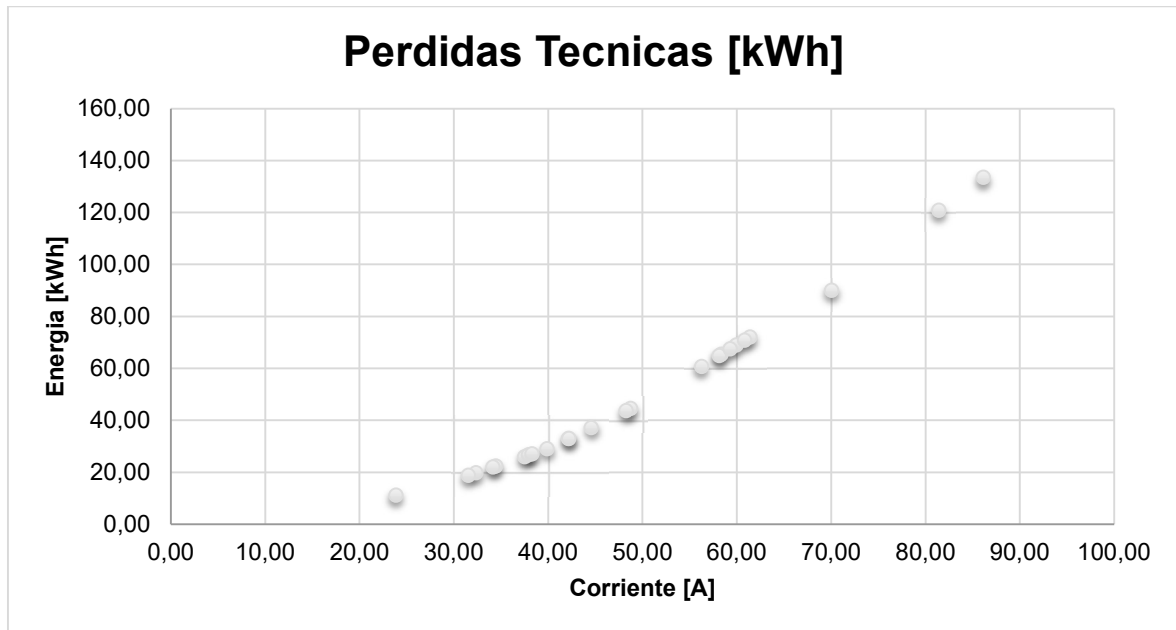


FIGURA 42 - Perdidas técnicas Distribuidor Pedernal – Fuente: ENERSA

Ahora bien, este trabajo se dirige a la reducción de las pérdidas resistivas o de conducción (I^2R), que varían con el cuadrado de la corriente y dependen de la resistencia del conductor. Esta última tiene relación directa con la sección y sobre todo la longitud del conductor. Se aprovecha una de las ventajas de la generación distribuida que es la instalación de centrales cerca de los centros de consumo, lo que lleva a la reducción de la resistencia, por un lado y por otro lado disminuir los picos de carga.

A partir de las curvas de cargas y características técnicas de la red eléctrica obtenidas de la base de datos de ENERSA, se estimará la reducción de las pérdidas técnicas del sistema planteando dos escenarios:

En el primer escenario, el sistema fotovoltaico (PSFV) suministra la totalidad de la energía generada al centro de carga, situado a corta distancia. En

estas condiciones, se desprecian las pérdidas vinculadas a la corriente inyectada por el PSFV, al asumirse una resistencia de conductor nula.

Las pérdidas técnicas con PSFV interconectado a la línea, representan 600 kWh en promedio por día para los meses de verano. Una disminución del 50 % que se aprecia gráficamente en la figura 43.

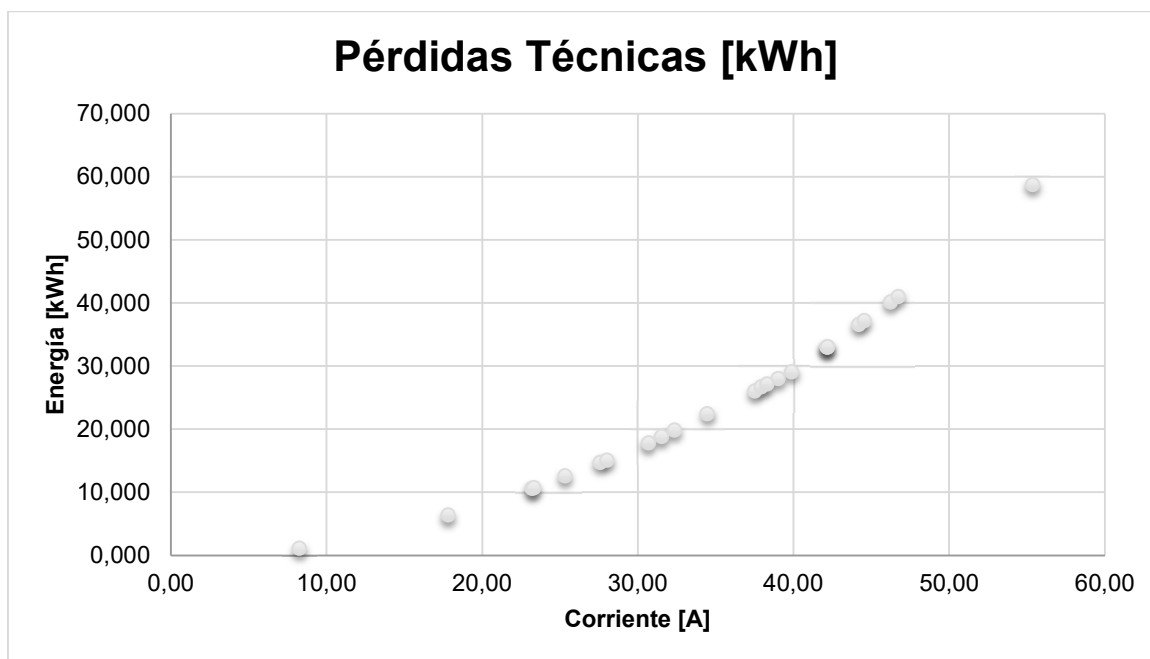


FIGURA 43- Pérdidas técnicas Distribuidor Pedernal con PSFV – Fuente: ENERSA

La vinculación de un PSFV de 1 MWp en el distribuidor Pedernal, implica un ahorro de energía que ronda los 600 kWh por día para los meses de alta demanda. Teniendo en cuenta que un hogar tipo, en promedio consume aproximadamente 10 kWh por día, el ahorro corresponde al suministro de energía diario de más de 60 familias.

El segundo escenario plantea adicionar las pérdidas técnicas generadas por la corriente inyectada por el PSFV al balance energético y es menos importante porque la energía consumida en este caso es suministrada por una fuente renovable y no viene de fuentes convencionales, sobre todo de origen fósil que es lo que se pretende disminuir.

El análisis es el mismo que el anterior y la energía consumida por las pérdidas técnicas, si se toma hipotéticamente el PSFV como única fuente de energía, es de 185 kWh por día para los meses de alta demanda. Esto arroja un

resultado final, sumando los 600 kWh suministrados por el sistema eléctrico provincial de 785 kWh.

Una disminución del 35 % respecto a la energía perdida del sistema actual por el aporte del PSFV.

Del análisis de las Figuras 41, 42 y 43 se concluye que la incorporación de un sistema fotovoltaico (PSFV), conectado en el extremo de una línea eléctrica y próximo a un centro de carga, contribuye a disminuir las pérdidas por reducción de la corriente que circula por los conductores y por reducción de la resistencia en los mismos al acortar la distancia de transporte de la energía en concordancia con la relación $P = I^2R$.

10.10. PSFV como aprovechamiento de recursos renovables para generación

El aprovechamiento de la energía solar para la generación de electricidad contribuye a la sostenibilidad del sistema energético, pues evita que se genere electricidad a partir de combustibles fósiles, reduciendo las emisiones de gases asociados a éstos.

La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático CMNUCC¹⁶ es el marco multilateral de implementación de los esfuerzos internacionales para enfrentar los desafíos del cambio climático.

Al ratificar la CMNUCC, nuestro país asumió una serie de obligaciones, entre las que figuran 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 (Navntoft, 2019).

Con el método de la potencia corregida, verificado en la central prototipo, y datos climáticos obtenidos de la NASA en su Proyecto Power¹⁷ utilizando su

¹⁶ La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático entró en vigor el 21 de marzo de 1994. Hoy en día, tiene una membresía casi universal. Los 197 países que han ratificado la Convención se denominan Partes en la Convención.

¹⁷ El proyecto POWER proporciona datos y servicios para la energía renovable, la eficiencia energética de los edificios y las necesidades agrícolas a partir de la investigación de la NASA

aplicación power.larc.nasa.gov, se calcula la energía generada estimada por el PSFV.

Se utiliza una hoja de cálculo, como se aprecia en la Tabla 10, en la cual se incorporan los datos necesarios para calcular la energía generada por cada panel y, posteriormente, la energía total del sistema, en función de los 1755 paneles que componen el parque, de acuerdo con la configuración descrita en la Figura 36.

	Enero	Feb	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept	Oct	Nov	Dic
Cant. días/mes	31,0	28,0	31,0	30,0	31,0	30,0	31,0	31,0	30,0	31,0	30,0	31,0
Rad. [Kwh/m²/día]	6,83	6,23	5,63	4,67	3,51	3,10	3,43	4,10	5,09	5,69	6,71	6,82
Temperatura [°C]	26,51	25,28	22,68	19,07	14,84	12,13	11,36	13,10	15,26	18,62	21,65	24,59
Hs de Sol/día	13,95	13,18	12,28	11,32	10,53	10,13	10,30	10,98	11,88	12,83	13,70	14,17
Irrad. [Wh/m²]	489,61	472,69	458,47	412,54	333,33	306,02	333,01	373,41	428,45	443,49	489,78	481,30
Temp. panel [°C]	41,81	40,05	37,01	31,96	25,26	21,69	21,77	24,77	28,65	32,48	36,96	39,63
E p/panel [Wh/d]	3240	2974	2717	2294	1764	1577	1745	2064	2529	2790	3239	3260
N° de paneles	1755	1755	1755	1755	1755	1755	1755	1755	1755	1755	1755	1755
E Total / día [kWh]	5686	5219	4768	4026	3096	2768	3062	3623	4438	4896	5684	5722
E Mensual [Kwh]	176260	146138	147809	120772	95989	83037	94915	112310	133152	151782	170511	177386

TABLA 10 -Cálculo de la energía generada por PSFV de 1 Mw

Energía mensual promedio generada: 134.170 kWh

Energía anual generada: 1.610.060 kWh

Se repite la información con gráfica de barras para facilitar la interpretación en la figura 44.

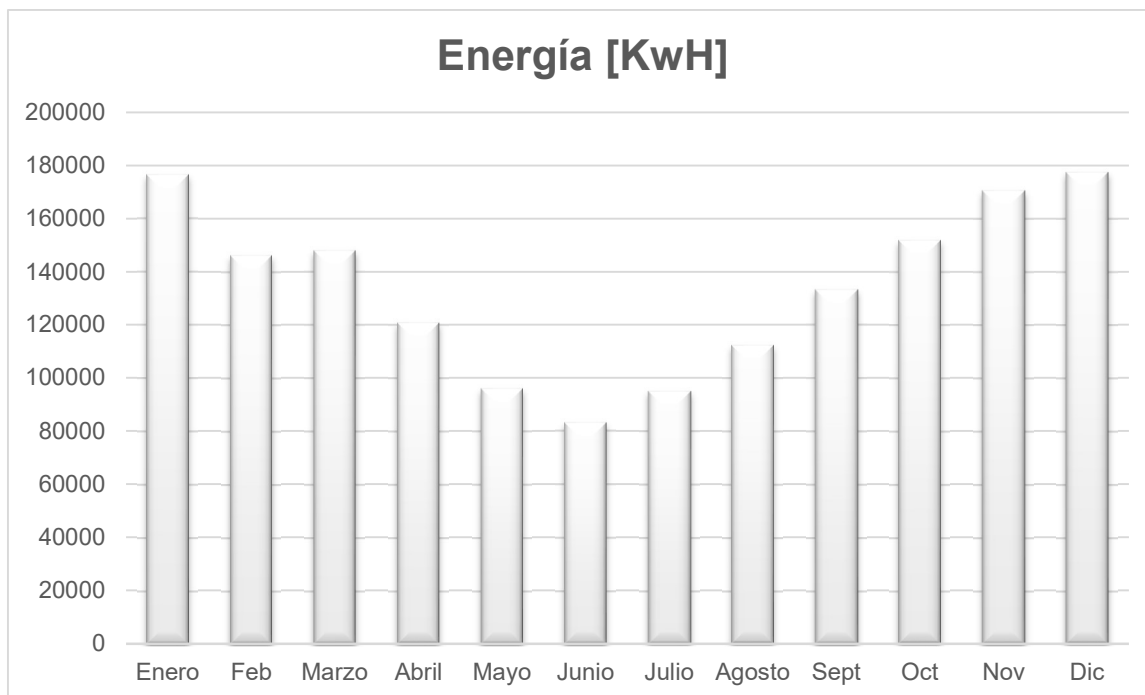


FIGURA 44 - Energía generada por PSFV de 1 Mw

Para una mejor aproximación, se simula el desempeño del PSFV con el Software PVSyst [Ver anexo A] y se extrae la tabla 11 y la gráfica 45

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	218.6	91.56	26.97	212.4	207.1	181310	177193	0.834
February	178.7	72.50	25.40	182.7	178.2	156879	153315	0.839
March	162.0	59.37	23.23	180.8	176.9	156972	153405	0.848
April	123.2	47.64	19.66	149.8	146.8	133143	130235	0.869
May	102.6	33.95	15.52	138.5	135.6	125681	123033	0.888
June	79.1	32.45	12.68	108.6	106.2	100081	98046	0.902
July	87.7	34.17	11.96	119.5	116.6	109661	107450	0.899
August	113.7	46.30	14.36	142.1	139.1	129018	126319	0.889
September	136.8	60.30	15.90	155.7	152.4	140053	136994	0.879
October	179.8	72.54	19.67	189.5	185.3	166425	162673	0.858
November	205.2	74.39	22.28	201.3	196.2	173844	169876	0.844
December	227.4	84.38	25.10	216.8	211.3	185857	181594	0.837
Year	1814.9	709.57	19.36	1997.7	1951.7	1758925	1720134	0.861

TABLA 11 –: Energía inyectada por el PSFV a la red] – Fuente: PVSyst

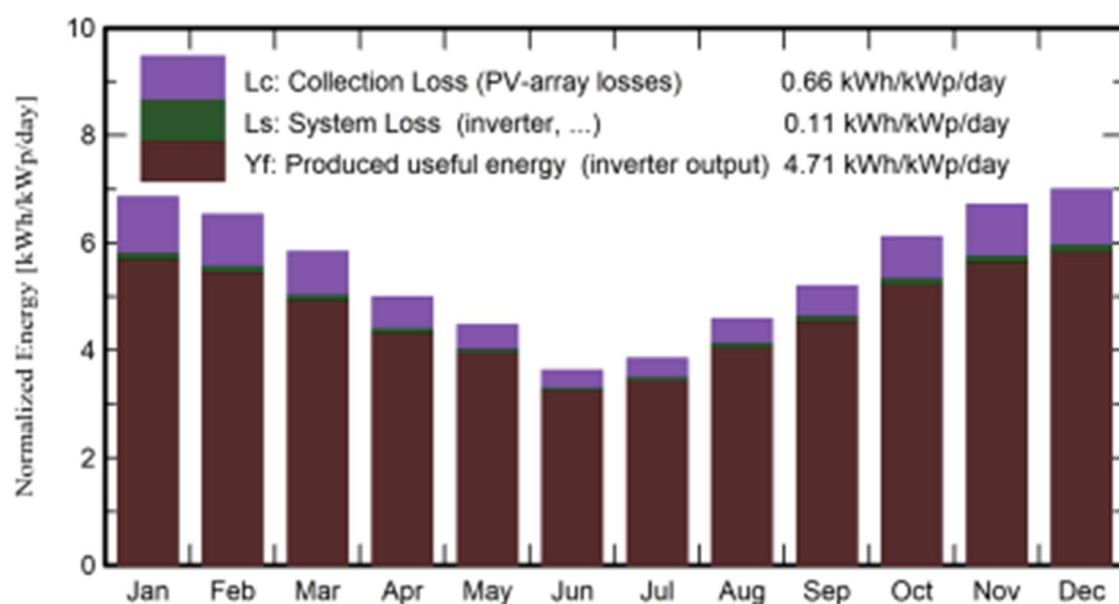


FIGURA 45 - Energía generada por kWp Instalado – Fuente: PVSyst

El software de simulación PVSyst arroja que la energía producida es de 1.720.134 kWh/año. Un 5 % arriba de lo calculado matemáticamente.

En base a los datos de energía transportada provistos por ENERSA, se calcula el porcentaje de participación del sistema fotovoltaico (PSFV) en el Distribuidor Pedernal, cuyos resultados se presentan en la Tabla 12.

10.10.1. Participación del PSFV en la red eléctrica

Mes	Energía Transportada [kWh]	Energía Generada PSFV [kWh]	Participación [%]
Enero	470343	176260	37
Febrero	581677	146138	25
Junio	392119	83037	21

TABLA 12 - Participación del PSFV en la energía transportada-Fuente: ENERSA/Propia

Se observa una participación que promedia el 27 % de la energía transportada, cumpliendo con Ley Nacional N° 27.191: Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica que tiene como objetivo que el 20 % del

consumo de energía eléctrica nacional al 31 de diciembre de 2025, sea de fuentes renovables.

11. ANÁLISIS ECONÓMICO

El costo de fabricación de paneles solares se ha desplomado drásticamente en la última década, haciéndolos no solo accesibles sino a menudo en algunos lugares del mundo es la forma más barata de obtener electricidad, lo que provocó el amplio desarrollo de esta tecnología, sumado a que tienen una vida útil de aproximadamente 30 años (Lamas, 2020).

El análisis económico es un proceso fundamental para evaluar la viabilidad y la rentabilidad de un proyecto antes de comprometer recursos. Implica la revisión de aspectos financieros, operativos y económicos para determinar si la inversión generará los rendimientos esperados y si es sostenible en el tiempo.

Un aspecto en el análisis económico es estimar los costos de inversión y los costos operativos. Se deben identificar y clasificar los costos en:

- Costos de inversión inicial: incluyen la compra de maquinaria, terrenos, construcción de infraestructura, licencias, permisos, etc.
- Costos operativos: son los costos recurrentes asociados a la producción o prestación del servicio.
- Costos financieros: intereses, comisiones bancarias, etc., si el proyecto tiene financiamiento externo.

Otro componente importante es el flujo de caja, esencial para evaluar la rentabilidad de un proyecto. Se debe realizar una proyección de ingresos y egresos a lo largo del tiempo, de forma mensual, trimestral o anual. Esto permitirá conocer los momentos de mayor necesidad de capital y la capacidad del proyecto para generar recursos suficientes para cubrir sus costos operativos y financieros.

11.1. Análisis de rentabilidad

El análisis económico debe concluir con una recomendación sobre la viabilidad del proyecto. Esto debe basarse en los resultados del VAN, la TIR, el payback.

- Valor Actual Neto (VAN): el VAN es una técnica que calcula el valor presente de todos los flujos de caja futuros esperados, descontados a una tasa que refleja el costo de oportunidad del capital. Si el VAN es positivo, el proyecto es rentable.

- Tasa Interna de Retorno (TIR): la TIR es la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero. Si la TIR es mayor que la tasa mínima aceptable de retorno (TMAR), el proyecto es rentable.
- Período de recuperación (payback): es el tiempo necesario para recuperar la inversión inicial a través de los flujos de caja generados por el proyecto. Un periodo de recuperación corto es generalmente preferido.

Para realizar el análisis económico se tomaron los precios del mejor oferente de las licitaciones para la compra de paneles, inversores y demás componentes realizada por Enersa y de la que participaron las siguientes empresas:

- Oferta N°1: BGH S.A.
- Oferta N°2: GOODENERGY S.R.L.
- Oferta N°3: TIME OBRAS Y SERVICIOS S.A.
- Oferta N°4: LIDERANDO INSUMOS S.R.L.
- Oferta N°5: MULTIRADIO S.A.
- Oferta N°6: INGENIERIA COLOMBO S.A.
- Oferta N°7: CONECTAR S.R.L.
- Oferta N°8: TECNORED S.A.

Los costos de los principales componentes teniendo como base los precios de la empresa adjudicada en la licitación para proveer los componentes para los PSFV son:

- PANELES TRINA 570 = USD 96
Cantidad: 1755, Total = USD 168.480
- INVERSOR 30KTL SUN2000-100KTL-M1-400Vac = USD 5900
Cantidad: 10 - Total = USD 59000

La matriz de costos se presenta en la tabla 13

Costos instalación PSFV de 1MWp			
Categoría	Detalle	Costo USD	%
Ingeniería y estudio de suelo	Ingeniería / Topografía / Ensayos	44000	6%
Estructura fija	Adquisición terreno + estructuras	150000	19%
Obra Electromecánica y materiales	Paneles, inversores, instalación	490000	49%
Obra civil	Movimiento suelos, cerco, edificio	52910	6%
Misceláneas	Otros costos y gastos generales	58910	7%
Misceláneas	Otros gastos	149321	13%
TOTAL		795291	100%

TABLA 13 - Estructura de costos – Fuente: Propia

La tabla 14, extraída del cuadro tarifario del EPRE, muestra el crédito por energía ingresada a la red. Por precio de energía generada se toma el valor que recibe un usuario generador, que, por políticas de la empresa, dicho importe es el mismo que la distribuidora abona por kWh al mercado mayorista y es de \$ 67.76.

USUARIO GENERADOR		
T1, T2 y T3	Residencial	Nivel 1
Credito por Energia Ingresada a la Red	\$/kWh	67,76

TABLA 14 - Cuadro tarifario – Fuente: ENERSA

11.1.1. VAN y TIR

El análisis se realiza para un período de 25 años, inferior a la vida útil de los componentes del parque, la cual, según el fabricante, es de 30 años. Asimismo, se considera únicamente la energía generada valorizada al precio establecido en el cuadro tarifario vigente, y los costos se expresan en moneda local mediante una conversión de 1 USD = \$1049. Bajo estas condiciones, se obtiene una Tasa Interna

de Retorno (TIR) del 12% y un Valor Actual Neto (VAN) positivo, tal como se muestra en la Tabla 15.

TNA de inversión alternativa	20%
Cantidad de Años	25

AÑOS	FLUJO DE FONDOS
0	-\$ 835.000.000,00
1	\$ 109.097.660,97
25	\$ 109.097.660,97

Energía Solar	
TIR	12%
VAN	(\$295.229.828,70)

TABLA 15 - VAN y TIR – Fuente: Propia

11.1.2. Período de recuperación (Payback):

El tiempo necesario para recuperar la inversión inicial según los flujos de caja generados es menor de 8 años como indica la figura 8 y nos dice que la instalación de sistemas fotovoltaicos en Argentina constituye una inversión económicamente rentable, dadas las condiciones del recurso solar y el contexto tarifario vigente.

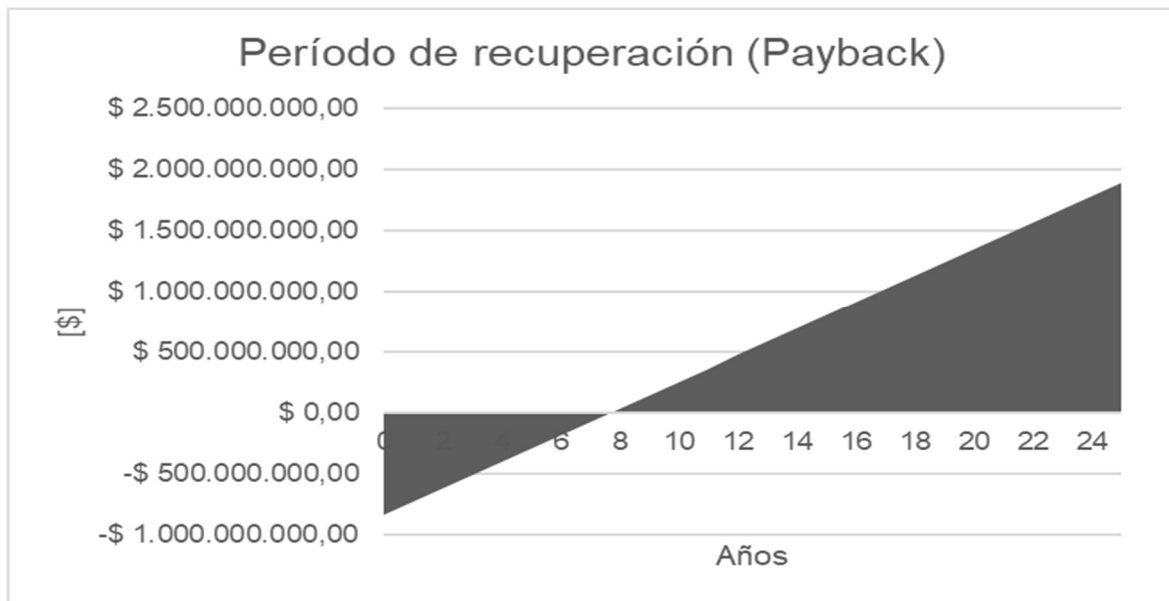


FIGURA 46 -Periodo de recuperación (Payback) – Fuente: Propia

12. IMPACTO AMBIENTAL

La energía es fundamental para el desarrollo humano y el acceso a ella es una medida del progreso económico de la sociedad. El desarrollo energético de la humanidad ha seguido un proceso en continua transición y la gestión de esas transiciones energéticas y su afectación sobre la salud y el cambio climático nos obliga a tomar una acción más decidida para evitar dejar una hipoteca ambiental a las generaciones futuras (Gilberto, 2003).

La energía solar fotovoltaica, al igual que otras energías renovables, constituye, frente a los combustibles fósiles, una fuente inagotable, contribuye al autoabastecimiento energético y es menos perjudicial para el medio ambiente, evitando los efectos de su uso directo como la contaminación atmosférica, residuos, etc. y los derivados de su generación como ser excavaciones, minas, canteras, etc. La producción de electricidad a través de paneles solares no conlleva emisiones de CO₂, pero esto no significa que las plantas fotovoltaicas estén libres de impactos ambientales (Lamas, 2020).

Vivimos en una época en la que se demonizan las fuentes de energías convencionales debido a los efectos negativos que las mismas tienen sobre el medioambiente y abrazamos sin ningún tipo de prejuicio y rápidamente las energías renovables. La búsqueda de soluciones o alternativas rápidas y socialmente aceptables a los problemas expuestos, nos llevan a no exigir traer a la superficie aquellas cosas no tan buenas que pueden tener las nuevas tecnologías, que tienen un gran abanico de puntos positivos frente a sus competidoras convencionales y que deben desarrollarse sin ocultar sus puntos negativos que en su mayoría aparecen en el proceso de fabricación de los componentes como ser alto consumo de energía, producción de gases de efecto invernadero, desechos tóxicos y elevado consumo de agua (Lamas, 2020).

Los efectos de la energía solar fotovoltaica en etapa de generación de electricidad sobre los principales factores ambientales son los siguientes

-Clima: La generación de energía eléctrica directamente a partir de la luz solar no requiere ningún tipo de combustión, por lo que no se produce polución térmica ni emisiones de CO₂ que favorezcan el efecto invernadero.

-Suelo: Al no producirse ni contaminantes, ni vertidos, ni movimientos de tierra, la incidencia sobre las características fisicoquímicas del suelo o su erosionabilidad es nula.

-Uso de suelo: El aprovechamiento del terreno donde se enmarcan estos proyectos es compatible con otros usos de suelo, como uso agrícola, ganadero, forestación etc. Se desestima en proyectos de mediana escala, no impactan significativamente.

-Aguas superficiales y subterráneas: No se produce alteración de los acuíferos o de las aguas superficiales ni por consumo, ni por contaminación por residuos o vertidos.

-Flora y fauna: Uno de los puntos más críticos, por la afectación sobre la fauna y la flora, es la elección del emplazamiento. La evaluación de los impactos debe centrarse en las afecciones más relevantes, que dependerán del tipo de proyecto y su ubicación, pero que en términos generales están ligadas principalmente a la ocupación de una amplia superficie de territorio.

-Afección al paisaje: Se introducen elementos antrópicos¹⁸, generalmente en medio rural, donde existen grandes superficies de suelo libre, que modifican la percepción visual del entorno, y que en función de su ubicación (tipo de orografía, vegetación circundante, presencia de puntos de observación sensibles) pueden llegar a resultar muy visibles. La construcción de grandes plantas fotovoltaicas requiere de grandes extensiones de terreno, lo que provoca que este tipo de instalaciones se acaben desplegando sobre suelo, muchas veces rural. Se estima que cada megavatio requiere de una hectárea.

-Afección a la movilidad de la fauna: Por motivos de seguridad estas instalaciones se encuentran valladas, y la longitud del cerramiento es amplia,

¹⁸ Antrópico: Producido o modificado por la actividad humana

pudiendo suponer un problema al paso de fauna terrestre, si se encuentra ocupando un paso de fauna para distintas especies. Empleando un cerramiento adecuado (paso de malla amplio, y huecos en la parte inferior) se pueden evitar los principales impactos sobre las especies de menor tamaño (anfibios, micromamíferos), pero no así para los grandes mamíferos como los ungulados.

-Afección por ocupación de biotopos¹⁹. La ocupación de una superficie tan amplia puede suponer la eliminación de un biotopo relevante y escaso en el peor de los casos, o en la mayor parte de ellos, la reducción de la superficie de biotopo disponible que se convierte en biotopo de tipo antrópico, el menos atractivo para la mayor parte de los grupos de especies silvestres.

-Ruidos: El sistema fotovoltaico presenta niveles de ruido muy bajos, lo que representa una clara ventaja frente a los generadores de motor en viviendas aisladas.

-PSFV de mediana escala NO se consideran: Apertura de caminos de acceso - Tendido de cables - Creación de instalaciones auxiliares (campamentos, almacenes, talleres, etc.) - Tala y poda de árboles para la limpieza del área - Tala y poda de árboles para la limpieza del área de servidumbre – Excavaciones – Cimentaciones – Nivelaciones.

Los efectos de la energía solar fotovoltaica en etapa de construcción de los paneles solares sobre los principales factores ambientales son los siguientes:

-Geología: Las células fotovoltaicas se fabrican generalmente con silicio, elemento obtenido de la arena, muy abundante en la naturaleza y del cual no se requieren cantidades significativas. Por lo tanto, en la fabricación de los paneles fotovoltaicos no se producen alteraciones en las características litológicas, topográficas o estructurales del terreno.

-Alto consumo de energía: Los módulos de silicio representan más del 90% del mercado fotovoltaico, pero las células solares de silicio, en sus dos variantes,

¹⁹ Biotopos: En ecología, un biotopo es un área de condiciones ambientales uniformes que provee espacio vital a un conjunto de flora y fauna.

mono cristalino (c-Si) y multi cristalino (mc-Si), tienen un problema. El elevado costo energético que supone obtener y purificar el material de partida. Esto se cuantifica mediante el tiempo de amortización energética (Energy Pay Back Time, EPBT), que es el tiempo que debe funcionar una célula solar para producir una cantidad de energía igual a la que se utilizó durante su proceso de fabricación e instalación y se representa en un diagrama de barra en la figura 47 según el tipo de tecnología.

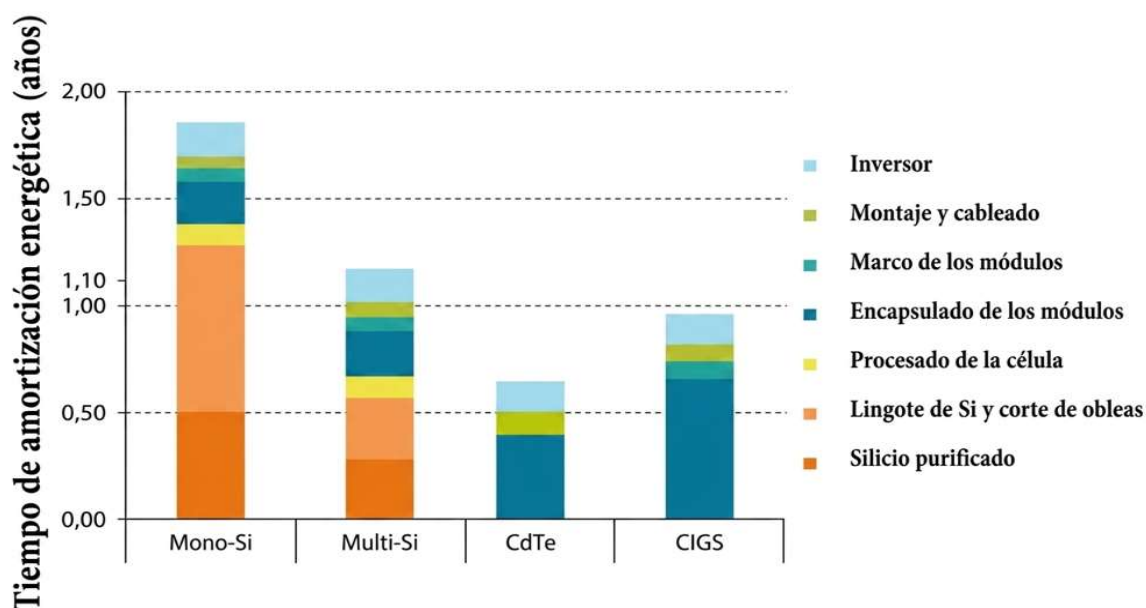


FIGURA 47 –Tiempo de amortización – Fuente: Lamas Diego

-Gases de efecto invernadero (GEI) y desechos tóxicos: El silicio se encuentra en la naturaleza como dióxido de silicio (sílice) y el primer paso es la reducción con carbono en hornos de arco eléctrico $\text{SiO}_2 + 2\text{C} \rightarrow \text{Si} + 2\text{CO}_2$ donde se obtiene silicio de grado metalúrgico (98.5 % de pureza)

Además, la purificación del silicio implica el uso de materiales tales como silano, mientras el dopado precisa utilizar pequeñas cantidades de compuestos tóxicos, tales como diborano y fosfina. También se precisa utilizar agentes agresivos, tales como el ácido sulfúrico.

Los métodos químicos para purificar al silicio usados actualmente se aplican a compuestos de silicio que sean más fáciles de purificar. Los compuestos comúnmente usados son el triclorosilano (SiHCl_3), el tetracloruro de silicio (SiCl_4) y el silano (SiH_4).

-Alto consumo de agua: Los fabricantes de paneles y celdas utilizan una gran cantidad de agua para diversos fines, que incluyen la refrigeración, los procesos químicos y el control de la contaminación del aire generada en el proceso. La cantidad de agua utilizada para producir, instalar y operar los paneles fotovoltaicos es significativamente menor que la necesaria para enfriar las plantas termoeléctricas alimentadas por combustibles fósiles.

13.RESULTADOS

Los resultados de un proyecto son los hallazgos obtenidos tras la aplicación de métodos y cálculos para cubrir necesidades o resolver un problema. Estos resultados permiten orientar las acciones y decisiones hacia puntos específicos definidos en los objetivos propuestos.

El presente trabajo determinó que la energía inyectada por el PSFV de 1 MW_p de potencia en el extremo de la línea rural de media tensión denominada distribuidor Pedernal, resulta suficiente para elevar la tensión a valores admisibles por las Normas de Calidad y Servicios Públicos evitando así el pago de multas por incumplimiento.

Así mismo, las pérdidas técnicas se vieron reducidas en un 50% con la vinculación del parque solar, lo que representa un 10% de la energía generada por el PSFV o aproximadamente un 3% de la energía transportada por el distribuidor Pedernal, que sería el equivalente al consumo de energía de sesenta familias

Desde el punto de vista económico, el aspecto más relevante es la generación de energía eléctrica del PSFV, que rondaría los 1.610.060 kWh anuales y constituye la principal fuente de ingresos para la amortización y la rentabilidad del proyecto. La energía anual generada por el parque, a modo comparativo, supera la demanda residencial anual de la localidad de Pedernal.

Con valores de irradiación significativos para los meses de verano, la energía solar puede aportar a la demanda estacional de la mayoría de las líneas rurales de características similares de ENERSA y de esta manera ampliar las fuentes renovables en la matriz energética provincial.

Cuando hablamos de características similares de líneas rurales nos referimos a la decena de líneas de media tensión de distribución de energía que rondan en promedio los 50 km de extensión y cuya demanda pasa de unos pocos vatios en los meses de abril a octubre a megavatios para los meses de noviembre a marzo; producto del riego arrocero a través de bombas eléctricas y la utilización de turbinas eléctricas para ventilación por parte de las granjas avícolas.

Por otro lado, en términos generales, este proyecto demuestra que la energía solar está disponible para ser transformada en energía eléctrica mediante tecnología fotovoltaica en el momento que la demanda de la provincia se encuentra en su pico, el costo de generación está en un máximo y la energía suministrada proviene, en un alto porcentaje, de centrales térmicas.

También, que la energía solar fotovoltaica se presenta como una opción en el mercado eléctrico para reemplazar la generación térmica que utiliza combustibles fósiles y así, disminuir la emisión de gases de efecto invernadero.

Además, que está disponible en mayor o menor medida, a lo largo de todo el territorio y se puede convertir en energía eléctrica en ubicaciones estratégicas, sea centro de consumo, cola de línea, entre otros y acceder a una serie de beneficios sin ocasionar considerables impactos sociales y ambientales.

14. CONCLUSIÓN

El cambio climático producido por el empleo de combustibles fósiles como el carbón, gas natural y derivados del petróleo originó que la producción de energía a partir de fuentes renovables haya adquirido una importancia extraordinaria a nivel mundial.

Una forma simple de plantear el desafío que se enfrenta es reconocer la existencia de un amplio nivel de consenso global acerca de que la matriz energética a finales del corriente siglo estará basada, en forma casi excluyente, en fuentes de energía renovable de bajo impacto ambiental. Nuestro país reúne uno de los mayores potenciales a nivel global en cuanto a la disponibilidad de recursos renovables para sobrellevar esa transformación, así como una enorme cantidad de recursos no renovables para facilitar la transición hacia esa matriz totalmente nueva.

Además, se busca aprovechar el crecimiento sostenido de la generación de energía solar fotovoltaica, impulsado en parte por la continua reducción de costos derivada de la economía de escala y de los avances en la tecnología de fabricación.

Sintetizando, un parque solar emplazado en cualquier punto de la red de transmisión de energía eléctrica puede ayudar a avanzar en la transformación de la matriz energética, a reducir la emisión de GEI, reducir las pérdidas en líneas de media tensión y a sostener el perfil de tensión que mejoraría la calidad del producto y, en consecuencia, del servicio.

Por consiguiente, la generación fotovoltaica puede desempeñar un papel relevante en la cobertura de la demanda en la provincia de Entre Ríos, asumiendo un porcentaje apreciable de la matriz de generación y reduciendo la dependencia de la generación convencional.

15. BIBLIOGRAFÍA

- ABB. (2011). Cuaderno de aplicaciones técnicas N.º 10: Plantas fotovoltaicas.
- Battioni, M. Risso, G. Cutrera, M. & Schmidt, J. (2016). Evaluación de distintos métodos para estimar la temperatura de operación de módulos fotovoltaicos y estimación de las pérdidas de energía por efecto de la temperatura. En Actas de la XXXIX Reunión de Trabajo de la Asociación Argentina de Energías Renovables y Medio Ambiente. ASADES.
- Bruna, A., & Cadena, C. (2015). Planta fotovoltaica como estrategia de mejora del nivel de tensión de red eléctrica en Santiago del Estero. Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente, 19.
- CACME. (2022). Estrategias de implementación masiva de energías renovables para la generación eléctrica en la Argentina.
- CADER. (2019). Diálogo para la construcción del futuro energético argentino y la incorporación sustentable de las energías renovables. <https://www.cader.org.ar>
- CAMMESA. (2022). <https://cammesaweb.cammesa.com/>
- Energía de mi país. (2021). <https://energiasdemipais.educ.ar/>
- Energía Renovable Argentina. (2015). Energía solar. <https://energiasrenovables.com.ar/energia-solar/>
- Fundación Endesa. (2025). <https://www.fundacionendesa.org>
- Fuentes, M. (2005). Validación experimental de métodos algebraicos sencillos de estimación de la potencia máxima de módulos fotovoltaicos de silicio cristalino. Boletín del Instituto de Estudios Giennenses.
- Gilberto, G. (2003). Sostenibilidad y desarrollo sostenible. Santiago de Chile: N. U.
- Gómez Sócola, S. (2019). Estudio de un sistema fotovoltaico: caracterización, simulación y evaluación de diversos métodos de análisis y predicción. Pontificia Universidad Católica del Perú.
- Grossi Gallegos, H., & Righini, R. (2007). Atlas de energía solar de Argentina.

- Guzmán Niño, C. A. (2017). Análisis del impacto ambiental de diferentes tipos de paneles solares según los materiales utilizados y los componentes tóxicos generados (Monografía de especialización en Gestión Ambiental, Fundación Universidad de América).
- IPCC. (2019). Calentamiento global de 1,5 °C.
- IRAM. (2016). 2100313-21: Energía solar – módulos fotovoltaicos.
- Laborde, M. A., & Williams, R. J. J. (2016). Energía solar. Academia Nacional de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales.
- Lamas, D. (2020). Las sombras de la energía solar fotovoltaica. Revista Perspectivas Metodológicas, 20.
- Machado, S., Stocco, M., & Bruno, R. (2016). Diseño de una planta solar fotovoltaica de 50 MW. Universidad de la República.
- Manzanares, J. (2008). Fundamentos de la conversión fotovoltaica.
- Navntoft, et al. (2019). Introducción a la generación distribuida de energías renovables. Secretaría de Energía.
- POWER Project (NASA). (2022). <https://power.larc.nasa.gov/>
- Raffino. (2020). Sol. Editorial Etecé.
- Saez de Arregui. (2015). Sistema de información para la evaluación y optimización del uso de calefones solares por monitoreo in situ. UNR.
- Secretaría de Energía. (2019). Introducción a la generación distribuida de energías renovables.
- Sevil, R. M. (2001). Proyecto de aprovechamiento de energía solar en edificio. Universidad Rovira i Virgili.
- Villalva, M. G. (2012). Energía solar fotovoltaica: conceptos y aplicaciones.
- Wallace, C. (2017). Tablas de transposición. Trabajo final de maestría, Buenos Aires.

16. ANEXO A - Simulación PVsyst



PVsyst V8.0.0

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: PSFV PEDERNAL

Maestría en Energía para el Desarrollo Sostenible

PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO

System power: 1000 kWp

PEDERNAL - Argentina

**PVsyst V8.0.0**

VC0, Simulation date:
13/12/24 09:27
with V8.0.0

Project: PSFV PEDERNAL

Variant: Nueva variante de simulación

Enersa (Argentina)

Project summary**Geographical Site****PEDERNAL**

Argentina

Situation

Latitude -31.66 °S
Longitude -58.24 °W
Altitude 23 m
Time zone UTC-3

Project settings

Albedo 0.20

Weather data**PEDERNAL**

Meteonorm 8.2 (2001-2010), Sat=100% - Sintético

System summary**Grid-Connected System****PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO****Orientation #1****Fixed plane**

Tilt/Azimuth 20 / 0 °

Near Shadings

no Shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

System information**PV Array**

Nb. of modules 1755 units
Pnom total 1000 kWp

Inverters

Nb. of units 8 units
Pnom total 800 kWac
Pnom ratio 1.250

Results summary

Produced Energy 1720134 kWh/year Specific production 1720 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 86.08 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Predef. graphs	6
P50 - P90 evaluation	7
Single-line diagram	8

**PVsyst V8.0.0**

VC0, Simulation date:
13/12/24 09:27
with V8.0.0

Project: PSFV PEDERNAL

Variant: Nueva variante de simulación

Enersa (Argentina)

General parameters**Grid-Connected System****Orientation #1****Fixed plane**

Tilt/Azimuth 20 / 0 °

Horizon

Free Horizon

PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO**Sheds configuration**

No 3D scene defined

Near Shadings

no Shadings

Models used

Transposition Perez
Diffuse Perez, Meteonorm
Circumsolar separate

User's needs

Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics**PV module**

Manufacturer Trina Solar

Model TSM-NEG19RC-570

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 570 Wp

Number of PV modules 1755 units

Nominal (STC) 1000 kWp

Modules 117 string x 15 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 924 kWp

U mpp 533 V

I mpp 1733 A

Total PV power

Nominal (STC) 1000 kWp

Total 1755 modules

Module area 4745 m²**Inverter**

Manufacturer Huawei Technologies

Model SUN2000-100KTL-M1-400Vac

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 100 kWac

Number of inverters 8 units

Total power 800 kWac

Operating voltage 200-1000 V

Max. power (=>33°C) 110 kWac

Pnom ratio (DC:AC) 1.25

Power sharing within this inverter

Total inverter power

Total power 800 kWac

Max. power 880 kWac

Number of inverters 8 units

Pnom ratio 1.25

Array losses**Thermal Loss factor**

Module temperature according to irradiance

Uc (const) 20.0 W/m²/KUv (wind) 0.0 W/m²/K/m/s**DC wiring losses**

Global array res. 5.0 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.8 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.963	0.892	0.814	0.679	0.438	0.000



PVsyst V8.0.0
 VCO, Simulation date:
 13/12/24 09:27
 with V8.0.0

Project: PSFV PEDERNAL
 Variant: Nueva variante de simulación
 Enersa (Argentina)

Main results

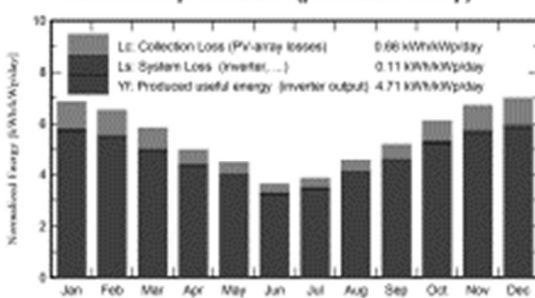
System Production

Produced Energy 1720134 kWh/year

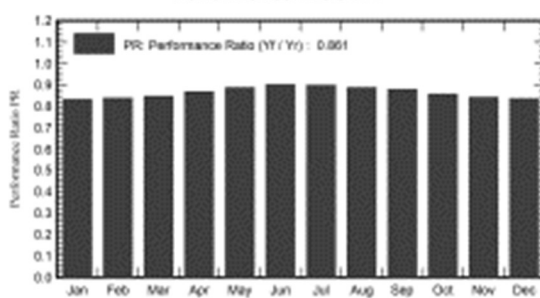
Specific production
 Perf. Ratio PR

1720 kWh/kWp/year
 86.08 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	218.6	91.56	26.97	212.4	207.1	181310	177193	0.834
February	178.7	72.50	25.40	182.7	178.2	156879	153315	0.839
March	162.0	59.37	23.23	180.8	176.9	156972	153405	0.848
April	123.2	47.64	19.66	149.8	146.8	133143	130235	0.869
May	102.6	33.95	15.52	138.5	135.6	125681	123033	0.888
June	79.1	32.45	12.68	108.6	106.2	100081	98046	0.902
July	87.7	34.17	11.96	119.5	116.6	109661	107450	0.899
August	113.7	46.30	14.36	142.1	139.1	129018	126319	0.889
September	136.8	60.30	15.90	155.7	152.4	140053	136994	0.879
October	179.8	72.54	19.67	189.5	185.3	166425	162673	0.858
November	205.2	74.39	22.28	201.3	196.2	173844	169876	0.844
December	227.4	84.38	25.10	216.8	211.3	185857	181594	0.837
Year	1814.9	709.57	19.36	1997.7	1951.7	1758925	1720134	0.861

Legends

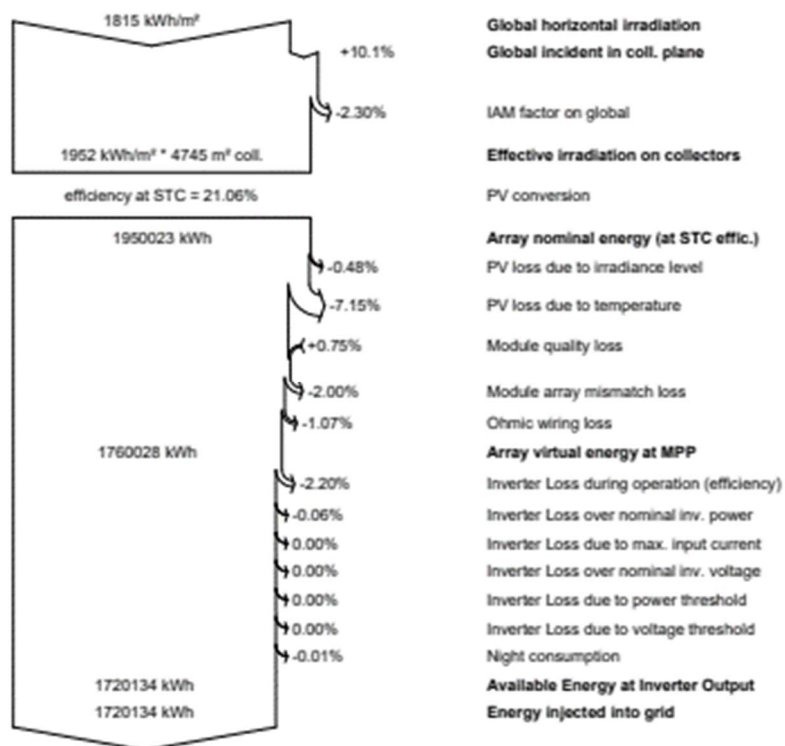
GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		



PVsyst V8.0.0
VC0, Simulation date:
13/12/24 09:27
with V8.0.0

Project: PSFV PEDERNAL
Variant: Nueva variante de simulación
Energia (Argentina)

Loss diagram



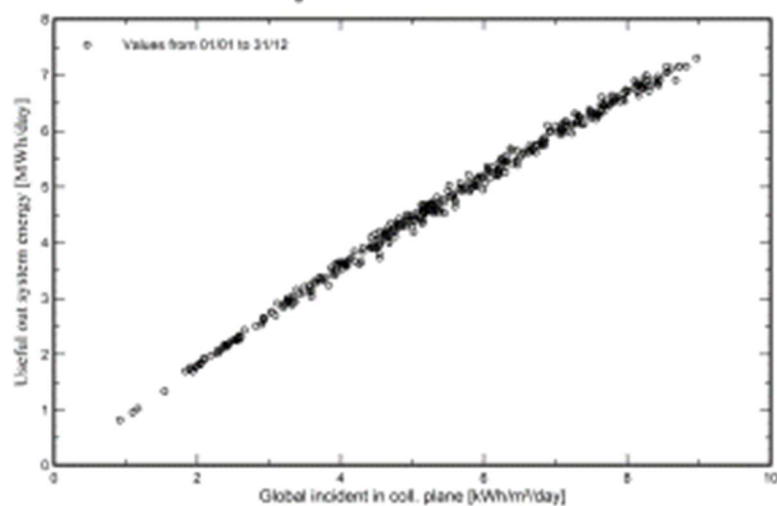


PVsyst V8.0.0
VCO, Simulation date:
13/12/24 09:27
with V8.0.0

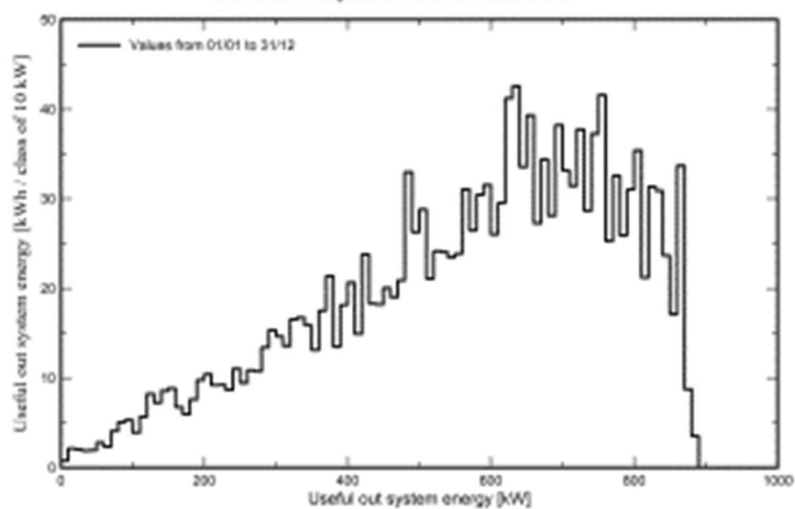
Project: PSFV PEDERNAL
Variant: Nueva variante de simulación
Enersea (Argentina)

Predef. graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema





PVsyst V8.0.0

VC0, Simulation date:
13/12/24 09:27
with V8.0.0

Project: PSFV PEDERNAL

Variant: Nueva variante de simulación

Enera (Argentina)

P50 - P90 evaluation

Weather data

Source: Meteonorm 8.2 (2001-2010), Sat=100%
Kind: TMY, multi-year
Year-to-year variability(Variance): 0.0 %
Specified Deviation:
Climate change: 0.0 %

Global variability (weather data + system)

Variability (Quadratic sum): 1.8 %

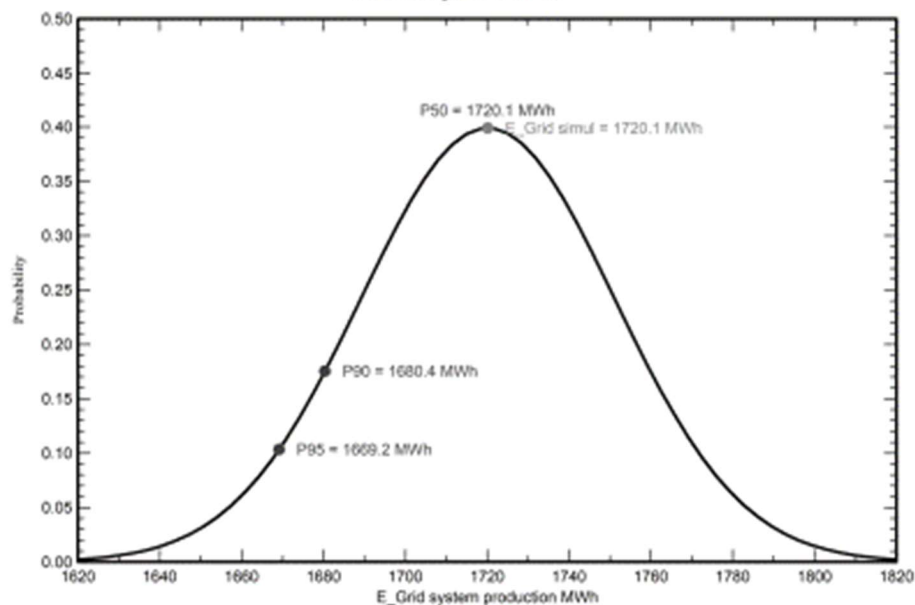
Simulation and parameters uncertainties

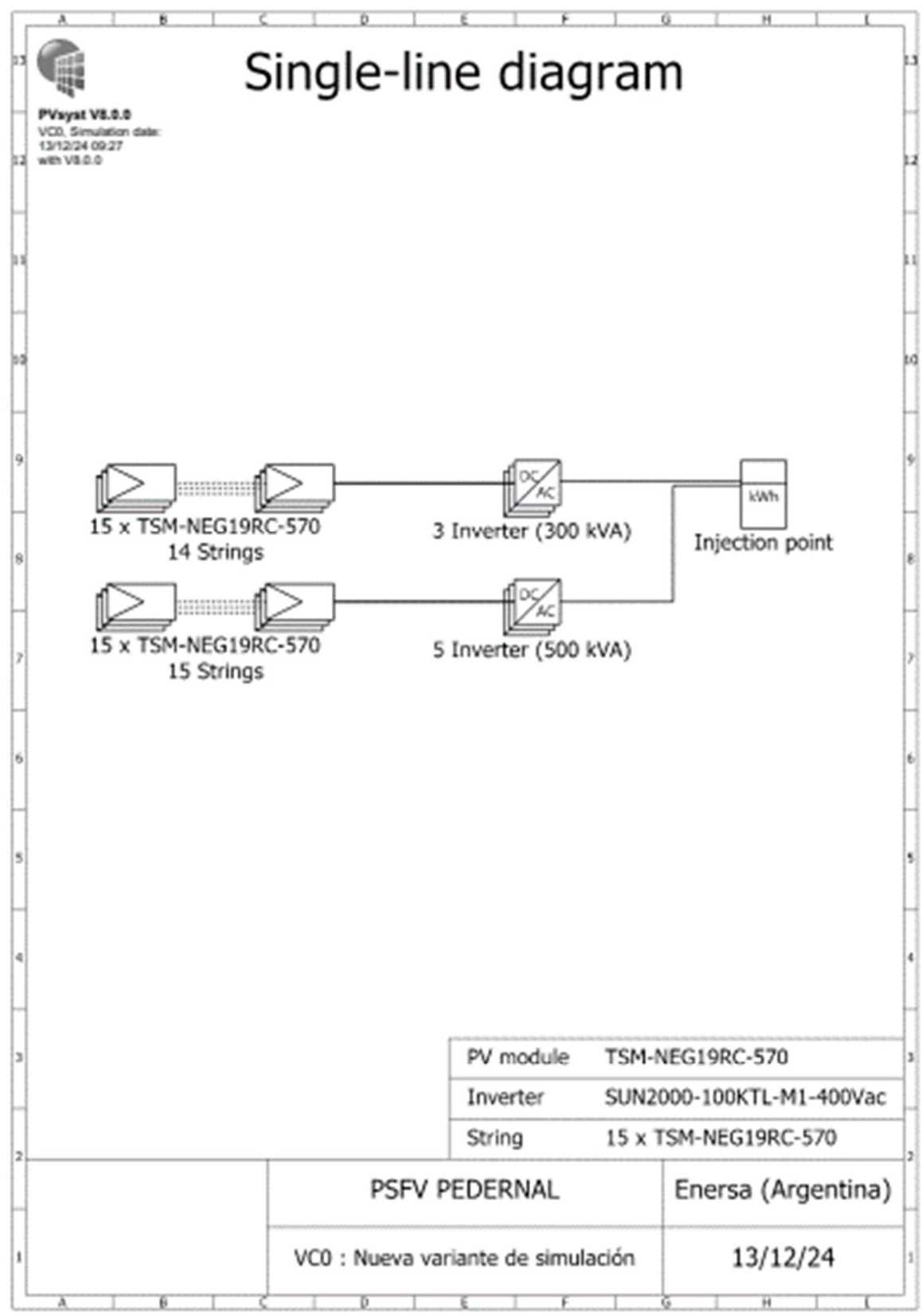
PV module modelling/parameters: 1.0 %
Inverter efficiency uncertainty: 0.5 %
Soiling and mismatch uncertainties: 1.0 %
Degradation uncertainty: 1.0 %

Annual production probability

Variability: 31.0 MWh
P50: 1720.1 MWh
P90: 1680.4 MWh
P95: 1669.2 MWh

Probability distribution





17. ANEXO B – Ficha técnica central solar de 12,960 kWp – ENERSA

Paneles Solares:

Modelo y Ficha Técnica

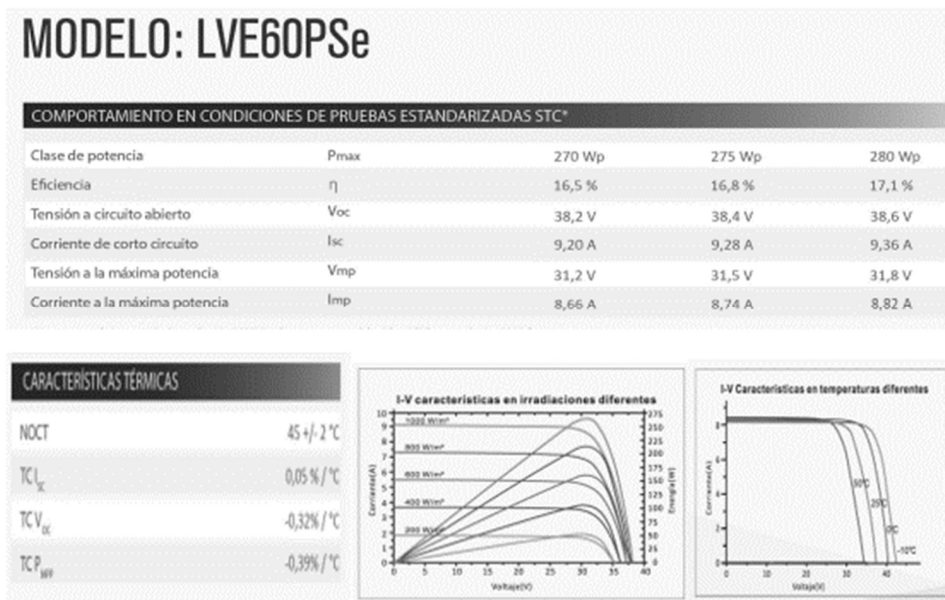


FIGURA 48 -Ficha técnica Panel Solar.Jinko

Inversores:

En esta central de 12,960 kWp, se instalaron 2 inversores ABB de 5,8 kW cada uno, por lo cual la potencia total de salida de la central queda limitada a 11,6 kW.

18. ANEXO C – Fichas técnicas componentes PSFV 1 Mwp

18.1. Ficha técnica paneles solares

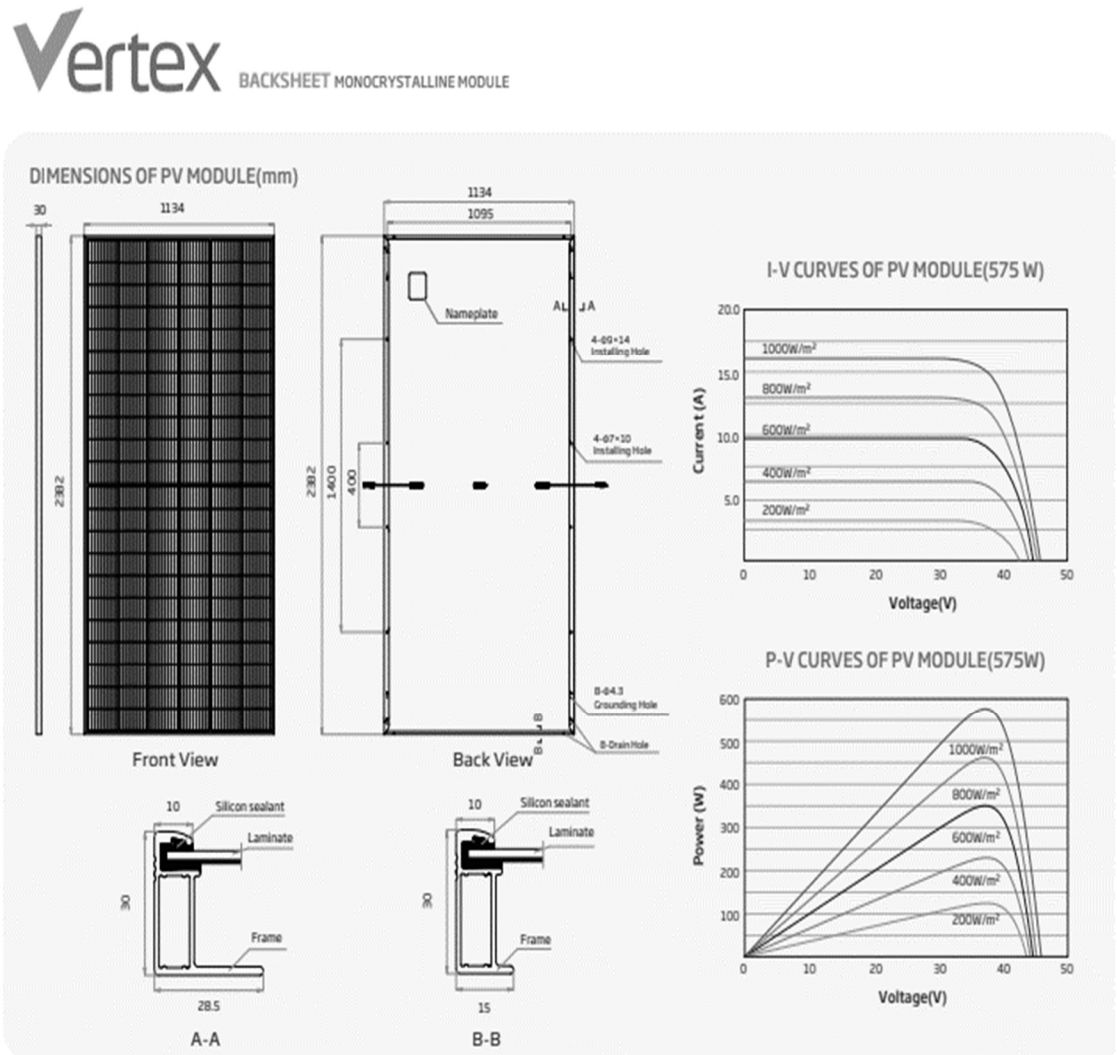


FIGURA 49 - Ficha técnica panel solar. TRINASOLAR

ELECTRICAL DATA (STC)					
Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)*	565	570	575	580	585
Power Tolerance- P_{MAX} (W)	0 ~ +5				
Maximum Power Voltage- V_{MP} (V)	38.3	38.5	38.8	39.0	39.3
Maximum Power Current- I_{MP} (A)	14.76	14.79	14.83	14.86	14.90
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	45.6	45.8	46.1	46.3	46.6
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	15.81	15.85	15.90	15.94	15.99
Module Efficiency η_m (%)	20.9	21.1	21.3	21.5	21.7
STC: Irradiance 1000W/m ² , Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. *Measuring tolerance: $\pm$ 3%.					
ELECTRICAL DATA (NOCT)					
Maximum Power- P_{MAX} (Wp)	428	431	435	439	443
Maximum Power Voltage- V_{MP} (V)	35.3	35.5	35.8	35.9	36.2
Maximum Power Current- I_{MP} (A)	12.10	12.13	12.17	12.20	12.24
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	42.9	43.1	43.4	43.6	43.9
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	12.74	12.77	12.81	12.84	12.88
NOCT: Irradiance at 800W/m ² , Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.					

MECHANICAL DATA			
Solar Cells	Monocrystalline		
No. of cells	132 cells		
Module Dimensions	2382*1134*30 mm (93.78*44.65*1.18 inches)		
Weight	28.1kg (61.9 lb)		
Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmission, Tempered Glass		
Encapsulant material	EVA/POE		
Backsheet	White		
Frame	30mm(1.18 inches) Anodized Aluminium Alloy		
J-Box	IP 68 rated		
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: 350/280 mm(13.78/11.02 inches) Length can be customized		
Connector	MC4 EVO2 / TS4 Plus/ TS4*		
*Please refer to regional datasheet for specified connector.			
TEMPERATURE RATINGS			
NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C ($\pm$ 2°C)	MAXIMUM RATINGS	
Temperature Coefficient of P_{MAX}	-0.34%/°C	Operational Temperature	-40~+85°C
Temperature Coefficient of V_{OC}	-0.25%/°C	Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Temperature Coefficient of I_{SC}	0.04%/°C	Max Series Fuse Rating	30A
WARRANTY			
12 year Product Workmanship Warranty			
25 year Power Warranty			
2% first year degradation			
0.55% Annual Power Attenuation			
(Please refer to product warranty for details)			
PACKAGING CONFIGURATION			
Modules per box: 36 pieces			
Modules per 40' container: 720 pieces			

Trinasolar

CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.

© 2024 Trina Solar Co., Ltd. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

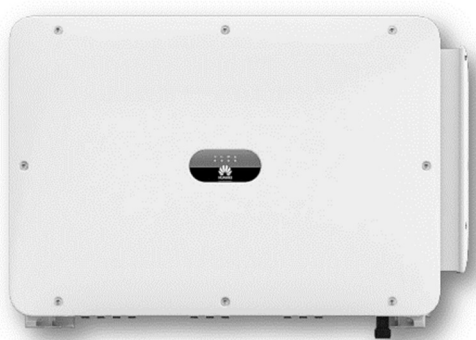
Version number: TSM_EN_2024_A

www.trinasolar.com

FIGURA 50 - Ficha técnica panel solar. TRINASOLAR

18.2. Ficha técnica inversor

SUN2000-100KTL-M1
Smart PV Controller



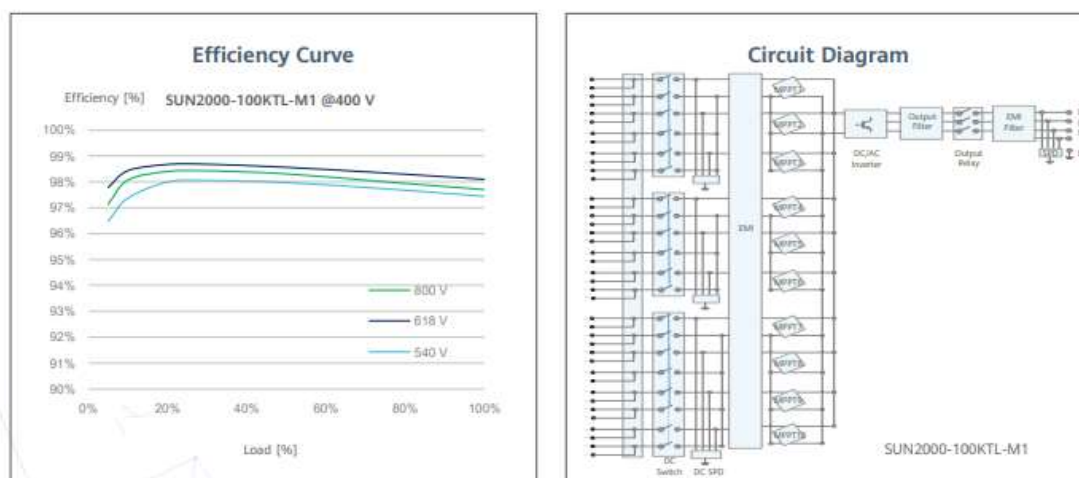


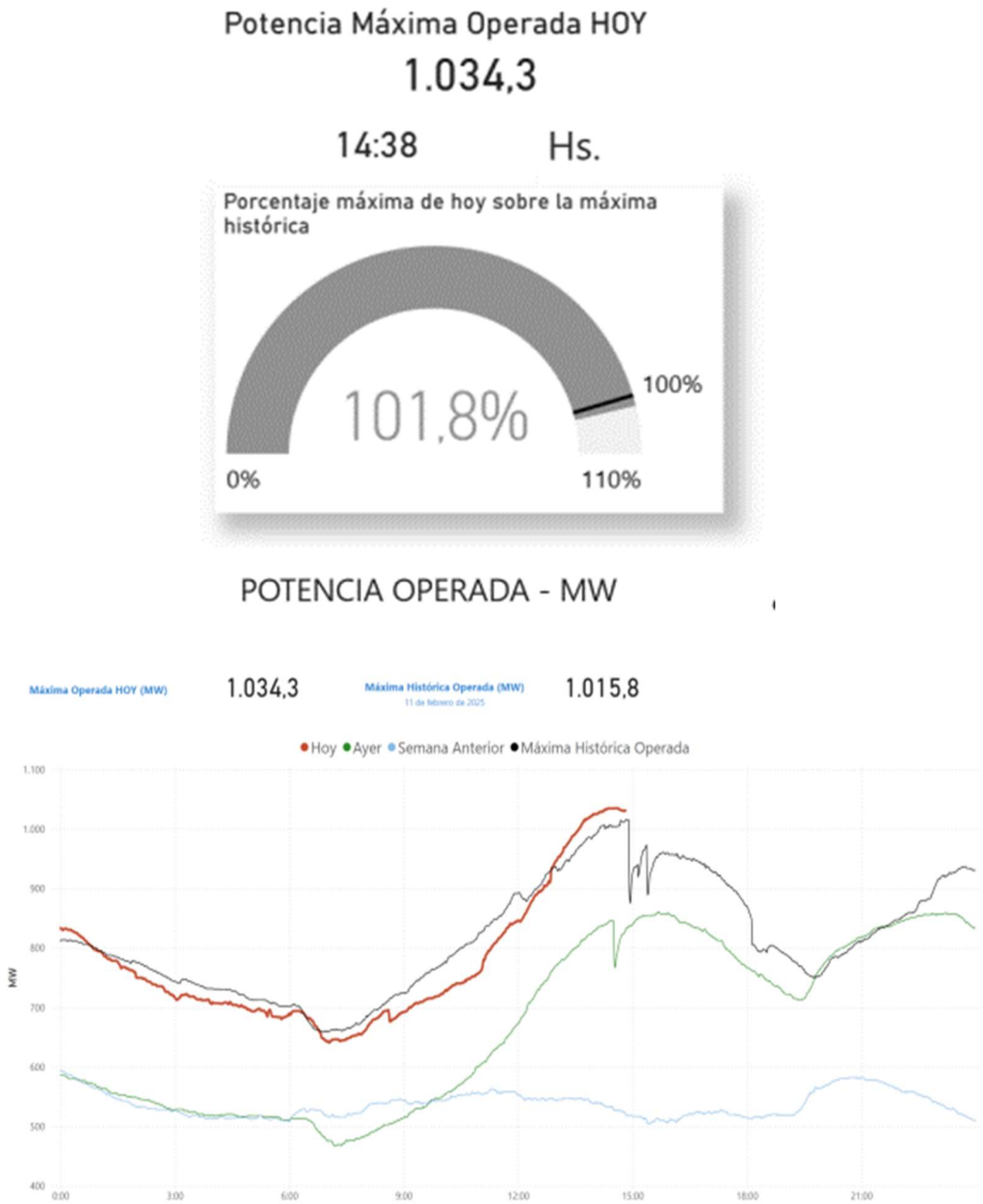
FIGURA 51- Ficha técnica inversor. HUAWEI

Technical Specification		SUN2000-100KTL-M1
		Efficiency
Max. efficiency	98.8% @480 V, 98.6% @380 V / 400 V	
European efficiency	98.6% @480 V, 98.4% @380 V / 400 V	
		Input
Max. Input Voltage ¹	1,100 V	
Max. Current per MPPT	26 A	
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A	
Start Voltage	200 V	
MPPT Operating Voltage Range ²	200 V ~ 1,000 V	
Nominal Input Voltage	720 V @480 Vac, 600 V @400 Vac, 570 V @380 Vac	
Number of MPP trackers	10	
Max. input number per MPP tracker	2	
		Output
Nominal AC Active Power	100,000 W	
Max. AC Apparent Power	110,000 VA	
Max. AC Active Power (cosφ=1)	110,000 W	
Nominal Output Voltage	480 V/ 400 V/ 380 V, 3W+(N)+PE	
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz	
Nominal Output Current	120.3 A @480 V, 144.4 A @400 V, 152.0 A @380 V	
Max. Output Current	133.7 A @480 V, 160.4 A @400 V, 168.8 A @380 V	
Adjustable Power Factor Range	0.8 leading... 0.8 lagging	
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%	

FIGURA 52 - Ficha técnica inversor. HUAWEI

19. ANEXO D - Datos de la operación miércoles, 5 de marzo de 2025

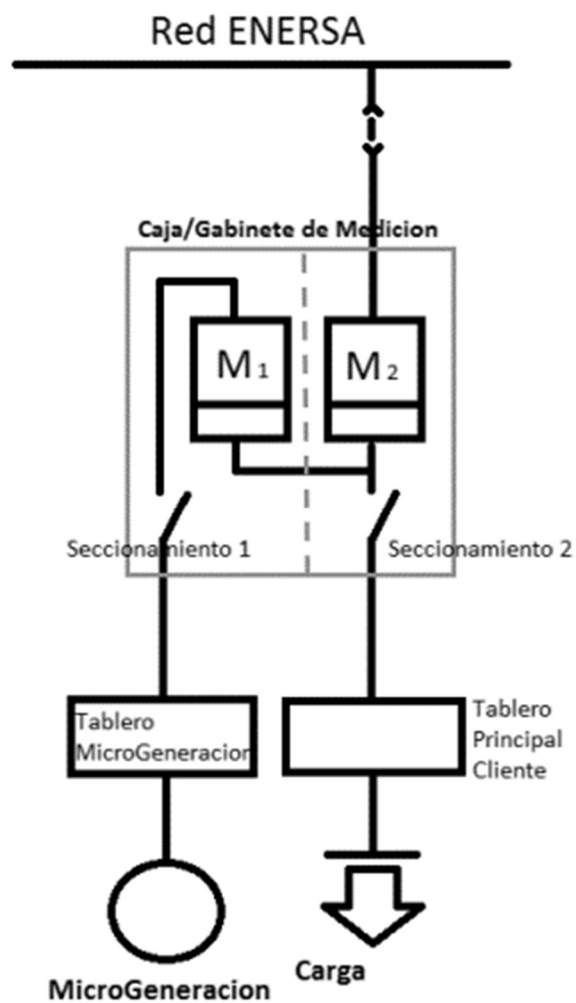
El proyecto estaba casi culminado para el verano 2024/2025, motivo por el cual los datos procesados pertenecen a años anteriores pero el aumento de la demanda se repite años tras años.



20. ANEXO E – Resolución N° 96 EPRE

ARTICULO 2°: Establecer que la presente Resolución es aplicable a todo usuario de energía eléctrica cuyo servicio es provisto por una Distribuidora en el ámbito de la Provincia de Entre Ríos con potencia contratada de hasta 2 MW.

Esquema unifilar de la medición:



M1: Medidor de la MicroGeneración.

M2: Medidor Comercial Bidireccional

Protecciones:

Tablero Principal del usuario:

El Usuario Generador, deberá instalar y mantener en condiciones operativas, luego de la medición y en el Tablero Principal, los dispositivos de protección y maniobra adecuados a la capacidad y/o características del suministro, conforme a los requisitos establecidos en la presente, la Resolución EPRE 158/08 o la Resolución EPRE 206/08 adecuada por la Resolución EPR E 37/17 según corresponda, la Reglamentación para la Ejecución de Instalaciones Eléctricas en Inmuebles de la AEA en su edición vigente y toda reglamentación que se ponga en vigencia, conforme a la evolución de los requisitos de seguridad eléctrica y a las nuevas prácticas tecnológicas.

Tablero de generación:

El tablero de la generación deberá ser colocado en proximidades del equipo inversor y alojará los diferentes interruptores de protección, los cuales serán operados y mantenidos por el Usuario Generador.

De acuerdo con la normativa aplicable, deberá contar como mínimo con los siguientes dispositivos:

- Interruptor termomagnético: El cable de suministro del generador fotovoltaico del lado de corriente alterna debe estar protegido contra sobrecargas y cortocircuitos.
- Interruptor diferencial: El cable de suministro de generación fotovoltaica del lado de corriente alterna debe tener un dispositivo de protección contra corrientes de fuga, para proporcionar las condiciones de seguridad eléctrica.
- Descargadores de sobretensiones transitorias: El responsable Técnico Instalador deberá evaluar el nivel cerámico de la zona y el nivel de protección de los equipos de la instalación.

Interruptor de la Generación o Interruptor de Interfaz:

Podrá estar incorporado en el inversor o ser externo al mismo, debiendo realizar la desconexión automática de la generación de acuerdo a las siguientes funciones de protección, según Norma UNE 50438, VDE 0126-1-1.

- Protección de máxima y mínima tensión: Sobre el interruptor de la generación actuarán las protecciones indicadas frente a valores de tensión entre fases, fase-

neutro o fase tierra del Usuario Generador, el que se desconectará de la red conforme a los siguientes valores, sobretensión mayor al 10% y subtenensión menor al -8%, cumpliendo con un tiempo de desconexión de 0,2s.

La variación de tensión producida por la entrada o salida de servicio de la instalación de la generación no debe superar el 5% en el lugar de conexión a la red, o punto de división de propiedad de la instalación.

- Protección de máxima y mínima frecuencia: Frente a valores anormales de la frecuencia, sobrefrecuencia superior a 51 Hz y subfrecuencia inferior a 49 Hz, la generación se desconectará de la red en un tiempo máximo de 0,2s.
- Protección por inyección de corriente continua en la red: Cuando se detecten valores de inyección de corriente continua mayores al 0,5% de la corriente nominal, deberá desconectar el inversor.
- Protección Anti-isla: La instalación de generación deberá contar con protección antiisla. Ante la ausencia de tensión desde la red de suministro de la Distribuidora, el equipo generador dejará de energizar la red en un tiempo máximo de 0,2 segundos.

La reconexión de la generación con la red de baja tensión deberá ser automática una vez restablecida la tensión de la red de la Distribuidora. Se considerará tensión restablecida cuando el sistema retorna a los rangos de tensión y frecuencia reglamentarios por un tiempo mínimo de 3 (tres) minutos, a partir del cual podrá efectuarse la reconexión.

- Puesta a tierra: La instalación de la generación deberá disponer de un sistema de puesta a tierra (PAT) que no altere las condiciones de PAT de la Distribuidora y asegure que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución. Los descargadores atmosféricos, el marco de los paneles fotovoltaicos y el inversor deberán compartir la misma instalación a tierra.